

Construction d'une offre de services du stockage pour les réseaux de distribution dans un contexte réglementaire dérégulé

Gauthier DELILLE, Bruno FRANÇOIS, Gilles MALARANGE

EUROPEAN JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING

VOL. 12, NO 5-6, PP. 733-762, SEPTEMBER 2009.

Construction d'une offre de services du stockage pour les réseaux de distribution dans un contexte réglementaire dérégulé

Gauthier Delille^{1,2} — Bruno François¹ — Gilles Malarange²

¹*Pôle de Recherche et d'Enseignement Supérieur Université Lille Nord de France
École Centrale de Lille
Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de Puissance de Lille (L2EP)
Cité Scientifique - BP 48 - 59651 Villeneuve d'Ascq Cedex
gauthier.delille@centraliens-lille.org - bruno.francois@ec-lille.fr*

²*EDF Recherche et Développement (EDF R&D)
Dép. Économie, Fonctionnement et Étude des Systèmes Énergétiques (EFESE)
1, avenue du Général de Gaulle - 92141 Clamart Cedex
gilles.malarange@edf.fr*

RÉSUMÉ. Cet article propose une réflexion sur les services que des unités de stockage d'énergie pourraient apporter à la planification et à l'exploitation des réseaux de distribution, comme le renvoi de tension en poche locale par exemple. En dépit d'intérêts techniques forts, une unique application ne suffit généralement pas à rentabiliser de tels dispositifs, dont le coût demeure élevé. C'est pourquoi, dans les limites des possibilités des technologies disponibles, il est nécessaire de mutualiser un maximum de fonctions auprès de différents acteurs du système électrique de façon à cumuler plusieurs sources de valeur. Pour aider à l'identification d'offres de services envisageables dans ce cadre, une méthode d'étude intégrant la localisation du système de stockage au sein du réseau est introduite.

ABSTRACT. This paper deals with the new services that can be provided by distributed energy storage systems to enhance distribution planning and operation, such as intentional islanding. Although energy storage technologies offer interesting features, they still remain capital-intensive and raise cost-competitiveness issues: they usually cannot be made profitable considering only a single revenue stream. That is why it seems necessary to contemplate the possible services of energy storage not only for distribution system operators, but for some other stakeholders of the electricity value chain as well. In the last part, a new approach to the combination of storage benefits is introduced and its use within the framework of this project is briefly discussed.

MOTS-CLÉS : stockage d'énergie, réseaux de distribution, services innovants, réseaux intelligents, mutualisation, systèmes électriques dérégulés.

KEYWORDS: energy storage systems, distribution grids, advanced services, smartgrids, combination of applications, liberalized power systems.

1. Introduction

1.1. *La distribution d'électricité : une activité sous contraintes*

Ces dernières années ont été marquées par des évolutions fortes du contexte institutionnel, économique, sociétal, technique et technologique qui confrontent les acteurs du système électrique à un nombre croissant de contraintes. Ainsi, les gestionnaires des réseaux de distribution doivent notamment faire face :

– **À l'insertion de la production décentralisée.** En particulier, avec leur arrivée à un niveau de maturité technique satisfaisant, une préoccupation environnementale accrue et une volonté politique se traduisant par des incitations financières et/ou réglementaires, les sources éoliennes et photovoltaïques connaissent un développement soutenu. Ce faisant, elles impactent la planification et l'exploitation des réseaux de distribution et, plus largement, la sûreté des systèmes électriques.

– **À des contraintes environnementales fortes,** éventuellement assorties à une opposition publique à la construction de nouveaux ouvrages. Bien que ces dernières concernent plus spécifiquement les réseaux de transport, l'existence de nouvelles flexibilités permettant par exemple de différer un renforcement pourrait s'avérer intéressante pour le distributeur dans des configurations spécifiques.

Ces points, et prochainement le **développement du véhicule électrique et des infrastructures associées**, doivent être intégrés par le distributeur, sans porter atteinte à la **qualité de la fourniture** (de plus en plus critique à mesure que des usages sensibles se développent) et à sa **performance économique**.

