



Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable

Gaël Robin, Marie Ruellan, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Pierre-Yves Glorennec

► To cite this version:

Gaël Robin, Marie Ruellan, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Pierre-Yves Glorennec. Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable. Colloque SeaTechWeek 2004 (Semaine Internat. des Technologies de la Mer), Oct 2004, BREST, France. 9p. <hal-00676109>

HAL Id: hal-00676109

<https://hal.science/hal-00676109v1>

Submitted on 3 Mar 2012

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

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



HAL Authorization

Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable

G. ROBIN, M. RUELLAN, B. MULTON, H. BEN AHMED, P.Y. GLORENNEC*

SATIE (UMR 8029 CNRS) - ENS Cachan - Antenne de Bretagne - Campus de Ker Lann, 35170 BRUZ.

* IRISA Campus Universitaire de Beaulieu - Avenue du Général Leclerc -35042 RENNES Cedex - France

E-Mail : robin@bretagne.ens-cachan.fr

I - Energies renouvelables et stockage

L'éolien offshore, avec 540 MW installés à la fin de l'année 2003 et plus de 60 GW d'installations en projet sur l'Europe pour les décennies à venir [EUR_04], connaît un taux de croissance très important. Sur la base d'un potentiel offshore estimé à 3000 TWh/an [GER_94], une étude conduite par BTM Consult [EWE_04] a évalué à 315 TWh/an le potentiel « vraisemblablement » exploitable dans les deux ou trois prochaines décennies compte tenu des contraintes de coûts actuelles et d'acceptabilité des populations. Les énergies marines émergentes (courants marins, houle) sont également promises à un fort taux de croissance, l'EREC (European Renewable Energy Council) a établi des projections jusqu'en 2040 [ERE_04]. La production marine attendue pourrait ainsi atteindre 230 TWh/an si des politiques incitatives sont mises en place, dans le cas contraire, ce chiffre se réduirait à 104 TWh/an.

La mer constitue donc une ressource pour la production d'énergie électrique qui assurera une part de plus en plus importante de notre consommation.

Une caractéristique commune à ces différentes ressources énergétiques est la fluctuation de la puissance produite au fil du temps (Fig. 1) [ADE_03]. Or la stabilité du réseau repose sur l'équilibre entre production et consommation. On estime que les réseaux modernes peuvent accueillir jusqu'à 20% de production fluctuante sans problème technique majeur [EWE_04], 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.

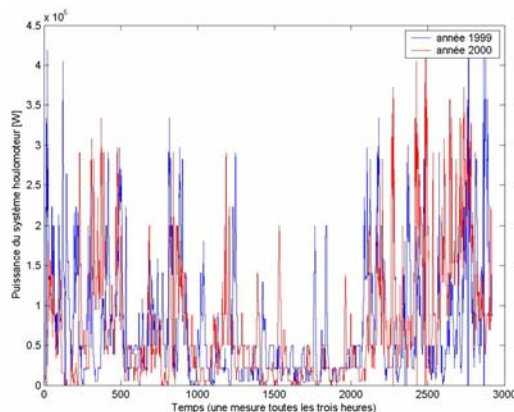


Fig. 1 – Evolution temporelle de la puissance issue d'un générateur houlomoteur (modèle numérique).

Le stockage représente donc la clé de la pénétration des énergies renouvelables 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.

II - Caractéristiques des moyens de stockages

Dans ce paragraphe nous avons choisi de présenter les caractéristiques que nous avons jugées fondamentales avec un regard critique sur leur interprétation. Ces caractéristiques sont utilisées pour établir des comparaisons entre les différentes technologies de stockage de l'électricité. Elles permettent notamment de dégager les technologies candidates pour chaque type d'application (stationnaire ou embarquée, stockage à court ou long terme, puissance maximale nécessaire, ...).

- W_{stoc} : la capacité énergétique en Wh (Watheures), généralement fortement dimensionnante. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge, elle varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique. A l'opposé, en régime très lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement, l'énergie exploitable est alors inférieure à l'énergie totale stockée. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à celle réellement exploitable que nous noterons W_{util} .

- P_{max} : la puissance maximale de charge ou de décharge (parfois différentes). En réalité, ce qui caractérise le plus une technologie de stockage c'est le rapport de la capacité énergétique (utile) sur la puissance maximale.

