

Gestion et valorisation d'un stockage à air comprimé adiabatique intégré dans un réseau électrique

Thang DO-MINH^{1,2}, Asma MERDASSI^{1,2}, Benoît ROBYNS^{1,2}

¹Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP), Lille , France

²Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur (HEI), Lille , France

RESUME - Cet article propose une méthodologie de supervision temps réel permettant de maximiser les services rendus et de contribuer à la rentabilité d'un stockage CAES adiabatique. Un superviseur temps réel multi-objectifs basé sur la logique floue est développé pour maximiser le gain économique du stockage en prenant en compte l'action achat/vente et les services (obligatoires et supplémentaires) du stockage comme le réglage de fréquence, la gestion des congestions et la garantie de la production renouvelable. Le superviseur proposé est testé sur un réseau de test IEEE 14 nœuds. Les résultats de simulation montrent un gain économique du stockage significativement plus intéressant s'il participe aux services système et à des services supplémentaires nécessitant une gestion temps réel.

Mots-clés—Stockage CAES adiabatique, services système, réseau de transport, supervision énergétique.

1. INTRODUCTION

La technique du stockage de l'électricité sous forme d'air comprimé en caverne souterraine (CAES) apparaît à l'heure actuelle en France comme une des rares alternatives crédibles, dans la gamme des puissances de plusieurs centaines de MW, aux stations de pompage – turbinage installées en régions montagneuses, et pour lesquelles la plupart des sites disponibles sont déjà exploités. Cependant, cette technique nécessite des investissements importants et a l'inconvénient d'un rendement énergétique faible de moins de 50%.

L'objectif de cette étude intégrée dans le projet ANR SACRE (Stockage par Air Comprimé pour le Réseau Electrique) est d'analyser la valorisation économique et l'intérêt, donc les usages, pour le réseau électrique, de dispositifs de stockage de moyenne et forte puissance (15-30 MW et 100-300 MW) de type CAES (Compressed Air Energy Storage System) adiabatique [1,2]. La Figure 1 illustre le principe de ce type de stockage. Un étage de stockage thermique est ajouté afin de récupérer l'énergie thermique dégagée à la compression de l'air ; cette énergie étant réutilisée pour chauffer l'air à la détente. Le rendement visé est alors de 65% environ.

Les technologies de stockage existantes sont clairement à la limite de la rentabilité dans le système électrique actuel quand sont prises en compte les seules valorisations traditionnelles liées à l'offre et la demande. La maximisation des services rendus et de la rentabilité du système de stockage ne seront

obtenues qu'à travers la localisation et le dimensionnement optimal du système de stockage dans le réseau électrique et à travers sa gestion temporelle optimale [3,4]. Cette supervision se décline sur différente échelle de temps : long terme (la veille pour le lendemain), moyen terme (entre 1 h et 30 min à l'avance) et court terme (temps réel).

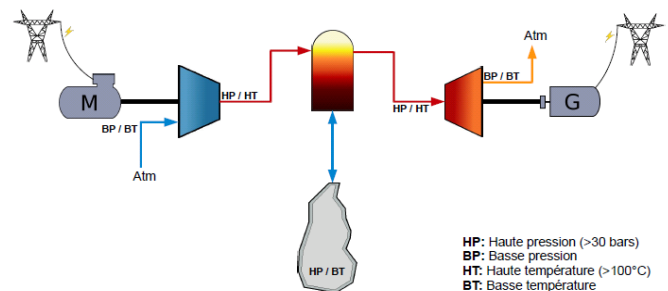


Fig.1 Stockage d'air comprimé adiabatique (Source : EDF)

Cette étude porte sur le développement d'une stratégie de supervision temps réel du stockage afin d'en maximiser les services rendus et la rentabilité, suivant un pré-dimensionnement et une pré-localisation. Une méthode de construction du superviseur basée sur la logique floue est mise en œuvre [5,6,7]. Le réseau de test 14 nœuds IEEE a été choisi à titre d'exemple pour illustrer l'application de la méthode. Trois variantes de superviseur sont comparées : un superviseur limité à la valorisation traditionnelle basée sur l'offre et la demande planifiée la veille pour le lendemain, le superviseur temps réel proposé basé sur la logique floue et une variante booléenne de ce superviseur. Les résultats de simulation montrent un gain économique du stockage significativement plus intéressant s'il participe aux services système nécessitant une gestion temps réel.

2. SERVICES FOURNIS PAR LE STOCKAGE

2.1. Planification du stockage

Une première valorisation du stockage sera réalisée à partir du marché de l'électricité sur la base du mécanisme d'achat/vente la veille pour le lendemain.

Afin d'assurer la valorisation économique du stockage, plusieurs services supplémentaires peuvent être proposés aux acteurs du système électrique. Dans le cadre de cette étude, seuls les services obligatoires et les services dont l'avantage

économique est important sont considérés : le service de réglage de fréquence, le service de gestion des congestions et le service de soutien à la production renouvelable.

2.2. Réglage de fréquence

Ce service est hiérarchisé en trois services : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire, mais seul les deux premiers sont obligatoires [8].

Dans le cadre du réglage primaire de fréquence, si la puissance de production est supérieure à 40 MW celui-ci devra pouvoir maintenir une réserve minimale en puissance de 2,5 % de la puissance installée. De plus, le service doit être maintenu au minimum pendant 15 min lorsque la variation de la fréquence est comprise entre 49,8 et 50,2 Hz et la libération totale de cette réserve doit se faire en moins de 30s. Ce réglage est réalisé au moyen d'une droite de statisme entre la puissance et la fréquence [8].

Concernant le réglage secondaire, ce service est obligatoire pour les installations ayant une puissance nominale supérieure à 120 MW et la réserve doit être au moins égale à 4,5 % de la puissance nominale. Son déploiement doit commencer dans les 30 s après l'incident et finir avant 7 minutes, et en cas de variation importante de la fréquence ce service doit être maintenu aussi longtemps que nécessaire.

2.3. Gestion des congestions

Le traitement des congestions consiste à soulager une ligne de transport chargée par le transit de puissance. Les dispositifs de stockage, en raison de leur réversibilité, sont des moyens intéressants pour la résolution des congestions.

Le traitement des congestions à long terme suppose que le GRT (Gestionnaire du Réseau de Transport) renforce le réseau en construisant des lignes électriques supplémentaires. Toutefois le coût de construction est très élevé et le délai peut atteindre plus de dix ans, dans ce contexte la mise en place d'un stockage par le GRT pourrait reporter les investissements coûteux et accélérer le renforcement du réseau [9,10].

2.4. Garantie de production renouvelable

Une forte insertion de production renouvelable peut faire apparaître des inversions rapides des flux de puissances dues au caractère aléatoire de la source primaire. Ce phénomène apparaît déjà au niveau des lignes d'interconnexion entre l'Allemagne et ses pays limitrophes, dû à la concentration importante d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne [11]. L'erreur de la prévision éolienne à l'échelle d'une région varie entre 3% pour une prévision à une heure et 7 % à l'échéance de 72h ce qui est tout à fait satisfaisant pour la maîtrise de l'équilibre offre-demande. Par contre, il est d'environ 15 % pour un parc éolien avec une disparité importante en fonction de la topographie locale [11].

