

SOLUTIONS DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Rapport interne

*Laboratoire de Recherche du **GROUPE ÉOLIEN***

LRGE-01 – Janvier 2006

Hussein IBRAHIM

Groupe Éolien, Université du Québec à Rimouski, 300, allée des ursulines, Rimouski (Québec),
Canada, G5L 8X3, Tél. : (418)-723-1986#1285, hussein.ibrahim@uqar.qc.ca

Adrian ILINCA

Groupe Éolien, Université du Québec à Rimouski, 300 allée des ursulines, Rimouski (Québec),
Canada, G5L 8X3, Tél. : (418)-723-1986#1460, adrian_ilinca@uqar.qc.ca

Jean PERRON

Laboratoire International des Matériaux Antigivre (LIMA), Université du Québec à Chicoutimi,
555, boulevard de l'Université, Chicoutimi (Québec) Canada, G7H 2B1, jean_perron@uqac.ca

SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
LISTE DES FIGURES	5
CHAPITRE I	7
INTRODUCTION	7
CHAPITRE II	8
ACTUALITÉ DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS	8
II.1. INTRODUCTION.....	8
II.2. CROISSANCE DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	9
II.3. AVANTAGES DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE.....	11
II.3. DÉSAVANTAGES DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE.....	12
II.4. DESCRIPTION DES ÉOLIENNES.....	15
II.5. MARCHÉ DES CENTRALES ÉOLIENNES	17
II.5.1. APPLICATIONS HORS RÉSEAU	18
II.5.2. APPLICATIONS EN RÉSEAU.....	18
II.5.2.1. RÉSEAUX ISOLÉS	18
II.5.2.2. RÉSEAUX CENTRAUX.....	19
CHAPITRE III	21
STOCKAGE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES	21
III.1. INTRODUCTION	21
III.2. IMPLANTATION DES DISPOSITIFS DE STOCKAGE.....	22
III.3. BASES TECHNICO-ÉCONOMIQUES DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ.....	23
III.3.1. GÉNÉRALITÉS	23
III.3.1.1. <i>Le report d'énergie</i>	23
III.3.1.2. <i>Les économies de réseau</i>	24
III.3.1.3. <i>L'avantage cinétique</i>	24
III.3.2. DIFFÉRENTES CARACTÉRISTIQUES DES TECHNIQUES DE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ	25
CHAPITRE IV	32
DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ	32
IV.1. GÉNÉRALITÉS	32
IV.2. STOCKAGE À GRANDE ÉCHELLE	33
IV.2.1. STOCKAGE SOUS FORME D'ÉNERGIE GRAVITAIRE (SYSTÈME HYDRAULIQUE)....	33
IV.2.2. STOCKAGE SOUS FORME DE L'ÉNERGIE THERMIQUE	36

IV.2.2.1. Stockage sous forme de chaleur latente	36
IV.2.2.2. Stockage sous forme de chaleur sensible	37
IV.2.3. STOCKAGE SOUS FORME D'ÉNERGIE DE PRESSION (AIR COMPRIMÉ)	38
IV.2.4. STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ COUPLÉ AVEC UN STOCKAGE DE GAZ NATUREL	40
IV.2.5. STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ COUPLÉ AVEC UN STOCKAGE DE GAZ LIQUÉFIÉ.....	41
IV.2.6. STOCKAGE SOUS FORME D'HYDROGÈNE	41
IV.2.7. STOCKAGE SOUS FORME CHIMIQUE.....	42
IV.2.7.1. Accumulateurs électrochimiques	42
IV.2.7.2. Batteries redox (à circulation électrolyte : flow batteries).....	44
IV.3. STOCKAGE À PETITE ÉCHELLE.....	45
IV.3.1. STOCKAGE SOUS FORME D'ÉNERGIE CINÉTIQUE (ACCUMULATEUR À VOLANT D'INERTIE : BATTERIE ÉLECTROMÉCANIQUE : FLYWHEEL ENERGY STORAGE (FES)) ...	45
IV.3.2. STOCKAGE SOUS FORME D'ÉNERGIE ÉLECTROMAGNÉTIQUE	49
IV.3.2.1. Stockage dans des inductances supraconductrices (SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage).....	49
IV.3.2.2. Stockage dans des super-condensateurs	50
IV.3.3. STOCKAGE SOUS FORME D'HYDROGÈNE (PILES À COMBUSTIBLE : PROTON EXCHANGE MEMBRANE : PEM)	52
IV.3.4. STOCKAGE SOUS FORME D'AIR COMPRIMÉ.....	55
IV.3.5. STOCKAGE SOUS FORME CHIMIQUE.....	58
IV.3.5.1. Caractéristiques techniques des accumulateurs	59
IV.3.5.2. Technologies utilisées	59
CHAPITRE V	63
COMPARAISONS ENTRE LES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE	63
V.1. GÉNÉRALITÉS.....	63
V.2. COMPARAISON SELON LE DOMAINE D'APPLICATION EN PUISSANCE	64
V.3. COMPARAISON SELON LA DENSITÉ MASSIQUE OU VOLUMIQUE D'ÉNERGIE.....	66
V.4. COMPARAISON SELON L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PAR CYCLE) DU DISPOSITIF DU STOCKAGE.....	67
V.5. COMPARAISON SELON LES COÛTS D'INVESTISSEMENT	67
V.6. COMPARAISON SELON LE COÛT D'INVESTISSEMENT CALCULÉ PAR CYCLE DE CHARGE/DÉCHARGE	68
V.8. ANALYSE GLOBALE DES COMPARAISONS ENTRE LES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE.....	69
V.9. CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES	70
BIBLIOGRAPHIE	73
RÉFÉRENCES.....	73
ANNEXE I	77
BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE PLUTÔT EXPLOITABLES À GRANDE ÉCHELLE	77

ANNEXE II	78
BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE PLUTÔT EXPLOITABLES À PETITE ÉCHELLE	78
ANNEXE III	79
BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE EXPLOITABLES À GRANDE ET PETITE ÉCHELLES AVEC DES RECOMMANDATIONS POUR LES APPLICATIONS	79
ANNEXE IV	80
BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES ACCUMULATEURS ÉLECTROCHIMIQUES	80

LISTE DES FIGURES

FIG.II-1 – PUISSANCE MONDIALE ÉOLIENNE INSTALLÉE À FIN 2004	9
FIG.II-2 – CAPACITÉ TOTALE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE INSTALLÉE AU CANADA ENTRE LES ANNÉES 2000 ET 2004.....	10
FIG.II-3 – ÉCHELLE DU BRUIT EN DÉCIBELS.....	13
FIG.II-4 – SCHÉMA TYPIQUE D'UNE ÉOLIENNE.....	17
FIG.II-5 – SCHÉMA MONTRANT LES ÉLÉMENTS MÉCANIQUES ET ÉLECTRIQUES DE L'ÉOLIENNE	17
FIG.II-6 – ÉOLIENNE DE 10 kW HORS RÉSEAU AU MEXIQUE.....	18
FIG.II-7 – ÉOLIENNE DE 50 kW RELIÉE À UN RÉSEAU ISOLÉ DANS L'ARCTIQUE	19
FIG.II-8 – COMPOSANTS D'UN PARC D'ÉOLIENNES AUX ÉTATS-UNIS.....	19
FIG.III-1 – GRAPHIQUES MONTRENT LA VARIATION DE LA VITESSE DANS LE TEMPS (a) ET LA RÉPARTITION DE LA PUISSANCE D'UN AÉROGÉNÉRATEUR EN FONCTION DE LA VITESSE MOYENNE DU VENT (b)	22
FIG.III-2 – CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ MOYENNE JOURNALIÈRE EN FRANCE.....	24
FIG.III-3 – CHAÎNE DOUBLE DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE.....	25
FIG.III-4 – SCHÉMAS ÉLECTRIQUES DE PRINCIPE PERMETTANT DE METTRE EN ÉVIDENCE L'EFFET DU COURANT OU DU TEMPS DE DÉCHARGE AINSI QUE L'EFFET D'AUTODÉCHARGE SUR LE RENDEMENT.....	26
FIG.III-5 – COURBES DE RENDEMENT D'UN ACCUMULATEUR AU PLOMB 48V – 310AH (15 kWh POUR UNE DÉCHARGE EN 10 h).....	27
FIG.III-6 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CYCLES EN FONCTION DE LA PROFONDEUR DE DÉCHARGE POUR DES ACCUMULATEURS ÉLECTROCHIMIQUES (PLOMBE/ACIDE (a), Ni/Cd (b)).....	27
FIG.III-7 – COÛTS D'INVESTISSEMENT PAR UNITÉ D'ÉNERGIE STOCKÉE POUR DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE.....	29
FIG.III-8 – DOMAINES D'APPLICATIONS DES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE SELON LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES.....	30
FIG.III-9 – DENSITÉS MASSIQUE ET VOLUMIQUE D'ÉNERGIE.....	31
FIG.IV-1 – BASSIN DE LA RIVIÈRE PÉRIBONKA, QUÉBEC (CENTRALE DE LA CHUTE-DU-DIABLE, 240 MW).....	34
FIG.IV-2 – CENTRALE HYDRAULIQUE GRAVITAIRE – SCHÉMA DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DANS LE CAS OÙ IL EST ASSOCIÉ AUX ÉOLIENNES ET À LA STEP.....	35
FIG.IV-3 – STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ SOUS FORME DE CHALEUR SENSIBLE DANS UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE.....	37
FIG.IV-4 – STOCKAGE DE LA CHALEUR À HAUTE TEMPÉRATURE AVEC TURBINE.....	37
FIG.IV-5 – CENTRALE DU STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ ASSOCIÉ À DES ÉOLIENNE.....	39
FIG.IV-6 – DIFFÉRENTS TYPES DE RÉSERVOIRS DE STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ.....	39
FIG.IV-7 – PHOTO INTÉRIEURE D'UNE INSTALLATION DE TYPE DE CAE.....	39
FIG.IV-8 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ AVEC UN RÉSERVOIR D'EAU POUR LA COMPENSATION HYDRAULIQUE.....	40
FIG.IV-9 – SCHÉMA DE PRINCIPE DE LA CENTRALE DE HUMFORT.....	40
FIG.IV-10 – SCHÉMA DE PRINCIPE DE LA BATTERIE SODIUM/SOUFRE.....	42
FIG.IV-11 – SCHÉMAS DE PRINCIPE DE LA BATTERIE REDOX DÉVELOPPÉE PAR REGENESYS TECHNOLOGIES ET D'UNE CENTRALE QUI UTILISE LES COUPLES RÉACTIFS NaBr/NaBr ₃ ET Na ₂ S ₄ /Na ₂ S ₂	44

FIG.IV-12 – (a) ACCUMULATEURS À VOLANT D'INERTIE, (b) MATRICE DES VOLANTS D'INERTIE.....	46
FIG.IV-13 – DURÉE DE LA DÉCHARGE EN FONCTION DE LA PUISSANCE GÉNÉRÉE POUR UN VOLANT D'INERTIE.....	47
FIG.IV-14 – LE « GROUPE ÉLECTROGÈNE ENERGIESTRO ».....	48
FIG.IV-15 – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS D'UNE STATION DE STOCKAGE ÉLECTROMAGNÉTIQUE.....	49
FIG.IV-16 – SCHÉMA DU PROJET DE STOCKAGE ÉLECTROMAGNÉTIQUE DE L'UNIVERSITÉ DE WISCONSIN	49
FIG.IV-17 – SYSTÈME « POWER QUALITY » SUR CAMION, 3MVA, COURTE DURÉE	50
FIG.IV-18 – COUPE SCHÉMATIQUE ET VUE DE SUPER-CONDENSATEURS.....	51
FIG.IV-19 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME UTILISANT DES SUPER-CONDENSATEURS.....	51
FIG.IV-20 – SCHÉMAS MONTRANT LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT D'UNE PILE À COMBUSTIBLE (a ET b), UNE PILE À COMBUSTIBLE RÉELLE (c).....	52
FIG.IV-21 – SCHÉMAS MONTRENT : LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DE DEUX APPLICATIONS D'UNE PILE À COMBUSTIBLE EN UTILISANT : PEMFC (a) ET UNE SOFC (b).....	54
FIG. IV-22 – ÉLECTROLYSEUR ET RÉSERVOIR DE STOCKAGE D'HYDROGÈNE.....	54
FIG. IV-23 – CENTRALE DES PILES À COMBUSTIBLE EN ALASKA DE 1 MW DE PUISSANCE.....	54
FIG.IV-24 – PRODUCTION ET UTILISATION D'HYDROGÈNE PRODUIT À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	55
FIG.IV-25 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ.....	55
FIG.IV-26 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ DANS DES TUYAUX SOUS TERRAINS ASSOCIÉ À UN SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIENNE-DIESEL.....	56
FIG.IV-27 – VARIATION DE LA PUISSANCE EFFECTIVE D'UN MOTEUR DIESEL SURALIMENTÉ.....	57
FIG.IV-28 – VARIATION DE CONSOMMATION HORAIRE D'UN MOTEUR DIESEL SURALIMENTÉ....	57
FIG.IV-29 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE SOUS FORME AIR COMPRIMÉ.....	57
FIG.IV-30 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE HYBRIDE AIR COMPRIMÉ/SUPERCONDENSATEUR.....	58
FIG.IV-31 – (a) COMPARAISON DES PERFORMANCES DE QUELQUES TECHNOLOGIES DE BATTERIES ÉLECTROCHIMIQUES; (b) ACCUMULATEUR PLOMB/ACIDE SULFURIQUE ET ÉQUATION BILAN ASSOCIÉE EN CHARGE ET DÉCHARGE.....	62
FIG.V-1 – EXEMPLE DE DIAGRAMME ILLUSTRANT LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DE CHAQUE TECHNOLOGIE DANS 2 CATÉGORIES D'APPLICATIONS.....	63
FIG.V-2 – INDICES DE PERFORMANCES DES NEUF TECHNOLOGIES DE STOCKAGE SUIVANT LES QUATRE CATÉGORIES D'APPLICATIONS	64
FIG.V-3 – DOMAINES D'APPLICATIONS EN FONCTION DE LA PUISSANCE DEMANDÉE ET TEMPS DE DÉCHARGE.....	65
FIG.V-4 – DOMAINES D'APPLICATIONS EN FONCTION DE LA PUISSANCE DEMANDÉE ET L'ÉNERGIE STOCKÉE	65
FIG.V-5 – COMPARAISON ENTRE LES DENSITÉS MASSIQUE ET VOLUMIQUE D'ÉNERGIE STOCKÉE POUR DES APPLICATIONS À PETITE ÉCHELLE	66
FIG.V-6 – COMPARAISON ENTRE LA DENSITÉ MASSIQUE D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE POUR DES APPLICATIONS EMBARQUÉES OU PORTABLES	66
FIG.V-7 – COMPARAISON ENTRE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LA DURÉE DE VIE DÉFINIE PAR LE NOMBRE DES CYCLES.....	67
FIG.V-8 – COMPARAISON ENTRE LES COÛTS D'INVESTISSEMENT PAR UNITÉ DE PUISSANCE OU PAR UNITÉ D'ÉNERGIE.....	68
FIG.V-9 – COMPARAISON SELON LES COÛTS D'INVESTISSEMENT CALCULÉS PAR CYCLE DE CHARGE/DÉCHARGE.....	69

CHAPITRE I

INTRODUCTION

L'énergie électrique est depuis très longtemps traitée comme une denrée de consommation courante. Elle est omniprésente, transparente et circule autour de nous afin d'être utilisée rapidement, facilement et dans la plupart des cas à moindre frais [FAU 2003]. Mais bien souvent, la production de cette énergie est très délocalisée par rapport à son utilisation. Cette délocalisation ainsi que la pénétration des sources variables et fluctuantes (énergies renouvelables : solaire, éolienne, etc.) augmentent les difficultés de stabilisation du réseau électrique, en raison essentiellement d'un déséquilibre entre production et consommation. Il convient alors de générer cette énergie, de la transporter, de la convertir et si besoin de la stocker.

L'énergie électrique représente actuellement 12% de la totalité de l'énergie traitée par les hommes sur la terre. Cette proportion va encore croître considérablement au cours des prochaines années (34% prévus en 2025 [MUL 1996]) dans un contexte de diminution des ressources combustibles fossiles, d'une plus grande utilisation des énergies renouvelables et d'un plus grand respect de l'environnement. Le stockage de l'énergie électrique devient plus que jamais une nécessité, or l'électricité stocke mal et difficilement ce qui a pour conséquence des dispositifs encombrants et coûteux.

Il peut être utile de rappeler que la production centralisée d'électricité a conduit à l'élaboration d'un système complexe de production-transport d'énergie dans lequel la possibilité de stocker a été très peu utilisée (actuellement la capacité mondiale en puissance du stockage dans les réseaux représente environ 90 GW [RUD 2003] sur 3400 GW, soit environ 2,6%). On a d'ailleurs tellement souvent dit que l'électricité ne se stockait pas que cela fait partie des croyances admises bien que de nombreuses voies permettent de réaliser ce stockage. La raison de ce malentendu est sans doute due au fait que l'électricité est massivement produite, transportée et utilisée en courant alternatif. Or dans le contexte énergétique précédant les années 1980, les moyens de conversion permettant le « stockage du courant alternatif » étaient excessivement coûteux, voire très peu fiables ou inexistantes. Tout cela a changé grâce à l'arrivée d'une électronique de puissance très performante, économique et dont les puissances traitées sont maintenant très élevées. On peut donc maintenant affirmer que l'électricité se stocke parfaitement, même s'il s'agit d'un stockage indirect. Mais ce stockage possède un coût d'investissement et de fonctionnement qui doit être, bien sûr, économiquement et environnementalement acceptable.

CHAPITRE II

ACTUALITÉ DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS

II.1. Introduction

L'énergie éolienne est une source d'énergie utilisée depuis des siècles. En plus de son exploitation en mer pour faire avancer les bateaux, ce type d'énergie a été exploité sur terre durant au moins les 3000 dernières années [ACK 2002]. En effet, des moulins à vent à axe vertical étaient déjà utilisés dans les hautes terres afghanes 7 siècles A.C. pour moulinier du grain. Ainsi, dans un premier temps, l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique. C'est en 1891 que le Danois Poul Lacour construisit pour la première fois une turbine à vent générant de l'électricité [CAM 2003].

Depuis, la technologie des aérogénérateurs a évidemment évoluée. Ceci a permis, à l'énergie éolienne, de devenir ces dernières années une alternative aux sources d'énergie traditionnelles. Bien que les aérogénérateurs aient atteint une certaine maturité technique, il leur reste encore une grande marge de progrès technologique. Il n'y a pas de doute que les aérogénérateurs évoluent encore, et la recherche a un rôle important à jouer dans ce sens.

Les éoliennes de dernière génération fonctionnent à vitesse variable. Ce type de fonctionnement permet d'augmenter le rendement énergétique, de baisser les charges mécaniques et d'améliorer la qualité de l'énergie électrique produite, par rapport aux éoliennes à vitesse fixe. Ce sont les algorithmes de commande qui permettent de contrôler la vitesse de rotation des éoliennes à chaque instant.

Le vent, source de l'énergie électrique produite par les aérogénérateurs, est une grandeur stochastique. Tout en étant l'entrée et la raison d'être du système éolien, c'est également la perturbation principale. Il est très important de chercher à minimiser l'impact des perturbations éoliennes sur la production d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable et dans ce cas là où apparaît l'importance du stockage dans l'atténuation de ces perturbations.

II.2. Croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne

L'exploitation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité a eu des hauts et des bas. Les causes de ces fluctuations sont diverses : guerres, crises d'autres types d'énergie, volonté de préserver l'environnement, évolution de la technologie, changement de politique énergétique, etc. ...

À la suite de la fabrication du premier aérogénérateur, les ingénieurs danois améliorèrent cette technologie durant la première et deuxième guerre mondiale pour faire face à la pénurie d'énergie électrique. Malgré certains succès technologiques obtenus à cette époque, l'intérêt pour l'exploitation de l'énergie éolienne à grande échelle déclina à la fin de la deuxième guerre mondiale.

C'est avec la crise pétrolière des années 70 que cet intérêt ressurgit. Ainsi plusieurs pays commencèrent à investir de l'argent pour notamment améliorer la technologie des aérogénérateurs, ce qui donna naissance aux aérogénérateurs modernes [ACK 2002] [BOU 1999]. Le premier marché véritablement significatif fut celui de la Californie, entre 1980 et 1986, où l'industrie de l'énergie éolienne put se développer. Ensuite les aides financières diminuèrent aux États-Unis mais augmentèrent en Europe, ce qui permit un développement important de cette industrie dans des pays tels que l'Allemagne et le Danemark.

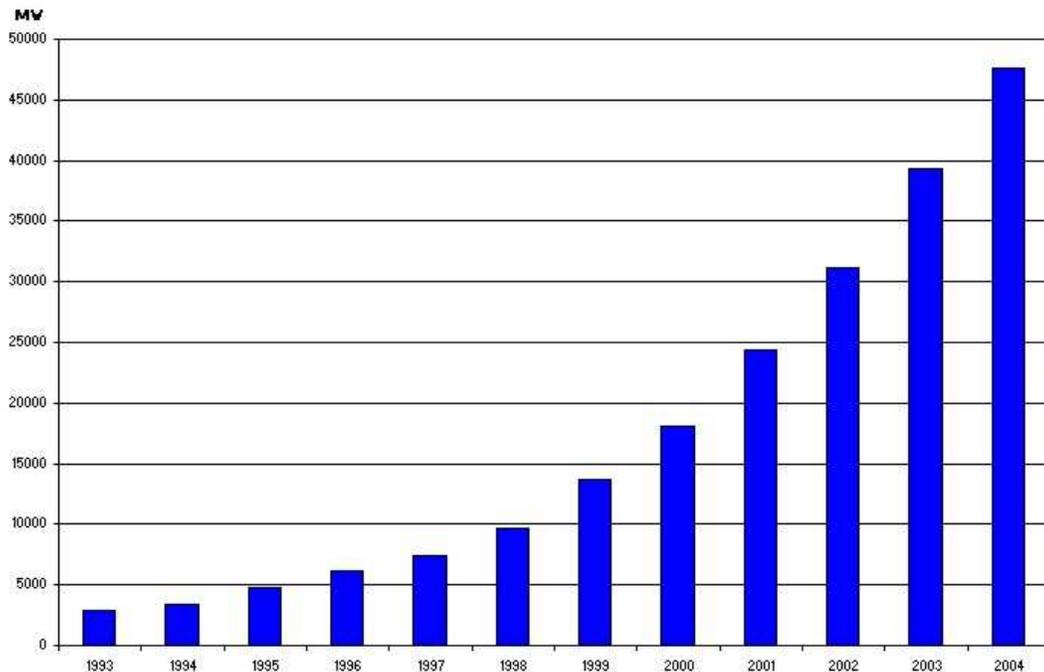


FIG.II-1 – PUISSANCE MONDIALE ÉOLIENNE INSTALLÉE À FIN 2004

Parmi toutes les énergies renouvelables contribuant à la production d'électricité, l'énergie éolienne tient actuellement le rôle de vedette. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses. Le potentiel de production d'électricité d'origine

éolienne dans le monde est énorme, même en excluant les régions sensibles en matière d'environnement, il représente plus ou moins cinq fois la consommation totale actuelle d'électricité dans le monde. Il est estimé à 30.10^{15} kWh pour l'ensemble du globe et entre 5 et 50.10^{12} kWh/an pour la part terrestre exploitable.

L'énergie éolienne est la source d'électricité qui croît le plus rapidement, dans le monde, avec un taux de croissance dépassant 30% par an au cours des cinq dernières années. Entre 1998 et fin 2004, la capacité de production d'électricité d'origine éolienne, dans le monde entier est passée de 10 000 à 47 000 MW [ACÉÉ]. L'Union européenne, qui reste la véritable locomotive du marché éolien en détenant 75% de la puissance mondiale, a quadruplé la sienne en l'espace de 4 ans, totalisant 34 000 MW à fin 2004 .

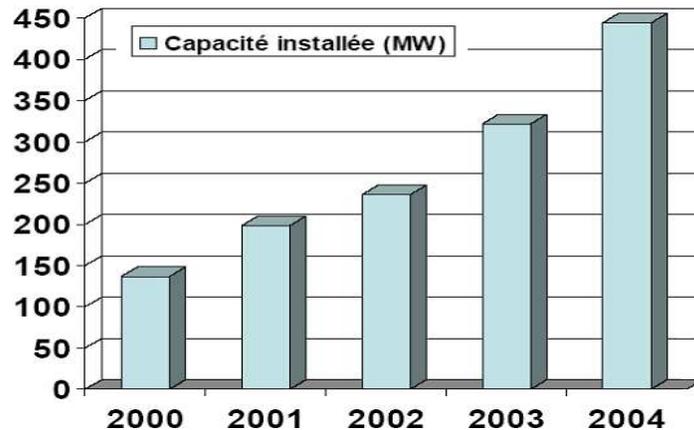


FIG.II-2 – CAPACITÉ TOTALE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE INSTALLÉE AU CANADA ENTRE LES ANNÉES 2000 ET 2004 (MOYENNE ANNUELLE DE CROISSANCE = 35%) [ACÉÉ]

Au début de juillet 2005, le Canada avait une capacité installée de production d'électricité d'origine éolienne d'environ 570 MW. Il en résultait environ 85.10^7 kilowattheures d'électricité par an – assez pour fournir environ 200000 résidences canadiennes ordinaires. Si ce type d'électricité remplace de l'électricité provenant de centrales au charbon, cela supprimera l'émission d'environ 850 000 tonnes de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, chaque année [ACÉÉ].

Les perspectives sont tout aussi spectaculaires. L'EWEA¹ estime que 12% de l'électricité mondiale sera d'origine éolienne en 2020 et plus de 20% en 2040 [EWEA].

Le coût de l'énergie éolienne est en baisse constante depuis plusieurs années. Ce prix dépend de nombreux facteurs et par conséquent différent d'un pays à l'autre, et même d'un site à l'autre puisque la vitesse du vent est un des facteurs de plus d'importance (la puissance produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent). Malgré tout, on peut dire que le coût de cette énergie a été divisé par deux ces 10 dernières années [BOU 1999]. Parmi les facteurs ayant provoqué cette baisse, on peut citer la baisse des prix des aérogénérateurs, l'augmentation de la rentabilité et de la disponibilité et la baisse des coûts de maintenance. Avec la tendance vers des turbines toujours plus grandes, la baisse des coûts d'infrastructure que cela entraîne et les

¹ European Wind Energy Association

réductions du coût des matériaux, le prix de l'énergie éolienne continue à diminuer régulièrement. Il faut de plus noter qu'en prenant en compte le coût correspondant à la pollution produite par les différentes sources d'énergie, le coût de l'énergie éolienne est encore plus compétitif.

II.3. Avantages de l'énergie éolienne

La croissance de l'énergie éolienne est évidemment liée aux avantages de l'utilisation de ce type d'énergie :

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

□ L'impact néfaste des certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie notamment, contribuent à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050 [BOU 1999]. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6°C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5°C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années [BOU 1999] [EWE]. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici l'an 2100 [BOU 1999].

L'exploitation de l'énergie éolienne ne produit pas directement de des gaz à effet de serre. En effet, chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, cette exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO₂, 21 mille tonnes de SO₂ et 17, 5 mille tonnes de NO_x [BOU 1999].

□ L'énergie éolienne n'est non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire est ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de vie.

□ L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.

□ L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtés, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.

□ Les parcs éoliens se démontent très facilement et ne laissent pas de trace.