- τ : **constante de temps**. $\tau = \frac{W_{\text{stoc}}}{P_{\text{max}}}$ ou, ce qui serait

plus judicieux $\frac{W_{\text{util}}}{P_{\text{max}}}$. Considérons par exemple un

système de stockage hydraulique gravitaire, la capacité de stockage est liée à la masse d'eau et à la dénivellée entre les bassins haut et bas, alors que la puissance 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.

- η : le **rendement**. Sa définition est souvent simpliste car elle est fournie pour un seul point de fonctionnement, d'ailleurs non précisé. Or, de façon caricaturale, il y a des « pertes à vide » ou d'autodécharge et des « pertes en charge ». Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimisé avec une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement pour des sollicitations rapides. Le schéma équivalent de la figure 2 met en évidence de façon simpliste l'existence d'un temps de décharge optimal et d'un rendement maximal. La quantité totale d'énergie 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. On aboutit ainsi, dans le cas des batteries au plomb-acide, au réseau de caractéristiques de la figure 3 qui montre l'évolution du rendement en fonction de l'état de charge, pour les phases de charge et de décharge, pour différentes valeurs de puissance.

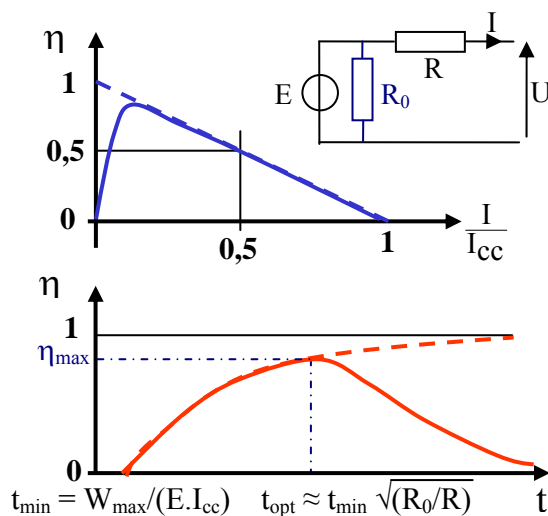


Fig. 2 - Schéma électrique de principe permettant de mettre en évidence l'effet du courant ou du temps de décharge sur le rendement ($W_{\text{max}} = E.Q$). Les courbes en pointillés correspondent à un modèle sans résistance d'autodécharge.

- N_{cycl} : le nombre maximal de cycles de charge-décharge ou cyclabilité. 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. 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 (figure 4) et/ou à l'état de charge moyen. Mais comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de N_{cycl} est délicate. Les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.

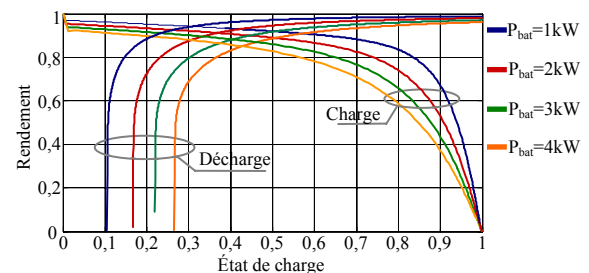


Fig. 3 - Courbes de rendement d'un accumulateur au Plomb 48V-310 Ah (15 kWh pour une décharge en 10h) paramétrées en puissance.

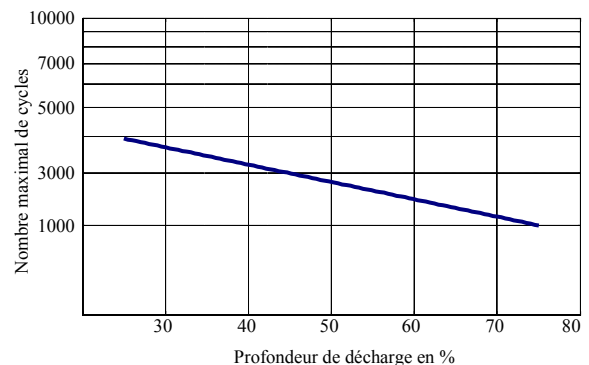


Fig. 4 - Evolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge pour des accumulateurs électrochimiques (MES_99)