Actuellement, les réserves supplémentaires nécessaires pour pallier ces incertitudes sont prises en charge par les groupes classiques. Mais à terme du fait de l'installation croissante de sources difficilement prévisibles, le gestionnaire de centrales renouvelables aléatoires devra respecter un profil de puissance produite sur une journée définie la veille, comme les centrales classiques. Le stockage pourrait alors fournir à ce producteur un service de garantie de la production, dont le

principe est que le stockage doit garantir la production de la puissance manquante et stocker la puissance produite en excès par rapport aux prévisions. Les producteurs renouvelables peuvent alors éviter les pénalités moyennant une rétribution financière au propriétaire du système de stockage qui restera inférieur au coût des pénalités.

3. STRATEGIE DE SUPERVISION

3.1. Méthodologie

L'intégration des sources décentralisées et des charges dans les futurs réseaux intelligents nécessite le développement de la valorisation du stockage de l'énergie par une mutualisation de services, et une supervision multi objectifs adaptées à l'intégration de systèmes multi-sources et multi-charges. Un défi pour le développement de ces stratégies de supervision est le comportement aléatoire des systèmes concernés dont les horizons temporels peuvent être très courts (solicitations dynamiques) ou très longs (caractère saisonnier des sources renouvelables). Les méthodes d'optimisation classiques (ou explicites) sont difficiles à mettre en œuvre en temps réel, et ne sont pas aisément exploitables lorsque l'horizon temporel d'étude doit s'étendre sur une année et lorsqu'il faut considérer des systèmes dont l'état dépend du temps, tel que le stockage.

Les méthodes implicites avec des outils d'intelligences artificielles comme la logique floue sont par contre bien adaptées à la gestion de systèmes "complexes" dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles, donc mal connus (vent, ensoleillement, état du réseau, consommation,...). Une méthodologie de construction de superviseurs basé sur la logique floue pour la gestion de systèmes hybrides de production d'énergie est proposée dans [5,6,7]. Cette méthodologie ne nécessite pas de modèles mathématiques, car elle est basée sur l'expertise du système représentée par des règles floues. Les entrées peuvent être aléatoires et la supervision peut viser plusieurs objectifs simultanément. Les transitions sont progressives entre les modes de fonctionnement, car elles sont déterminées par des variables floues. Enfin, cette méthodologie permet une gestion du stockage par convergence vers un niveau de charge et la maîtrise de la complexité en vue du traitement temps réel.

La construction du superviseur flou est développée en se basant sur la méthodologie présentée dans [5,6,7], et est organisée en 8 étapes :

- 1) Détermination du cahier des charges du système; les objectifs, contraintes et moyens d'action sont identifiés.
- 2) Structure du superviseur; les entrées et les sorties nécessaires du superviseur sont déterminées.
- 3) Détermination des «graphes fonctionnels»; une représentation graphique des modes de marche est proposée. Cette représentation est basée sur la connaissance du système.
- 4) Détermination des fonctions d'appartenance du superviseur flou.

- 5) Détermination des «graphes opérationnels»; une représentation graphique des modes de fonctionnement flous est proposée.
- 6) Extraction des règles floues, caractéristiques du superviseur flou, des «graphes opérationnels».
- 7) Détermination d'indicateurs permettant d'évaluer l'atteinte des objectifs.
- 8) Optimisation de paramètres du superviseur par exemple au moyen de plans d'expérience et d'algorithme génétique, par exemple.

obligatoire de ce service. C'est pourquoi il agit directement sur la consigne en sortie du superviseur flou pour générer la consigne finale $P_{consigne}$.

A la figure 2, K_1 , K_2 , K_3 et K_4 sont des coefficients d'adaptation en per unit des variables d'entrée et de sortie.

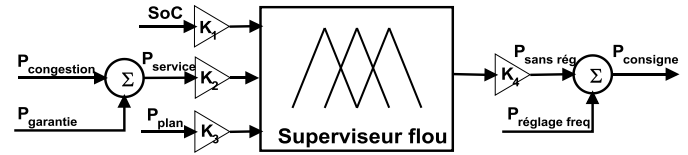


Fig.2 Entrées et sortie du superviseur temps réel

3.2. Objectifs, contraintes, moyen d'action

La structure du superviseur sera organisée de manière à réaliser les trois principaux objectifs définis dans le Tableau 1. Les contraintes de la supervision sont également présentées.

Le superviseur long terme est supposé avoir défini la veille pour le lendemain une consigne de puissance pour le stockage prenant en compte le marché de l'électricité et la planification du réseau. Les objectifs du superviseur flou multi-objectifs peuvent être divisés en trois groupes: les objectifs économiques, les services obligatoires et les services supplémentaires.

Tableau 1. Objectifs, contraintes et moyen d'action

Objectifs	Contraintes	Moyen d'action
<ul style="list-style-type: none"> - Maximiser le gain économique en respectant la courbe de planification - Assurer le réglage primaire de fréquence - Fournir les services supplémentaires au système - Assurer la disponibilité du stockage 	<ul style="list-style-type: none"> - Limites du stockage - Capacité de transit de la ligne - Variation de la puissance éolienne 	<ul style="list-style-type: none"> - Consigne de puissance du stockage

3.3. Structure du superviseur

A chaque objectif correspondra une entrée du superviseur. La structure du superviseur est présentée à la figure 2. Quatre entrées sont identifiées :

- Afin d'assurer la disponibilité du stockage pour le réglage de fréquence et les autres services, l'état de charge du stockage doit être considérée comme une entrée (SoC).
- La deuxième entrée est la consigne des services non obligatoires ou supplémentaires $P_{service}$ qui est la somme du service de gestion de congestion $P_{congestion}$ [9,10] et du service de garantie de la production renouvelable $P_{garantie}$.
- La troisième entrée du superviseur sera la puissance planifiée du stockage P_{plan} . La planification du stockage est faite un jour avant le jour considéré en se basant sur la courbe de prix et les besoins du réseau.
- Le réglage de fréquence nécessite une action directe sur le stockage du fait de la dynamique et du caractère

3.4. Détermination des graphes fonctionnels

Les modes de marche sont représentés graphiquement dans la figure 3 par des rectangles aux bords arrondis et les états du système par les transitions entre ces modes.

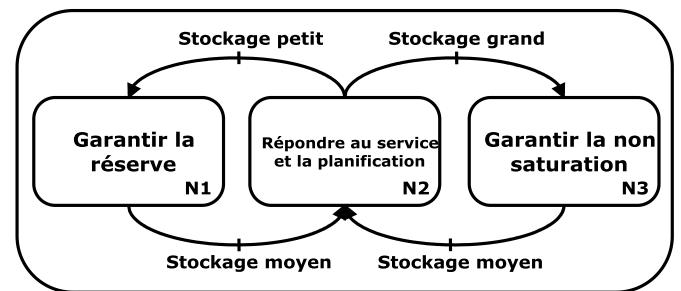


Fig.3 Graphe fonctionnel du superviseur à base de logique floue

En se basant sur le niveau du stockage, le fonctionnement du système de stockage peut être divisé en trois modes de marche. Les transitions d'un mode à un autre sont définies par l'état du système de stockage. Une consigne de puissance négative correspond à une charge du stockage, et inversement, une consigne positive correspond à une décharge du stockage.