L'énergie éolienne a d'autre part des avantages économiques certains :

- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en ligne dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables [BOU 1999] [AVI 1999].
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unités d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle [ETX 1998].
- L'énergie éolienne est modulable et peut être parfaitement adaptée au capital disponible ainsi qu'aux besoins en énergie. Il n'y a donc pas d'investissements superflus. Cette modularité permet aussi de maintenir en fonctionnement la plus grande partie de l'installation lorsqu'une pièce est défectueuse.
- Les frais de fonctionnement sont assez limités étant donné le haut niveau de fiabilité et la relative simplicité des technologies mises en œuvre.
- Le prix de revient d'une éolienne va probablement diminuer dans les années à venir suite aux économies d'échelle qui pourront être réalisées sur leur fabrication
- Techniquement au point, les éoliennes sont rentables dans les régions bien venteuses.
- La période de haute productivité, située souvent en hiver où les vents sont plus forts, correspond à la période de l'année où la demande d'énergie est la plus importante.
- L'énergie éolienne des emplois locaux potentiellement à long terme. La production d'énergie éolienne crée un plus grand nombre d'emplois que la production d'énergie conventionnelle.
- L'énergie éolienne accroît l'assiette fiscale des municipalités. Ainsi, elle peut procurer un deuxième revenu aux propriétaires fonciers – agriculteurs qui louent leurs terrains.
- L'énergie éolienne ne nuit pas aux pratiques agricoles et favorise la restauration des terres agricoles.

II.3. Désavantages de l'énergie éolienne

Même s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

□ l'impact visuel : le problème environnemental le plus controversé associé aux parcs d'éoliennes est leur intrusion visuelle et l'impact qu'elles ont sur le paysage. Les turbines ont une présence verticale frappante dans le paysage, particulièrement dans les régions rurales où le potentiel éolien est souvent le plus grand.

Évaluer cet impact est souvent difficile car il s'agit d'une opinion subjective. Le design des parcs d'éoliennes et le type de paysages dans lesquels elles s'insèrent ont évidemment une grande importance. Il faut aussi savoir que la perception des gens d'une ferme éolienne n'est pas seulement déterminée par les paramètres physiques d'un paysage, mais aussi par leur attitude vis-à-vis des problèmes de pollution. Certaines études en Europe et aux États-Unis ont montré que chez la majorité des gens, la perception de l'énergie éolienne comme une source d'énergie propre et renouvelable dépasse l'impact visuel. Impossible à éliminer, l'impact visuel peut cependant être minimisé par des efforts de design des éoliennes et par le respect de certaines règles comme l'enfouissement des lignes à haute tension, l'utilisation de tour tubulaire plutôt qu'en treillis, l'emplacement et la couleur. La couleur blanche peut apparaître comme un choix judicieux mais c'est cependant celle qui se remarque le moins lorsque les éoliennes sont vues en contre-plongée avec le ciel en arrière-plan. Il reste que les efforts doivent aboutir à une harmonisation visuelle pour favoriser l'acceptation du public.

□ Le bruit : Contrairement à une idée parfois répandue, une éolienne moderne ne produit pas plus de bruit que le vent dans un grand pylône électrique.

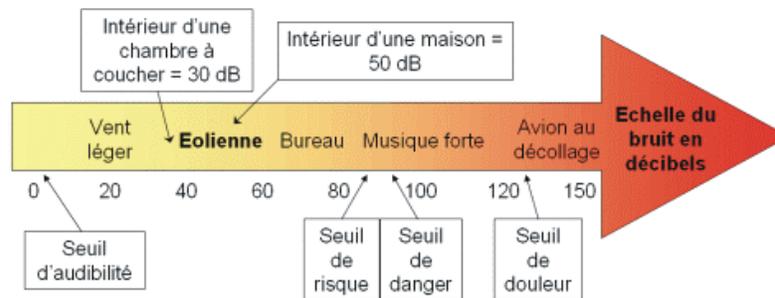


FIG.II-3 – ÉCHELLE DU BRUIT EN DÉCIBELS

Le bruit émis par les turbines éoliennes peut être classé en deux catégories que l'oreille humaine perçoit différemment. Premièrement, il y a le bruit aérodynamique produit par le passage de l'air dans l'hélice et deuxièmement, il y a le bruit mécanique produit par la rotation des éléments mécaniques tels les boîtes d'engrenages et génératrices. Le premier bruit est un sifflement rythmique. Bien que ce soit généralement le plus bruyant des deux catégories de bruit quand on le mesure en décibels, c'est le moins perturbant et le moins justifié aux plaintes, à l'opposé du grincement aigu de la seconde source. L'impact du bruit aérodynamique (lié à la vitesse du vent et par suite de rotation du rotor) peut être facilement minimisé par un choix judicieux de l'emplacement de l'éolienne par rapport aux caractéristiques topographiques et à la proximité d'habitations, tandis que le bruit mécanique a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur.

L'expérience montre que le bruit n'est pas excessif lorsque les habitations sont situées à plus de 300 mètres de la turbine la plus proche.

Certaines normes ont été adoptées par plusieurs pays tels que la Suède :

- 45 décibels maximum au niveau d'une maison isolée dans la campagne,
- 40 décibels maximum au niveau d'une zone urbaine,
- 45 décibels maximum à une distance de 400 mètres de la turbine.

□ Perturbation de l'écologie locale des sites : les parcs d'éoliennes peuvent avoir deux effets sur les oiseaux : la collision et la réduction de leur habitat. Des études scientifiques (hollandaises, danoises, suédoises, américaines et anglaises) ont démontré que la plupart des oiseaux identifient et évitent l'hélice qui tourne et par suite, les possibilités de collision le jour, avec une bonne visibilité, sont négligeables. Cependant, les aigles et probablement d'autres oiseaux de proie, semblent moins vigilants lorsqu'ils chassent et certains ont été frappés par les pales en mouvement. Enfin, les oiseaux affectionnent se poser sur les structures métalliques, comme les mâts en treillis. Ces derniers ne sont plus utilisés que pour les petites éoliennes domestiques. Les grandes tours blanches cylindriques empêchent les oiseaux de s'y installer et les éoliennes modernes comportent ainsi beaucoup moins de risques pour eux.

Il est néanmoins essentiel de s'assurer que le lieu d'un projet d'implantation d'éoliennes ne se situe pas dans un couloir de migration d'oiseaux, ni à proximité d'un site de reproduction surtout les régions où vivent des espèces d'oiseaux menacées dont des précautions doivent être prises en considération.

Les perturbations sur l'habitat des animaux n'ont pas encore été suffisamment étudiées et les études disponibles à l'heure actuelle ne permettent pas de tirer des conclusions. La fragmentation du territoire peut aussi avoir une influence sur le système hydrologique. L'importance écologique de chaque site doit donc être prise en compte lors de l'installation de centrales éoliennes; certains pays (Danemark, Grèce, ...), pour l'instant, essaient de choisir les sites en dehors des régions écologiquement sensibles. Dans d'autres pays, une étude de l'écologie et de l'ornithologie des sites est exigée préalablement à tout développement de ferme d'éoliennes. Cela suppose qu'il faille identifier les régions importantes d'un point de vue environnemental et établir les prescriptions pour réduire l'impact sur ces régions.

□ Vestiges archéologiques : La nécessité de vents forts et interrompus a pour effet que les fermes d'éoliennes sont souvent situées dans des régions rurales qui n'ont pas connu de développement important dans un passé récent. Dès lors, ces régions sont susceptibles de comporter des vestiges archéologiques préservés qui, quoique n'ayant pas de valeur environnementale eux-mêmes, font partie de l'héritage culturel et de l'environnement humain. Les conflits peuvent généralement être évités en examinant attentivement les régions envisagées afin de ne pas positionner les turbines sur des vestiges. Dans le cas où la préservation physique du site n'est vraiment pas possible, l'excavation archéologique peut être une alternative acceptable.

□ Interférences électromagnétiques : Toute structure importante, particulièrement si elle contient une quantité substantielle de métal, est une cause potentielle d'interférences pour les signaux électromagnétiques tels que ceux des émissions radio et TV et des communications hertziennes.

La rotation de l'hélice de l'éolienne peut aussi causer des problèmes particuliers, parce qu'elle crée des signaux parasites intermittents qui interfèrent avec les trajectoires originales de transmission. Cependant, dans la plupart des cas, si des interférences électromagnétiques apparaissent, il existe des solutions bon marché et efficaces comme par exemple l'installation d'un récepteur ou transmetteur pour renforcer le signal original.

□ Sécurité : Les pales d'une hélice tournant entre 35 et 35 tours/minute, peuvent facilement être perçues comme une structure dangereuse. En fait, il y a peu de chance d'avoir des dégâts ou des morts suite à une cassure ou une fragmentation de l'hélice. Les dangers peuvent aussi être minimisés en éloignant les turbines des zones résidentielles, mais surtout en effectuant des contrôles sérieux lors de la construction des turbines. Jusqu'à présent, ils ont prouvé leur efficacité dans la prévention des accidents.

Enfin, les effets des fermes éoliennes sur l'environnement local doivent être considérés très attentivement lors de leur planification. En général, les impacts peuvent être surmontés par des solutions techniques et esthétiques qui n'affectent pas la viabilité des projets.

□ La qualité de la puissance électrique : La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.

□ Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : Bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins venteux.

II.4. Description des éoliennes

La technologie éolienne est arrivée à maturité au cours des 15 dernières années sous l'effet de la concurrence commerciale mondiale, de la production de masse et des progrès techniques attribuables à la recherche et au développement (R-D).

Les éoliennes modernes sont automatisées. Les forces aérodynamiques qui entrent en jeu dans leur fonctionnement sont les mêmes que celles qui sont créées par les ailes d'un avion. La plupart des éoliennes sont pourvues d'un anémomètre qui mesure

continuellement la vitesse du vent. Lorsque celle-ci est assez élevée pour compenser la friction du rotor, les mécanismes de commande lui permettent de tourner et ainsi de produire une faible puissance. Cette vitesse, appelée vitesse de démarrage, est habituellement d'environ 4 m/s, soit la force d'une brise légère. La puissance produite croît rapidement à mesure que la force du vent augmente. Lorsqu'elle atteint le niveau maximum admissible pour l'éolienne installée, les mécanismes de commande assurent la régulation à la puissance nominale. La vitesse du vent à laquelle une machine fournit sa puissance nominale est appelée vitesse nominale; en général, elle équivaut à environ 15 m/s. Si la vitesse du vent continue à augmenter, le système de commande arrête le rotor pour éviter que des dommages ne soient causés à l'éolienne. Cette vitesse d'arrêt est généralement d'environ 25 m/s.

Voici les principaux composants d'une éolienne moderne :

- Un rotor, bipale ou tripale, qui convertit l'énergie du vent en énergie mécanique par l'entraînement de son arbre,
- Un multiplicateur (boîte de vitesses), qui relie le rotor au générateur,
- une génératrice triphasée,
- Une tour sur laquelle est fixé le rotor et qui est assez élevée pour exploiter les vents plus forts en altitude,
- Une fondation solide qui assure la résistance de l'ensemble par grands vents et/ou dans des conditions de givrage [ACÉÉ],
- Un dispositif d'interconnexion et un système de contrôle qui commande le démarrage et l'arrêt de l'éolienne et surveille son fonctionnement.

La plupart des turbines modernes sont dotées d'un axe horizontal comprenant deux ou trois pales, et peuvent fonctionner face au vent ou sous le vent. Les Figures 4 et 5 montrent la configuration typique d'une éolienne à axe horizontal. Il existe également des éoliennes à axe vertical, mais ce type de machine n'est pas aussi répandu que celles à axe horizontal dans les récents projets mis en oeuvre dans le monde.

La turbine peut être à vitesse constante ou à vitesse variable. Les turbines à vitesse variable peuvent produire de 8 à 15 % plus d'énergie que les turbines à vitesse constante, mais elles doivent être dotées d'un convertisseur électronique de puissance pour produire une tension et une fréquence fixes pour les charges. La plupart des fabricants de turbines installent maintenant un démultiplicateur entre le rotor de la turbine à basse vitesse et la génératrice triphasée à haute vitesse. La configuration à entraînement direct, où le rotor de la turbine est couplé directement à la génératrice, est d'une grande fiabilité, exige une maintenance minimale et permet parfois de réduire les coûts. Plusieurs concepteurs ont opté pour la configuration à entraînement direct pour leurs nouvelles turbines [LIU 2002].

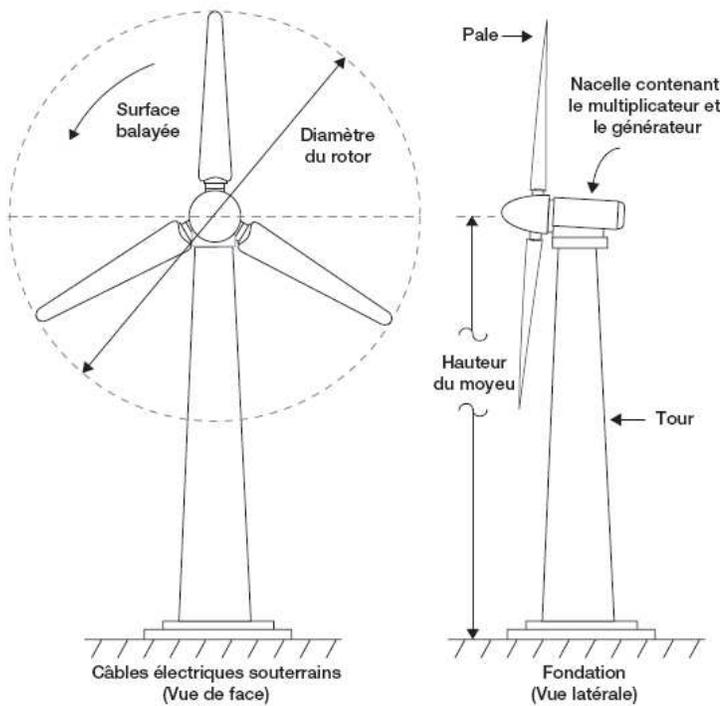


FIG.II- 4 – SCHÉMA TYPIQUE D'UNE ÉOLIENNE

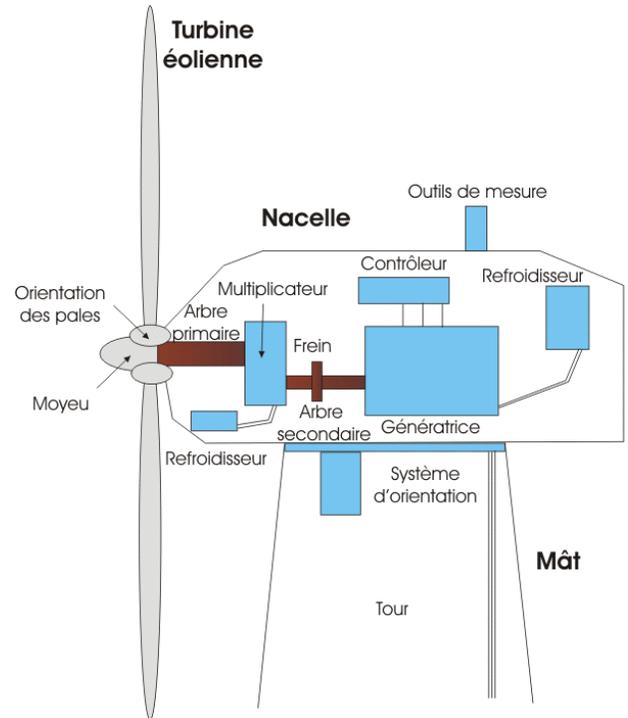


FIG.II-5 – SCHÉMA MONTRANT LES ÉLÉMENTS MÉCANIQUES ET ÉLECTRIQUES DE L'ÉOLIENNE

Dans un avenir rapproché, les éoliennes seront dotées de génératrices synchrones, de génératrices synchrones à aimants permanents ou de génératrices asynchrones, y compris les modèles à cage d'écurieil et à rotor bobiné; certaines en sont d'ailleurs déjà pourvues. On utilise souvent les génératrices à aimants permanents et les génératrices à induction à cage d'écurieil pour les petites et moyennes turbines en raison de leur fiabilité et de leur coût moins élevé. Diverses turbines à haute puissance sont actuellement dotées de génératrices à induction, de génératrices synchrones à aimants permanents et de génératrices synchrones à bobines de champs [LIU 2002].

II.5. Marché des centrales éoliennes

Le marché des éoliennes peut être divisé selon l'utilisation finale de la technologie. Celle-ci est couramment exploitée pour des applications hors réseau. Toutefois, ce sont les applications avec raccordement au réseau électrique qui présentent le plus grand potentiel commercial.

II.5.1. Applications hors réseau

Historiquement, c'est dans les endroits isolés, loin d'un réseau électrique et là où les besoins en énergie sont relativement faibles (généralement de moins de 10 kW), que l'énergie éolienne était la plus concurrentielle. Dans ce type d'applications hors réseau, l'énergie du vent est captée par les éoliennes afin de recharger des batteries. L'énergie électrique ainsi emmagasinée permet alors de fournir de l'électricité sur demande (voir Figure II-6). Le pompage de l'eau, où l'eau peut aussi être emmagasinée en vue d'un usage ultérieur, est par ailleurs une des plus anciennes formes d'exploitation de l'énergie éolienne. Dans les sites isolés hors réseau, l'utilisation d'éoliennes pour la production d'énergie électrique, est très concurrentielle par rapport à l'extension du réseau électrique, aux batteries non rechargeables, aux génératrices à effet Pelletier, à moteur diesel ou à moteur à essence. Les éoliennes sont aussi très concurrentielles dans les applications de pompage de l'eau [LEN 1996].



FIG.II-6 – ÉOLIENNE DE 10 kW HORS RÉSEAU AU MEXIQUE [RET]

II.5.2. Applications en réseau

Les systèmes éoliens raccordés à un réseau électrique transfèrent directement l'énergie produite au réseau. On distingue deux types d'applications :

- Le réseau isolé, où la puissance installée par éolienne varie en général de 10 kW à 200 kW environ.
- La centrale éolienne avec raccordement à un réseau central, où la puissance installée par éolienne varie en général de 200 kW à 2 MW.

II.5.2.1. Réseaux isolés

Dans les régions éloignées, la production d'électricité est généralement coûteuse en raison du prix élevé du transport du carburant diesel. Lorsque la ressource éolienne est suffisante, une petite centrale éolienne peut être installée pour fournir de l'électricité en complément de la centrale diesel. Ces centrales sont désignées normalement sous le nom de systèmes hybrides éolien-diesel. La fonction première de la centrale éolienne est de contribuer à réduire la consommation de carburant diesel. Un système hybride éolien-diesel est montré à la Figure II-7.



FIG. II-7 – ÉOLIENNE DE 50 kW RELIÉE À UN RÉSEAU ISOLÉ DANS L'ARCTIQUE [RET]

II.5.2.2. Réseaux centraux

Les applications avec raccordement à un réseau central se répandent de plus en plus. Dans les régions relativement venteuses, les éoliennes sont regroupées pour former des parcs d'éoliennes ayant une capacité totale de plusieurs mégawatts. Habituellement, la superficie occupée par le parc d'éoliennes sert aussi à d'autres fins, comme l'agriculture ou la sylviculture. Par ailleurs, une autre forme répandue d'exploitation de l'énergie éolienne inclut l'installation d'une ou plusieurs grandes éoliennes par des particuliers, des entreprises ou des coopératives.



FIG.II-8 – COMPOSANTS D'UN PARC D'ÉOLIENNES AUX ÉTATS-UNIS [RET]

Un parc d'éoliennes comme celui montré à la Figure II-8, comprend plusieurs éoliennes (souvent installées en rangs perpendiculaires à la direction des vents dominants), des voies d'accès, des raccordements électriques ainsi qu'un poste de raccordement, un système de surveillance et de commande, et dans les parcs de grande envergure, un bâtiment d'entretien. Pour mener à bien un projet de centrale éolienne, il faut évaluer la ressource éolienne, obtenir toutes les approbations et les permis requis, assurer la conception de l'infrastructure civile, mécanique et électrique, exécuter les travaux d'implantation des éoliennes, acheter l'équipement, puis construire et mettre en service l'installation. La construction comporte plusieurs étapes : préparation du site, aménagement des voies d'accès, coulage des fondations des éoliennes, installation des câbles de raccordement électrique et des transformateurs, érection des éoliennes, du poste de raccordement et du bâtiment d'entretien.

CHAPITRE III

STOCKAGE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES

III.1. Introduction

Dans le contexte actuel d'un accroissement de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, accompagnée d'une décentralisation des moyens de production, les dispositifs de stockage d'énergie trouvent un nouveau champ d'applications propice, à leur développement.

Les ressources renouvelables présentent un inconvénient majeur : leur fluctuation indépendamment de la demande. Or elles sont extrêmement abondantes et les coûts d'investissement des systèmes, qui permettent de la convertir, ne cessent de baisser pour atteindre progressivement les seuils de compétitivité. Leur contribution significative au développement durable nécessitera sans doute de développer largement des moyens de stockage.

Par exemple, sur la base d'un potentiel offshore estimé à 300 TWh/an [GER 1994], une étude conduite par BTM Consult [EWEA 2004] a évalué à 315 TWh/an le potentiel « vraisemblablement » exploitable dans les deux ou trois prochaines décennies compte tenu des contraintes de coûts actuels et d'acceptabilité des populations.

La puissance produite au fil du temps par les éoliennes est caractérisée par sa fluctuation due à leur source primaire difficilement prévisible et très fluctuante. Ceci augmente les problèmes induits par l'intégration en grand nombre d'éoliennes dans les réseaux et rend difficile leur participation aux services systèmes (réglage de la tension et de la fréquence, fonctionnement en îlotage, etc.). Or, la stabilité du réseau repose sur l'équilibre entre production et consommation. L'augmentation du taux de pénétration des éoliennes² sera donc conditionnée par leur participation à ces différents services, ce qui sera favorisé par l'association à ces éoliennes des systèmes de stockage de l'énergie électrique.

² On estime que les réseaux modernes peuvent accueillir jusqu'à 20% de production fluctuante sans problème technique majeur [LET 2003], le Danemark a déjà atteint de façon instantanée plus de 50% de production éolienne. Cette performance a été rendue possible par un équilibrage des imports/exports avec les pays voisins et notamment la Norvège et la Suède qui possèdent de très grandes capacités de stockage hydraulique.

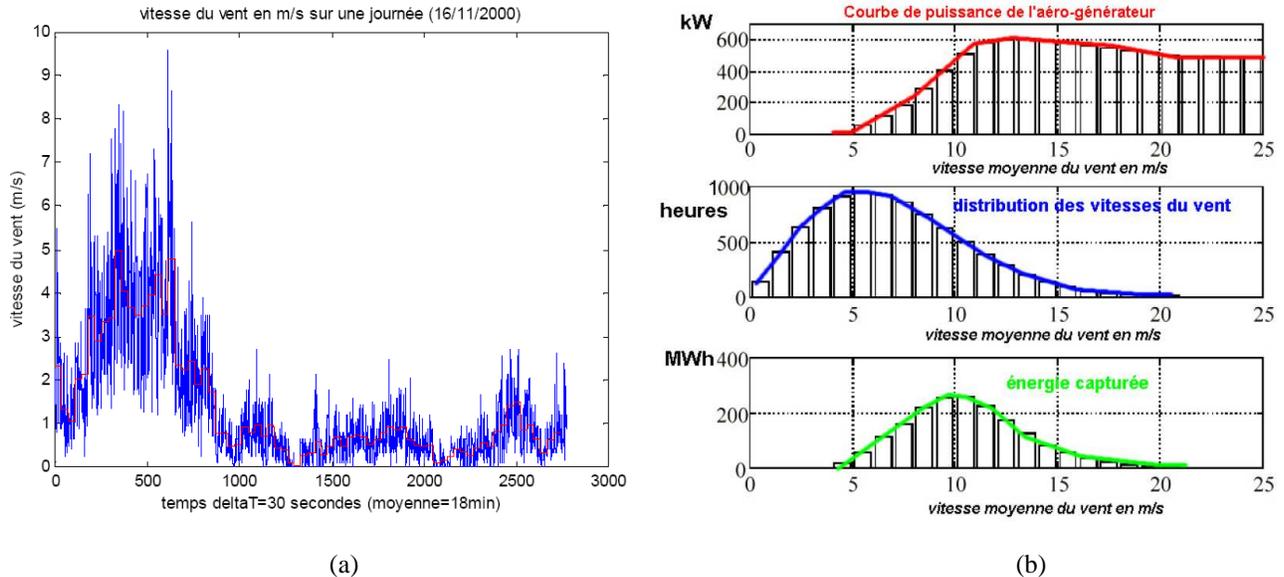


FIG.III-1 – GRAPHIQUES MONTRENT LA VARIATION DE LA VITESSE DANS LE TEMPS (a) ET LA RÉPARTITION DE LA PUISSANCE D'UN AÉROGÉNÉRATEUR EN FONCTION DE LA VITESSE MOYENNE DU VENT (b) [MUL]

Le stockage représente alors la clé de la pénétration de l'énergie éolienne sur le réseau électrique. Il fournit non seulement une solution technique au gestionnaire du réseau pour assurer en temps réel l'équilibre production consommation mais il permet également d'utiliser au mieux les ressources renouvelables en évitant un délestage en cas de surproduction. Associé à une production locale d'origine renouvelable, un stockage décentralisé présenterait également l'avantage d'améliorer la robustesse du réseau électrique en permettant un fonctionnement en îlotage de la zone alimentée par cette ressource.

III.2. Implantation des dispositifs de stockage

Selon les cas, il semble préférable d'accumuler l'énergie au niveau du producteur fluctuant, c'est par exemple le cas, des générateurs éoliens. Cela leur permettrait, dans une logique de marché, de mieux valoriser leur production et, dans une logique de stabilisation du réseau, de participer aux « services systèmes » (contrôles des puissances actives et réactives).

Il peut également être souhaitable de placer des dispositifs de stockage au niveau du réseau de transport car cela donnerait réellement les moyens au gestionnaire d'assurer l'indispensable et fragile équilibre production-consommation.

Enfin, si l'on considère le consommateur, c'est sans doute à son niveau que l'on observe les plus grandes amplitudes de variation de la puissance appelée, le rapport entre la puissance crête et la puissance moyenne dépasse souvent 10. Ceci conduit à un surdimensionnement coûteux de tout le système de distribution. Mais l'avantage le plus appréciable d'un stockage distribué au niveau des consommateurs réside sans doute dans la fonction de secours en cas de coupure du réseau. En situation normale de bon

fonctionnement du réseau, un tel stockage distribué pourrait alors être mis à profit pour l'ensemble des acteurs à condition de pouvoir être contrôlé de façon centralisée. Ces consommateurs, équipés de moyens de stockage, pourraient également être équipés de systèmes de production locaux (toits photovoltaïques, petits aérogénérateurs...) qui permettraient réellement d'exploiter les ressources renouvelables, naturellement réparties, et autoriseraient, dans les situations exceptionnelles de longues coupures, un fonctionnement avec une relative autonomie liée aux capacités de production et de stockage installées [GER 2002].

III.3. Bases Technico-économiques du stockage d'électricité

III.3.1. Généralités

Pour la production d'électricité dans un réseau, on peut décrire schématiquement les avantages économiques principaux qui peuvent rendre intéressant le stockage d'électricité, comme suit :

III.3.1.1. Le report d'énergie

Une énergie primaire très bon marché, utilisée dans des centrales fonctionnant en base, est transformée, via l'électricité, en une énergie intermédiaire; celle-ci sera utilisée au moment opportun pour redonner de l'électricité en se substituant à une énergie primaire chère, utilisée dans les centrales de pointe, ou même à l'énergie virtuelle que représente les pénalités liées à la défaillance de fourniture.