- Les **coûts** : d'investissement (achat : le coût le plus marquant...) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, remplacement des accumulateurs en fin de vie). Les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais. Pour minimiser le coût, il est indispensable d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage. Enfin, dans une logique de développement durable, le coût global sur cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être considéré. Le coût d'investissement est généralement spécifié en €/kWh pour les accumulateurs à longue constante de temps et en €/kW pour ceux, plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps. Mais en réalité, il serait logique de répartir le coût entre coût de l'énergie stockée

exploitable W_{util} et coût de la capacité en puissance maximale.

On noterait alors le coût d'investissement total :

$$C_{\text{inv,tot}} = c_W \cdot W_{\text{util}} + c_P \cdot P_{\text{max}}$$

où c_W et c_P s'expriment respectivement en €/kWh et €/kW.

- Autres caractéristiques : l'**énergie massique** (particulièrement importante dans les applications embarquées, elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires), l'**énergie volumique**, la sécurité (explosion, rejets...), etc...

Enfin il est important de noter que ces caractéristiques s'appliquent au système de stockage dans sa globalité : élément de stockage et convertisseur(s) de puissance.

III - Principales technologies de stockage

Nous présentons dans ce paragraphe, un tour d'horizon des technologies de stockage d'électricité ainsi que de leurs principales caractéristiques. Les tableaux 1 et 2 ([ECR_03] complété avec [HEM_03] et [ENI_04]) permettent d'établir une comparaison rapide de ces technologies. Les résultats présentés donnent une idée des possibilités, sachant que pour chaque catégorie, les variantes technologiques sont nombreuses (matériaux, architectures, ...). Il est donc difficile d'exprimer de façon aussi synthétique, l'étendue des possibilités.

On trouve en premier lieu, les systèmes de stockage « directs » que sont les **supercondensateurs** et les **inductances supraconductrices** (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage). Les premiers sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique (10 Wh/kg et jusqu'à plus de 50 Wh/kg avec les toutes dernières technologies – JEOL-), les capacités en puissance sont très élevées (qq

kW/kg soit des constantes de temps de l'ordre de la centaine de secondes). Leurs performances les destinent plutôt aux applications embarquées. Quant aux SMES, il s'agit de bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide (4,2 K, supraconducteurs basse température : alliages NbTi) ou l'azote liquide (supra « haute température » à base de céramiques YBaCuO par exemple, températures de 15 à 30 K). La bobine se présente comme une source de courant continu, celui-ci varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable sous forme de tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES sont bien adaptés aux faibles constantes de temps et sont fortement dimensionnés en puissance.

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont :

- les **accumulateurs électrochimiques**. Lorsqu'on parle de stockage d'électricité, on pense immédiatement aux « batteries » électrochimiques qui constituent ainsi les références en la matière. Les technologies et variantes sont nombreuses (Plomb-Acide, Nickel-Cadmium, Nickel-Métal-Hydrures, Lithium, Sodium-Soufre, Zinc-Air, etc...) et leurs 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 (qq 100 à qq 1000). Elles sont souvent destinées à des applications embarquées ou portables mais également pour des fonctions de secours en situation couplée au réseau, avec des valeurs d'énergie stockée relativement faibles (quelques Wh à quelques 10 kWh). Cependant, les technologies plomb et NiCd ont été utilisées dans plusieurs projets de stockage à grande échelle.