N1 (figure 4) : si le niveau du système de stockage est bas, le stockage ne peut plus décharger afin de préserver une quantité d'énergie nécessaire pour le réglage de fréquence. S'il est demandé au stockage de se charger, il va fonctionner de manière à favoriser la charge.

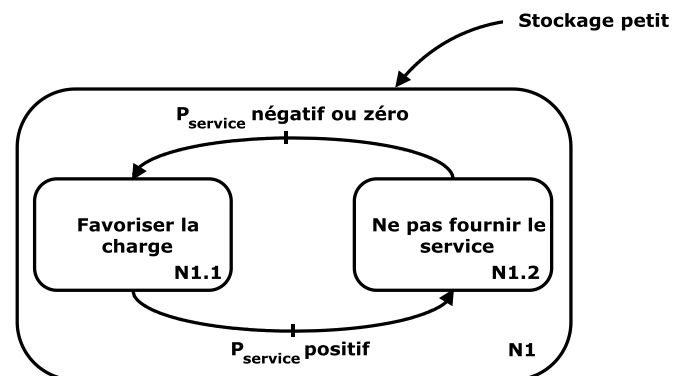


Fig.4 Graphe fonctionnel du mode N1

N2 (figure 5) : si le niveau du système de stockage est moyen, il peut suivre la consigne des services supplémentaires. Si aucune consigne n'est donnée, le stockage va respecter la courbe de planification pour maximiser le gain économique.

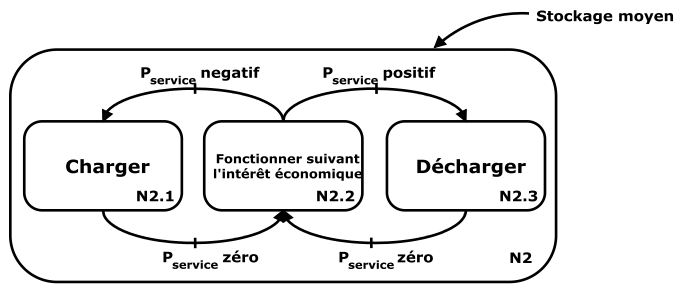


Fig.5 Graphe fonctionnel du mode N2

N3 (figure 6) : si le niveau du système de stockage est élevé, le stockage ne peut pas se charger pour éviter la saturation. S'il lui est demandé de se décharger, il va fonctionner de manière à favoriser la décharge.

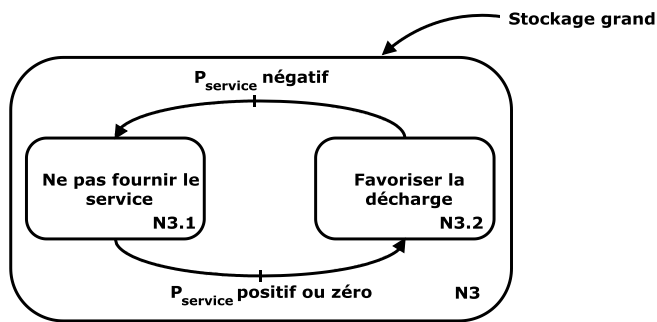


Fig.6 Graphe fonctionnel du mode N3

Pour les modes N1.2 et N3.1, une loi floue peut être établie directement pour chaque bloc. Ils sont indépendants de la dernière entrée : la courbe de planification. Pour le reste, les graphes fonctionnels plus détaillés doivent être présentés.

N1.1 (figure 7) : le stockage est bas et la puissance demandée par les services est négative ou zéro. Pour favoriser la charge du stockage, le superviseur donne une consigne de charger au maximum le stockage quand la puissance planifiée est inférieure ou égale à zéro. D'une autre manière, quand la puissance planifiée est supérieure à zéro, la consigne cherche à satisfaire la puissance demandée par les services.

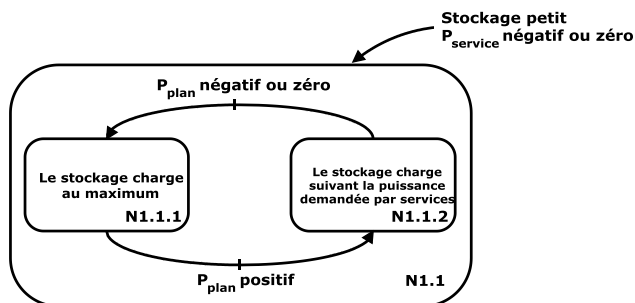


Fig.7 Graphe fonctionnel du mode N1.1

N2.1 (figure 8) : le stockage est moyen et la puissance demandée par les services est négative. Dans ce mode, le superviseur donne la consigne de charger au maximum le

stockage quand la puissance planifiée est négative. Si nécessaire, il donne une consigne pour satisfaire la demande des services.

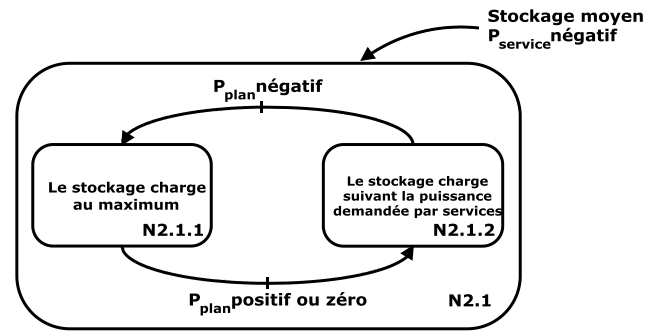


Fig.8 Graphe fonctionnel du mode N2.1

N2.2 (figure 9) : le stockage est moyen et la puissance demandée par les services est zéro. Dans ce mode, le superviseur donne une consigne suivant l'intérêt économique, déterminée par la planification : si la puissance de planification est négative, le stockage se charge au maximum, si la puissance de planification est positive, le stockage se décharge au maximum, autrement, si la puissance de planification est zéro, le stockage sera mis en mode attente.

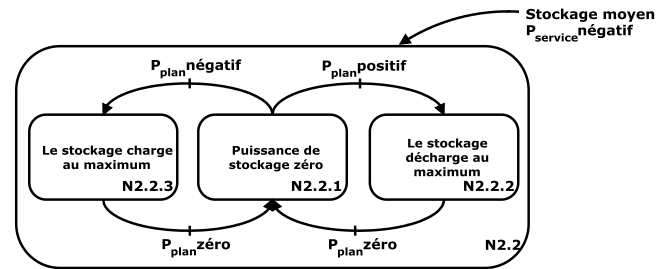


Fig.9 Graphe fonctionnel du mode N2.2

N2.3 (figure 10) : le stockage est moyen et la puissance demandée par les services est positive. Dans ce mode, le superviseur donne une consigne pour charger au maximum le stockage quand la puissance planifiée est inférieure à zéro. Si nécessaire, il donne une consigne pour satisfaire la demande des services.