Par ailleurs, la finitude des ressources fossiles est devenue tangible par sa contribution aux récentes **tensions sur les marchés des hydrocarbures**. Une hausse progressive de leur coût devrait à terme être source de perspectives nouvelles pour des technologies qui jusqu'ici ne pouvaient trouver de justification économique.

Des solutions innovantes doivent être développées pour esquisser les réseaux de distribution du futur en intégrant ces évolutions. Le stockage d'énergie est l'une des options envisagées pour les années à venir.

1.2. *Les technologies du stockage distribué à l'horizon 2015*

La Figure 1 illustre l'architecture type d'une unité de stockage destinée à être raccordée au réseau de distribution. Nous distinguons d'une part le dispositif de stockage d'énergie proprement dit, éventuellement associé à un convertisseur à électronique de puissance « rapproché », lequel peut être un hacheur (conversion DC/DC, par exemple pour les supercondensateurs) ou un redresseur réversible (conversion AC/DC, typiquement pour les volants d'inertie). Ce premier étage de conversion permet d'adapter la tension issue du dispositif de stockage à celle de

l'interface réseau et de contrôler/répartir les flux, notamment si différentes sources sont utilisées en parallèle (approches multi-sources/multi-stockages).

La puissance est transmise via le bus continu à l'onduleur réversible qui réalise la conversion DC/AC et le raccordement au réseau (HTA ou BT ici) s'appuie sur un transformateur ou une inductance de lissage, avec d'éventuels filtres passifs pour limiter la pollution harmonique associée à certaines technologies de convertisseurs. Différents auxiliaires sont utilisés : gestionnaires des éléments de stockage, évacuation thermique de l'électronique de puissance, contrôle d'environnement...

L'ensemble est équipé de plusieurs étages de contrôle/commande, du niveau rapproché de chaque sous-système à la communication avec l'exploitant, en passant par un superviseur local : voir (Nourai, 2007) pour un exemple concret.

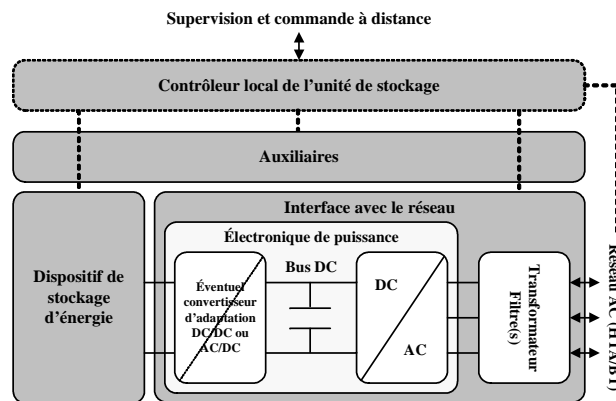


Figure 1. Structure générale de l'unité de stockage décentralisée.

À l'instar de l'électronique de puissance, portée notamment par l'insertion des énergies renouvelables, les technologies de stockage poursuivent leur développement. À ce sujet, les travaux présentés dans l'article (Delille *et al.*, 2008) identifient des filières adaptées pour une utilisation dans les réseaux de distribution et matures à l'horizon 2015 (disponibilité et retour d'expérience industriel).

Pour ce faire, une vingtaine de technologies sont étudiées via une grille d'analyse commune tenant compte de divers aspects, des puissances envisageables à l'acceptabilité en passant par la durée de vie, les coûts ou encore la maturité. Au final, neuf technologies émergent de cette analyse¹ : trois batteries à

¹ PbA=Plomb-acide, NiMH=Nickel hydrures métalliques, Li-ion=Lithium-ion, NAS=Sodium-soufre, ZEBRA=Sodium-chlorure de nickel, VRB=Vanadium redox-flow battery, ZnBr=Zinc-brome, FES=Flywheel energy storage et SC=Supercondensateurs.

conditionnement « classique » (PbA, NiMH et Li-ion), deux batteries à haute température (NAS et ZEBRA), deux filières de stockage à circulation (VRB et ZnBr), les volants d'inertie (FES) et les supercondensateurs (SC). Le Tableau 1 donne un aperçu de quelques-unes de leurs caractéristiques à titre indicatif.