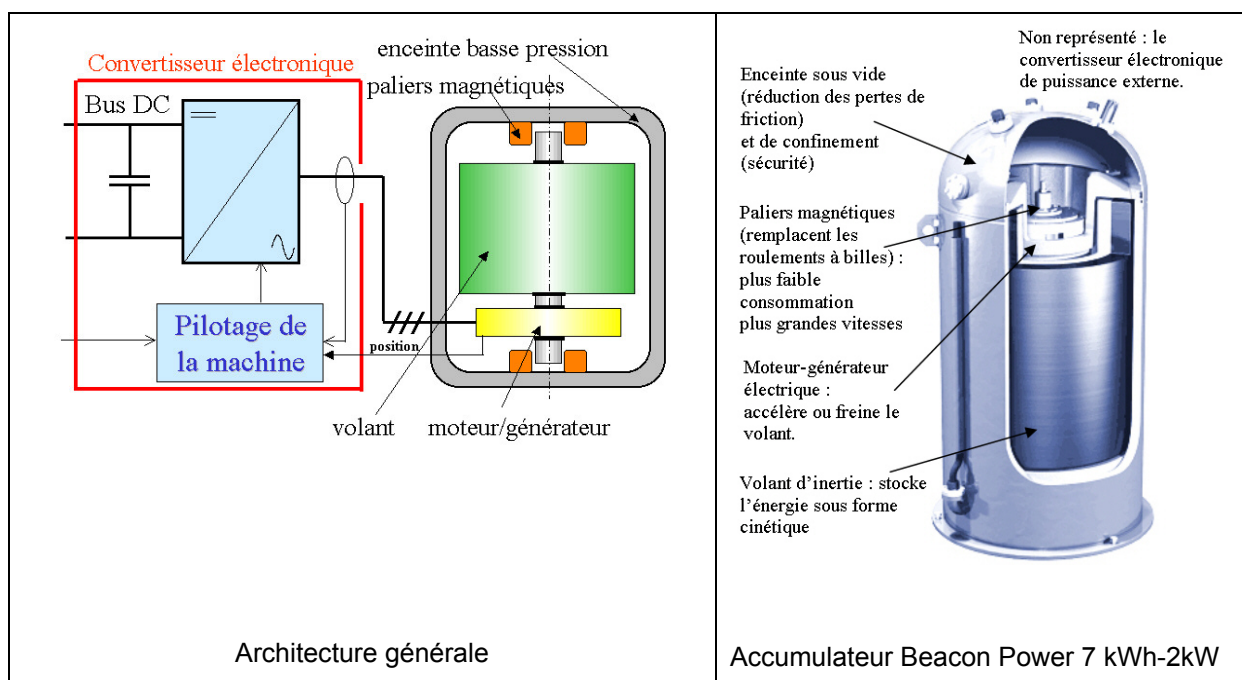


Fig. 5 - Accumulateurs à volant d'inertie

- les accumulateurs à **volants d'inertie** (FES : Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite (plus rapide, énergie massique supérieure) associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. La figure 5 montre un exemple d'architecture [BER_03] ainsi qu'un exemple de réalisation commercialisée. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques %/heure. Ils offrent une très grande capacité au cyclage (qq 10 000 à qq 100 000 cycles) déterminée par un dimensionnement en fatigue [KER_02]. De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance, énergie et puissance sont ainsi facilement découplables. On considère habituellement que les accumulateurs inertiels se rangent, aux côtés des supercondensateurs et des SMES, dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps, c'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales, mais ils peuvent également

permettre de réaliser des systèmes plus lents (constante de temps de l'ordre de l'heure) et étendre leur champ d'application.

- les systèmes à **air comprimé en bouteilles**, un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression (200 bars ou plus) dans des bouteilles. La compression ou détente s'accompagne de pertes énergétiques (éventuellement valorisables dans certaines applications) et le rendement électrique est souvent médiocre.

- les systèmes **électrolyseur-hydrogène-pile à combustible** (ou à PAC réversible), outre un coût d'investissement encore prohibitif, leur rendement global est très faible (moins de 50%) et leur durée de vie insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. 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).

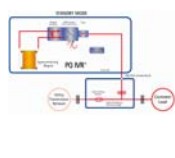


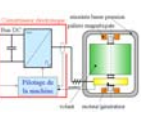


Technologie	Inductif Supra- conducteur	Super condensateurs	Electro- chimique	Volant Inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène PAC réversible
						
Forme d'énergie	magnétique	électrostatique	chimique	mécanique	air comprimé	carburant
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équipements annexes)	1 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	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000	qq 10 000 à qq 100 000	qq 1000 à qq 10 000	??
Cause	fatigue mécanique		dégradations chimiques	fatigue mécanique	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 H2)
Coût en €/kWh	500 à 72000	50 000 à 150 000 (dimensionne- ment en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (massif) ≈ 25000 (composite)	?	15
Coût en €/kW	≈ 300	≈ 300	250 à 1500	300 à 350	?	6000
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologie mature	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

Tableau 1 : Bilan simplifié des caractéristiques des moyens de stockage plutôt exploitables à petite échelle ([ECR_03], [HEM_03], [ENI_04]).