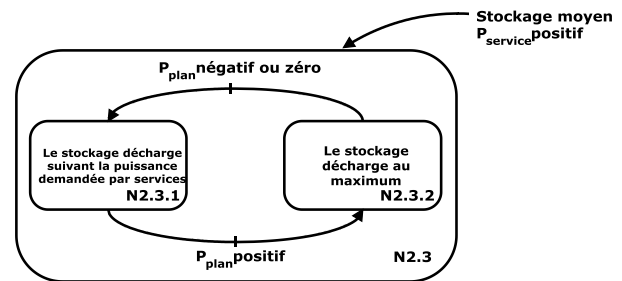


Fig.10 Graphe fonctionnel du mode N2.3

N3.2 (figure 11) : le stockage est haut et la puissance demandée par les services est positive ou zéro. Pour favoriser la décharge du stockage, le superviseur donne une consigne de décharger au maximum le stockage quand la puissance

planifiée est supérieure ou égale à zéro. D'une autre manière, quand la puissance planifiée est inférieure à zéro, la consigne cherche à satisfaire la puissance demandée par les services.

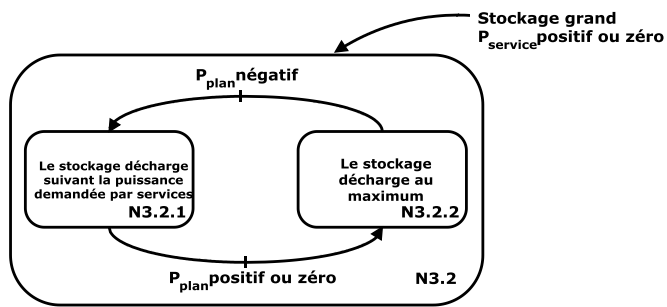


Fig.11 Graphe fonctionnel du mode N3.2

L'ensemble de tous les modes de marche est présenté dans le graphe fonctionnel à la figure 12.

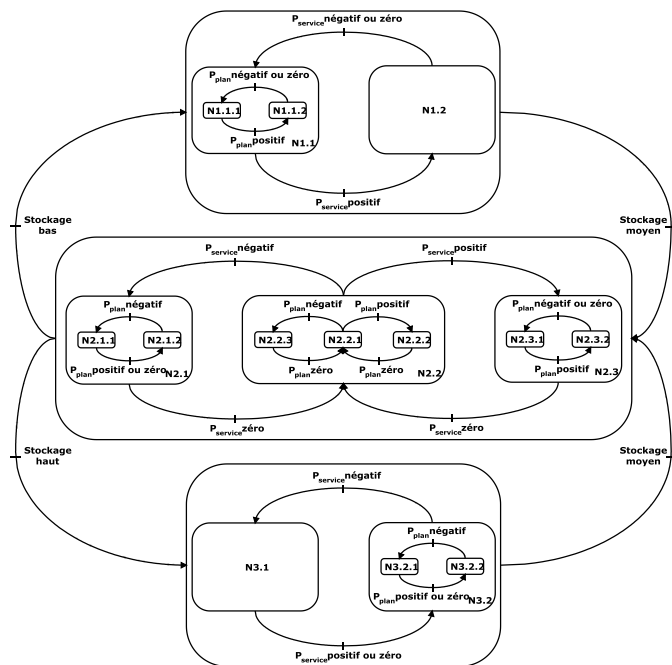


Fig.12 Graphe fonctionnel avec tous les modes de marche

3.5. Détermination des fonctions d'appartenance

Les fonctions d'appartenance des grandeurs d'entrée déterminent les transitions entre les différents modes de marche et la valeur de la consigne.

Les fonctions d'appartenance liées aux niveaux de stockage sont constituées de trois niveaux (figure 13) en cohérence avec les trois modes de marche (N1, N2, N3) de la représentation graphique précédente.

- Les ensembles « P » et « G », respectivement pour «Petit» et «Grand», assurent la réserve d'énergie nécessaire pour la contribution de la centrale au réglage de la fréquence.
- L'ensemble « M », pour «Moyen» assure les autres objectifs.

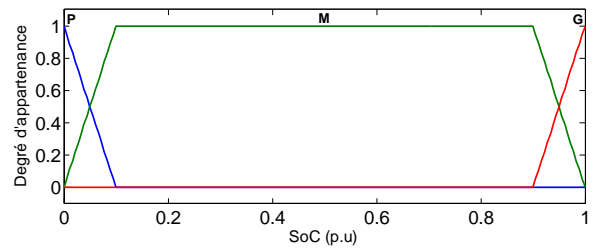


Fig.13 Fonctions d'appartenance liées aux niveaux de stockage

Les fonctions d'appartenance liées à la puissance demandée par les services sont constituées de trois niveaux (figure 14):

- L'ensemble « Z », pour «Zéro», de forme triangulaire représente le mode où le stockage n'est pas sollicité pour fournir les services supplémentaires.
- Les ensembles « NG » et « PG », respectivement pour «Négatif Grand» et «Positif Grand», représentent la puissance demandée par les services supplémentaires. Une demande «Négatif» signifie que le stockage doit charger ou réduire sa puissance de décharge et vice versa.

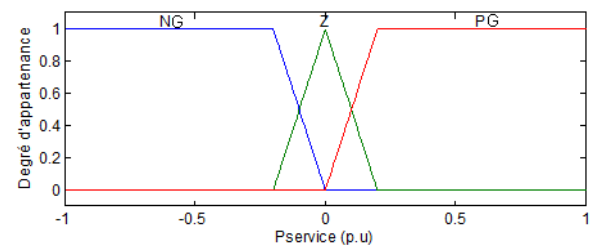


Fig.14 Fonctions d'appartenance liées aux niveaux de stockage

Les fonctions d'appartenance liées à la puissance de planification du stockage sont aussi constituées de trois niveaux (figure 15):

- L'ensemble « Z », pour «Zéro», de forme triangulaire représente le mode «en attente» du stockage. Dans ce mode, le tarif de vente/achat n'est pas favorable pour la charge ou la décharge.
- Les ensembles « NG » et « PG », respectivement pour «Négatif Grand» et «Positif Grand».

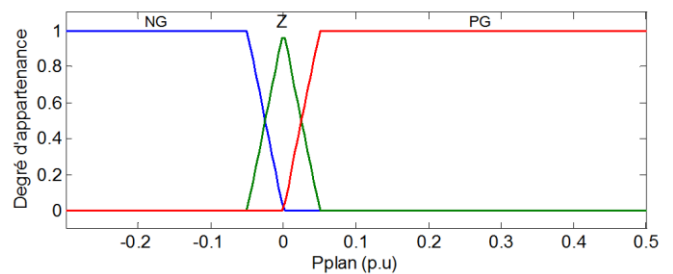


Fig.15 Fonctions d'appartenance liées à la puissance de planification du stockage

Pour les fonctions d'appartenance liées à la sortie (figure 16), la puissance de consigne, cinq ensembles sont considérés pour réaliser un compromis entre la précision de la puissance générée et la complexité du superviseur. Les ensembles sont dénommés « NG » («Négatif Grand»), « NM » («Négatif

Moyen», « Z », « PM » («Positif Moyen») et « PG » («Positif Grand»).