On rencontre deux modes de production d'énergie où l'importance du stockage apparaît clairement :

- Cas de production d'énergie conventionnelle dont le stockage permet de pallier une défaillance momentanée d'une unité de génération et de satisfaire une obligation commerciale de fourniture d'énergie vendue à l'avance, donc d'éviter des pénalités. Le niveau de puissance est comparable à la puissance minimale promise, tandis que la quantité d'énergie stockée doit résulter d'un compromis entre la durée de couverture souhaitée et les pénalités potentiels.
- Cas de production d'énergie renouvelable dont le stockage apporte de la valeur au courant fourni en rendant ce type d'énergie prévisible (par exemple, la livraison de l'électricité en heures de pointe). Cependant, le coût du stockage tampon doit être pris en considération. La puissance du stockage peut ne représenter qu'une partie de la capacité nominale de l'installation du producteur, tandis que l'énergie disponible doit résulter d'un compromis contractuel.

III.3.1.2. Les économies de réseau

Schématiquement, les réseaux électriques comprennent plusieurs unités de production, des lignes de transport et de distribution à divers niveaux avec les stations de transformation et d'interconnexion associées, enfin de très nombreux consommateurs, qui peuvent appeler des puissances très différentes.

La consommation d'électricité des usagers, au cours d'une journée, est caractérisée par sa disparité et sa fluctuation : il en résulte que la consommation minimum représente quasiment la moitié du pic maximum. Au niveau du consommateur, le rapport entre la puissance crête et la puissance moyenne consommée atteint couramment des valeurs de l'ordre de 10. Ceci conduit à surdimensionner les équipements de production et de transfert d'énergie qui sont dimensionnés en fonction des pics de consommation et non pas de la moyenne journalière.

Cependant, le lissage qui se produit au niveau du réseau de haute tension, permet de minimiser les fluctuations et faciliter la prévisibilité et par conséquent il permettrait d'utiliser les installations de transports et de distributions actuelles pendant encore de nombreuses années.

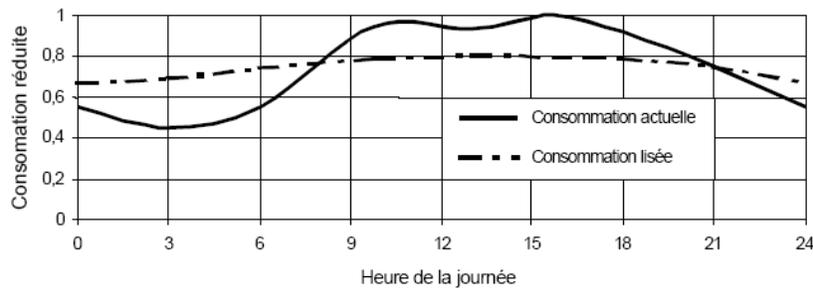


FIG.III-2 – CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ MOYENNE JOURNALIÈRE EN FRANCE [FAU 2003]

De plus, le lissage de la consommation au niveau du réseau de distribution finale permettrait soit de réduire la puissance apparente installée soit de mieux exploiter le réseau existant. Mais il est très important à signaler que malgré le lissage statistique, la puissance appelée varie considérablement selon l'heure et les saisons. D'où l'importance du stockage apparaît en fournissant une compensation locale des variations de charge qui permet d'avoir des réseaux de transport, de répartition et de distribution plus faiblement dimensionnés.

III.3.1.3. L'avantage cinétique

La souplesse éventuelle des processus de stockage et de restitution peut aider à l'adaptation instantanée de l'offre à la demande et par conséquent apporter une souplesse supplémentaire dans le maintien de l'équilibre du réseau. Ceci peut provenir d'un déficit momentané de production, éventuellement prévisible. Le besoin peut aussi résulter de la défaillance d'un ou plusieurs producteurs. Pour cette raison, les gains ainsi obtenus

doivent rentabiliser les investissements qu'entraîne la chaîne de double conversion suivante :

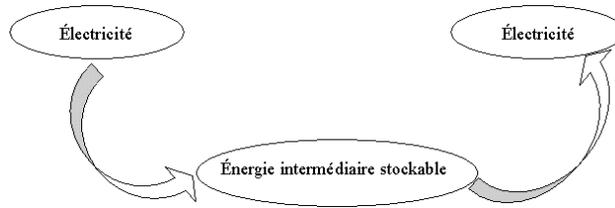


FIG.III-3 – CHAÎNE DOUBLE DE CONVERSION DE L'ÉNERGIE

Pour un site isolé ou pour l'utilisateur, les raisonnements sont un peu différents et la fonction report d'énergie est seule à considérer.

III.3.2. Différentes caractéristiques des techniques de stockage de l'électricité

À chaque situation rencontrée, il existe à priori un système de stockage approprié. Certes des progrès sont nécessaires pour améliorer les performances de certains d'entre eux et en diminuer les coûts. Mais il est encourageant d'affirmer que le stockage de l'électricité peut être quand on veut, où on le désire et en n'importe quelle quantité.

Les techniques de stockage de l'électricité diffèrent selon les besoins en fonction de :

- la nature de l'application : stationnaire ou embarquée,
- la durée du stockage : court ou long terme,
- type de production : puissance maximale nécessaire.

Il est nécessaire, donc, d'analyser de façon critique les caractéristiques fondamentales (techniques et économiques) des systèmes de stockage. Ceci nous permet d'établir des comparaisons pour chaque type d'application entre les différentes technologies afin d'en choisir la meilleure en tenant, ainsi, en considération leurs gestions, dimensionnements, coûts et impacts sur l'environnement.

Les caractéristiques principales des moyens de stockage, sur lesquelles se basent les critères de choix, sont :

- *La capacité énergétique, $W_{st}(Wh)$* : C'est un critère fortement dimensionnant. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie stockée supérieure à celle réellement utilisable (restituée) notée $W_{ut}(Wh)$. La capacité énergétique représente la limite de décharge profonde (état de charge minimal), donc elle est limitée par la profondeur de décharge (rendement). En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à

la capacité énergétique. À l'opposé, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan en régime très lent.

En fin, les accumulateurs d'énergie ne peuvent pas toujours être déchargés complètement, l'énergie exploitable est alors inférieure à l'énergie totale stockée ($W_{ut} \leq W_{st}$).

□ La puissance maximale de charge ou de décharge (parfois sont différentes), $P_{max}(W)$: En réalité, une technologie de stockage peut être caractérisée beaucoup mieux par le rapport entre la capacité énergétique (ou énergie utilisable) et la puissance maximale. Ce rapport est souvent appelé « constante de temps ».

□ La constante de temps, $\tau(s) = \frac{W_{st}}{P_{max}}$ ou plus judicieux $\frac{W_{ut}}{P_{max}}$: C'est le temps de décharge à puissance maximale en tenant compte de la profondeur de décharge et des conditions de fonctionnement du système, puissance constante ou non. Elle caractérise l'adéquation du système avec certaines applications.

Par exemple [ROB 2004], pour un système de stockage hydraulique gravitaire, la capacité de stockage est liée à la masse d'eau et à la dénivelée entre les bassins haut et bas, alors que la puissance maximale est déterminée par la taille des conduites et la puissance des groupes réversibles turbines-machines électriques.

Toutes les technologies de stockage ne permettent pas un découplage aussi aisé des dimensionnements en puissance et en énergie et donc un choix de la constante de temps optimale.

□ Le rendement, $\eta = \frac{W_{ut}}{W_{st}}$: C'est le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie stockée. Sa définition est souvent simpliste parce qu'elle est fournie pour un seul point de fonctionnement [MUL 2004]. Or, il y a des pertes en charge et des pertes à vide ou d'autodécharge. La définition du rendement doit donc se baser sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. La puissance instantanée est l'un des facteurs qui régit le rendement. Un système optimisé avec une faible constante de temps aura un meilleur rendement pour des sollicitations rapides et éventuellement une forte autodécharge.

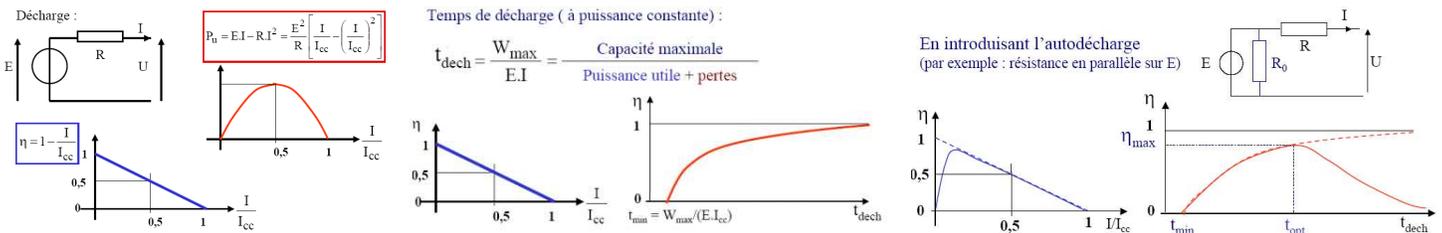


FIG.III-4 – SCHÉMAS ÉLECTRIQUES DE PRINCIPE PERMETTANT DE METTRE EN ÉVIDENCE L'EFFET DU COURANT OU DU TEMPS DE DÉCHARGE AINSI QUE L'EFFET D'AUTODÉCHARGE SUR LE RENDEMENT. LES COURBES EN POINTILLÉS CORRESPONDENT À UN MODÈLE SANS RÉSISTANCE D'AUTODÉCHARGE (I : COURANT RÉSEAU, I_{cc} : COURANT CONTINU) [GER 2002].

Les schémas équivalents de la figure III-4 mettent en évidence de façon simpliste l'existence d'un temps de décharge optimal et d'un rendement maximal [MUL 2004].

La quantité d'énergie totale récupérée au cours d'une décharge complète dépend donc de la puissance appelée.

Pour les systèmes de stockage réels, ces résultats se compliquent car les éléments du schéma équivalent varient avec le point de fonctionnement, et notamment avec l'état de charge (Fig.III-5).

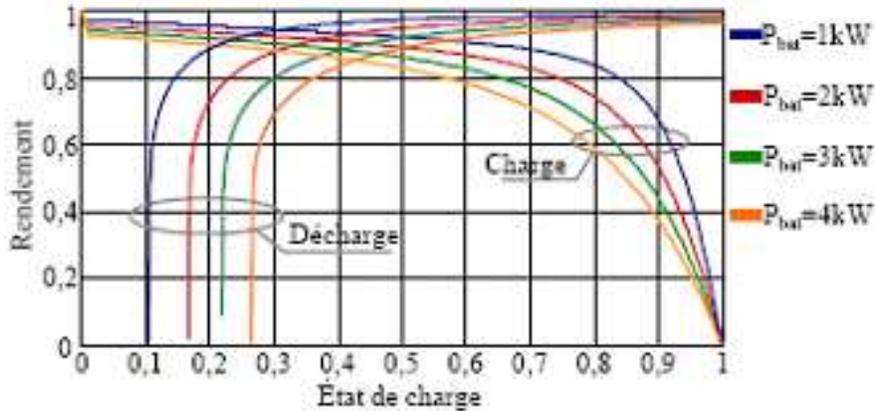


FIG.III-5 – COURBES DE RENDEMENT D'UN ACCUMULATEUR AU PLOMB 48V – 310AH (15 kWh POUR UNE DÉCHARGE EN 10 H) PARAMÉTRÉES EN PUISSANCE [GER 2002]

□ *La cyclabilité* : exprimée en nombre maximal de cycles N (un cycle correspond à une charge et une décharge). La cyclabilité caractérise la durée de vie du dispositif de stockage, c'est-à-dire le nombre de fois où il peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge pour lequel il était dimensionné.

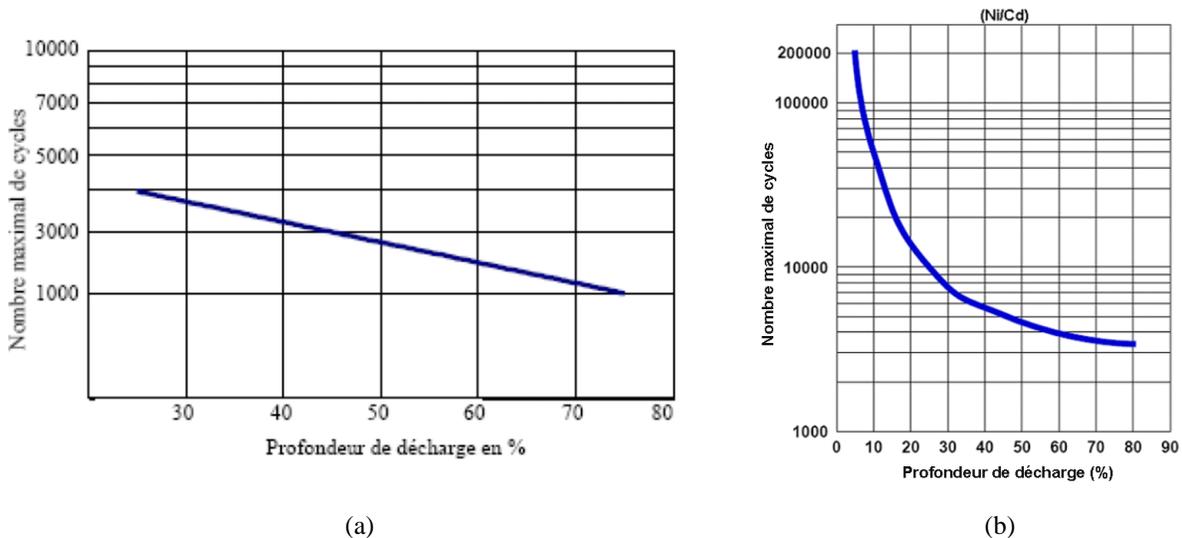


FIG.III-6 – ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CYCLES EN FONCTION DE LA PROFONDEUR DE DÉCHARGE POUR DES ACCUMULATEURS ÉLECTROCHIMIQUES (PLOMB/ACIDE (a), Ni/Cd (b))

Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Quand un dimensionnement en limite d'endurance d'un dispositif de stockage permet un très grand nombre de cycles théoriques, cela représenterait un principal avantage qu'on puisse le prendre en considération pour choisir notre système. Cependant, en réalité, les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie. Dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles (Fig.III-6) et/ou à l'état de charge moyen [MES 1999]. Et comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de N est délicate et les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.

- Les coûts : Comme tout investissement, un dispositif de stockage n'est intéressant que si la somme des gains qu'il procure est supérieure à la somme des coûts qu'il occasionne principalement :
 - l'amortissement du capital, c'est la part la plus marquante pour l'acheteur,
 - les frais de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement), et cela sur toute la durée de vie.

Les systèmes qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais, sont généralement les moins coûteux à l'investissement. Il est donc indispensable, pour minimiser les coûts, d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage [MUL 2004]. Enfin, dans une logique de développement durable, le coût global sur cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et d'autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être pris en considération.

La comparaison entre des gains et des coûts situés à des époques différentes peut être faite soit à travers des considérations financières, soit à partir d'un calcul basé sur le taux d'actualisation.

Afin d'évaluer les coûts d'un système de stockage, on se permet de représenter schématiquement un stockage sous la forme d'un élément d'entrée de puissance notée P_c (puissance de charge, en kW), d'un élément de sortie de puissance notée P_d (puissance de décharge, en kW) et d'un réservoir de capacité énergétique, c'est-à-dire permettant de restituer d'une seule traite W_{ut} (en kWh) même si, du fait du rendement η , il a fallu emmagasiner $W_{st} = \frac{W_{ut}}{\eta}$ (en kWh) [ANZ 1989].

On suppose que le coût d'investissement du stockage peut toujours s'exprimer sous la forme d'une régression multiple comme suit: $C = C_0 + C_1 W_{st} + C_2 P_c + C_3 P_d$, dont les coefficients C_0 (en \$), C_1 (en \$/kWh), C_2 (en \$/kW) et C_3 (en \$/kW) représentent, respectivement, le coût fixe, le coût proportionnel à la capacité énergétique, le coût proportionnel à la puissance de charge et le coût proportionnel à la puissance de décharge.

Si nous utilisons la définition de l'autonomie, $a = \frac{W_{ut}}{P_d}$ (en heures, h), dans le cas particulier, mais fréquent, où C_0 et l'un des coefficients C_2 ou C_3 sont nuls (C_2 par exemple), le coût d'investissement devient : $C = C_1 W_{ut} + C_3 P_d = (aC_1 + C_3)P_d$.

On suppose, en général, que le coût des frais de fonctionnement, actualisé sur la durée de vie, est proportionnel au coût d'investissement (de l'ordre de 40% de ce coût pour une durée de vie de 20 ans pour des ouvrages de production électrique) [ANZ 1989].

Le coût total est donc de la forme : $C_t = (ac_1 + c_3)P_d \cong 1.4(aC_1 + C_3)P_d$, où $c_1 \cong 1.4C_1$ et $c_3 \cong 1.4C_3$.

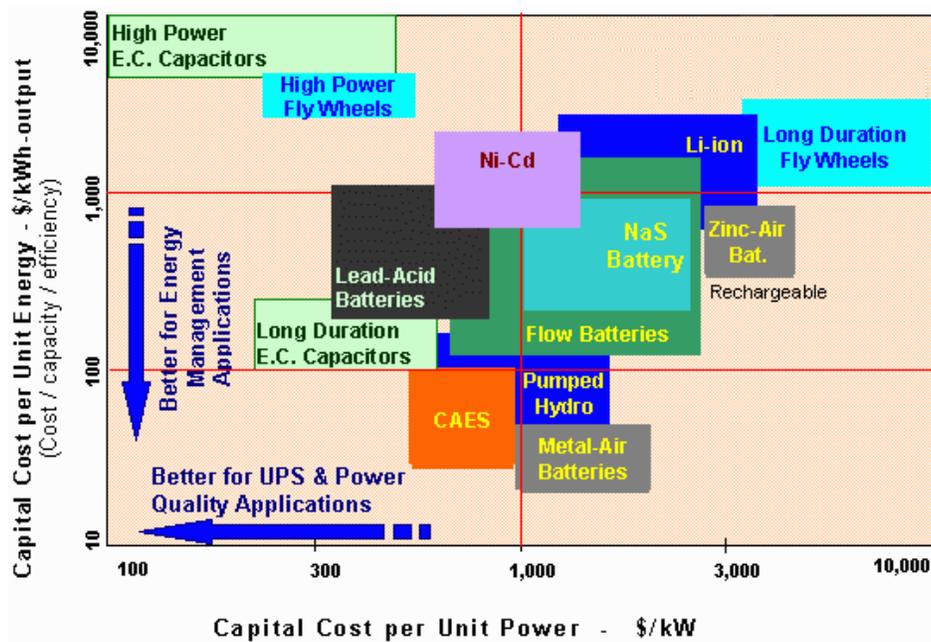


FIG.III-7 – COÛTS D'INVESTISSEMENT PAR UNITÉ D'ÉNERGIE STOCKÉE POUR DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE [LET 2003]

Pour ce qui concerne les gains apportés par un système de stockage, leur évaluation est délicate et dépend du niveau d'implantation du stockage (centralisé ou décentralisé dans un grand réseau, dans un réseau isolé ou chez le consommateur).

□ L'autonomie du système de stockage, $a = \frac{W_{ut}}{P_d}$ (en heures ou minutes ou parfois en secondes) : L'autonomie d'un système de stockage représente la durée maximum durant laquelle le dispositif pourrait restituer, continuellement, de l'énergie emmagasinée. C'est le rapport entre la capacité énergétique (énergie restituable et la puissance maximale de décharge). L'autonomie diffère selon le type de stockage et la nature d'application. Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site

isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie.

□ *Domaines de faisabilité et adaptation à la source de production* : Le type de stockage optimal est intimement lié à la nature de l'application (application de faible et moyenne puissance en sites isolés, application pour la connexion au réseau,...) et au type de production (stationnaire, embarquée) : par exemple, un petit système dans un site isolé nécessitera de stocker une énergie de quelques dizaines de Wh et une grande centrale nécessitera un stockage de plusieurs MWh.

Pour que le rendement d'un dispositif de stockage soit élevé, il vaut mieux qu'il soit bien adapté à la source de production de l'énergie (conventionnelle, renouvelable) afin qu'il puisse travailler en bonne harmonisation avec les centrales de production.

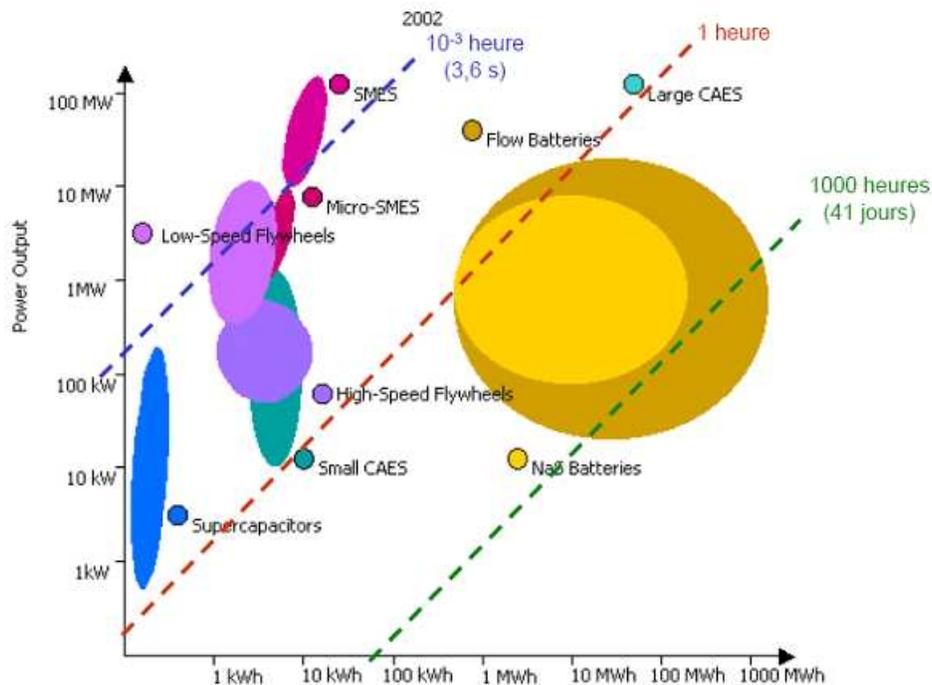


FIG.III-8 – DOMAINES D'APPLICATIONS DES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE SELON LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES [EMR 2003]

□ *L'autodécharge* : L'autodécharge est la proportion de l'énergie initialement contenue dans l'unité de stockage qui s'est dissipée en un temps donné en dehors de tout utilisation.

□ *Densité massique (ou volumique) d'énergie* : La masse et le volume de dispositifs de stockage sont des facteurs importants pour de certaines applications (importance particulière pour la densité énergétique massique dans les applications embarquées, mais elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires). La caractérisation de ces deux facteurs se fera, respectivement, par *la densité massique d'énergie* et *la densité volumique d'énergie*. Elles représentent les quantités

maximales d'énergie accumulée par unité de masse ou de volume du dispositif de stockage.

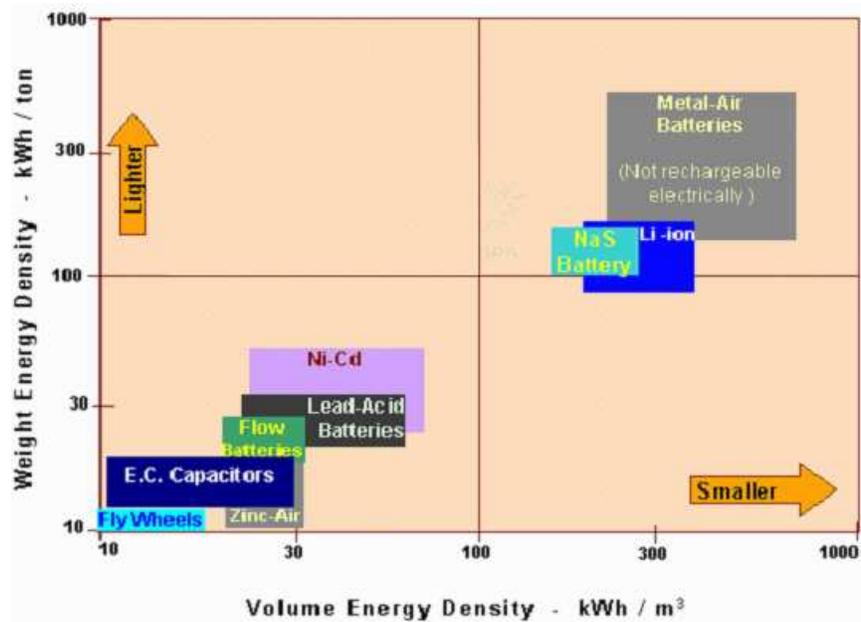


FIG.III-9 – DENSITÉS MASSIQUE ET VOLUMIQUE D'ÉNERGIE [ELE]

- *Les équipements de contrôle et de surveillance* des moyens de stockage tant sur le plan de la quantité que de la sûreté du stockage ont des répercussions sur l'accessibilité et la disponibilité de l'énergie.
- *Les contraintes opérationnelles*, notamment sur les aspects liés à la sécurité (explosion, rejets, éclatement (comme dans le cas du stockage à volant d'inertie), etc.) ou aux conditions de fonctionnement (température, pression, etc.), peuvent influencer sur le choix d'une technologie de stockage en fonction des types de besoins énergétiques.
- Il existe d'autres caractéristiques comme : l'impact sur l'environnement (matériaux aisément recyclable), la fiabilité, la facilité de maintenance, souplesse de l'exploitation et l'utilisation (l'exploitant s'intéresse beaucoup à cette caractéristique), la rapidité du système à mettre en disposition l'énergie stockée (temps de réponse du dispositif), etc.

Enfin il est très important de noter que ces caractéristiques s'appliquent au système de stockage dans sa globalité : éléments de stockage et convertisseurs de puissance.

CHAPITRE IV

DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

IV.1. Généralités

Physiquement, l'électricité peut être stockée directement dans des condensateurs et dans des inductances. Cependant, même avec les *super-condensateurs* ou avec les *inductances supraconductrices* (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage), les quantités d'énergie qu'il est possible de confiner avec ces composants sont faibles. En outre, l'utilisation actuelle se fait principalement en courant alternatif et les condensateurs se prêtent mal à un stockage direct sous cette forme [MULT 2003].

Le stockage de l'électricité peut se faire d'une façon significative. Il faut d'abord la transformer en une autre forme d'énergie stockable, puis effectuer la transformation inverse lorsqu'on désire disposer à nouveau de l'électricité.

Les possibilités techniques sont très vastes et concernent pratiquement toutes les formes d'énergie : mécanique, chimique ou thermique. Ces diverses solutions ont toutes été explorées. Elles ont donné naissance aux techniques qui seront présentées ci-après.

Pour un moyen de stockage, la capacité énergétique de sa réserve, les puissances appelées et fournies lors de l'accumulation et de la restitution, le rendement global éventuellement fonction de la durée de stockage, la rapidité avec laquelle la quantité d'énergie stockée peut être disponible, la durée de vie souhaitable, ainsi que les coûts acceptables en investissement et en maintenance peuvent varier considérablement selon la nature des besoins. Pour donner une idée de cette variabilité, rappelons qu'une réserve d'eau dans un barrage accumule plusieurs GWh sous forme d'énergie hydraulique tandis que la quantité d'énergie stockée dans une batterie de téléphone portable (cellulaire) est de quelques Wh.

Par conséquent, les technologies de stockage répondant aux critères techniques et économiques seront nécessairement de types différents. Il existe de nombreuses technologies, mais la comparaison entre elles est rendue difficile, entre autres raisons, par la variété de leur degré de maturité [CEA].

Un classement des techniques de stockage peut se faire, selon leur nature d'applications, en quatre catégories :

1. application de faible puissance en sites isolés, essentiellement pour des alimentations de capteurs ou de bornes d'urgence,
2. application de moyenne puissance en site isolé (systèmes d'électrification individuels, centrales de village),
3. application pour la connexion au réseau avec lissage de pointes,
4. application pour le contrôle de la qualité de la puissance.