Pour le stockage à plus grande échelle, on peut citer les solutions suivantes (tableau 2) :

- les systèmes **hydrauliques gravitaires** centrales de pompage-turbinage (pumped hydro), technologie actuellement largement dominante dans les grandes puissances. Les rendements sont compris entre 65 et 80%. La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Notons que 100 m³ d'eau stockés en haut d'un immeuble de 20 m ne représenteraient « que » 20 MJ ou 5,5 kWh.

- le stockage d'**air comprimé en caverne** (CAES Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer de grandes cavités (anciennes mines de sel par exemple). La définition du rendement est ici particulière car on brûle du gaz naturel pour réchauffer l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut utiliser 0,75 kWh d'électricité durant la phase de pompage et brûler 1,22 kWh de gaz naturel durant le déstockage [ECR_03].

- les **batteries à circulation** (flow batteries) permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques 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. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), NaBr (Sodium-brome) et VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation.

- le stockage de **chaleur haute température avec turbine**, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde [ECR_03]. Des réfractaires sont chauffés par des résistances (avec un excellent rendement !) lors du stockage. Pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60%. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement envisagés sont parmi les plus bas.


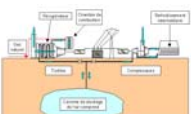

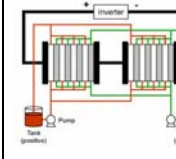
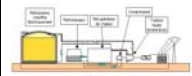
Technologie	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Batteries électrochimiques	Batteries à circulation	Thermique à turbine
					
Densité d'énergie	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m	12 kWh par m ³ de caverne à 100 bars	Batterie au plomb : 33 kWh/t Batterie Li-ion : 100 kWh/t	33 kWh/m ³	200 kWh/m 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 et €/kW	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 avec des technologies matures	En développement 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

Tableau 2 : Bilan simplifié des caractéristiques des moyens de stockage plutôt exploitables à grande échelle ([ECR_03], [HEM_03], [ENI_04]).

IV - Où stocker ?

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 pour donner au gestionnaire, de réels moyens 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 relative 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 décentralisées, 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_02].