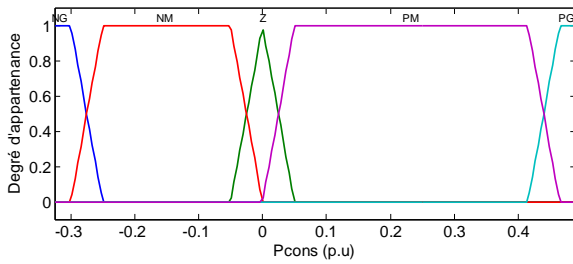


Fig.16 Fonctions d'appartenance liées à la puissance de consigne

Il existe une dissymétrie dans les fonctions d'appartenance liées à la puissance de consigne. Elle est due au fait que les puissances maximales de charge et de décharge ne sont pas identiques.

3.6. Détermination des « graphes opérationnels »

Le nombre de lois floues associées à chaque variable de sortie se détermine en multipliant entre eux les nombres d'ensemble flou de chaque variable d'entrée soit $3 \times 3 \times 3 = 27$. Traditionnellement, ces lois sont déterminées à l'aide de tables. La table associée à chaque variable de sortie sera donc à trois dimensions. La méthodologie proposée avec la représentation graphique associée présente un double avantage : faciliter l'écriture des lois en évitant l'utilisation des tables et n'extraire que les lois les plus pertinentes pour le fonctionnement global du système. Pour déterminer les lois floues, il est nécessaire de traduire les «graphes fonctionnels» en «graphes opérationnels» dans lesquels interviennent les fonctions d'appartenance définies précédemment. Les transitions entre les modes opérationnels seront décrites par les fonctions d'appartenance des grandeurs d'entrées. La figure 17 représente l'ensemble des graphes opérationnels.

3.7. Extraction des lois floues

Les lois floues sont directement extraites du graphe opérationnel de la figure 17. Elles sont renseignées dans le tableau 2. Grâce à la méthodologie mise en oeuvre, seules 13 lois floues sont considérées à la place des 27 lois possibles.

3.8. Indicateurs

Afin d'évaluer l'atteinte des objectifs visés dans le tableau 1, il faut définir des indicateurs adaptés. Les objectifs relatifs à la planification de la puissance du stockage et aux services obligatoires et complémentaires doivent fournir un gain financier; les indicateurs correspondant se mesureront donc en Euro. L'objectif portant sur la disponibilité du stockage aura comme indicateur correspondant le niveau du stockage (SOC pour State of Charge).

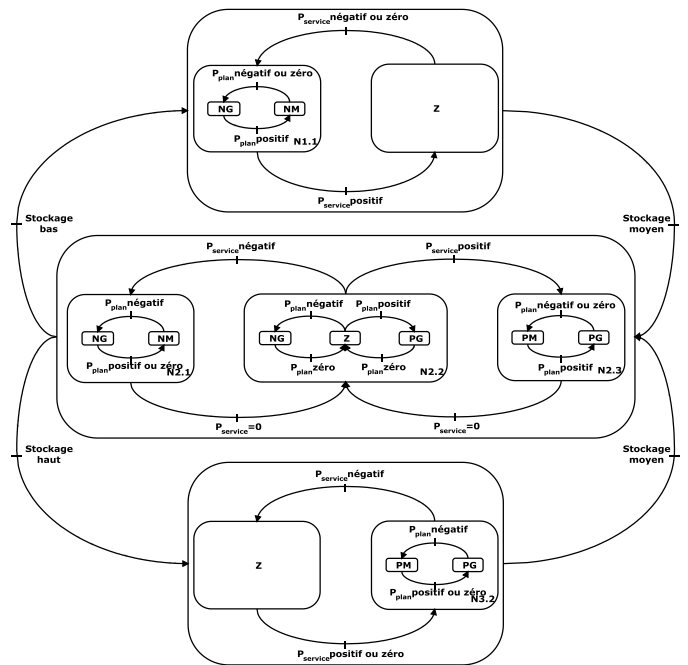


Fig.17 Graphe opérationnel

Tableau 2. Lois floues du superviseur

SoC	$P_{service}$	P_{plan}	$P_{consigne}$
P	PG	PG, NG ou Z	Z
P	NG ou Z	Pos	NM
P	NG ou Z	NG ou Z	NG
M	Z	NG	NG
M	Z	Z	Z
M	Z	PG	PG
M	NG	NG	NG
M	NG	PG ou Z	NM
M	PG	PG	PG
M	PG	NG ou Z	PM
G	PG ou Z	NG	PM
G	PG ou Z	PG ou Z	PG
G	NG	PG, NG ou Z	Z

4. VALEUR ECONOMIQUE DES SERVICES

L'intérêt économique du stockage peut être obtenu à partir de trois sources principales :

- L'action achat/vente : acheter l'électricité quand le prix est moins cher et revendre à un prix plus intéressant.
- Fournir le service obligatoire au système (réglage de fréquence)
- Fournir les services supplémentaires au gestionnaire du réseau (gestion de la congestion) et aux producteurs renouvelables (garantir la production)

Les détails de la tarification de ces services sont présentés dans cette section.

4.1. L'action achat/vente

La facturation de l'achat et de la vente est basée sur la courbe de prix de l'électricité. Lorsque le stockage se charge, le gestionnaire achète d'électricité, et la vente d'électricité du stockage correspond à la phase de décharge. Dans cette étude, une courbe de prix sera choisie avec un creux pendant la nuit et deux pics de consommation, un le matin et un le soir.

Le prix de l'électricité considéré dans cette étude à titre d'exemple est illustré à la figure 18. Il est de 15€/MWh en heures creuses, de 40€/MWh en heures pleines et de 30€/MWh pour le reste du temps.

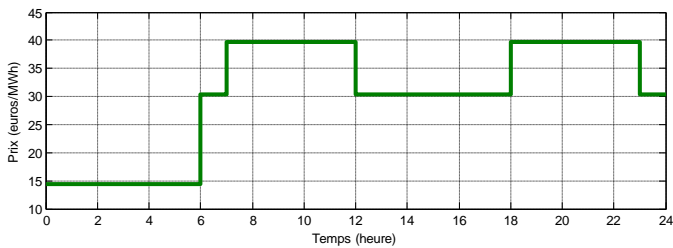


Fig.18 Courbe de prix de l'électricité dans la journée

4.2. Facturation du réglage de fréquence

Selon [12], la rémunération pour le réglage primaire de fréquence est de 8,04€/MW par pas de demi-heure. La rémunération pour le réglage secondaire de fréquence est composée de deux termes. Le premier correspond au maintien de la réserve et est égal à 8,04 €/MW par pas de demi-heure. Le second correspond à l'utilisation de la réserve et est égal à 9,30 €/MWh.