Un autre classement des techniques de stockage, plus simple, peut se faire en regroupant les quatre précédentes catégories en deux grandes catégories :

- Techniques de *stockage à grande échelle* dont les usages peuvent être utilisés par un gestionnaire de réseau (regroupent les troisième et quatrième catégories précédentes). Ces techniques comprennent le stockage : sous forme d'énergie gravitaire (systèmes hydrauliques), sous forme d'énergie thermique, sous forme d'énergie de pression (air comprimé), sous forme chimique (batteries chimiques).
- Techniques de *stockage à moyenne et faible échelles* dont les usages peuvent également servir le réseau, mais aussi la production décentralisée pour de nombreuses applications (regroupent les première et deuxième catégories précédentes). Ces techniques comprennent le stockage : sous forme mécanique (volants d'inertie), sous forme électrochimique (accumulateurs et supercondensateurs), sous forme magnétique, ou sous forme d'air comprimé ou d'hydrogène (piles à combustible).

IV.2. Stockage à grande échelle

IV.2.1. Stockage sous forme d'énergie gravitaire (système hydraulique)

Les systèmes hydrauliques gravitaires sont des centrales d'accumulation par pompage-turbinage (pumped hydro), technologie actuellement largement dominante dans les grandes puissances (quelques dizaines de GWh ou centaines de MW).

Le travail W que produit une masse m qui descend d'une hauteur h est donné par la formule : $W = \frac{mgh}{3600}$ où $g = 9.81 \text{ m/s}^2$, h (m), m (t : tonnes), W (KWh).

D'après cette formule, une masse de 1 tonne qui chute de 100 m produit un travail de 0.272 kWh. On conçoit donc qu'il faut des masses énormes pour obtenir des puissances élevées, ne serait-ce que pendant 1 heure. La prise en compte de telles masses n'est possible qu'à l'aide de barrages hydrauliques de grande capacité énergétique et qui utilisent la force motrice de l'eau, source renouvelable d'énergie très concentrée dont un intérêt primordial est qu'elle est quasi immédiatement disponible.

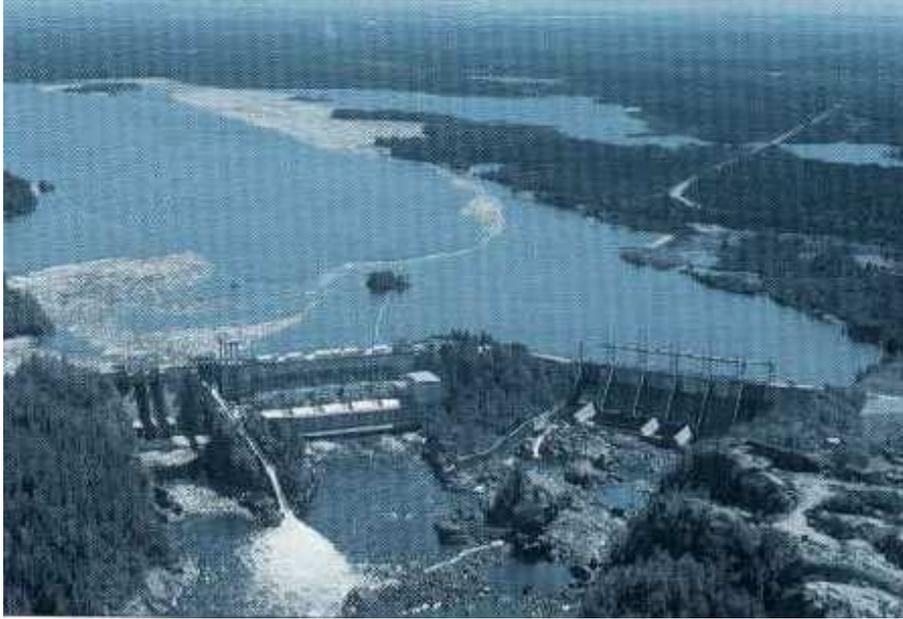


FIG.IV-1 – BASSIN DE LA RIVIÈRE PÉRIBONKA, QUÉBEC (CENTRALE DE LA CHUTE-DU-DIABLE, 240 MW)

Ce type de barrages collecte les eaux d'un bassin versant et accumule ainsi de l'énergie qui ne sera transformée en électricité qu'en fonction des besoins instantanés du réseau. C'est ainsi que certaines barrages fonctionnent essentiellement aux heures de pointe. On voit ainsi qu'une source renouvelable joue un rôle considérable dans la gestion du réseau.

Si l'on veut stocker de l'énergie électrique, il faut utiliser des *stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)* qui permettent de pomper et turbiner cycliquement la même eau entre un bassin supérieur et un bassin inférieur.

Leur principe généralement est bien connu : Lors des périodes où la demande d'électricité est très élevée (heures de pointe, le plus souvent pendant la journée), l'eau s'écoule du bassin supérieur afin de produire de l'électricité. Lorsque la demande est peu élevée (heures creuses, le plus souvent pendant la nuit), l'installation d'accumulation par pompage utilise de l'électricité afin de faire remonter l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur pour le remplir à nouveau, puis on turbine pour produire de l'électricité d'une valeur plus élevée aux heures de pointe.

Les retenues d'eau, haute et basse, peuvent être soit naturelles, soit artificielles. Pour le matériel électromécanique, il peut y avoir deux conceptions différentes. Les groupes ternaires (dont la ligne d'arbre comporte trois éléments : la turbine, l'alternateur-moteur et la pompe) et les groupes avec pompes-turbines qui sont des machines réversibles capables d'assurer les deux fonctions de pompage et turbinage. Les groupes ternaires sont plus chers et présentent l'inconvénient d'avoir une ligne d'arbre très longue; par contre, ils ont des matériels adaptés à leur fonction, ce qui permet d'espérer de bons rendements. Les groupes réversibles sont intermédiaires entre les pompes et les turbines [ANZ 1989].

Le pompage et le turbinage ont leurs propres rendements de conversion. Le rendement global d'un système hydraulique gravitaire vu du réseau électrique est d'environ 65% à 75% selon les caractéristiques des équipements [MULT 2003].

La contrainte majeure est reliée à la nécessité de sites au relief adapté; pour ça, la mise en œuvre de cette technologie suppose bien entendu l'existence de retenues d'eau appropriées. Les STEP ne peuvent pas être placées en aval dans le réseau au voisinage des centres de consommation et leur intérêt économique ne peut être que le report d'énergie et les avantages cinétiques.

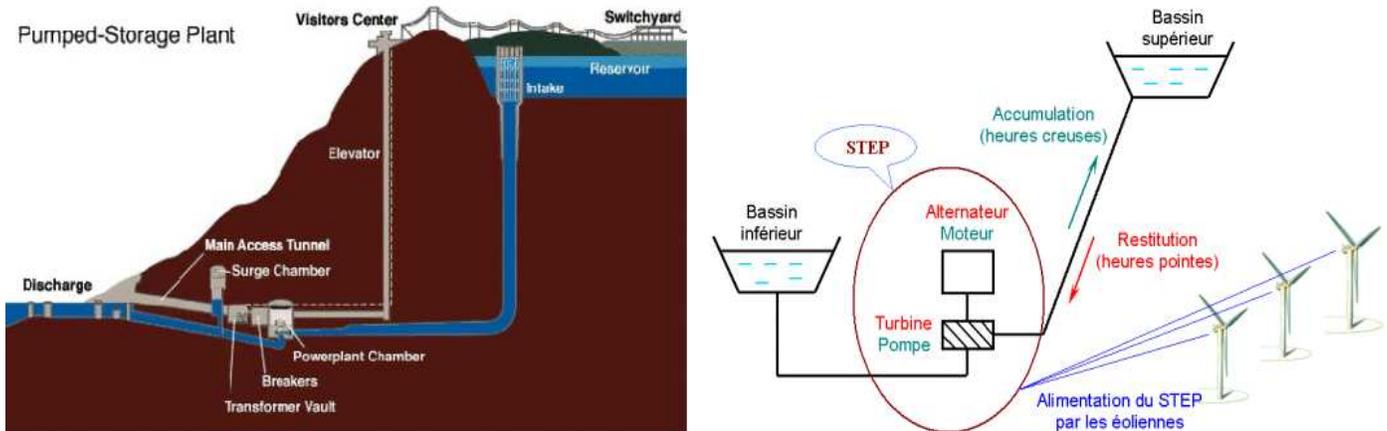


FIG.IV-2 – CENTRALE HYDRAULIQUE GRAVITAIRE – SCHÉMA DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DANS LE CAS OÙ IL EST ASSOCIÉ AUX ÉOLIENNES ET À LA STEP

Compte tenu du rendement du cycle, il faut absorber 4 kWh pour en produire 3; la STEP ne peut être utilisée pour le report d'énergie que s'il existe un écart au moins 33% entre les coûts d'heures creuses et ceux d'heures de pointe. Ce n'est qu'au-delà de ce seuil que commencent les gains.

Par ailleurs, les STEP sont capables, comme les centres hydrauliques, de modulations extrêmement rapides; elles peuvent par exemple [ANZ 1989], palier le déclenchement d'une grosse unité thermique. Leur installation dans les régions dépourvues d'hydraulique gravitaire permet ainsi d'assurer des fonctions de modulation rapide (réglages primaire et secondaire ou réserve tertiaire).

Au Québec, tous les sites potentiels ont pratiquement été déjà équipés. Mais, selon les spécialistes, une des solutions les plus rentables consisterait à installer des éoliennes directement au bord des grands réservoirs (barrages) où le vent fournirait une énergie parfaitement complémentaire à celle de l'eau. Ceci revient au fait que le vent souffle plus fort l'hiver, quand les réservoirs sont vides, et dans la journée, quand la demande est la plus importante. On pourrait apprendre de l'expérience du Norvège et Danemark³ dans ce domaine afin de régulariser la production éolienne dans les zones venteuses et les sites isolés qui comptent bien sur les éoliens en envisageant des liaisons électriques sous-marines, dans le cas des îles par exemple. Une économie de l'eau et une augmentation de la puissance et du rendement du fonctionnement des centrales hydrauliques peuvent être

³ Le Norvège prévoit d'augmenter les capacités de pompage hydraulique afin de régulariser la production d'électricité des éoliennes au Danemark. Des nouvelles liaisons électriques sous-marines sont envisagées à cet effet entre les deux.

obtenus en mettant en service des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) alimentée par l'énergie éolienne.

IV.2.2. Stockage sous forme de l'énergie thermique

Il existe dans le sous-sol de nombreux gisements géothermiques, dans lesquels se trouve stockée naturellement une grande quantité d'énergie calorifique. Ce sont soit des réservoirs d'eau chaude, soit des réservoirs de vapeur qui sont exploités dans de nombreux pays pour le chauffage des habitations (France, Islande, etc.) ou pour produire de l'électricité (Italie, États Unis, etc.).

Le stockage d'électricité sous forme thermique s'apparente à ces installations et il est préférable de distinguer, par analogie, deux types de stockage de chaleur suivant qu'ils font appel à la chaleur sensible ou à la chaleur latente.

IV.2.2.1. Stockage sous forme de chaleur latente

Le stockage thermique par chaleur latente de fusion met en œuvre le changement d'état liquide-solide d'un matériau à température constante.

Le principe est le suivant : pendant l'accumulation, on porte un corps de l'état solide à l'état liquide et, pendant la restitution, on le ramène à l'état solide. Les transferts de chaleur entre l'accumulateur thermique et le milieu extérieur s'effectuent par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur. L'énergie est stockée à un niveau thermique donné, et cela d'une façon d'autant plus concentrée que la température est élevée; l'enthalpie de fusion croît avec la température de fusion des corps utilisés.

Plusieurs expériences ont été faites aux États-unis et en France depuis 1960 sur la potasse et la soude, à haute température (300 °C environ) et ont montré la soude comme un bon fluide de stockage qui présente de grandes qualités malgré son aspect très corrosif. La soude a une température de fusion élevée, un coefficient de conductivité thermique satisfaisant, une grande stabilité à chaud et une pression de vapeur très faible. Entre 120 °C et 360 °C, elle présente une capacité spécifique (massique ou volumique) de stockage thermique de 744 MJ/t ou 1332 MJ/m³.

La mise en place d'un système d'accumulation en chaleur latente sur de la soude dans des chaudières électriques permettrait de limiter les appels de puissance électrique dans les processus industriels où les besoins en vapeur sont discontinus et variables en intensité.

IV.2.2.2. Stockage sous forme de chaleur sensible

C'est le procédé le plus simple : on chauffe un corps (sodium, sel, eau sous pression, etc.) qui ne subit pas de changement d'état pendant la phase d'accumulation; la chaleur est ensuite récupérée pour produire de la vapeur d'eau qui entraîne un groupe turbo-alternateur.

L'utilisation de l'eau comme fluide de stockage implique des températures élevées, supérieures à 200 °C, de sorte qu'il est impossible de stocker cette eau dans des nappes captives car le terrain subirait des modifications irréversibles. Il faut donc utiliser des cavités étanches de grande volume, creusées dans les roches [ANZ 1989].

Pendant les heures creuses, l'eau chaude à stocker peut provenir d'une centrale thermique, par exemple par condensation de la vapeur à haute pression sortant de la chaudière (Fig. 20) ou par prélèvement, à un niveau de température inférieur à partir des soutirages de la turbine. La production supplémentaire d'électricité pendant les heures de pointe peut se faire en assurant, par le déstockage, le réchauffage de l'eau d'alimentation et en réduisant simultanément les soutirages de la turbine. La surpuissance obtenue est de 5% grâce à une augmentation du débit de vapeur traversant la turbine.

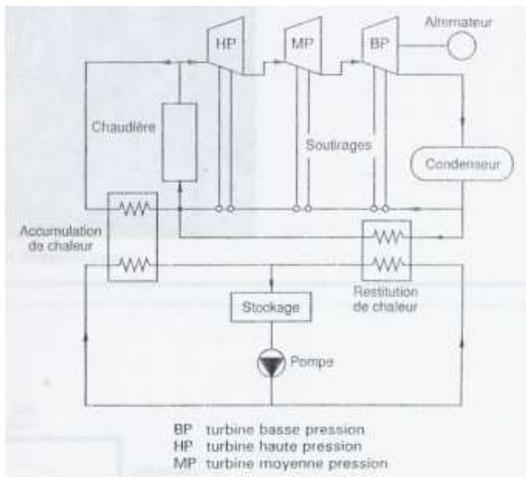


FIG.IV-3 – STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ SOUS FORME DE CHALEUR SENSIBLE DANS UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE

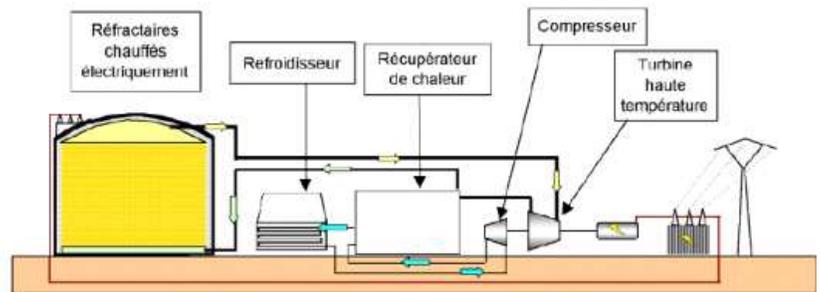


FIG.IV-4 – STOCKAGE DE LA CHALEUR À HAUTE TEMPÉRATURE AVEC TURBINE

Le stockage de la chaleur à haute température avec turbine (Fig.IV-4), représente une nouvelle technologie de stockage sous forme de chaleur sensible mais, malheureusement, elle n'a pas encore fait l'objet d'une réalisation.

Pour ce faire, il faut :

- stocker l'électricité transformée en chaleur, avec des résistances électriques, dans des réfractaires,
- transformer la chaleur en électricité, en injectant l'air chauffé par les réfractaires dans une turbine à gaz afin de récupérer l'énergie accumulée.

L'optimisation de cette technologie est envisageable grâce au développement des turbines à gaz à haute température (supérieure à 1400°C) et qui permettent un rendement de conversion de chaleur en électricité de 60% dans des cycles combinés. À ce niveau de température, la densité d'énergie qu'il est possible de stocker dans des réfractaires est notamment considérable (il faut 500 kWh [MULT 2003] pour chauffer une tonne de réfractaires à 1400 °C).

Cependant, les produits indispensables pour développer de tels systèmes de stockage d'électricité, sont disponibles : les résistances électriques nécessaires existent. Les réfractaires nécessaires pour stocker la chaleur à 1400 °C sont largement employés en sidérurgie, et l'isolation thermique à ce niveau de température est également bien maîtrisé par cette industrie. Ce système permet de stocker de très grandes quantités d'énergie sans risque majeur et sa réalisation n'est pas liée à des contraintes géologiques de site ainsi que les pertes d'autodécharge (pertes thermiques) sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions.

À titre exemple [MULT 2003], un réservoir de stockage thermique dimensionné pour 1000 MWh, ne mesurerait que 20 m de diamètre et 20 m de hauteur, soit un volume de 5000 m³.

Enfin, les coûts d'investissement envisagés pour ce type des systèmes de stockage d'électricité sont classés parmi les plus bas d'où l'importance de penser à développer un tel concept.

IV.2.3. Stockage sous forme d'énergie de pression (air comprimé)

Le stockage d'air comprimé (CAES compressed air energy storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance.

Une centrale de production d'électricité avec une turbine à gaz classique utilise près de deux tiers de la puissance disponible sur l'arbre pour la compression de l'air de combustion. Il apparaît donc possible, en séparant les processus dans le temps, de se servir de l'électricité disponible durant les heures creuses (heures du stockage) afin de compresser de l'air avec un turbocompresseur, puis de produire, pendant les heures de déstockage (heures de pointe), une puissance trois fois plus importante pour la même consommation du combustible en réchauffant l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. La chaleur résiduelle de la fumée est récupérée et utilisée pour chauffer l'air (Fig.IV-5).

La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer des grandes cavernes situées à grande profondeur et constituées de roche de très bonne qualité ou de dépôts de sel adéquats (anciennes mines de sel par exemple). De même une cavité de stockage de gaz naturel dont on n'aurait plus l'usage peut avantageusement être transformée en cavité de stockage d'air comprimé.

En effet, l'air comprimé doit être stocké à forte pression (40 à 70 bars) et à une température proche de l'ambiante, cela afin de réduire son volume massique et diminuer ainsi le volume du réservoir de stockage. Cependant, les volumes stockés restent très

importants. Par exemple [ANZ 1989], pour une unité de 250 MW ayant une autonomie de 6 à 8 heures, il faut environ 500000 m³. pour cette raison, il n'est ni pratique, ni économique d'utiliser des réservoirs sous pression en surface; il faut envisager donc un stockage d'air comprimé souterrain, pouvant bénéficier de pressions géostatiques (poids des terrains au-dessus des cavernes) qui facilitent le confinement de la masse d'air stockée.

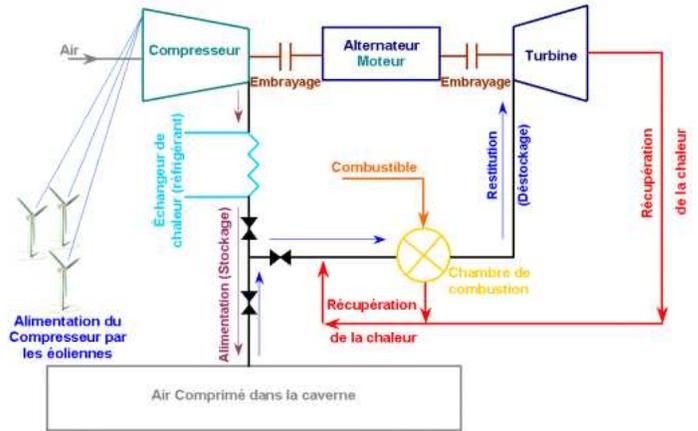
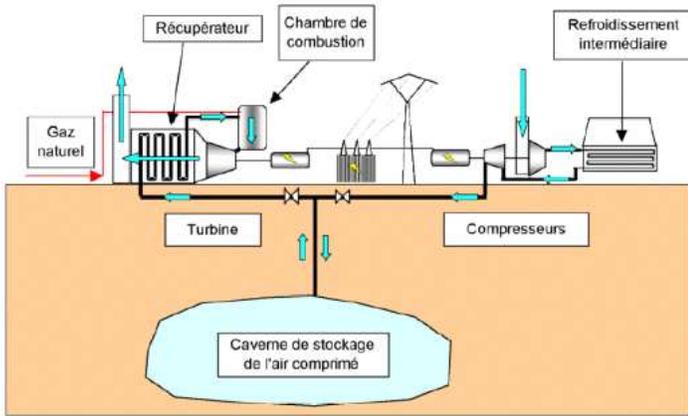


FIG.IV-5 – CENTRALE DU STOCKAGE D' AIR COMPRIMÉ – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ ASSOCIÉ À DES ÉOLIENNES

La définition du rendement ici est particulière car l'air est réchauffé dans une chambre de combustion grâce à un appoint de gaz naturel, avant d'être détendu dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut absorber 0,7 à 0,8 kWh d'électricité pendant les heures creuses pour la compression de l'air et absorber 1,22 kWh de gaz naturel durant la restitution (heures de pointe).

Pour améliorer le rendement du système et pour des raisons économiques, il faut s'assurer que les fuites d'air (autodécharge) soient les plus faibles possibles.

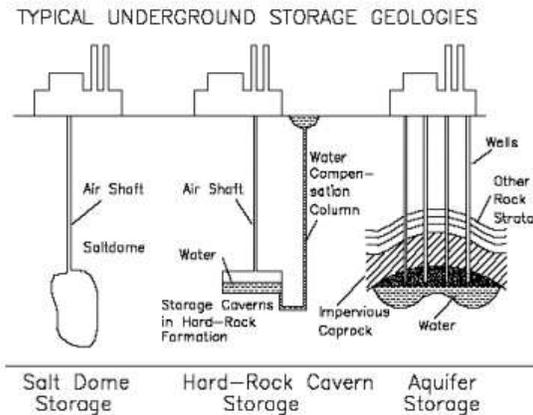


FIG.IV-6 – DIFFÉRENTS TYPES DE RÉSERVOIRS DE STOCKAGE D' AIR COMPRIMÉ

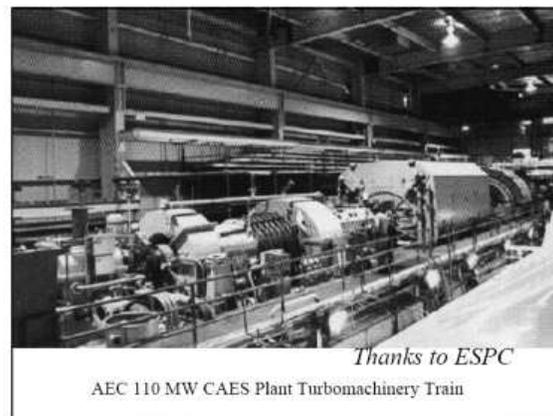


FIG.IV-7 – PHOTO INTÉRIÈRE D'UNE INSTALLATION DE TYPE DE CAES

Dans le cas où la pression de stockage est adoptée constante, il convient de prévoir un réservoir d'eau supérieur pour la compensation hydraulique (Fig.IV-8). Mais le gain en volume est très appréciable par rapport à une caverne qui se dégonfle : pour une pression minimale de 50 bar, le volume est 4 à 5 fois plus faible.

La première centrale de stockage utilisant un réservoir souterrain d'air comprimé est en fonctionnement depuis novembre 1978 à Humfort près de Brême en Allemagne (Fig. IV-9). L'air comprimé est stocké à une pression entre 50 et 70 bars dans deux cavernes, de 150000 m³ chacune, ont été creusées dans le sel à une profondeur de 700 m. La puissance électrique est de 290 MW, tandis que la durée de fonctionnement est de 2 heures.

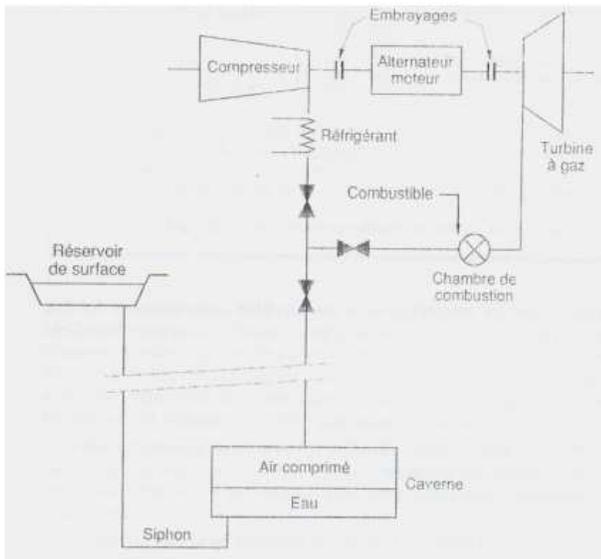


FIG.IV-8 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ AVEC UN RÉSERVOIR D'EAU POUR LA COMPENSATION HYDRAULIQUE

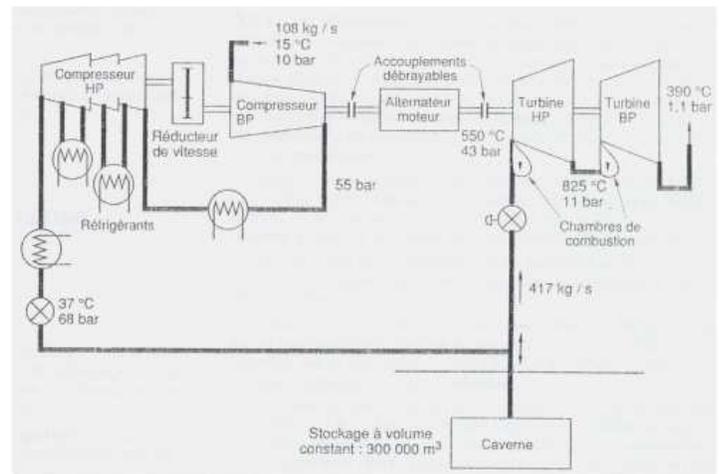


FIG.IV-9 – SCHÉMA DE PRINCIPE DE LA CENTRALE DE HUMFORT

IV.2.4. Stockage d'électricité couplé avec un stockage de gaz naturel

Comme l'électricité dans les stations de transfert d'énergie par pompage-turbinage (STEP), le gaz naturel peut être stocké à court terme dans des volumes importants. Le principe consiste à coupler le stockage souterrain de gaz naturel avec un stockage d'électricité. En effet, le stockage de gaz naturel se fait dans des réservoirs souterrains à grande profondeur (1500 m) et à haute pression (220 bars environ) où il est indispensable de consommer de l'énergie pour la compression afin d'atteindre ce niveau de pression, tandis que, dans les artères de grand transport, les canalisations de gaz naturel sont exploitées entre une pression minimale d'environ 45 bars et une pression maximale (appelée Pression Maximal de Service) généralement de 60 à 80 bars.

La différence entre la quantité de gaz contenue dans le réseau porté à sa pression maximale et celle contenue dans le réseau à la pression minimale compatible avec

l'alimentation des consommateurs est appelée « stock en conduite utile » : toute variation de pression du réseau conduit à une variation du stock en conduite utile.

Les variations de stock en conduite utile permettent de lisser à l'échelle de quelques heures les variations de consommations des clients tout en maintenant un approvisionnement constant mais également de répondre à une défaillance de courte durée d'une ressource ou à une indispensabilité d'un ouvrage de transport ou de stockage du gaz naturel : elles permettent donc d'assurer la sécurité du réseau à très court terme.

Ainsi, pour une conduite de 100 km et de diamètre de 750 mm exploitée à la pression de 68 bar, le volume « stockable » correspond à une énergie d'environ 12 GWh.

Le stock en conduite utile étant limité et par définition nul pour des réseaux de transport saturés, un aléa de durée plus longue doit être couvert par des ajustements des ressources ou des soutirages d'un réservoir souterrain.