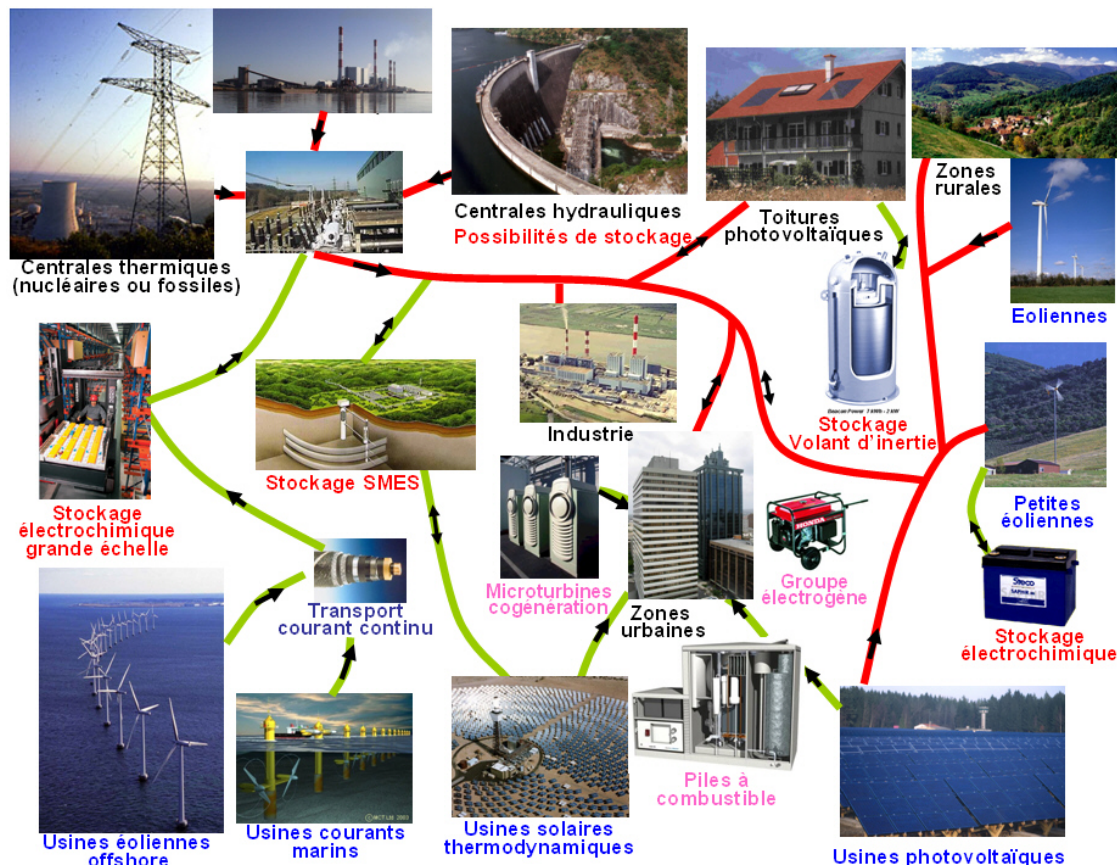


Fig. 6 - Mutation des réseaux vers une production plus décentralisée exploitant d'avantage les ressources renouvelables et les moyens de stockage (les réseaux de transport, répartition et distribution n'ont pas été distingués).

V – Optimiser le stockage : un couplage fort entre dimensionnement et gestion

Dans le paragraphe II, nous avons abordé les limites de la caractérisation usuelle du rendement. Ce rendement dépend en effet de l'utilisation qui est faite du stockage, essentiellement à travers les sollicitations en puissance instantanée.

Il faut distinguer deux contextes d'utilisation très différents : les systèmes autonomes et les systèmes raccordés au réseau.

Dans les systèmes autonomes, le stockage est indispensable et la gestion d'énergie consiste à respecter l'adéquation production consommation. Des délestages de production (partiels ou totaux selon la technologie du système de production) doivent être opérés en cas de surplus d'énergie : puissance produite à partir des éléments naturels intermittents (vent, houle...) supérieure à la somme de la puissance consommée et de la puissance maximale acceptable par le dispositif de stockage (fonction de l'état de charge, nulle au maximum, voir figure 3). Des délestages de

consommation peuvent éventuellement être effectués en cas de puissance demandée supérieure à la somme de la puissance produite et de la puissance maximale délivrable par l'accumulateur (toujours fonction de son état de charge). Mais ces délestages sont généralement considérés comme indésirables et le système est dimensionné pour les éviter.

La stratégie de gestion d'énergie, sur un tel système, est déjà complexe car elle nécessite d'optimiser le stockage pour satisfaire le besoin du consommateur mais également pour minimiser le coût de fonctionnement du système, par exemple en réduisant les sollicitations en cyclage de l'accumulateur. Chaque technologie possède ses spécificités. Pour un accumulateur qui a été préalablement dimensionné (sa capacité énergétique est suffisante pour ne jamais avoir à délester le consommateur), et dans un contexte idéal parfaitement déterministe (ressources et consommation fluctuantes connues à l'avance), il existe une stratégie optimale de gestion qui va minimiser le coût de fonctionnement, principalement le coût d'usure (cyclage) de l'accumulateur ([ROB03]).

Maintenant, posons nous la question de l'optimisation du dimensionnement de cet accumulateur en partant du dispositif précédent capable de satisfaire la contrainte de non délestage du consommateur. Il apparaît que si on diminue sa capacité énergétique (plus faible prix d'investissement), il sera plus fortement sollicité. En effet, à même puissance demandée, le rapport énergie/puissance (« constante de temps ») sera plus faible et le cyclage sera plus important. Il pourra en résulter des pertes énergétiques plus élevées et une fatigue en cyclage accrue. A l'inverse, un accumulateur de plus grosse capacité sera plus coûteux mais gâchera moins d'énergie et fatiguera moins, donc nécessitera moins de remplacement. Cet exemple simple illustre l'existence d'un optimum de dimensionnement de l'accumulateur et le rôle important de la stratégie de gestion. Les pertes d'énergie, plus ou moins importantes selon la capacité énergétique de stockage et selon la gestion, peuvent représenter une part non négligeable de l'énergie produite et influent sur le dimensionnement du système de production. Le dimensionnement optimal doit donc considérer l'ensemble système de production – accumulateur – stratégie de gestion.