4.3. Facturation des services supplémentaires

Les services supplémentaires seront facturés selon le contrat signé entre les parties. Dans cette étude, un tarif de 25€/MWh est choisi. Approximativement, c'est l'écart entre le prix élevé (~40€/MWh) et le prix faible (~15€/MWh). Ce tarif est le montant que le fournisseur du stockage peut recevoir en plus (hors du coût d'achat/vente) pour chaque MWh qu'il fournit en plus ou ne fournit pas par rapport à la courbe de production-stockage planifiée. Comme le stockage essaie de suivre la demande des services, il doit être payé au moins le même montant que le gain réalisé lors d'une opération achat/vente normale (40-15=25€/MWh) entre heures creuse et heures pleines.

5. APPLICATION

5.1. Réseau de test

Le réseau de test IEEE-14 nœuds [13] se compose de deux niveaux différents de tension (33kV et 132kV). La structure du réseau est présentée à la figure 19.

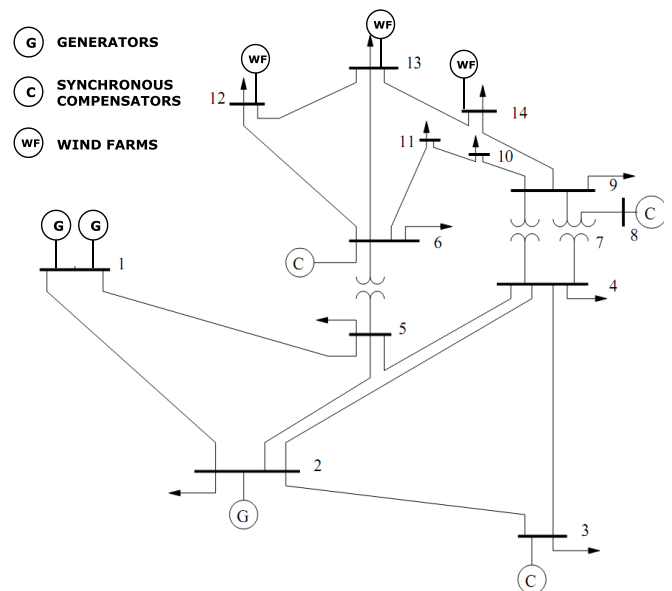


Fig.19 Réseau IEEE-14 nœuds

Le réseau se compose de 11 charges ayant une consommation totale de 259 MW et de 73,5 MVar. Le générateur au nœud 1 (132kV) est séparé en deux pour assurer la sécurité N-1 du système. La puissance de chacun des générateurs est de 160 MW. Le générateur au nœud 2 a une puissance de 60 MW. Trois compensateurs synchrones sont respectivement raccordés aux nœuds 3, 6 et 8. Trois fermes éoliennes sont ajoutées aux nœuds 12, 13 et 14 en 33kV avec respectivement une puissance installée de 20, 50 et 70 MW [14].

Le stockage par air comprimé est installé au nœud 6. Il a la puissance maximale en décharge de 50 MW et la puissance maximale en charge de 30 MW. Sa capacité de stockage est de 500 MWh. Les rendements en charge et en décharge sont estimés à 80% donnant un rendement global du cycle charge-décharge de 64%. Le temps de décharge complet du stockage est de 10h. La cavité stockant l'air est supposée d'un volume de 160 000 m³ avec une pression maximale de 30 bar et une pression minimale de 20 bar. Le débit maximal de l'air en charge est de 50 kg/s et en décharge de 120 kg/s.

La figure 20 présente la courbe de charge pour une journée en per unit (p.u) [15]. Les profils des charges sont inspirés d'une variation journalière typique. Le creux de la nuit et deux pics de consommation, un le matin et un le soir, sont clairement visibles.

Un même profil du vent est considéré pour l'ensemble des fermes éoliennes (figure 21). Ce profil de vent est très variable imposant des variations importantes de la production des fermes éoliennes. Une congestion de ligne se produit à 18h.

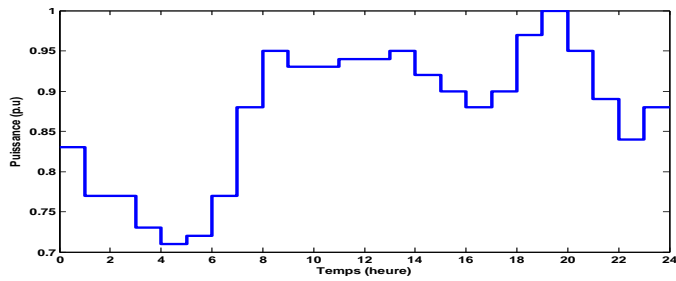


Fig.20 La courbe de consommation journalière de la charge

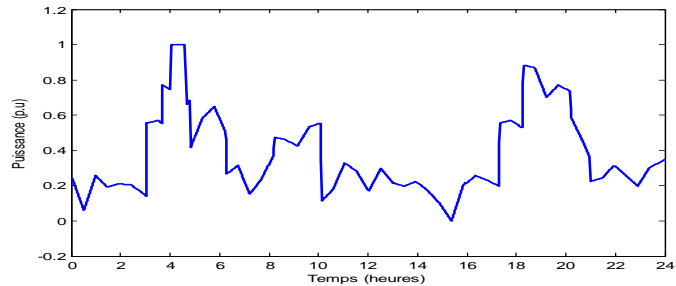


Fig.21 Le profil typique de la puissance éolienne dans une journée.

5.2. Intérêt de la contribution du stockage aux services système

Dans cet exemple, nous allons comparer le gain économique obtenu quand le stockage fonctionne suivant la planification uniquement avec celui obtenue en fonctionnant suivant la consigne du superviseur temps réel, intégrant la planification.

La figure 22 présente la courbe de puissance du stockage planifiée la veille pour le lendemain en traits discontinus, et celle obtenue avec le superviseur flou en trait continu. Nous pouvons constater que sans la participation aux services système, la marge de réserve du stockage pour le réglage de fréquence n'est pas nécessaire, le stockage peut se décharger à sa puissance maximale. La courbe de puissance du stockage avec la consigne du superviseur flou est plus fluctuante.

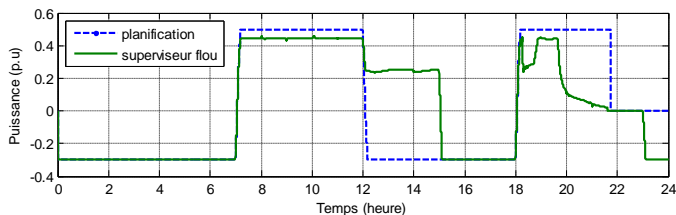


Fig.22 Courbe de puissance du stockage planifiée et obtenue avec le superviseur temps réel

La figure 23 illustre le niveau d'énergie dans le stockage sans et avec l'étage de supervision temps réel. Avec le superviseur flou, le stockage se décharge plus que lorsque la planification est uniquement considérée, car il doit participer également aux services système (dans notre cas le service de garantie de production renouvelable est le plus demandé, celui-ci demande au stockage de décharger). À la fin de la journée, quand le stockage est presque vide et que le prix de l'électricité n'est pas trop élevé, le superviseur flou donne la consigne au

stockage de charger. Pour cette raison, l'état de charge du stockage à la fin de la journée du scénario avec le superviseur flou est plus élevé par rapport à ce qui est obtenu avec la planification seul. Cette différence est égale à 0,0536 p.u, ce qui correspond à une quantité d'énergie de 26,8 MWh. Le bilan d'énergie du stockage dans les deux scénarios est présenté dans le tableau 3.