IV.2.5. Stockage d'électricité couplé avec un stockage de gaz liquéfié

Une consommation importante d'énergie est nécessaire afin de liquéfier du gaz naturel ou de l'air. Une technologie japonaise envisage à profiter ces échanges de chaleur pour stocker l'électricité [MULT 2003].

Le concept consiste à mettre en œuvre deux réservoirs de stockage pour le gaz naturel liquéfié et l'air liquide, des échangeurs de chaleur régénérateurs, un compresseur et une turbine à gaz. Durant les heures de consommation du gaz naturel brûlé pour faire fonctionner la turbine qui fournit de l'électricité, on vaporise l'air liquide ainsi que le gaz, et le froid produit est conservé dans les échangeurs. Durant les heures creuses, de l'air est refroidi grâce au froid emmagasiné auparavant, comprimé avec un compresseur qui consomme de l'électricité, pour être finalement liquéfié et stocké.

IV.2.6. Stockage sous forme d'hydrogène

En reprenant les techniques connues pour le gaz naturel, Le stockage souterrain à grande échelle pourra être envisagé, dans le cas de l'hydrogène qui pourra, par exemple, être produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine renouvelable (en effet, les premiers stockages souterrains ont été développés pour le gaz de ville, qui contenait une grande proportion d'hydrogène). L'électricité pourra ensuite être produite, par exemple, à l'aide de piles à combustibles.

IV.2.7. Stockage sous forme chimique

IV.2.7.1. Accumulateurs électrochimiques

Le stockage sous forme chimique se fait à l'aide des accumulateurs. Ces systèmes remplissent le double fonction de stockage et de déstockage de l'électricité en alternant les phases de charge et de décharge. Ils présentent la propriété de pouvoir transformer de l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques en énergie électrique et réciproquement, sans émission de polluants, sans nuisances sonores et avec des conditions de maintenance réduites.

Ils sont constitués d'un couple électrochimique composé de deux électrodes séparés par un électrolyte. Des réactions d'oxydation ou de réduction interviennent aux interfaces des électrodes qui cèdent ou absorbent des électrons. Les ions ainsi générés circulent dans l'électrolyte. Il faut un grand nombre d'électrons échangés par mole ainsi qu'une réaction entre un élément très oxydant et un autre très réducteur afin d'obtenir une grande énergie stockée. Il faut en outre une parfaite réversibilité des processus électrochimiques et des matériaux à faible masse ou volume molaire. Les réactions chimiques sont sensibles à la température, ainsi certains types d'accumulateurs sont inefficaces à basse température (< 0°C), d'autres requièrent des températures élevées (300°C). La rapidité à délivrer l'énergie (représentée par la puissance de décharge) est limitée par le plus lent des nombreux processus de conduction. Pour accroître la puissance, il faut augmenter les surfaces d'électrodes et leur porosité. Pratiquement, il existe toujours un compromis énergie/puissance.

Les différentes technologies utilisées dans la fabrication des accumulateurs sont : au Plombe/Acide, au Nickel à électrolyte alcalin (Nickel/Cadmium NiCd, Nickel/métal-hydrure NiMH, Nickel/Fer NiFe), au métal/air (zinc ou fer ou magnésium/air), au Sodium à électrolyte d'alumine β (Sodium/Soufre Na/S, Sodium/Chlorure de Nickel Na/Ni-Cl₂), au Lithium/Ion, au Lithium/Polymère, au Lithium/Phosphate, etc.

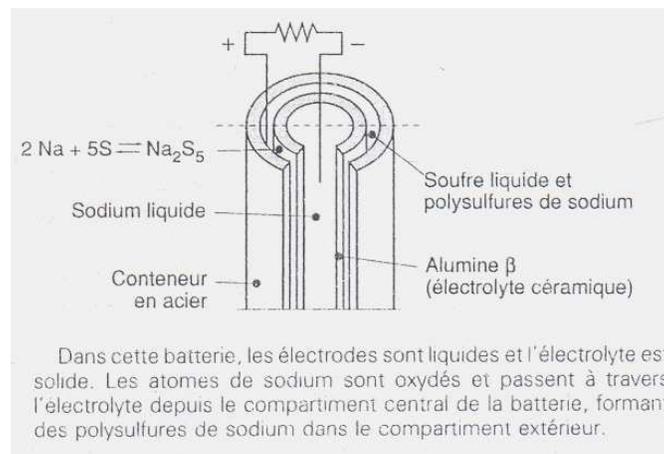


FIG.IV-10 – SCHÉMA DE PRINCIPE DE LA BATTERIE SODIUM/SOUFRE

Les principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150 Wh/kg et 2000 W/kg) et la maturité technologique. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (quelques 100 à quelques 1000 cycles). Souvent, elles sont destinées aux applications portables ou embarquées mais également aux applications stationnaires (secours en situation couplée au réseau, stockage d'énergie en association avec les énergies renouvelables surtout dans les sites isolés, etc.). dans ce paragraphe on abordera seulement les applications stationnaires.

Les batteries traditionnellement utilisées pour secourir les installations électriques sont à plus de 90 % des batteries au plomb. Le nickel/cadmium, plus coûteux, est utilisé lorsqu'une grande fiabilité est demandée. Mais la batterie au plomb se prête mal à ce type d'applications parce que :

- les conditions climatiques en site isolé sont parfois difficiles. La durée de vie du plomb est trop faible à chaud [SCH 2005],
- la « mort subite » de batteries au plomb en fin de vie est difficilement compatible avec les exigences d'alimentation fiable en site isolé.

Un autre marché où le plomb ne satisfait pas pleinement le cahier des charges est celui du stockage d'énergie en association avec les énergies renouvelables (stockage tampon de l'électricité par voie solaire ou éolienne).

Le courant généralement modeste ne permet généralement pas une fourniture directe de l'énergie électrique produite au consommateur, particulièrement lorsque la demande en puissance est élevée. Le stockage dans des batteries-tampons est alors un moyen de stocker au moins temporairement l'électricité produite à un moment différent de la consommation d'une part, et de restituer cette énergie à un niveau de puissance éventuellement mieux adapté que ce qu'il serait possible d'avoir par une utilisation directe de l'énergie renouvelable d'autre part.

Le problème en stationnaire isolé est la connaissance de l'état de charge qui n'est pas bien établie pour les technologies aqueuses. Si l'on ne prend pas soin d'appliquer des protocoles de compensation, les réactions parasites donnent lieu à des états de charge différents sur la positive et la négative au cours du cyclage.

Le caractère éminemment aléatoire et variable dans le temps des énergies renouvelables rend indispensable le couplage des générateurs électriques avec des moyens de stockage électrochimique de l'énergie électrique.

Les batteries au plomb constituent l'investissement le plus économique au moment de la livraison du système. Ces batteries sont malheureusement sensibles aux usages abusifs et leur durée de vie est souvent bien inférieure à celui du dispositif générateur. En effet, les batteries au plomb dans leur technologie actuelle acceptent assez mal les décharges profondes. La profondeur de décharge est en effet responsable de la dégradation de ces batteries, conduisant à une réduction notable de leur durée de vie lorsqu'elles sont utilisées dans ces conditions.

Les batteries alcalines (Ni/Cd et Ni/MH) sont beaucoup plus robustes mais coûteuses. Elles sont mieux adaptées aux températures basses.

Techniquement les batteries au lithium présentent les meilleures performances. L'autodécharge des accumulateurs Li/ion est en effet faible alors que leur énergie massique stockée est bien supérieure. Ils permettent par ailleurs un cyclage à grande profondeur de décharge avec un impact moindre sur les performances comparativement à l'accumulateur au plomb surtout, mais aussi au nickel/cadmium. En outre, le coût de ces accumulateurs, principal facteur limitant, est en forte décroissance actuellement.

IV.2.7.2. Batteries redox (à circulation électrolyte : flow batteries)

Les batteries redox sont des batteries à circulation d'électrolytes dans lesquels les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution avec l'électrolyte. Elles permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques (au plomb/acide ou nickel/cadmium par exemple) dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité des batteries classiques.

Des différents électrolytes ont été développés par associations autour du brome: avec le zinc (ZnBr), le sodium (NaBr), le vanadium (VBr) et, plus récemment, le polysulfure de sodium. La réaction électrochimique à travers une membrane dans la cellule est réversible (charge et décharge). Par l'utilisation de grands réservoirs et le couplage de nombreuses cellules, de grandes quantités d'énergie peuvent être stockées et restituées en pompant les électrolytes vers les réservoirs.

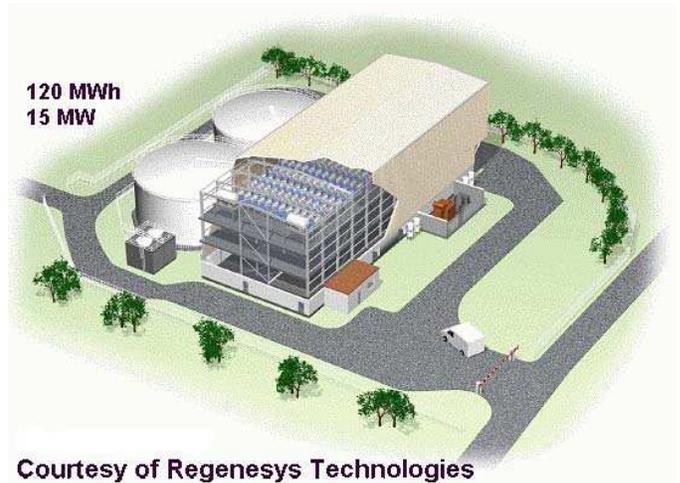
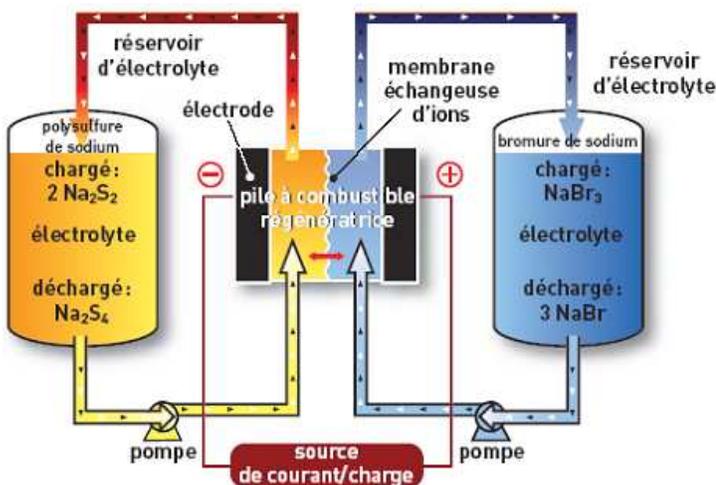


FIG.IV-11 – SCHÉMAS DE PRINCIPE DE LA BATTERIE REDOX DÉVELOPPÉE PAR REGESYS TECHNOLOGIES ET D'UNE CENTRALE QUI UTILISE LES COUPLES RÉACTIFS NaBr/NaBr₃ ET Na₂S₄/Na₂S₂

La technologie la plus représentative est celle développée par Regenesys Technologies qui avait construit un système de stockage selon ce procédé en Angleterre de 15 Mw à 120 MWh en 2003 mais cette technologie est maintenant dominée par une électrochimie basée entièrement sur le vanadium. Le rendement électrique global du stockage est d'environ 75 % [MULT 2003].

IV.3. Stockage à petite échelle

IV.3.1. Stockage sous forme d'énergie cinétique (Accumulateur à volant d'inertie : Batterie électromécanique : Flywheel Energy Storage (FES))

Stocker de l'énergie à l'aide d'un mobile en mouvement n'est pas une idée récente, elle a été utilisée depuis longtemps, en particulier, pour régler la vitesse de rotation des transmissions de puissance.

Le principe de base est simple. Un corps solide de moment d'inertie I (Kg.m^2), tournant à la vitesse angulaire ω autour d'un axe passant par son centre de gravité possède une quantité d'énergie cinétique de valeur : $E = \frac{1}{2} I \omega^2 = \iiint \frac{1}{2} V^2 dm$, avec $V = \omega R$ la vitesse périphérique et R le rayon moyen. La puissance P transférée, pour un système stationnaire de géométrie constante est : $P = \frac{dE}{dt} = I \omega \dot{\omega}$.

Cette énergie stockée est limitée dans la pratique par la contrainte maximale admissible liée aux efforts centrifuges. Cette contrainte σ_{\max} est proportionnelle à la masse volumique ρ du matériau constituant le mobile et le carré de la vitesse périphérique V : $\sigma_{\max} = \rho V_{\max}^2$.

On montre facilement que l'énergie cinétique stockable par unité de masse m (densité massique d'énergie) est de la forme : $\frac{E_{\max}}{m} = K_m \frac{\sigma_{\max}}{\rho}$.

Le coefficient de proportionnalité, K_m , est un coefficient de forme sans dimension appelé coefficient d'énergie massique ($K_m = 0,5$ pour un cylindre à paroi mince). Il est inférieur à 1 et caractérise la géométrie du solide en rotation indépendamment de son rayon moyen.

D'où, contrairement à ce que l'on pourrait penser, pour un poids fixe la capacité maximale de stockage d'un tel accumulateur n'est pas obtenue avec un matériau de forte densité, mais au contraire avec des matériaux qui combinent faible densité et forte résistance à la rupture.

De la même manière, la densité volumique d'énergie est proportionnelle à la résistance du matériau : $\frac{W}{V_{ev}} = K_v \sigma_{max}$, où le coefficient de forme K_v est nommé coefficient d'énergie volumique. L'encombrement est caractérisé par le volume V_{ev} , balayé par le volant.

Les principaux composants d'un accumulateur à volant d'inertie sont :

- *le volant* : élément principal de l'accumulation.
- *le convertisseur* : généralement un *moteur-générateur* réversible.
- *les paliers* : Les paliers (souvent magnétiques) assurent la libre rotation de l'ensemble autour de l'axe principal d'inertie et minimisent les frottements et les vibrations, sources de pertes. Ils doivent donc assurer les deux fonctions, sustentation et centrage.
- *l'enceinte de confinement* : elle participe au maintien d'une atmosphère contrôlée autour du volant, en particulier d'une faible pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge.

Un dispositif comme celui illustré ci-dessous (Fig.IV-12 (a) : 2 kW/6kWh) est un système à bas coût pour des applications en télécommunication. De grosses installations composée de 40 systèmes 25kW/25kWh sont par exemple capables de stocker 1 MW restituable en une heure.

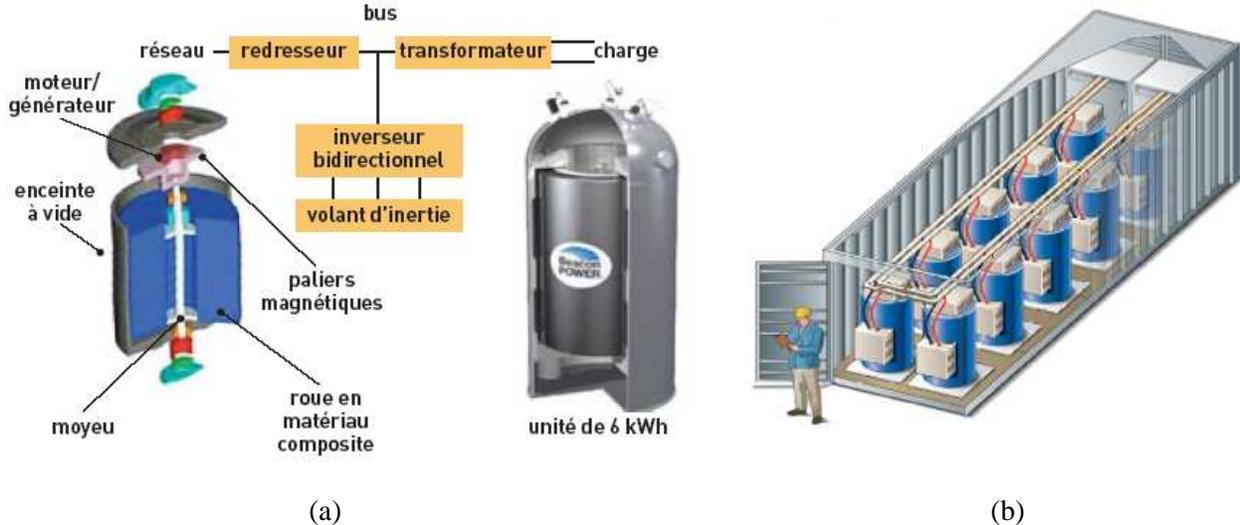


FIG.IV-12– (a) ACCUMULATEURS À VOLANT D'INERTIE, (b) MATRICE DES VOLANTS D'INERTIE

Un calcul simple montre que l'on a extrait les trois quarts de l'énergie stockée lorsque la vitesse est tombée à la moitié de la valeur initiale. On retiendra généralement cette valeur comme celle de l'énergie stockée.

Pour le stockage de l'énergie dans un système de production électrique, on doit envisager des volants d'inertie de grande capacité énergétique. Les meilleurs matériaux sont les composites à fibres de carbone capables d'atteindre des vitesses périphériques de

1500 m/s correspondant à une puissance de 100 Wh/kg. Pour 10 MWh par exemple, la masse nécessaire à la réalisation de tels volants serait de 1200 t pour l'acier doux et de 200 t pour des matériaux composites à fibres de carbone.

Les pertes par frottement d'un volant de 200 t peuvent être estimées à environ 200 kW. Avec cette hypothèse et pour un rendement instantané de charge-décharge de 85%, le rendement global n'attendrait plus que 78% au bout de 5h et 45% au bout d'une journée. Les stockages de longues durées, avec un tel dispositif, ne sont donc absolument pas envisageables.

Le volant d'inertie peut être utilisé comme moyen de réduction des besoins énergétiques :

- Soit dans les véhicules, en permettant de réduire la consommation énergétique. Il emmagasine l'énergie dissipée au freinage et la restitue quelques instants plus tard lors de l'accélération du véhicule, ce qui permet le lissage du besoin de puissance demandé au moteur principal et l'optimisation de son fonctionnement.
- Soit dans le domaine de la distribution électrique urbaine en réalisant des batteries tampons de grande capacité, comparable aux réservoirs d'eau, toujours dans le but de maximiser le rendement des unités de production.

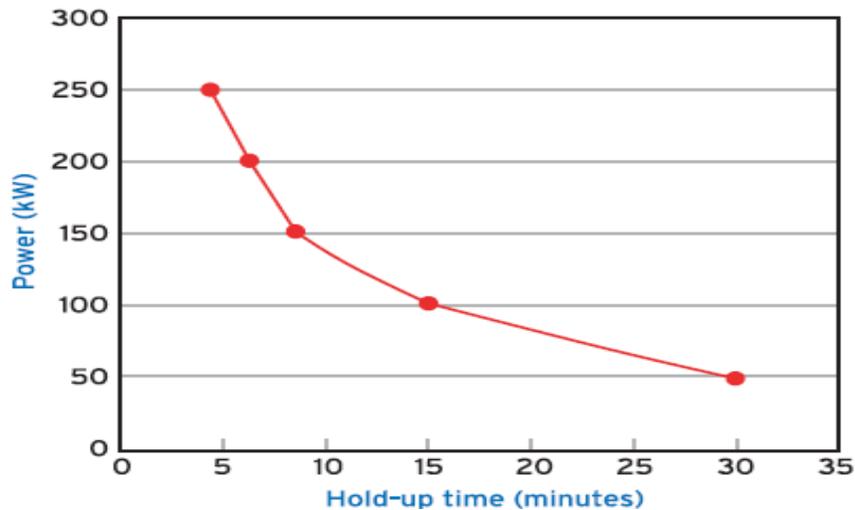


FIG.IV-13 – DURÉE DE LA DÉCHARGE EN FONCTION DE LA PUISSANCE GÉNÉRÉE POUR UN VOLANT QUI DÉLIVRE UNE PUISSANCE DE L'ORDRE DE 250 kW DANS 5 MINUTES ET DE L'ORDRE DE 50 kW DANS 30 MINUTES

D'un point de vue pratique, c'est dans le domaine de la production d'énergie sur les sites isolés que les batteries électromécaniques ont un impact le plus direct. Par exemple, des dispositifs ont été mis en place pour alimenter des habitations clairsemées ainsi que les îles d'Écosse et du pays de Galle [DAV 1995]. Dans le premier cas, les batteries ont essentiellement un rôle de régulation du courant pour en augmenter la qualité (constance et continuité de la tension). Dans l'alimentation des îles, l'objectif principal est d'assurer qu'un maximum de l'énergie consommée soit produite par les génératrices éoliennes installées in situ. Il s'agit donc d'accumuler l'énergie lorsque la production est supérieure

à la demande. Cependant la constante de temps est trop importante par rapport aux fluctuations du vent et de la demande. Des batteries électromécaniques sont donc envisagées pour améliorer la qualité de la fourniture lorsque la production éolienne est proche de la consommation.

En dehors d'un système d'accumulation de forte capacité, l'énergie complémentaire est fournie par un réseau principal ou produite par des groupes électrogènes à moteur diesel. Pour que cette dernière association soit rentable, ceux-ci doivent être éteints lorsque l'éolienne peut subvenir seule aux besoins. C'est alors le fonctionnement intermittent du moteur diesel qui pose des problèmes d'usure et de consommation. La présence d'une batterie intermédiaire permet de réduire sensiblement le nombre de démarrages journaliers et d'accroître la qualité du courant fourni ainsi que l'autonomie en couplant l'arbre du volant au moteur. Une autonomie d'une dizaine de secondes à quelques minutes semble suffisante pour cela. D'autre part, l'utilisation de la batterie intermédiaire permet d'assurer la continuité de la fourniture en laissant au moteur thermique le temps de démarrer surtout dans les cas des coupures d'électricité inférieures à 10 secondes.

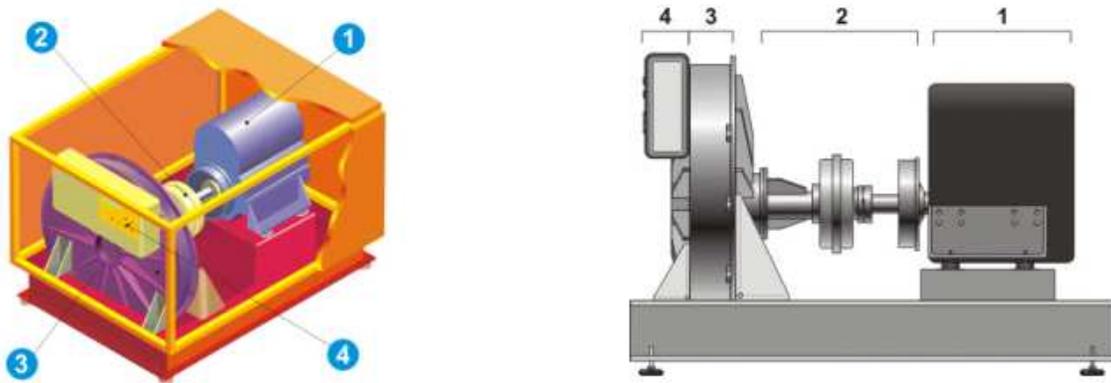


FIG.IV-14 – LE « GROUPE ÉLECTROGÈNE ENERGIESTRO » EST COMPOSÉ D'UN MOTEUR DIESEL (1), D'UN EMBRAYAGE (2), D'UN VOLANT-ALTERNATEUR (3) ET D'UN ONDULEUR (4)

Les applications stationnaires envisagées dans le domaine de la fourniture de courant régulé consistent essentiellement à sécuriser la distribution (fonction d'onduleur), à diminuer la puissance totale des moyens de production en les utilisant comme éléments complémentaires lors des pics de consommation (fonction d'écroûtage et de régulation) et à servir de tampon intermédiaire entre différentes technologies de production (turbines éoliennes et groupe électrogènes à moteur diesel par exemple). Cette dernière implique aussi des aspects de sécurisation et de régulation. Ces applications se différencient aussi par les ordres de grandeurs en capacités et en puissances envisagées.

IV.3.2. Stockage sous forme d'énergie électromagnétique

IV.3.2.1. Stockage dans des inductances supraconductrices (SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage)

Le stockage d'énergie dans une bobine supraconductrice est l'un de deux systèmes de stockage direct de l'électricité, sous la forme d'un courant électrique continu circulant dans une bobine. Ce courant augmente pendant la charge et décroît pendant la décharge et doit être converti pour être exploitable sous forme de tension continue ou alternative.

A chaque instant, l'énergie magnétique stockée dans l'air W est égale à la moitié du produit de l'inductance L de la bobine par le carré de l'intensité I du courant :

$W = \frac{1}{2} LI^2$, tandis que la densité volumique d'énergie est proportionnelle au carré de

l'induction : $\frac{W}{v} = \frac{1}{2} \frac{B^2}{\mu}$.

Compte tenu des intensités de courant très élevées, la résistance R de la bobine doit être extrêmement faible, sinon les pertes par échauffement (effet Joule) ne permettront pas de conserver l'énergie accumulée plus de quelques fractions de seconde. Cela nécessite l'emploi des bobinages supraconducteurs (formées de câbles supraconducteurs de résistance électrique quasi nulle, constitué généralement de filaments en niobium/titane NbTi) qui opèrent à très basse température (-270°C).

Les deux types de bobinages envisagés sont le solénoïde et le tore, tous deux opèrent à l'air. Le premier permet un meilleur stockage à volume donné de matériau supraconducteur, mais il rayonne beaucoup et engendre une pollution inadmissible dont la compensation est coûteuse et encombrante. Le tore se révèle, malgré un volume plus important, la solution la plus souvent retenue.

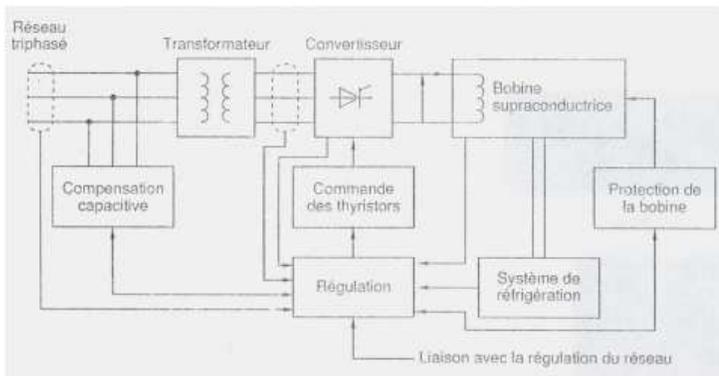


FIG.IV-15 – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS D'UNE STATION DE STOCKAGE ÉLECTROMAGNÉTIQUE

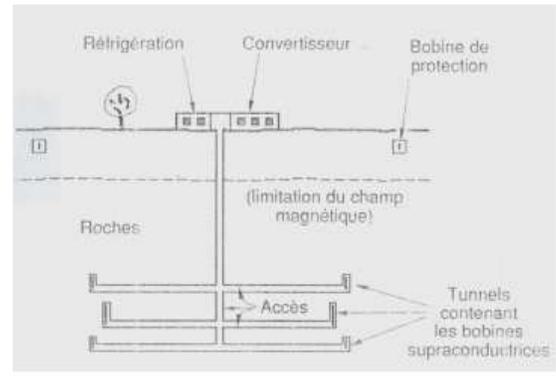


FIG.IV-16 – SCHÉMA DU PROJET DE STOCKAGE ÉLECTROMAGNÉTIQUE DE L'UNIVERSITÉ DE WISCONSIN [ANZ 1989]

Un des avantages de ce système de stockage est son très bon rendement instantané, voisin de 95% pour un cycle de charge-décharge [ANZ 1989]. De plus, la très grande puissance caractérisée par la possibilité de décharge à 50% en moins de 1s et le temps de réponse rapide (inférieur à 100 ms) du système font qu'il peut être utilisé pour le réglage de la stabilité du réseau.