La réalité est cependant encore plus complexe, car les puissances produites et consommées ne sont pas des données déterministes mais partiellement prédictives (degré d'incertitude, d'ailleurs variable). Il faut alors effectuer une gestion prédictive sur la base de données de prévision. Nous menons actuellement de tels travaux [ROB_05] (collaboration avec Météo-France et l'IRISA).

Dans le cas de systèmes raccordés au réseau, la situation est sensiblement différente, car les contraintes sont toutes autres. Si l'électricité est fournie au « fil du vent », du soleil ou de la houle, le stockage est inutile. Mais comme nous l'avons écrit en introduction et dans le chapitre précédent, la présence d'un stockage offre la possibilité de participer aux

« services systèmes » (régulation du réseau) et de mieux valoriser économiquement l'énergie produite.

Dans ce contexte, le dimensionnement du stockage relève d'une problématique différente de celle précédemment décrite, notamment à travers les critères et les contraintes, mais les paramètres à optimiser restent les mêmes.

Un tel dispositif permet également l'ilotage en cas de déconnexion du réseau. Dans ce cas, on se retrouve dans la situation autonome décrite précédemment.

Si l'on raisonne maintenant en terme de conception du système de stockage, on peut améliorer considérablement l'optimisation. En effet, dimensionner se résumait à déterminer la capacité énergétique d'un accumulateur de technologie donnée (par exemple électrochimique au plomb-acide). La conception du système de stockage permet d'agir sur bien d'autres paramètres et d'adapter ses caractéristiques au besoin, en particulier les paramètres de pertes (en charge et en autodécharge). Par exemple, dans un accumulateur inertielle [BER_03] le dimensionnement en puissance peut être facilement découplé du dimensionnement en énergie : à technologie de volant et architecture de moteur-générateur électromagnétique données, les dimensions de la machine électrique et de son convertisseur électronique sont liées à la puissance maximale et celles du volant à la capacité énergétique (fig. 7).

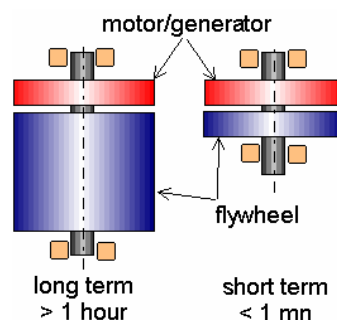


Fig. 7 - 2 accumulateurs inertiels de même puissance mais de capacités énergétiques différentes

Il est également important de noter que le besoin en stockage, qui résulte essentiellement de l'inadéquation entre production et consommation peut-être minimisé en s'appuyant sur des ressources complémentaires. Des études conduites sur le cas de l'alimentation en électricité de l'île d'Yeu ([DUC_04]), ont permis de montrer l'impact de la diversification des sources (houle, vent, soleil) sur le dimensionnement du système.

VI - Conclusion et perspectives

Le stockage de l'énergie électrique représente un enjeu majeur pour permettre une réelle pénétration des immenses ressources renouvelables naturellement dispersées, notamment celles de la mer (vent, houle, courants...), intermittentes et plus ou moins aisément prédictibles. Il s'agit également d'une solution

d'accroissement de la sûreté des systèmes raccordés au réseau avec la possibilité de disposer d'un stockage décentralisé pilotable de façon centralisée.

Les solutions de stockage 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 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.

Il apparaît de façon de plus en plus évidente que le mix énergétique optimal concerne la production d'énergie mais également son stockage sous ces diverses formes, notamment l'électricité, la chaleur et, dans un futur plus difficile à évaluer, l'hydrogène.