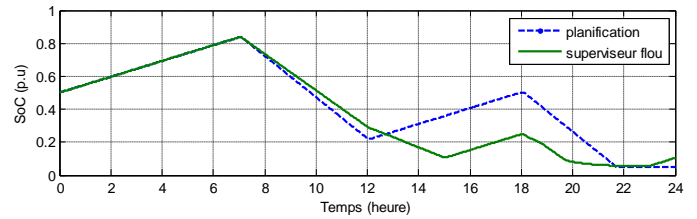


Fig.23 Bilan énergétique du stockage obtenu avec la puissance planifiée uniquement et obtenue avec le superviseur temps réel

Tableau 3. Bilan énergétique du stockage obtenu avec la puissance planifiée uniquement et obtenue avec le superviseur temps réel

	Planification uniquement	Planification et superviseur temps réel flou
SOC initial	250 MWh	250 MWh
Charge	310,1 MWh	262 MWh
Décharge	535,1 MWh	460,2 MWh
SOC en fin de journée	25 MWh	51,8 MWh

La figure 24 illustre l'évolution du gain financier avec la puissance planifiée uniquement et obtenue avec le superviseur temps réel. Le tableau 4 présente les gains financiers obtenus sur 24h par service.

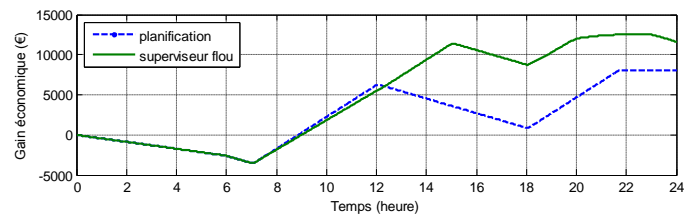


Fig.24 Evolution du gain financier avec la puissance planifiée uniquement et obtenue avec le superviseur temps réel

Tableau 4. Gain financier obtenu avec la puissance planifiée uniquement et obtenue avec le superviseur temps réel

	Planification uniquement	Planification et superviseur temps réel flou
Achat/vente planifiée	8080 €	6840 €
Réglage de fréquence	-	860 €
Services supplémentaires	-	4000 €
Gain total	8080 €	11 700 €

Le gain économique du stockage dans la journée est plus grand s'il fonctionne suivant la consigne du superviseur temps réel. Avec le superviseur flou, le gestionnaire du stockage peut gagner jusqu'à 11700 euros à la fin de la journée au lieu de

8080 euros avec la planification, soit 44,8 % de gain supplémentaire.

Le gain économique de l'opération achat/vente est de 6840 euros avec le superviseur flou, plus faible que les 8080 euros dans le scénario où le stockage fonctionne suivant la planification seule. En revanche, le niveau d'énergie du stockage à la fin de la journée est 26,8 MWh plus élevé.

Bien qu'étant un service obligatoire du stockage, la contribution du réglage de fréquence au gain économique total n'est pas élevée : seulement environ 860 euros sur la totalité de 11700 euros.

Le gain économique rendu par les services supplémentaires prend un rôle important dans la totalité : 4000 euros. C'est l'ensemble des rémunérations que le gestionnaire du stockage peut recevoir pour la garantie de production renouvelable et la gestion de congestion.

Il faut noter que dans cet exemple, ce ne sont pas les valeurs absolues des gains recensés qui sont importants, mais leurs valeurs comparées entre les deux cas considérés qui mettent en évidence la nécessité de valoriser le stockage à travers plusieurs services.

5.3. Intérêt du superviseur flou par rapport à un superviseur booléen

Dans cette partie, le superviseur flou sera comparé avec un superviseur booléen. Ce superviseur booléen suit les mêmes règles que le superviseur flou mais toutes les transitions entre les états des variables d'entrée et de sortie sont booléennes comme illustré à la figure 25.

Les courbes de puissance du stockage dans le scénario avec le superviseur booléen et dans le scénario avec le superviseur flou sont présentées dans la Figure 26. Nous pouvons constater une différence entre les 2 courbes sur l'intervalle entre 18h et 24h.

À 18h, il y a une congestion dans une ligne. Le gestionnaire du réseau demande au stockage de réduire sa production pour supprimer la congestion. Avec le superviseur flou, la courbe de la puissance du stockage est plus lisse. Cependant, avec le superviseur booléen, cette courbe est très fluctuante. Cela peut être expliqué par le fait qu'avec le superviseur flou, il y a une zone de transition entre 2 états. La Figure 27 montre un zoom de la courbe de puissance du stockage entre 18h et 19h.

À 20h, l'état de charge du stockage est faible, l'énergie stockée dans le stockage est inférieure à 0,1 p.u (figure 28). Avec le superviseur flou, le stockage réduit sa puissance de sortie afin de ralentir la décharge et conserver de l'énergie. Cette action peut être constatée également dans la Figure 28. La décharge du stockage avec le superviseur booléen est alors plus profonde que celle obtenue avec le superviseur flou. Le bilan d'énergie du stockage dans les deux scénarios est présenté dans le Tableau 5.

Du point de vue des indicateurs économiques, il n'y a pas de différence significative entre les deux variantes de superviseur temps réel.

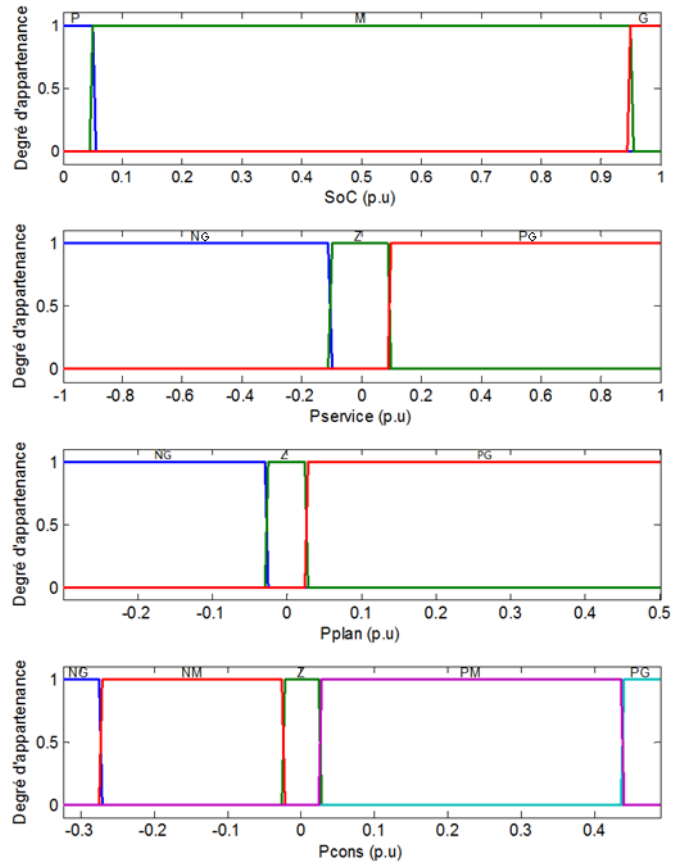


Fig.25 Fonctions d'appartenance du superviseur booléen

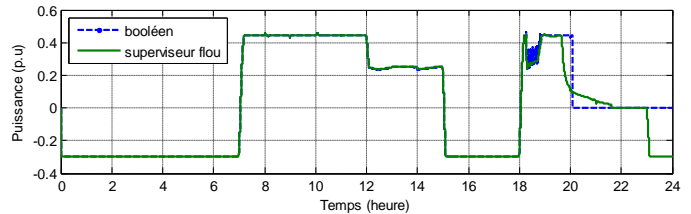


Fig.26 Courbe de puissance du stockage dans le scénario de superviseur booléen et de superviseur flou