La principale difficulté est liée au système de réfrigération qui, même s'il ne pose plus aujourd'hui de problème, accroît considérablement le coût et complique l'exploitation.

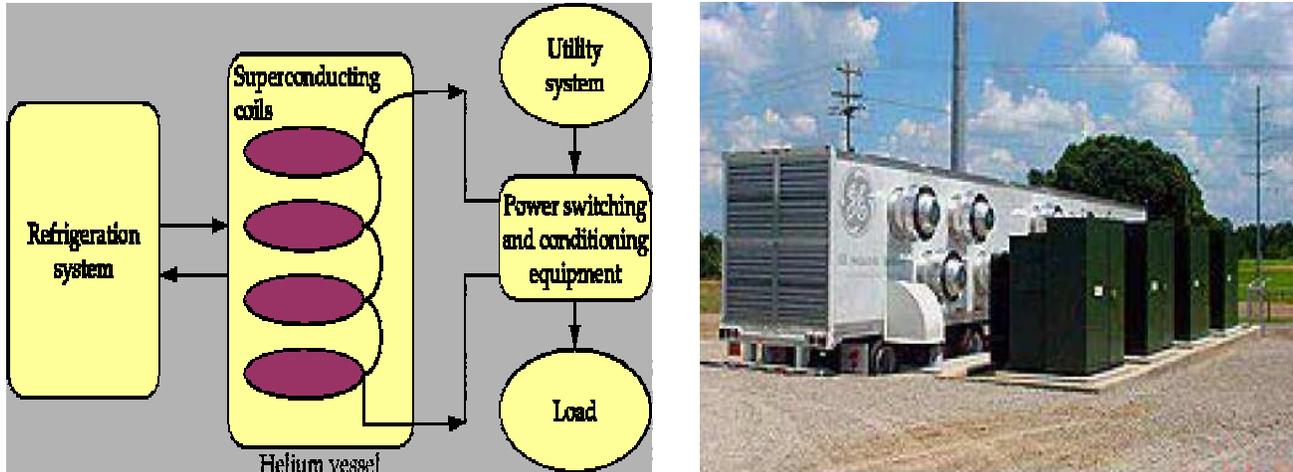


FIG.IV-17 – SYSTÈME « POWER QUALITY » SUR CAMION, 3MVA, COURTE DURÉE [GON 2004]

Une station de stockage électromagnétique se compose principalement d'une grande bobine supraconductrice connectée au réseau par des transformateurs et des convertisseurs alternatif-continu à thyristors. Les projets de stockage massif (5000 à 10000 MWh) font appel à des bobines de grand diamètre (plusieurs centaines de mètres), où les forces électromagnétiques qui s'exercent sont colossales. Il faut donc les installer en sous-sol pour diminuer le coût de structure (Fig.IV-15 et 16).

IV.3.2.2. Stockage dans des super-condensateurs

Le stockage d'énergie dans des super-condensateurs est l'un de deux systèmes de stockage direct de l'électricité, sous la forme d'un champ électrique entre deux électrodes. À la différence des dispositifs électrochimiques, il n'y a pas de réaction chimique ce qui accroît considérablement la cyclabilité.

Le principe est voisin de celui du condensateur mais l'isolant, qui sépare les électrodes, est remplacé par un électrolyte conducteur ionique (Fig.IV-18) dans lequel le déplacement des ions s'effectue le long d'une électrode conductrice à très grande surface spécifique (grains de carbone percolants ou polymères conducteurs micro-fibreux : 1200 m² par gramme [MULT 200]). On obtient ainsi de meilleures énergies volumiques que dans les condensateurs : 5 Wh/kg voire 15 Wh/kg, à un coût très élevé mais avec une

constante de temps de décharge supérieure à cause de la lenteur de déplacement des ions dans l'électrolyte (puissance de 800 à 2000 W/kg).



FIG.IV-18 – COUPE SCHÉMATIQUE ET VUE DE SUPER-CONDENSATEURS [ST-CEA]

La tension par élément est limitée à 2,5 ou 3 V (modules jusqu'à 1500 F (Farads)) et nécessite généralement une mise en série, contrairement au condensateur, pour former des modules capables de stocker de l'ordre de 50 à 100 kW. On peut craindre un risque de déséquilibre lors de cette mise en série. Pour obtenir un bon équilibre des tensions entre les nombreux éléments en série, le convertisseur électronique de puissance est fractionné et intégré aux éléments (Fig.IV-19).

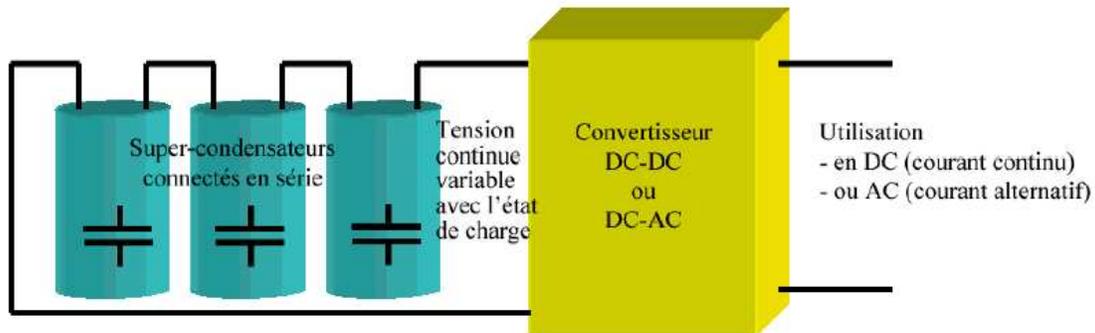


FIG.IV-19 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME UTILISANT DES SUPER-CONDENSATEURS

Comme dans un condensateur, la tension varie en fonction de l'état de charge : $W = \frac{1}{2} CV^2$, ce qui conduit à la nécessité d'un convertisseur d'adaptation même en cas d'utilisation en courant continu.

Les super-condensateurs se caractérisent par une durée de vie à priori sans limite mais en pratique de l'ordre de 8 à 10 ans, un rendement de l'ordre de 95% et une autodécharge de l'ordre de 5% par jour qui nécessite tout de même une consommation rapide de l'énergie stockée.

La technologie est connue depuis les années 1980 et a été largement utilisée à petite échelle pour la sauvegarde mémoire sur les cartes électroniques. Ce n'est que depuis la fin des années 1990 que des dispositifs de taille significative ont permis d'envisager des applications de plus grandes puissances, plutôt impulsives (fourniture brève d'énergie : quelques secondes à quelques minutes) telles que l'on peut en rencontrer dans le domaine des transports [MULT 2003].

IV.3.3. Stockage sous forme d'hydrogène (Piles à combustible : Proton Exchange Membrane : PEM)

Comme dans le cas des stockages à grande échelle, l'électricité peut servir à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Les piles à combustible sont ensuite un des moyens pour la restituer.

Le système de stockage envisagé met en œuvre trois équipements : l'électrolyse qui consomme de l'électricité d'heures creuses pour produire de l'hydrogène, la pile à combustible qui utilise cet hydrogène et l'oxygène de l'air pour produire de l'électricité aux heures de pointe et un réservoir tampon d'hydrogène pour assurer l'adéquation des ressources aux besoins.

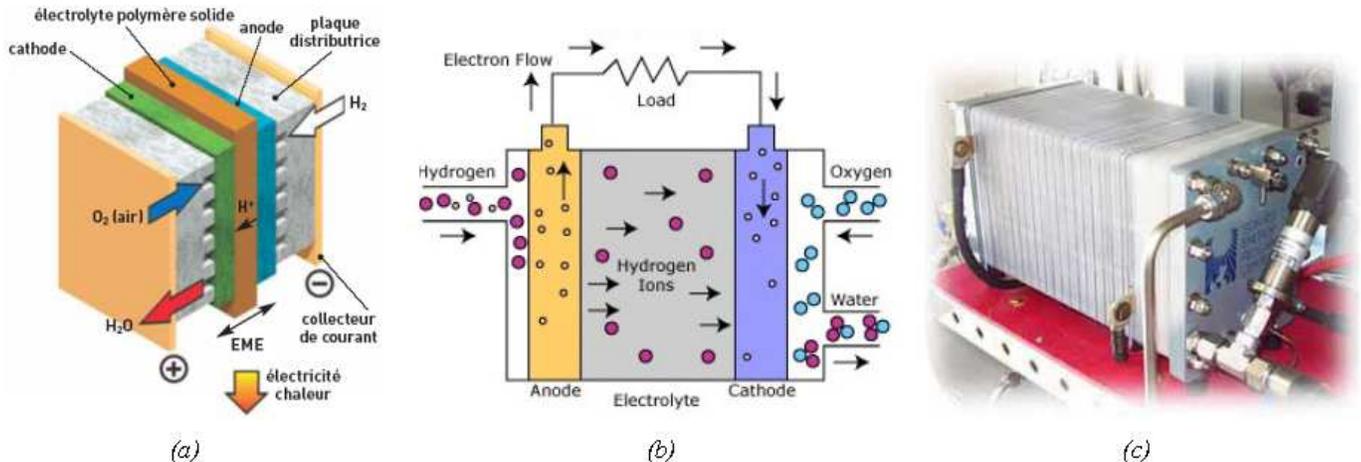


FIG.IV-20 – SCHÉMAS MONTRANT LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT D'UNE PILE À COMBUSTIBLE (a ET b), UNE PILE À COMBUSTIBLE RÉELLE (c)

La pile à combustible repose sur un principe fort ancien qui met en évidence la possibilité de produire du courant électrique par conversion directe de l'énergie chimique du combustible. Elle a la particularité d'utiliser deux gaz : l'hydrogène H₂ et l'oxygène O₂, comme couple électrochimique, les réactions d'oxydo-réduction qui s'opèrent dans la pile sont donc particulièrement simples. La réaction se produit au sein d'une structure (la cellule électrochimique élémentaire) essentiellement composée de deux électrodes (l'anode et la cathode) séparées par un électrolyte, matériau permettant le passage des ions (Fig.IV-20). Les électrodes mettent en jeu des catalyseurs pour activer d'un côté, la

réaction d'oxydation de l'hydrogène, et de l'autre côté, la réaction de réduction de l'oxygène.

Dans le cas d'une pile à électrolyte acide (ou pile à membrane échangeuse de protons), l'hydrogène de l'anode est dissocié en protons (ou ions hydrogène H^+) et en électrons, suivant la réaction d'oxydation : $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$. À la cathode, l'oxygène, les électrons et les protons se recombinent pour former de l'eau : $2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$. Le principe de la pile à combustible est donc inverse à celui de l'électrolyse de l'eau. La tension thermodynamique d'une telle cellule électrochimique est de 1,23 volt (V). Toutefois, en pratique, la pile présente une différence de potentiel de l'ordre de 0,6 V pour des densités de courant de 0,6 à 0,8 A/cm². Le rendement d'une telle cellule est donc d'environ 50 %, l'énergie dissipée l'étant bien évidemment sous forme de chaleur.

On peut distinguer plusieurs types de piles à combustible telles que :

- AFC (Alkaline fuel Cell),
- PEMFC (Polymer Exchange Membran Fuel Cell),
- DMFC (Direct Methanol Fuel Cell),
- PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell),
- MCFC (Molten carbonate Fuel Cell),
- SOFC (Solid Oxid Fuel Cell).

Ces piles se différencient selon la nature de leur électrolyte et de là par le niveau de leur température de fonctionnement, leur architecture et les domaines d'application dans lesquels chaque type peut être utilisé. Par ailleurs, chaque pile a des exigences différentes en terme de combustibles.

Les piles à combustible peuvent être utilisées pour :

- les applications portables,
- les applications spatiales,
- les applications sous marines,
- les groupes de secours,
- les applications automobiles (voiture et bus),
- la cogénération (industrielle ou groupements d'habitations),
- la production centralisée d'électricité.

On peut distinguer la production décentralisée (en particulier les applications stationnaires de faible puissance (résidentiel, secours...), la production d'appoint reliée ou non au réseau, ainsi que la cogénération de moyenne puissance (quelques centaines de kW)) et la production centralisée d'électricité sans valorisation de la chaleur.

Elles peuvent constituer une solution dans le cas de lieux isolés où il est difficile ou même coûteux, d'installer des lignes électriques (site classé, montagne ...). Les piles à

combustible pourraient assurer une distribution fiable et indépendante des intempéries et même permettre une économie dans le coût de transport et d'installation.

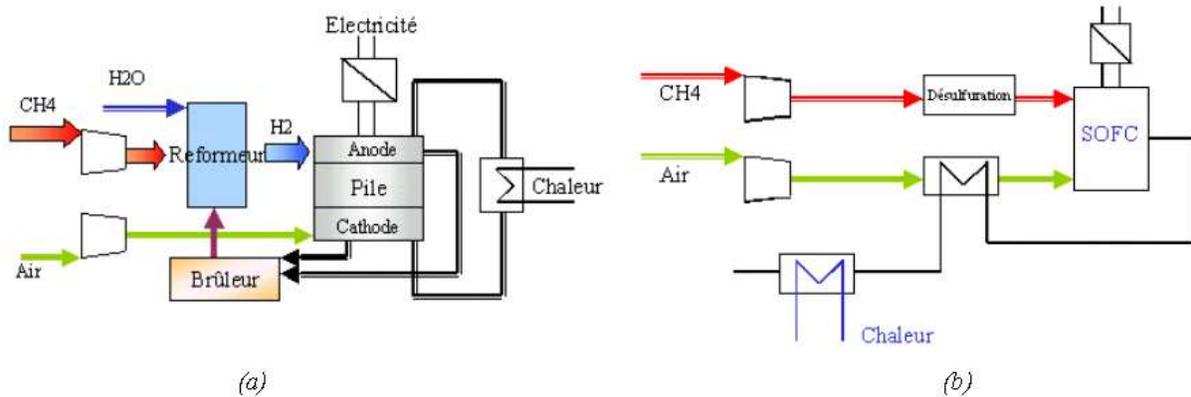


FIG.IV-21 – SCHÉMAS MONTRENT : LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DE DEUX APPLICATIONS D'UNE PILE À COMBUSTIBLE EN UTILISANT : PEMFC (a) ET UNE SOFC (b)

La production d'hydrogène pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène, elle permettrait de convertir des surplus d'électricité et de les injecter dans ces réseaux pour une utilisation directe (transports par exemple).

Des systèmes ont été proposés qui conjuguent une éolienne alimentant des habitations en électricité, fabricant de l'hydrogène par électrolyse quand la production est supérieure à la demande et alimentant le village en électricité générée par une pile dans le cas inverse.

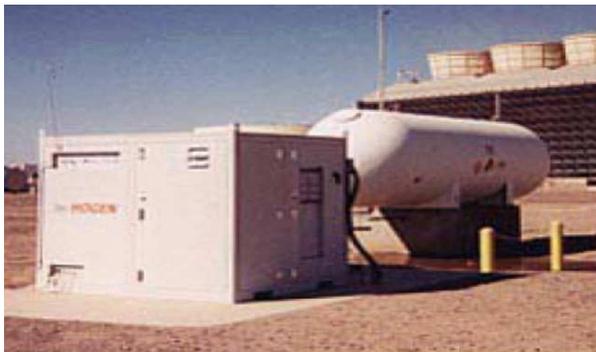


FIG. IV-22 – ÉLECTROLYSEUR ET RÉSERVOIR DE STOCKAGE D'HYDROGÈNE



FIG. IV-23 – CENTRALE DES PILES À COMBUSTIBLE EN ALASKA DE 1 MW DE PUISSANCE [GON 2004]

Le stockage de l'hydrogène est considéré difficile. Ils existent plusieurs modes de stockage tels que : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, etc. pour des applications stationnaires, la solution la plus simple actuellement est de faire appel à des réservoirs sous pression. L'hydrogène peut être stocké dans des bouteilles de 10 L jusqu'à des réservoirs de 10000 m³. Les bouteilles commercialisées actuellement permettent des pressions jusque 350 bars. Le réservoir est fait de métal très résistant à la corrosion,

souvent de l'aluminium renforcé par des fibres en carbone (pour des raisons de poids). Pour réduire davantage le poids, on tente d'introduire des polymères dans la structure.

Il est très important de signaler que l'association d'un électrolyseur et d'une pile à combustible pour le stockage de l'énergie électrique a un rendement global très faible (au mieux 70% pour l'électrolyseur et 50% pour la pile, 35% pour l'ensemble) ainsi que le coût d'investissement est encore prohibitif et la durée de vie est insuffisante surtout dans le contexte des applications au réseau électrique.

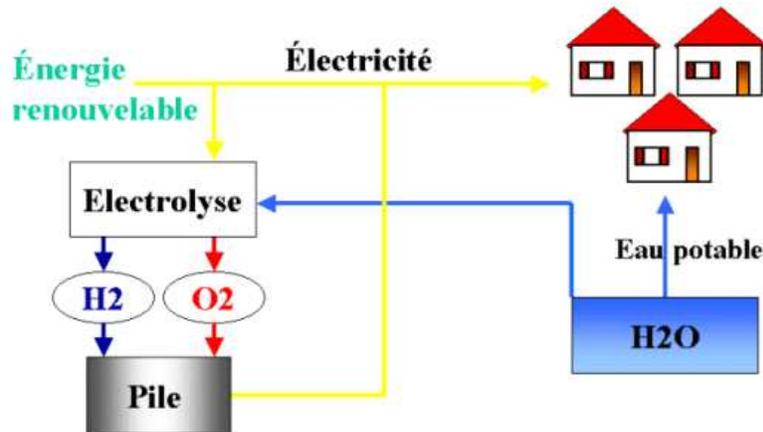


FIG.IV-24 – PRODUCTION ET UTILISATION D'HYDROGÈNE PRODUIT À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

IV.3.4. Stockage sous forme d'air comprimé

Le stockage de l'énergie sous forme d'air comprimé peut se faire à haute pression dans un réservoir (jusqu'à 300 bars avec des structures en fibres de carbone), via un compresseur électrique qui peut se transformer en générateur lors de la détente (Fig.IV-25).

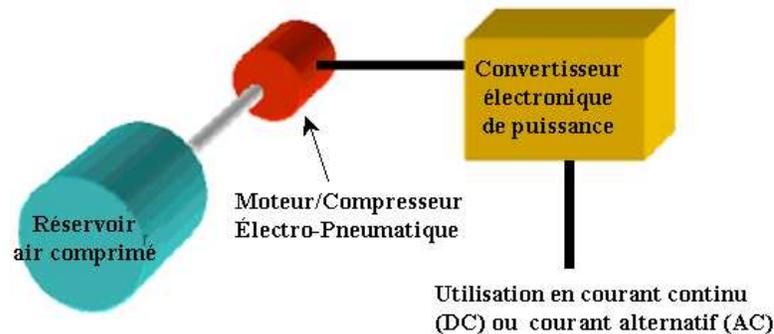


FIG.IV-25 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ

Par exemple, à 200 bars, l'énergie volumique de l'air comprimé est de 6 Wh/l. Un réservoir en composite fretté sous 200 bars a une masse de 100 kg pour 140 litres. L'énergie stockée est donc environ de 800 Wh, soit 8 Wh/kg [MUL 2003].

Le rendement global de la chaîne est d'environ 50%, fonction de la puissance de recharge et de décharge.

Le nombre de cycles est principalement limité par la fatigue mécanique du réservoir : 10000 à quelques dizaines de milliers de cycles.

Des installations de ce type sont proposées aux États-Unis pour assurer un soutien temporaire à un réseau (Small Scale Compressed Air Energy Storage : SSCAES). L'air comprimé serait alors stocké dans des tubes métalliques enfouis sous la surface du sol [MUL 2003].

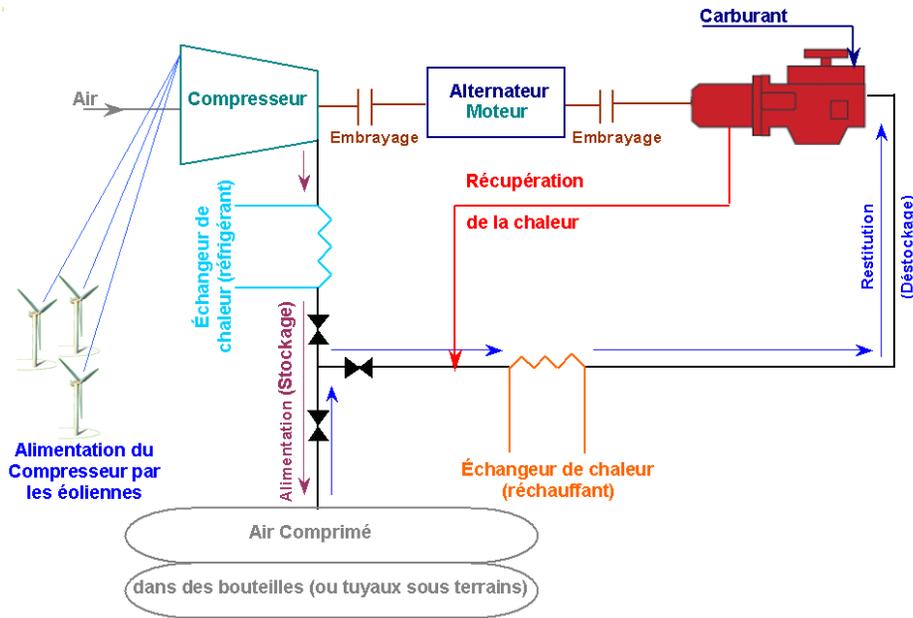


FIG.IV-26 – SCHÉMA D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE À AIR COMPRIMÉ DANS DES TUYAUX SOUS TERRAINS ASSOCIÉ À UN SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIENNE-DIESEL

L'association de cette technique de stockage à un système hybride éolien-diesel (Fig.IV-26) installé dans des sites isolés pourrait conduire à diminuer, de façon importante, la consommation en carburant et à augmenter la puissance effective du groupe électrogène afin qu'il puisse satisfaire l'augmentation de la puissance appelée (charge). Une étude préliminaire [IBR 2005] du fonctionnement d'un moteur diesel alimenté par air comprimé (à température ambiante) a montré une diminution significative dans sa consommation horaire de carburant ainsi qu'une augmentation importante de puissance lorsque la pression de l'air à l'admission varie entre 1 et 5 bars (figures IV-27 et 28).

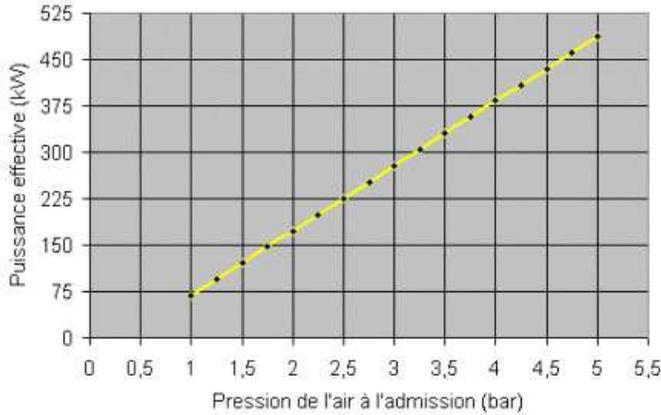


FIG.IV-27 – VARIATION DE LA PUISSANCE EFFECTIVE D'UN MOTEUR DIESEL SURALIMENTÉ

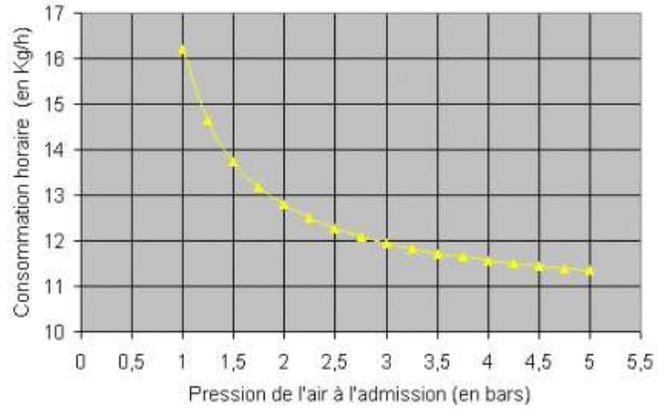


FIG.IV-28 – VARIATION DE CONSOMMATION HORAIRE D'UN MOTEUR DIESEL SURALIMENTÉ

Une autre façon d'associer cette technologie de stockage à un système hybride éolien-diesel permet de diminuer la consommation en carburant et remplacer le démarrage intermittent du groupe électrogène. Elle consiste à utiliser le surplus de l'énergie éolienne pendant le processus de stockage, où la machine électrique travaille comme un moteur et commande la machine pneumatique qui fonctionne comme un compresseur pour remplir le réservoir par air comprimé à haute pression. Pendant le processus de génération, quand la puissance de la charge augmente sur le système, l'air comprimé est détendu directement dans la machine pneumatique qui fonctionne comme un moteur pour actionner le générateur et produire de l'électricité. La capacité de stockage d'un tel système (Fig.IV-29) pour des petites et moyennes applications (sites isolés) est de l'ordre de 6 kW/mn avec un rendement de 65% [HUN 1994].

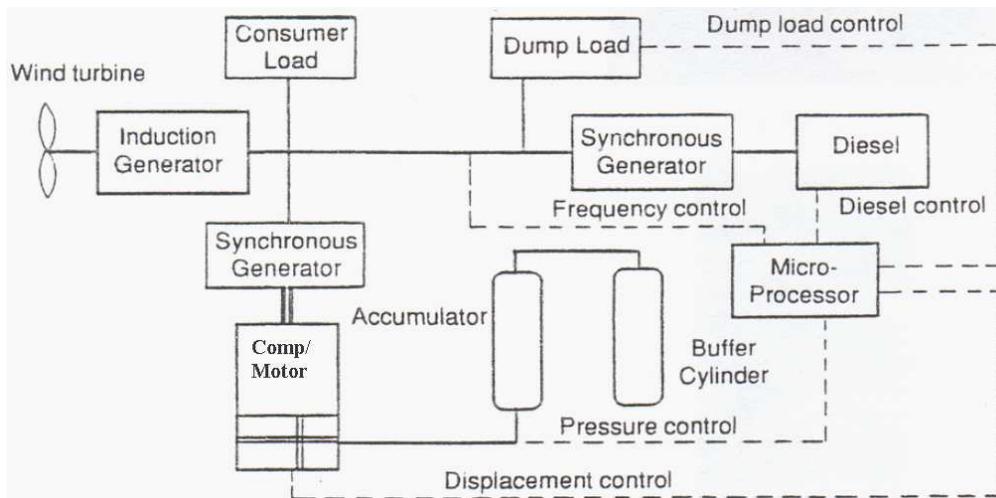


FIG.IV-29 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE SOUS FORME AIR COMPRIMÉ

Une autre technologie, analogue à celle représentée sur la figure IV-29, existe. Elle combine un système de stockage hybride : air comprimé/supercondensateur (Fig.IV-30). La machine pneumatique est contrôlée par la vitesse variable afin de la garder au point de fonctionnement avec un rendement maximum. Ceci vise à réduire l'énergie consommée pendant la compression et à maximiser l'efficacité de production. Puisque le fonctionnement avec un rendement maximum conditionne la valeur de puissance produite, un mode de fonctionnement intermittent est utilisé pour moduler la puissance produite en fonction de la charge (puissance appelée). D'où apparaît la nécessité du dispositif auxiliaire de stockage (supercondensateur) afin d'obtenir, par la régulation de la tension des condensateurs intermédiaires, une puissance doucement variable et de haute qualité à la sortie [LEM].