Enfin, signalons que lorsque l'on se soucie de développement durable, un écobilan global est indispensable. Il permet de considérer notamment la dépense énergétique nécessaire pour fabriquer (investissement énergétique) et recycler les éléments du système. Diverses études [RYD_99 et 03], concernant, surtout les batteries électrochimiques (voir bilan du programme INVESTIRE [INV_03]) montrent que l'investissement énergétique d'un accumulateur est très lourd. Par exemple, une batterie au plomb « coûte », pour sa fabrication, environ 200 fois sa capacité de stockage.

Il ne faut pas oublier qu'il existe une autre solution pour mieux adapter la production à la consommation : celle d'une consommation pilotée par la production que l'on pourrait qualifier de consommation intelligente. Les principes actuels de tarification incitative (heures creuses par exemple) et des délesteurs de charge constituent des exemples. Mais il est possible d'aller beaucoup plus loin, ce qui permettrait de réduire considérablement les besoins de stockage et d'améliorer les écobilans.

Bibliographie

[ABB_04] T. DEVRIES, J. McDOWALL, N. UMBRICHT, G. LINHOFER, « *Cold Storage : Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association* » ABB Revue, pp38-43, janvier 2004.

[BER_03] N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, C. KERZREHO, J. DELAMARE, F. FAURE, « *Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation* », PCIM'03, Nürnberg, mai 2003.

[CAO_01] CA-OWEE (Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe) « *Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe* », Final Report supported by European Commission, dec. 2001.

[DUC_04] G. DUCLOS, A.H. CLEMENT, V. DEBUS-SCHERE ET G. ROBIN « *Approvisionnement électrique d'une communauté insulaire par les énergies renouvelables : étude du cas de l'île d'Yeu* », journées SeaTechWeek, Brest, oct. 2004.

[ECR_03] 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, téléchargeable : <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>

[ENI_04] ENIRDGnet « *D5 : Technical assessment of DG-Technologies and tendencies of technical development* », Janvier 2004.

[ERE_04] EREC (European Renewable Energy Council) « *Renewable energy scenario to 2040* », 2004.

[EUR_04] EurobservER, « *Le baromètre européen des énergies renouvelables* », Systèmes Solaires n°159, jan/fev 2004.

[EWE_04] 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.

[GER_02] 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 l'ENS de Cachan, 9 décembre 2002. Téléchargeable : http://www.bretagne.ens-cachan.fr/dochtml/docD/pdf/these_complete_O.GERGAUD.pdf

[GER_94] Germanische Lloyd and Garrad Hassan, « *Study of offshore wind energy in the EC* », Verlag Natürliche Energie JOUR 0072, 1994.

[HEM_03] K. HEMMI, M. BLACK, G. STRBAC, J. MARIYAPPAN, « *Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies* », Work Package 3, rapport du programme GreenNet «Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid», dec. 2003.

[INV_03] E. ALSEMA, A. PATYK, « *Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy* », WP Report THEMATIC NETWORK CONTRACT N° ENK5-CT-2000-20336 Deliverable 9, INVESTIRE-NETWORK WP5 Final report Environmental issues November 2003.

[KER_02] C. KERZREHO, « *Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique sous chargement cyclique* », Thèse de l'ENS de Cachan, 8 janvier 2002. Téléchargeable : http://arnica.bretagne.ens-cachan.fr/pdf/mecatronique/Page_SystemesEM_HautesPerf/These_kerzreho_jan02.pdf

[MES_99] R. MESSENGER et J. VENTRE, « *Photovoltaic systems engineering* », CRC Press, 1999.

[MUL_04] 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.

[ROB_03] G. ROBIN, O. GERGAUD, N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, « *Problématique du stockage*

d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau », Electrotechnique du futur, Gif Sur Yvette, déc. 2003.

[ROB_05] G. ROBIN thèse SATIE-ENS de Cachan antenne de Bretagne en cours, « *Application des outils de l'intelligence artificielle à la gestion optimale des transferts d'énergie dans un système de production-stockage décentralisé couplé au réseau* », à soutenir en 2005.

[RYD_03] C. J. RYDH, B. SVARD, « *Impact on global metal flows arising from the use of portable rechargeable batteries* », Elsevier Publ. The Science of the Total Environment 302, pp. 167-184, 2003.

[RYD_99] C. J. RYDH, « *Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage* », Elsevier Publ. Journal of Power Sources 80, pp.21-29, 1999.