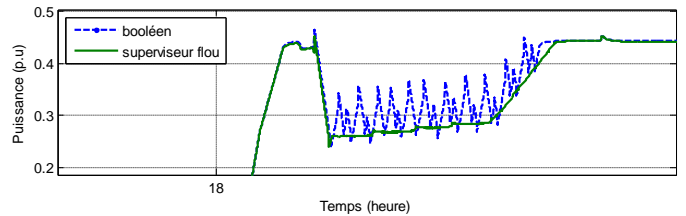


Fig.27 Zoom sur la puissance du stockage à 18h

Ce dernier cas illustre l'impact des paramètres des fonctions d'appartenance déterminée dans un premier temps d'une manière empirique. Ces paramètres peuvent encore être optimisés afin d'être certain de maximiser les gains.

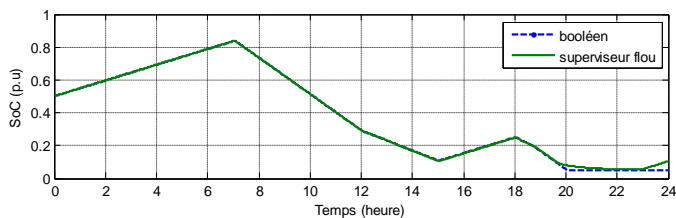


Fig.28 L'état de charge du stockage dans le scénario de superviseur booléen et de superviseur flou

Tableau 5. Bilan d'énergie du stockage dans le scénario de superviseur booléen et de superviseur flou

	Planification et superviseur temps réel booléen	Planification et superviseur temps réel flou
SOC initial	250 MWh	250 MWh
Charge	239,5 MWh	262 MWh
Décharge	464,5 MWh	460,2 MWh
SOC en fin de journée	25 MWh	51,8 MWh

6. CONCLUSIONS

Cet article propose une méthodologie de supervision temps réel permettant de maximiser les services rendus et de contribuer à la rentabilité d'un stockage CAES adiabatique. Un superviseur temps réel multi-objectifs basé sur la logique floue a été développé pour maximiser le gain économique du stockage en prenant en compte l'action achat/vente et les services (obligatoires et supplémentaires) du stockage comme le réglage de fréquence, la gestion des congestions et la garantie de la production renouvelable.

Le superviseur proposé a été testé sur un réseau de test IEEE 14 nœuds sur une durée d'une journée. Les résultats de simulation ont montré un gain économique du stockage significativement plus intéressant s'il participe aux services système et à des services supplémentaires, nécessitant une gestion temps réel.

La méthodologie proposée aide à la conception du superviseur et à limiter sa complexité. Elle peut évidemment être appliquée à d'autres technologies de stockage. La modularité de la méthode permet d'intégrer assez aisément d'autres objectifs et contraintes (autres services, maîtrise du vieillissement,...).

Enfin, la logique floue, qui est une méthode déterministe et non stochastique, présente en général une bonne robustesse vis-à-vis des incertitudes, en particulier aux incertitudes de prévision des énergies renouvelables. Le superviseur construit

suivant la méthode proposée à la capacité d'adapter sa réponse face à ce type d'aléa.

7. REMERCIEMENTS

Cette étude a bénéficié d'un financement de l'ANR à travers le projet SACRE dont les partenaires sont EDF, Géostock, les Laboratoires LMS, PROMES et L2EP.

8. REFERENCES

- [1] B. Calaminus, « Innovative Adiabatic Compressed Air Energy Storage System of EnBW in Lower Saxony », Électrotechnique 2nd International Renewable Energy Storage conference (IRES II), Bonn, Germany, 2007.
- [2] C. Jakiel, S. Zunft, A. Nowi, « Adiabatic compressed air energy storage plants for efficient peak load power supply from wind energy: the European project AA-CAES », *International Journal of Energy Technology and Policy*, vol. 11, pp. 296-306, 6 August 2007.
- [3] A.Vergnol and B.Robyns, « Localization of storage by identification of weakness of power systems », Leganés, Madrid, Spain, November 17, 2011.
- [4] B.Robyns, A.Davigny, and C.Saudemont, « Energy management of storage systems based power sources and loads », *Electromotion Journal*, vol. 20, pp. 25-35, 2013.
- [5] J. Sprooten, V. Courtecuisse, B. Robyns, and J. Deuse, « Méthodologie de développement de superviseurs à logique floue de centrales multisources à base d'énergie renouvelable », *European Journal of Electrical Engineering*, vol. 12, no. 5, pp. 553-583, Juin 2009.
- [6] V.Courtecuisse et al., « Methodology to build fuzzy logic based supervision of hybrid renewable energy systems », *Mathematics and Computers in Simulation*, Elsevier, vol. 81, pp. 208-224, Octobre 2010.
- [7] B.Robyns, A.Davigny, and C.Saudemont, « Methodologies for supervision of hybrid energy sources based on storage systems – A survey », *Mathematics and Computers in Simulation*, Elsevier, vol. 91, pp. 52-71, May 2013.
- [8] B.Robyns, A.Davigny, B. François, A. Henneon, J. Sprooten, « Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables », Hermès Sciences Publications-Lavoisier, 2012.
- [9] A.Vergnol, J.Sprooten, B.Robyns, V.Rious, and J.Deuse, « Gestion des congestions dans un réseau intégrant de l'énergie éolienne », *Revue 3EI: Enseigner l'Electrotechnique et l'Electronique Industrielle*, no. 59, pp. 63-72, Dec. 2009.
- [10] A.Vergnol, J.Sprooten, B.Robyns, V.Rious, and J.Deuse, « Line Overload Alleviation through Corrective Control in Presence of Wind Energy », *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol. 81, pp. 1583-1591, July 2011.
- [11] T. Ackermann, « Wind power in power systems », Wiley, 2005.
- [12] RTE (2013), « Référentiel Technique de RTE », <http://www.rte-france.com>, 2013.
- [13] IEEE, "IEEE Reliability Test System 1979, " *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, pp. 2047-2054, 1979.
- [14] T.Do-Minh, « Approche probabiliste pour l'évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles. », Thèse de doctorat, Université Lille 1, décembre, 2012.
- [15] RTE (2012), « Réseau de transport d'électricité », <http://www.rte-france.com>, 2012.