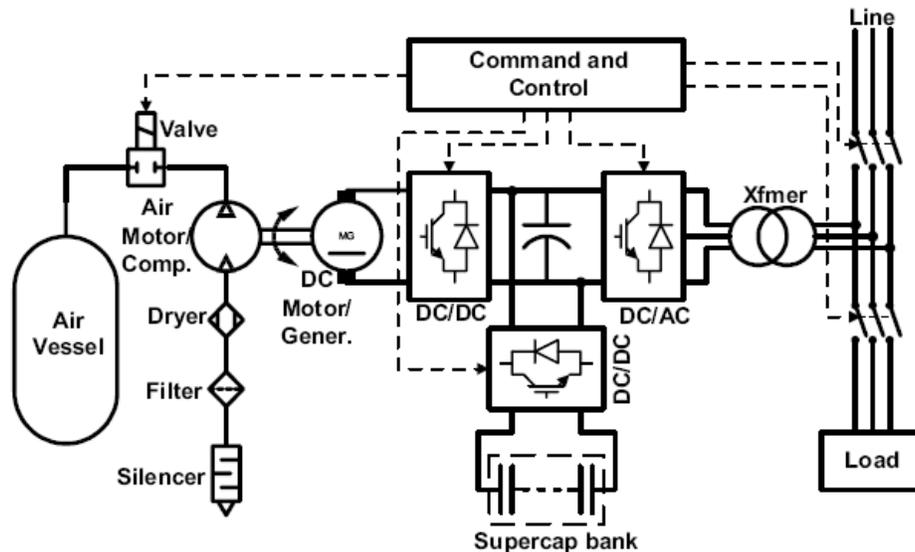


FIG.IV-30 – SCHÉMA DE PRINCIPE D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE HYBRIDE AIR COMPRIMÉ/SUPERCONDENSATEUR

IV.3.5. Stockage sous forme chimique

L'électricité est un vecteur énergétique très pratique, mais un de ses inconvénients essentiels est sa difficulté à être stocké : sitôt produite, sitôt utilisée, ce qui implique un réseau de distribution. Or, une bonne partie des activités humaines a besoin de s'affranchir de cette contrainte. Autre besoin, celui de la sécurité d'approvisionnement ou plutôt de sa continuité, surtout pour des périodes très courtes : bon nombre d'équipements ne supportent pas de microcoupures d'alimentation. Ces différents besoins peuvent être couverts par les accumulateurs, dispositifs de stockage d'électricité.

L'analyse des caractéristiques techniques des accumulateurs et des domaines d'utilisation montre que contrairement aux accumulateurs classiques (Plomb, Ni/Cd), les nouvelles familles d'accumulateurs (Ni/MH et Lithium) sont en mesure de répondre efficacement à ces besoins. Les familles Lithium devraient être en mesure de supplanter les accumulateurs classiques utilisés dans les applications transport et stationnaire dès

lors que les coûts seront diminués et les problèmes de sécurité résolus. En effet, dans les applications transports, les accumulateurs au lithium présentent des énergies spécifiques élevées qui contribuent à augmenter l'autonomie des véhicules électriques, ainsi que des puissances massiques importantes favorables pour les véhicules hybrides.

Pour les applications stationnaires, les accumulateurs au lithium présentent en outre l'avantage de satisfaire les gestionnaires de parc qui se plaignent aujourd'hui de l'impossibilité de prévoir la défaillance de la batterie, en particulier avec les batteries au plomb.

IV.3.5.1. Caractéristiques techniques des accumulateurs

Les accumulateurs restituent, sous forme d'énergie électrique l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques. Un accumulateur, quelle que soit la technologie utilisée, est pour l'essentiel défini par quatre grandeurs : sa densité d'énergie massique ou énergie spécifique (Wh/kg), sa densité d'énergie volumique (Wh/l), sa densité de puissance massique (W/kg) et sa cyclabilité.

Les fabricants d'accumulateurs ont étudié ces vingt dernières années de nombreux couples électrochimiques pour remplacer les accumulateurs traditionnels, plomb et nickel/cadmium (Ni/Cd). Plus récemment, deux nouvelles familles d'accumulateurs, le nickel/hydrure métallique (Ni/MH) et le lithium-ion (Li-ion) ont vu le jour. Ces deux systèmes possèdent des énergies spécifiques et des densités d'énergie très supérieures aux systèmes traditionnels.

IV.3.5.2. Technologies utilisées

Les technologies sont nombreuses, on ne citera que les principales commercialisées :

IV.3.5.2.1. Plomb-Acide

Les batteries au plomb voient leurs performances limitées par une importante modification morphologique des matières actives au cours du cyclage conduisant à un faible taux d'utilisation de ces dernières. Elles ont néanmoins l'avantage d'une production industrielle de masse sans comparaison avec les autres filières. Leur coût, nettement inférieur à celui des autres technologies reste le principal facteur d'attraction pour les consommateurs. L'augmentation du rendement des matières actives ayant jusqu'à ce jour été une butée, les améliorations possibles reposent surtout vers la recherche de nouvelles architectures internes (pseudo bipolaire, bipolaire) et de nouveaux procédés de mise en œuvre (compression, mousses métalliques).

IV.3.5.2.2. Nickel-Cadmium

Longtemps restées du domaine des hautes technologies (aéronautique, télécommunications), les batteries Ni/Cd sont passées au domaine grand public avec l'outillage électroportatif. Réputées performantes et fiables, les batteries Ni/Cd souffrent selon le mode d'utilisation, d'un "effet mémoire" réduisant la capacité utilisable. L'effet est cependant réversible et un cyclage approprié permet de retrouver la capacité initiale.

IV.3.5.2.3. Nickel-Hydrure

La mauvaise image environnementale du Cadmium a conduit au développement de ce couple. L'utilisation d'un hydrure métallique pour la négative entraîne un surcoût mais apporte aussi une meilleure capacité. Les batteries Ni/MH sont exclusivement étanches. De ce fait, elles tolèrent moins bien les surcharges et les températures élevées que les batteries Ni/Cd. En raison de leurs caractéristiques élevées en puissance et cyclabilité, ces batteries sont de bonnes candidates pour les applications hybrides à forts régimes et faible amplitude de cyclage.

IV.3.5.2.4. Lithium-Ion

Des accumulateurs Lithium-ion, de type "rocking-chair" doté d'une négative en carbone ont été développés spécifiquement pour les applications automobiles. En France, aux États Unis comme au Japon, des véhicules électriques équipés de telles batteries ont déjà démontré des performances jusqu'alors jamais atteintes. Contrairement aux couples précédents, les batteries au lithium utilisent un électrolyte non aqueux. Ceci constitue un avantage en éliminant la réaction parasite de décomposition de l'eau. Cependant, la formulation d'un électrolyte est rendue délicate par un compromis difficile à réaliser. Outre une conductivité élevée dans la gamme des températures ambiantes, l'électrolyte constitué d'un sel de lithium en solution dans un solvant organique doit présenter une bonne stabilité chimique et thermique vis à vis les autres composants de la cellule. Principalement pour des raisons de coût, ces accumulateurs sont aujourd'hui encore fort peu répandus.

IV.3.5.2.5. Lithium Polymère

L'utilisation d'une négative constituée de lithium métallique permet théoriquement des capacités nettement supérieures à celles obtenues avec les graphites lithiés. Ici, la passivation de l'électrode de lithium par réaction avec les électrolytes liquides a poussé au développement des électrolytes polymères. Ces derniers nécessitent cependant une température de fonctionnement proche de 80°C pour assurer une conductivité suffisante. Outre l'avantage d'un système entièrement solide, les électrolytes polymères offrent la possibilité d'un procédé de mise en oeuvre continu par co-laminage des différents

matériaux constituant la cellule. L'inconvénient majeur lié à l'électrode de lithium métallique est l'apparition, au cours du cyclage, de dendrites responsables de courts-circuits internes. Au Canada, la société AVESTOR, filiale d'Hydro-Québec, est la première à commercialiser des modules de forte capacité.

IV.3.5.2.6. Lithium-Phosphate

Le matériau classique de l'électrode positive d'une batterie lithium-ion à base d'oxyde de cobalt est ici remplacé par un phosphate de métal, généralement du phosphate de fer. En plus des performances élevées et de la bonne tenue en cyclage des batteries lithium-ion, cette technologie à l'avantage d'une meilleure sécurité intrinsèque et d'un coût réduit du matériau. Outre leur grande disponibilité, les phosphates présentent une excellente stabilité lors des sollicitations électriques abusives et lors des élévations de température (stable jusqu'à 350 °C). Dû à une tension élémentaire plus faible, l'énergie spécifique de ce couple (120 à 140 Wh/kg) est un peu inférieure à celle du lithium-ion à base de cobalt. La cyclabilité est quant à elle très élevée (2000 cycles à 80% profondeur de décharge).

IV.3.5.2.7. Chlorure de Sodium - Nickel

Le principe de base de la famille de batteries de type « chlorure de sodium-métal » dont fait partie la batterie ZEBRA a été brevetée en 1975 par J.Werth. Depuis, cette technologie a subi une longue série d'améliorations pour atteindre aujourd'hui une performance, en termes de densité d'énergie, deux fois supérieures aux batteries Nickel-Cadmium. L'élément déterminant pour les performances et la fiabilité est l'électrolyte en céramique. Cette technologie a été spécifiquement mise au point pour les applications véhicules électriques, transport lourd et transport public. La température interne de fonctionnement est comprise entre 270°C et 350°C. Les éléments sont enfermés dans un caisson isolé dont les parois externes ont une température de l'ordre de 30°C. Les principaux avantages de la technologie ZEBRA sont une densité d'énergie élevée (120 Wh/kg) et un bon rendement énergétique. La puissance est par contre pénalisée par la conductivité réduite de la céramique électrolyte. Compte tenu de l'énergie spécifique demandée, afin d'améliorer toujours davantage l'autonomie, les couples au lithium ou les technologies de type ZEBRA (Na-NiCl₂) devraient progressivement prendre le dessus sur les accumulateurs alcalins (Ni/Cd, Ni/MH), au fur et à mesure que les problèmes techniques et économiques (durée de vie, sécurité, coût, etc.) sont en passe d'être résolus.

La figure IV-31 compare les différentes technologies en terme de densité d'énergie. On notera encore que la durée minimale de décharge des accumulateurs électrochimiques descend difficilement en dessous du quart d'heure. Cependant, pour certaines applications, on peut atteindre des puissances de quelques 100 W/kg, voire quelques kW/kg, en quelques secondes ou quelques minutes. À la différence des condensateurs leur tension reste plus stable en fonction de l'état de charge. Néanmoins, entre un fonctionnement en recharge à puissance élevée dans un état de charge proche du maximum et l'opposé, c'est-à-dire une décharge puissante au voisinage de la décharge profonde, la tension peut aisément varier dans un rapport de deux.

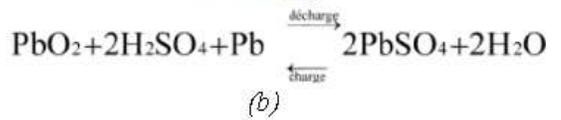
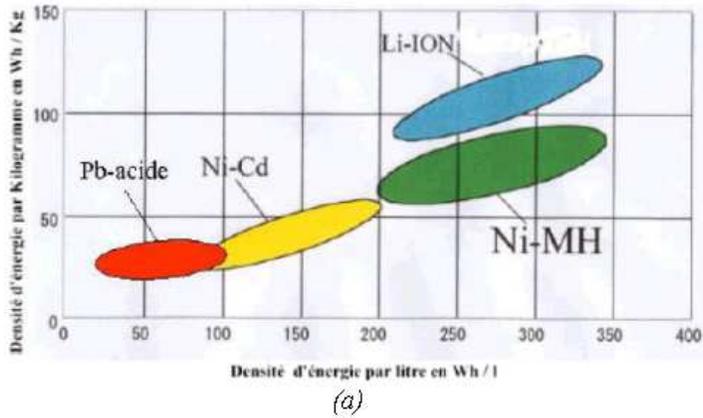


FIG.IV-31 – (A) COMPARAISON DES PERFORMANCES DE QUELQUES TECHNOLOGIES DE BATTERIES ÉLECTROCHIMIQUES; (B) ACCUMULATEUR PLOMB/ACIDE SULFURIQUE ET ÉQUATION BILAN ASSOCIÉE EN CHARGE ET DÉCHARGE

CHAPITRE V

COMPARAISONS ENTRE LES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE

V.1. Généralités

Afin de pouvoir comparer les performances des différentes technologies de stockage dans les catégories choisies, une liste des critères a été analysé auparavant comme par exemple le coût, le rendement énergétique, la densité d'énergie, la puissance spécifique, la recyclabilité, la durée de vie, etc. le rendement énergétique de chaque technologie (Fig.V-1). L'ensemble des critères permet d'évaluer « un indice de performance » suivant les quatre catégories (ou les 2 grandes catégories : stockage à grande échelle et à petite échelle) déjà décrites dans le paragraphe IV.1.

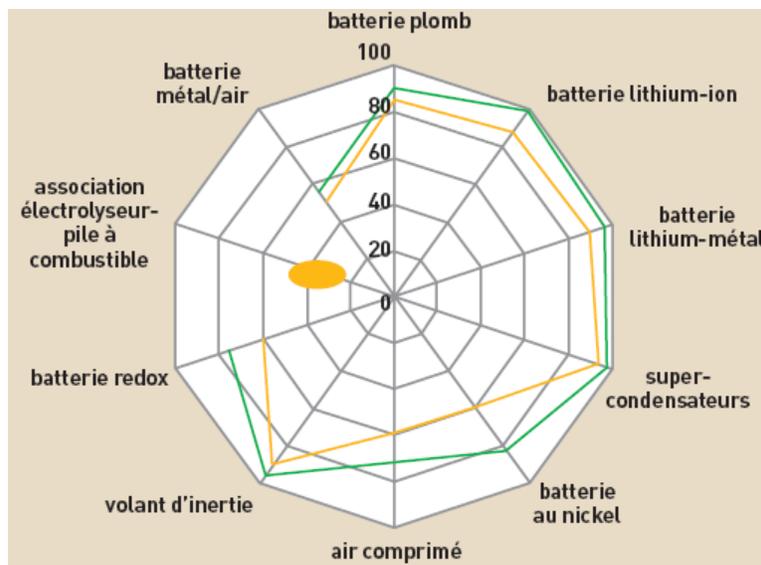


FIG.V-1 – EXEMPLE DE DIAGRAMME ILLUSTRANT LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DE CHAQUE TECHNOLOGIE DANS 2 CATÉGORIES D'APPLICATIONS [ST-CEA]

Les comparaisons habituelles des moyens de stockage utilisent la représentation du diagramme de Ragone qui donne les performances en énergie et puissance massiques [ST-CEA]. Il s'agit d'un moyen de comparaison surtout intéressant pour les applications

embarquées dans lesquelles la masse est un critère très important, mais en situation stationnaire, dans le contexte de traitement de l'énergie électrique, la durée de vie et le coût total (investissement, énergie perdue et vieillissement en cyclage) constituent des critères encore plus importants.

Les paramètres de performance des dispositifs de stockage sont souvent exprimés en grande variété de domaines d'application et d'unités. La table et les diagrammes suivants sont prévus pour fournir une comparaison compréhensible des dispositifs principaux de différentes techniques de stockage. Les données représentent des dispositifs typiques dans chaque catégorie, mais peuvent ne pas couvrir tous les produits disponibles.

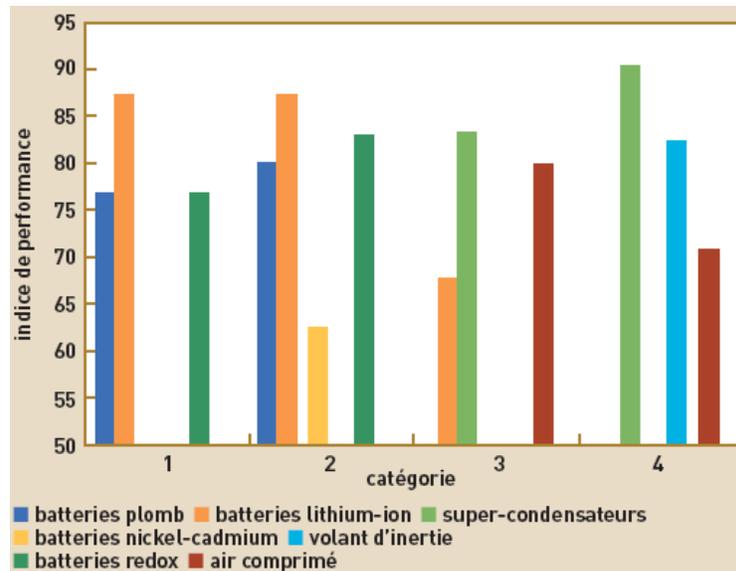


FIG.V-2 – INDICES DE PERFORMANCES DES NEUF TECHNOLOGIES DE STOCKAGE (SANS LE STOCKAGE HYDRAULIQUE ET THERMIQUE) SUIVANT LES QUATRE CATÉGORIES D'APPLICATIONS [ST-CEA]

V.2. Comparaison selon le domaine d'application en puissance

Rappelons nous que les applications stationnaires du stockage d'énergie électrique à grande échelle peuvent être classées en trois catégories fonctionnelles principales :

- *Qualité de puissance demandée* : L'énergie stockée, dans ces applications, est seulement utilisée pendant des secondes ou moins afin de pouvoir assurer la continuité de la qualité de puissance.
- *Stockage tampon et secours*: L'énergie stockée, dans ces applications, est employée pendant des secondes aux minutes pour assurer la continuité du service en commutant d'une source de génération d'énergie électrique à une autre.
- *Gestion du réseau* : Les dispositifs de stockage, dans ces applications, sont employés pour découpler la synchronisation entre la génération et la consommation de l'énergie électrique. Une application typique est la mise à niveau de charge, qui comporte le remplissage du stockage dans les heures creuses (coût énergétique est

bas) et l'utilisation de l'énergie du stockage dans le cas de besoin (heures de point où le coût énergétique est haut).

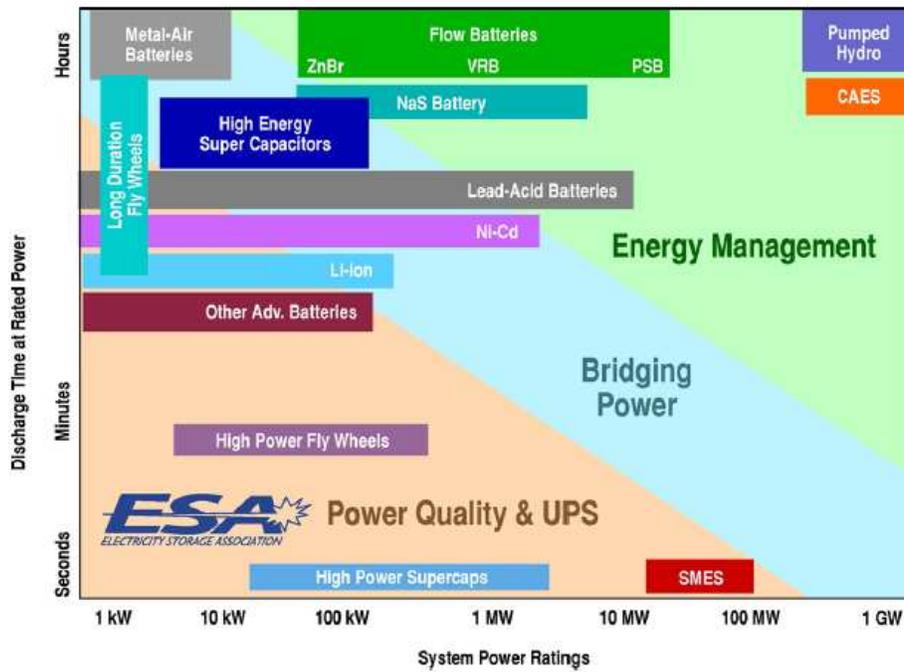


FIG.V-3 – DOMAINES D'APPLICATIONS EN FONCTION DE LA PUISSANCE DEMANDÉE ET TEMPS DE DÉCHARGE [ELE]

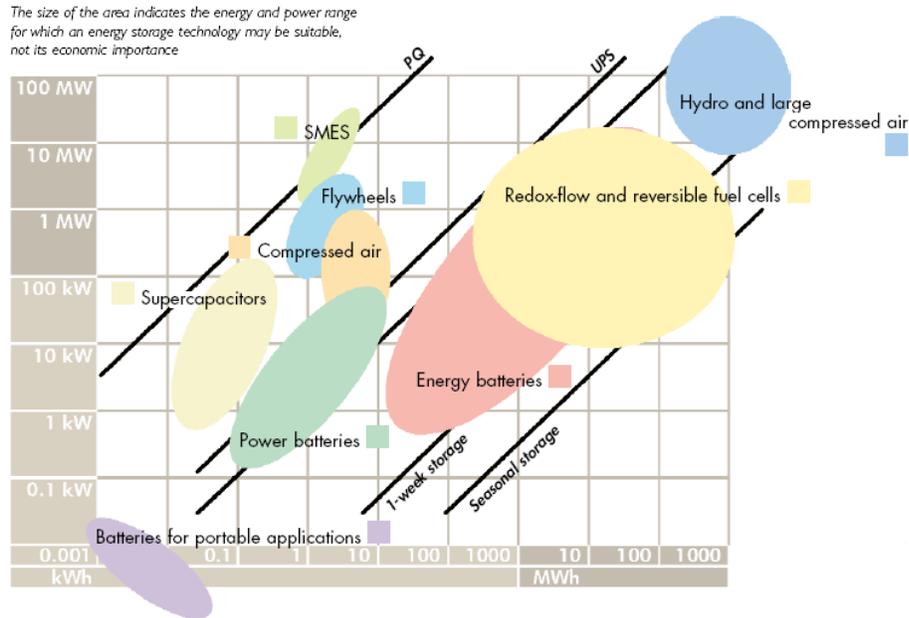


FIG.V-4 – DOMAINES D'APPLICATIONS EN FONCTION DE LA PUISSANCE DEMANDÉE ET L'ÉNERGIE STOCKÉE [EUR 2001]

V.3. Comparaison selon la densité massique ou volumique d'énergie

La disponibilité de l'énergie et sa puissance maximale par litre (densité volumique) ou par kilogramme (densité massique) est un point important de comparaison, notamment pour l'industrie du transport et les applications embarquées et en sites isolés.

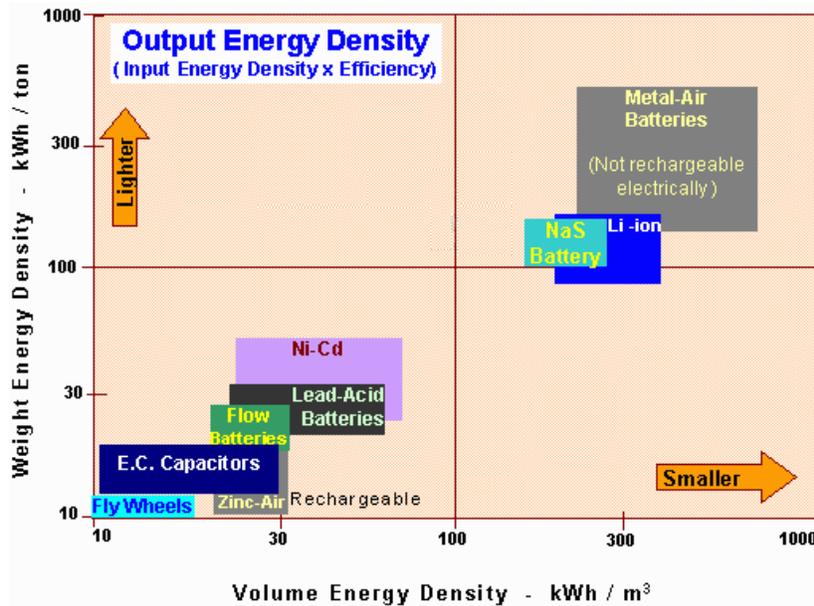


FIG.V-5 – COMPARAISON ENTRE LES DENSITÉS MASSIQUE ET VOLUMIQUE D'ÉNERGIE STOCKÉE POUR DES APPLICATIONS À PETITE ÉCHELLE [ELE]

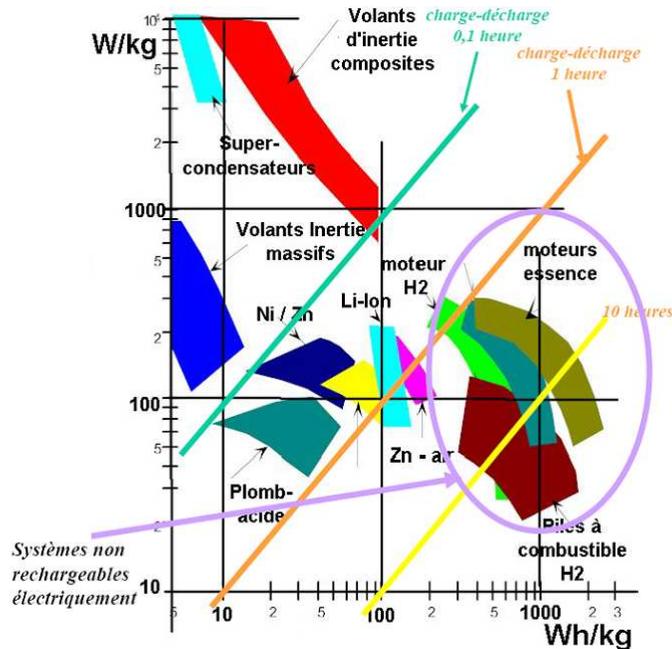


FIG.V-6 – COMPARAISON ENTRE LA DENSITÉ MASSIQUE D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE POUR DES APPLICATIONS EMBARQUÉES OU PORTABLES [MAG 1997]

V.4. Comparaison selon l'efficacité énergétique (par cycle) du dispositif du stockage

L'efficacité et la durée de vie (définie par le nombre maximal des cycles) sont deux paramètres importants à considérer avec d'autres paramètres avant de choisir une technologie de stockage. Ils affectent le coût global de stockage. La faible efficacité augmente le coût énergétique effectif car seulement une fraction de l'énergie stockée pourrait être utilisée. La basse durée de vie augmente également tout le coût pendant que le dispositif de stockage doit être remplacé plus souvent.

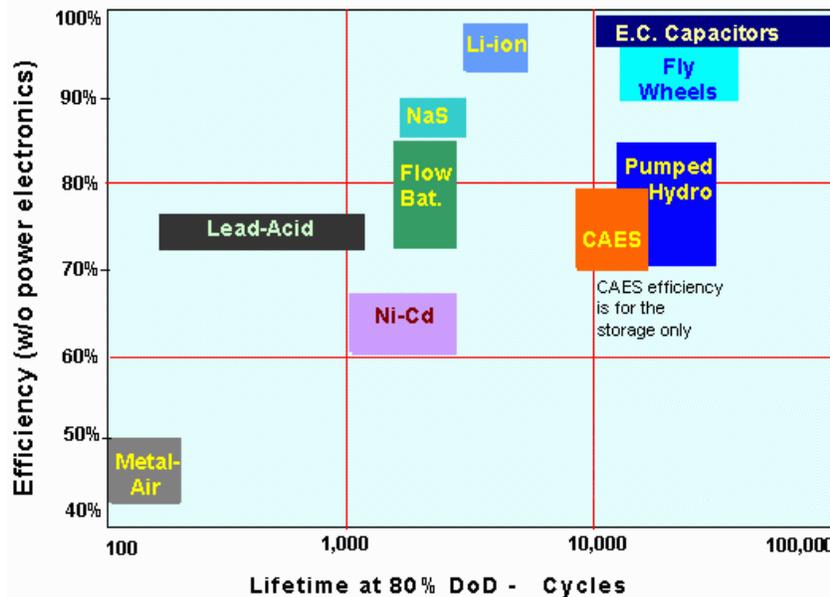


FIG.V-7 – COMPARAISON ENTRE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LA DURÉE DE VIE DÉFINIE PAR LE NOMBRE DES CYCLES [ELE]

Les valeurs actuelles de ces dépenses doivent être considérées avec les frais financiers et les dépenses de fonctionnement d'exploitation afin d'obtenir une meilleure idée de toutes les caractéristiques financières d'une technique de stockage.

V.5. Comparaison selon les coûts d'investissement

Les coûts d'investissement associés au type de stockage représentent un paramètre économique important et conditionnent le coût global de production d'énergie. Ainsi, certains types de stockage ne pourront être rentabilisés qu'à partir d'un minimum de puissance énergétique fournie. Il devrait, donc, tenir compte de tout le coût du dispositif (y compris l'impact de la durée de vie d'équipement et des coûts d'organisation scientifique) afin de pouvoir obtenir une analyse économique complète.

Par exemple, malgré que les prix de batteries d'acide/plomb sont relativement bas, ils peuvent nécessairement ne pas être l'option la moins chère pour la gestion d'énergie et cela revient à leur vie relativement courte.

Les coûts des batteries dans le diagramme ci-dessous (Fig.V-8) ont été ajustés pour exclure le coût de l'électronique de conversion de puissance. Le coût par d'énergie a été également divisé par l'efficacité de stockage pour obtenir le coût par unité d'énergie utile. Le coût d'installation change également avec le type et la taille du stockage.

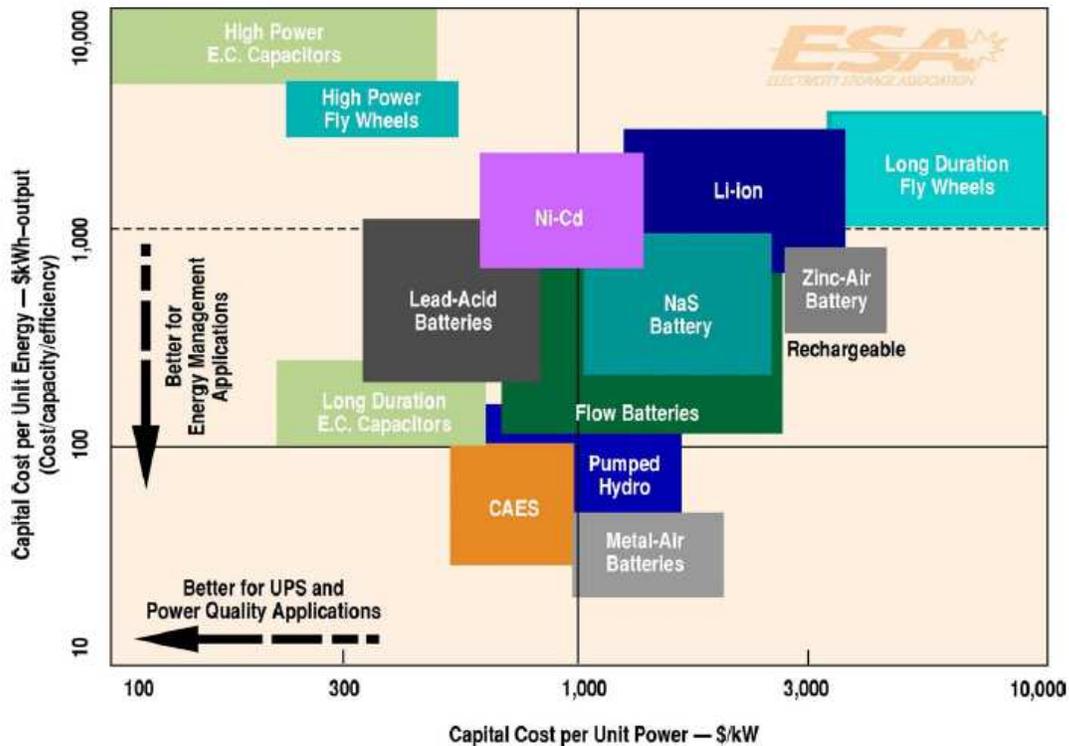


FIG.V-8 – COMPARAISON ENTRE LES COÛTS D'INVESTISSEMENT PAR UNITÉ DE PUISSANCE OU PAR UNITÉ D'ÉNERGIE [ELE]

V.6. Comparaison selon le coût d'investissement calculé par cycle de charge/décharge

Le coût par cycle peut être la meilleure manière d'évaluer le coût d'un dispositif du stockage d'énergie dans une application fréquente de charge/décharge.

Le diagramme ci-dessous (Fig.V-9) montre le composant principal de ce coût, tenant compte de l'impact de la durée la vie et de l'efficacité. Pour un coût par cycle plus complet, on doit considérer également les frais de l'organisation scientifique du travail, la disposition, le remplacement et d'autres dépenses du système, qui ne peuvent être connues pour les technologies naissantes.

Il convient de noter que le coût par cycle n'est pas un critère approprié pour l'écrêtage de puissance ou l'arbitrage d'énergie où l'application est moins fréquente et le différentiel de coût énergétique est grand et volatil [ELE].

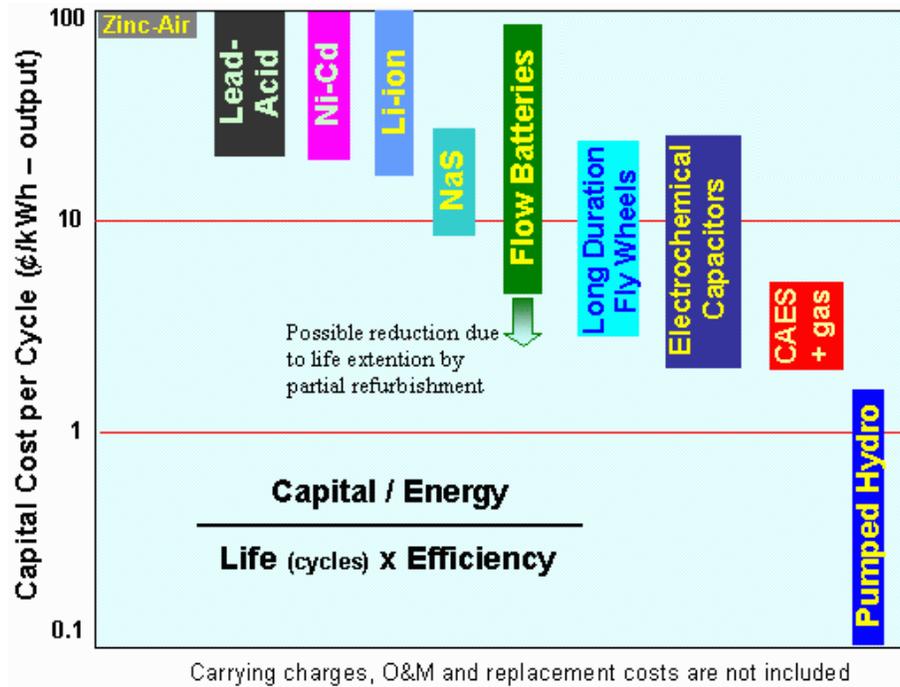


FIG.V-9 – COMPARAISON SELON LES COÛTS D'INVESTISSEMENT CALCULÉS PAR CYCLE DE CHARGE/DÉCHARGE [ELE]

Note : Les coûts des techniques du stockage changent avec leur évolution technologique. Les gammes de coût dans les diagrammes ci-dessus (Fig.V-8 et 9) incluent des valeurs approximatives en 2002 et les valeurs prévues en quelques années [ELE].

V.8. Analyse globale des comparaisons entre les différentes techniques de stockage d'énergie

Dans la catégorie des applications stationnaires de faible puissance, le point essentiel est une autodécharge la plus petite possible. En se basant sur les seuls critères techniques, le lithium-ion est alors le meilleur candidat.

Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie; la batterie plomb reste le meilleur compromis entre performances et coût. Le lithium-ion est plus performant mais d'un coût encore trop élevé.

Pour des besoins plus importants (quelques centaines de kWh), le plomb reste devant le lithium et les solutions alternatives sont soit moins performantes, soit d'un coût trop élevé : air comprimé (trop d'autodécharge), piles à combustible (coût très élevé et mauvais rendement énergétique), batteries redox (coût de maintenance).

Dans la catégorie n° 3 (voir paragraphe IV.1), pour le lissage de pointes faisant appel à un stockage d'énergie élevé (plusieurs MWh), l'air comprimé et les batteries redox sont les plus appropriés avec un avantage important pour le premier en termes de coût. Mais ces technologies restent encore à démontrer sur le terrain.

Dans la catégorie n° 4 (voir paragraphe IV.1), pour la qualité de puissance, les critères essentiels sont la capacité de restitution de l'énergie et le cyclage. Les volants d'inertie et les super-condensateurs sont les plus adaptés ainsi que les batteries lithium-ion.

Parmi les prises en compte, les batteries au plomb satisfont aux critères techniques de toutes les catégories mais sont pénalisées par leur durée de vie limitée et leur manque de fiabilité. Les batteries à base de nickel et les piles métal-air ne sont jamais en tête de classement suivant les critères retenus (performances plus faibles, coût légèrement supérieur). Les piles à combustible/hydrogène sont pénalisées par leur manque de maturité. Enfin, certaines technologies sont aptes à apporter des solutions pour le stockage des énergies intermittentes : le stockage hydraulique, le stockage thermique pour des applications à grande échelle, les inductances supraconductrices (SMES) pour de faibles échelles.

Pour répondre aux besoins futurs d'une production de plus en plus délocalisée, le stockage va demander à court et moyen terme des améliorations technologiques. Les batteries lithium-ion ont d'excellentes performances mais le coût est actuellement prohibitif pour une application de systèmes isolés dans les pays en développement. Le recyclage et l'élimination en fin de vie de ces batteries nécessitent des actions de recherche et développement (R&D). Les batteries plomb restent le meilleur compromis coût/performances mais demeurent le point faible du système isolé ; des performances accrues en terme de durée de vie doivent être développées pour répondre plus efficacement aux besoins.

Pour les applications connectées au réseau, les besoins à moyen terme seront de plus en plus importants ; les technologies les plus appropriées (batteries redox, air comprimé, super-condensateurs, volant d'inertie) sont plus ou moins matures et peuvent être optimisées en terme de coût, de fiabilité et de rendement.

V.9. Conclusions générales et perspectives

Cette étude nous a permis de montrer que de très nombreuses techniques pour stocker l'électricité existent et que d'autres sont en cours de développement.

Malgré le fait que nous n'avons pas détaillé toutes les caractéristiques des différentes techniques du stockage, nous avons prouvé qu'il existe la possibilité de stocker l'électricité quand on veut, où on le désire et en n'importe quelle quantité.

Certes le stockage a un coût, mais il apporte un service. Nous avons vu que dans de nombreux cas, un stockage est déjà mis en œuvre, signe qu'il est justifié économiquement. En poursuivant un effort de recherche dans ce domaine, nul doute que le champ d'application s'étendra [MULT 2003].

Le stockage d'énergie représente un enjeu majeur pour permettre une réelle pénétration des immenses ressources renouvelables naturellement dispersées [MUL 1999]. Pour accroître la sûreté du système, les solutions sont nombreuses mais tellement différentes dans leurs spécifications qu'elles sont difficiles à comparer. C'est la raison pour laquelle nous avons essayé de dégager, de façon critique, un ensemble de caractéristiques techniques et économiques qui permettraient d'améliorer les estimations de performances et coût qui conditionnent l'acceptabilité du stockage.

Outre les travaux de recherche sur la conception ou l'amélioration de systèmes de stockage bien adaptés à ces besoins et optimisés pour eux, il est nécessaire d'améliorer les modèles d'évaluation de leur durée de vie en cyclage complexe et, parfois, leurs modèles de rendement, comme dans le cas des accumulateurs électrochimiques.

En se basant sur le contenu de cette étude, et en prenant la mesure de l'enjeu, nous proposons les suggestions générales suivantes :

- Optimiser et améliorer les technologies de l'électronique de puissance, souvent utilisées lors des étapes de transformation de l'électricité en une forme d'énergie stockable, et réciproquement,
- Étudier l'incidence de diverses options de stockage sur le taux de pénétration des énergies renouvelables que sont l'éolien et le photovoltaïque,
- Étudier l'influence d'une forte pénétration des stockages décentralisés sur la robustesse du réseau et sur le coût global des infrastructures et de l'énergie,
- Étudier les systèmes complets (stockage et transformations électriques associées), afin d'optimiser les techniques en termes de coût, rendement, fiabilité, maintenance, impact social et environnemental, etc.

Nous pourrions proposer ensuite les suggestions particulières suivantes :

- Évaluer l'intérêt de la technique du stockage sous forme de gaz comprimé dans le contexte national,
- Continuer l'effort de recherche visant à améliorer la durée de vie des batteries au plomb,
- Renforcer les efforts de recherche et développement sur la possibilité de combiner plusieurs moyens de stockage avec une source d'énergie renouvelable afin d'optimiser le rendement global du système et diminuer l'émission des gaz à effet de serre qui résultent du dégagement des gaz de combustion venant de centres conventionnels de production de l'électricité,
- Évaluer l'intérêt de la technique du stockage thermique à haute température, qui présente le double avantage d'une forte puissance, et de pouvoir être implanté sans risque près des centres de consommation,

- Étudier l'incidence du développement des super-condensateurs dans les différents usages possibles,
- Développer la technique du stockage par volants d'inertie faible coût et longue durée de vie, dont le potentiel est particulièrement intéressant pour les applications fortement décentralisées,
- Renforcer les efforts de recherche et de développement (R&D) sur l'hydrogène et les piles à combustibles.

BIBLIOGRAPHIE

RÉFÉRENCES

- [ACÉÉ] : ACÉÉ, Association canadienne de l'énergie éolienne, <http://www.canwea.com>
- [ACK 2002] : Ackermann T., Söder L., Overview of Wind Energy-Status 2002, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2002, Vol. 6, pp. 67-128.
- [ANZ 1989] : J.P. ANZANO, P. JAUD, D. MADET, « Stockage de l'électricité dans le système de production électrique », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Électrique, D4030, 09/1989.
- [AVI 1999] : AVIA E., CRUZ I., The Development of The Wind Energy Market In Spain, European Wind Energy Conference Proceedings, Nice 1999, pp. 477 – 480.
- [BOU 1999] : BOURILLON C., Wind Energy-Clean Power For Generations, Renewable Energy 1999, vol. 16, pp. 948 – 953.
- [CAM 2003] : CAMBLONG H., Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable, Thèse du doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Centre de bordeaux, France, 2003.
- [CEA] : www.cea.fr
- [COP 1993] : J.B. COPETTI, E. LORENZO, F. CHENLO, « Wave energy in Europe : current status and perspectives », Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.
- [DAV 1995] : T.S. DAVIES, H. NOURI, C.M. JEFFERSON, « Alternative Approaches to Wind Energy Conversion Systems », Wind Engineering, Vol. 19, N°5, p.p. 265-271, 1995.
- [DUM 1999] : C. DUMBS, « Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïques-diesel », Thèse de l'École des Mines de Paris soutenue le 20 décembre 1999.
- [ELE] : www.electricitystorage.org
- [EMR 2003] : « Emerging Energy Storage Technologies in Europe », Rapport Frost & Sullivan 2003.
- [ETX 1998] : ETXAIDE M., KORTABARRIA B., Dosierra : Energie Eolikoa, Elhuyar, 1998, Vol. 133 – 134.

[EUR 2001] : EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport », Report European Communities EUR 19978, 2001.

[EWEA] : European Wind Energy Association, <http://www.ewea.org>

[EWE 2004] : EWEA (European Wind Energy Association) « Wind Force 12. A blue print to achieve 12% of the world electricity from wind power by 2020 », Rapport, mai 2004.

[FAU 2003] : F. FAURE, « Suspension magnétique pour volant d'inertie », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, Juin 2003.

[GER 1994] : Germanische Lloyd and Garrad Hassan, « Study of offshore wind energy in the EC », Verlag Natürliche Energie JOUR 0072, 1994.

[GER 2002] : O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan, France soutenue le 09 décembre 2002.

[GON 2004] : A. Gonzalez, B. Gallachóir, E. Mckeogh, « Study of electricity storage technologies and their potential to address wind energy intermittency in Ireland », Final report, May 2004.

[HUN 1994] : R. HUNTER & G. ELLIOT, « Wind-Diesel systems, A guide to the technology and its implementation », Cambridge University Press 1994.

[IBR 2005] : H. IBRAHIM, « Conception d'un moteur Diesel suralimenté, Bases et Calculs, Cycles réel, théorique et thermodynamique », Rapport interne, Université du Québec à Rimouski (UQAR), Août 2005.

[INF 1994] : D.G. Infield, "Wind Diesel Design and the Role of Short Term Flywheel Energy Storage" ; Renewable energy, Vol. 5, N° 1-4, pp. 618-625, 1994

[JAC 1987] : M. JACQUIER, « Accumulateurs », Technique de l'ingénieur, Génie Électrique, D-940, 1987.

[KER 2002] : C. KERZEREHO, "Caractéristiques et optimisation d'une batterie électromécanique sous chargement cyclique ", Thèse de doctorat de l'École Nationale Supérieure de Cachan, France, soutenue le 08 Janvier 2002.

[LEI 1996] : Leithead W.E., Rogers M.C.M., Drive-train Characteristics of Constant Speed HAWT's : Part I – Representation by simple Dynamic Models, Wind Engineering, 1996, Vol. 20(3).

[LEM] : S. LEMOFOUET, A. RUFER, I. CYPHELLY, P. BARRADE, F. GRASSER, « Principle of a hybrid Compressed Air and Supercapacitors Energy Storage system with Maximum Efficiency Point Tracking ».

[LEN 1996] : Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhmani, G. and Usher, E., Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique de CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, J3X 1S6, 1996.

[LET 2003] : Lettre des groupes professionnels énergies et piles à combustible, 1^{er} décembre 2003.

[LIU 2002] : Liuchen C., Systèmes de conversion de l'énergie éolienne, IEEE Canadian Review - Summer / Été 2002.

[MAG 1997] : Magnetic Material producers association joint users conference, September 22-23, 1997.

[MAR 2002] : Martí I., Nielsen T.S., Madsen H., Roldán A., Pérez S., Improving Prediction Models in Complex terrain, Global Windpower Conference Proceedings, Paris, 2002.

[MAR 2003] : I. MARIE-JOSEPH, « Méthodologie de diagnostic appliquée à la maintenance préventive d'unités de production électrique en site isolé », Thèse de l'Institut d'Études Supérieures, Cayenne, France soutenue le 07 avril 2003.

[MES 1999] : R. MESSENGER et J. VENTRE, « Photovoltaic systems engineering », CRC Press, 1999.

[MUL] : B. MULTON, « Aérogénérateurs électriques : Historique, Ressources énergétiques du vent, Croissance de la filière, Caractérisation du vent, Turbines éoliennes, Systèmes électromécaniques à axe horizontal, Chaînes de conversion électrotechniques ».

[MUL 1996] : B. MULTON, J.M. PETER, « Le stockage de l'énergie électrique, moyens et applications », Synthèse de la Journée d'Études SEE Clubs 13 et 11, du 1^{er} février 1996 au CNAM Paris.

[MUL 1999] : B. MULTON, « L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production », Journées section électrotechnique du club EEA, 28-29 janvier 1999, Paris, 8 p.

[MULT 2003] : B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité : Oui, c'est indispensable, et c'est possible ! pourquoi, où, comment », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003.

[MUL 2003] : B. MULTON, G. ROBIN, H. BEN AHMED, O. GERGAUD, N. BERNARD, « Le stockage associé la production d'électricité en réseau », GdR ME2MS Production d'électricité décentralisée, 16-17 octobre 2003, Sophia-Antipolis.

[MUL 2004] : B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED, « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », Colloque Energie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications, Belfort, pp.64-77, 18 juin 2004.

[OGA 1990] : K. OGATA, « Modern Control Engineering », Second Edition, 1990.

[RET] : <http://www.retscreen.net>

[ROB 2004] : G. ROBIN, M. RULLAN, B. MULTON, H. BEN AHMED, P.Y. GLORENNEC, « Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable », 2004.

[ROD 1999] : Rodríguez M.A., Sistema de control sensorless del motor de inducción, basado en un observador de estado adaptivo, Thèse doctorale de l'Université de Zaragoza, 1999.

[RUD 2003] : A. RUDDELL, « *Storage and Fuel Cells* », EPSRC SuperGen Workshop : Future Technologies for a Sustainable Electricity System, Univ. of Cambridge, 7 novembre 2003.

[SCH 2005] : V. SCHWARZ, B. GINDROZ, « Le stockage électrochimique », Dossier stockage de l'énergie, ADEME, Janvier-Février 2005.

[ST-CEA] : « Le stockage des énergies intermittentes », Clefs CEA, N°50/51, hiver 2004-2005.

[SUI] : [http:// www.suisse-eole.ch](http://www.suisse-eole.ch)

[TRO 1997] : C. TROUSSEAU, « Validation des outils de simulations des systèmes photovoltaïques à partir de mesures expérimentales : application à la modélisation des accumulateurs plomb/acide », Rapport de travail, centre d'Énergétique, École des Mines de Paris, 1997.

ANNEXE I

BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE PLUTÔT EXPLOITABLES À GRANDE ÉCHELLE

Technologie Caractéristique	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Batteries électrochimiques	Batteries à circulation	Thermique à turbine
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars	Batterie au plomb : 33 kWh/t Batterie Li-ion : 100 kWh/t	33 kWh/m ³	200 kWh/m ³
Capacité réalisable	1000 – 100000 MWh	100 – 10000 MWh	0,1 – 40 MWh	10 – qq 100 MWh	1000 – 100000 MWh
Puissance réalisable	100 – 1000 MW	100 – 1000 MW	0,1 – 10 MW	1 – qq 10 MW	10 – 100 MW
Rendement électrique	65% - 80%	50% (avec l'apport de gaz naturel)	70% ou moins en décharge rapide	70%	60%
Installations existantes	100 000 MWh 1000 MW	600 MWh 290 MW	40 MWh 10 MW	120 MWh 15 MW	----
Coût €/kWh ⁽¹⁾ et €/kW ⁽¹⁾	70 à 150 600 à 1500	50 à 80 400 à 1200	200 (Pb) à 2000 (Li) 300 (Pb) à 3000 (Li)	100 à 300 1000 à 2000	50 350 à 1000
Maturité	Très bonne	Plusieurs expériences au monde	Plusieurs expériences au monde	En développ ^{nt} prototypes en fonctionnement	A l'état de projet
Remarques	Sites avec dénivelée et retenues d'eau	Sites avec cavernes	Métaux lourds	Produits chimiques	Indépendant des contraintes géographiques

⁽¹⁾ Attention, le coût est ici intégralement rapporté à l'énergie stockée ou la puissance maximale (données différentes de c_w et c_p)

ANNEXE II

BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE PLUTÔT EXPLOITABLES À PETITE ÉCHELLE

Technologie Caractéristiques	Inductif Supra-conducteur	Super-condensateur	Electro-chimique	Volant Inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène PAC réversible
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équipements annexes)	1 à 5 Wh/kg	10 Wh/kg → 60 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8 Wh/kg (200 bars)	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars) hors PAC
Capacité réalisable ou réalisée	qq kWh	qq kWh	qq Wh à qq MWh	qq kWh à qq 10 kWh	qq kWh à qq 10 kWh	NA
Constante de temps	qq s à 1 mn	qq s à qq mn	qq 10 mn (NiCd) à qq 10 heures (Pb)	qq mn à 1 h	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)	1 h à qq jours (peu d'autodécharge)
Cyclabilité	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 1000 à qq 10 000 fatigue mécanique	??
Rendement électrique	> 0,9	0,8 à > 0,9 selon régime	0,7 à 0,8 selon techno et régime	0,8 à > 0,9 selon régime	0,3 à 0,5 selon régime	0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Aisée (courant)	Aisée (tension)	Difficile Paramètres variables	Aisée (vitesse)	Aisée (pression)	Aisée (remplissage H ₂)
Coût en €/kWh ⁽¹⁾	1 M (1 kWh) à 300 (1000 MWh)	50 000 à 150 000 (dimensionnement en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (selon techno et performances)	?	500 à 1500
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologies matures	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

⁽¹⁾ Attention, le coût est ici intégralement rapporté à l'énergie stockée (donnée différente de c_{wh})

ANNEXE III

BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES MOYENS DE STOCKAGE EXPLOITABLES À GRANDE ET PETITE ÉCHELLES AVEC DES RECOMMANDATIONS POUR LES APPLICATIONS

Storage Technologies	Main Advantages (relative)	Disadvantages (Relative)	Power Application	Energy Application
Pumped Storage	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement		●
CAES	High Capacity, Low Cost	Special Site Requirement, Need Gas Fuel		●
Flow Batteries: PSB VRB ZnBr	High Capacity, Independent Power and Energy Ratings	Low Energy Density	◐	●
Metal-Air	Very High Energy Density	Electric Charging is Difficult		●
NaS	High Power & Energy Densities, High Efficiency	Production Cost, Safety Concerns (addressed in design)	●	●
Li-ion	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost, Requires Special Charging Circuit	●	○
Ni-Cd	High Power & Energy Densities, Efficiency		●	◐
Other Advanced Batteries	High Power & Energy Densities, High Efficiency	High Production Cost	●	○
Lead-Acid	Low Capital Cost	Limited Cycle Life when Deeply Discharged	●	○
Flywheels	High Power	Low Energy density	●	○
SMES, DSMES	High Power	Low Energy Density, High Production Cost	●	
E.C. Capacitors	Long Cycle Life, High Efficiency	Low Energy Density	●	◐

 Fully capable and reasonable
  Reasonable for this application
  Feasible but not quite practical or economical
 None
  Not feasible or economical

ANNEXE IV

BILAN SIMPLIFIÉ DES CARACTÉRISTIQUES DES ACCUMULATEURS ÉLECTROCHIMIQUES

	Plomb/Acide	Ni/Cd	Ni/MH	Na/NiCl ₂	Li/Posphate	Li/ion	Li/Polymère
Énergie spécifique (Wh/kg)	30-50	45-80	60-110	120	120-140	150-190	150-190
Densité D'énergie (Wh/l)	75-120	80-150	220-230	180	190-220	220-230	220-230
Puissance en pointe (W/kg)	Jusqu'à 700		Jusqu'à 900	200	Jusqu'à 800	Jusqu'à 1500	Jusqu'à 250
N _{cycles} (charge/décharge)	400-600 ¹ 1200 ²	2000	1500	800	>2000	500-1000	200-300
Autodécharge par mois	5%	20%	30%	12% par jour	5%	10%	10%
Tension nominale d'un élément	2V	1,2V	1,2V	2,6V	3,2V	3,6V	3,7V
Gamme de température de fonctionnement	-20°C à 60°C	-40°C à 60°C	-20°C à 60°C	-20°C à 50°C	0°C à 45°C ³ -20°C à 60°C ⁴	-20°C à 60°C	0°C à 60°C
Avantages	- Faible coût (rentabilité économique)	- Relativement fiable, performante et sûre dans le cas de surchauffe; - Bonne cyclabilité	- Très bonne densité d'énergie; - Bonne cyclabilité	- Très bonne densité d'énergie; - Fiable; - Bon rendement énergétique - Bon fonctionnement dans le cas de surchauffe	- Très bonne densité d'énergie; - Sécurité; - Coût; - Cyclabilité	- Excellente performance, énergie et puissance	- Batteries minces possibles
Inconvénients	- Durée de vie limitée; - Manque de fiabilité; - Faible énergie; - Lourde	- Relativement basse énergie; - Toxicité; - Effet de mémoire; - Faible résistance aux utilisation abusives	- Moins performante dans le cas de surchauffe; - Coût rédhibitoire	- Puissance limitée; - Auto-consommation	- Charge à basse température	- Coût rédhibitoire - Problème et élimination en fin de vie de recyclage; - Sécurité des gros éléments	- Apparition de dendrites au cours du cyclage - Fonctionnement à froid

¹ Étanche; ² Tubulaire; ³ Charge; ⁴ Décharge