Technologie	Puissances réalisables (min/max)	Temps de décharge nominal	Rendement DC (%)	Autodécharge (%/temps)	Durée de vie technologique (années)	Cyclabilité (profondeur de décharge 80%)	Investissement hors interface avec le réseau (€/kW-€/kWh)
PbA	qqkW qq10MW	2-8h	70-85	1-5% par mois	3-12	200-1500	25-250 €/kWh
NiMH	qqkW qqMW	10min- heures	65-75	15-25% par mois	10-15	1500-2000	<i>400-2000</i> €/kWh
Li	qqkW 1MW	10min- heures	85-90	2-10% par mois	10-15	qq1000	<i>300-1500</i> €/kWh
NAS Haute T°C	50kW qq10MW	7-9h	85-90	~20%/jour (stand-by)	15	~5000	115-350 €/kWh
ZEBRA Haute T°C	5kW 0,5MW	2-10h	85-90	~15%/jour (stand-by)	>11	1000-1500	500€/kWh
VRB Circulation	qqkW 10MW	Heures	80-85	qq%/jour (stand-by)	10-15	~10000	<i>3500€/kW</i> <i>+400€/kWh</i>
ZnBr Circulation	25kW 10MW	2h30	75-80	~1% par heure	>10	<i>1000-2000</i>	300€/kWh
FES	qqkW 20MW	qq10s- qq10min	85-95	1-1000% par heure	20	10 ⁵ -10 ⁷	150-3000 €/kW
SC	qqkW 10MW	qqS-qq10s	85-98	qq%-50% par jour	~10	10 ⁴ -10 ⁶	100-500 €/kW

Tableau 1. Caractéristiques indicatives des technologies considérées².

Les technologies du stockage distribué peuvent couvrir dès aujourd'hui une large gamme de besoins : du kW à plusieurs dizaines de MW et de quelques secondes d'autonomie à environ 10h, avec un temps de réponse qui peut descendre jusqu'à quelques millisecondes sous réserve d'une commande adaptée. En contrepartie de ces intérêts techniques, leur coût unitaire, bien qu'en baisse, demeure élevé.

Ainsi, la valeur portée par le stockage pour les acteurs du système électrique est un point critique qui doit faire l'objet d'études tenant compte des évolutions structurelles mentionnées plus haut. Pour le stockage réparti, l'analyse doit s'appuyer au moins en partie sur des services spécifiques rendus en local, et qui justifient le surcoût par rapport à des installations centralisées bénéficiant de l'effet d'échelle, comme l'hydraulique gravitaire ou le stockage d'air comprimé.

² Les données mentionnées en italique sont des ordres de grandeur à confirmer.

1.3. La valorisation du stockage distribué : une approche « multifonction »

Les études de valorisation du stockage disponibles dans la littérature, menées dans des contextes technique, économique et réglementaire donnés³ montrent qu'une unique application ne suffit généralement pas à rentabiliser l'investissement et l'exploitation d'un stockage. C'est pourquoi, dans les limites des possibilités des technologies disponibles, il faut imaginer des méthodes pour maximiser les bénéfices générés par le stockage réparti, d'une part, et tenter de minimiser ses coûts de mise en œuvre, d'autre part. Deux principes peuvent ainsi être formalisés :

– **Mutualisation des services** : il s'agit d'associer un maximum d'applications pour divers acteurs au sein d'une même unité de stockage. L'objectif est de cumuler plusieurs sources de valeur (notamment économique et environnementale) en vue de favoriser l'atteinte d'une rentabilité.

Par exemple, l'utilisation du stockage pour alimenter une poche isolée du réseau de distribution suite à un incident est un service potentiellement porteur d'un fort intérêt technique (voir 3.4). Cependant, du moins dans les conditions actuelles, cet usage ne serait sollicité qu'exceptionnellement. Il en résulterait une valeur économique a priori modérée mais des possibilités d'affecter le stockage à d'autres applications en parallèle, de façon à en maximiser l'utilisation.

Cette réflexion se fait, cependant, au prix d'une complexité ajoutée dans la construction d'un modèle d'affaires (contractualisation potentielle entre plusieurs acteurs). De plus, elle pose la question de la priorisation des services entre eux de façon à satisfaire au mieux les besoins de chaque partie prenante.

– **Mutualisation des matériels** : il s'agit d'aider l'insertion du stockage en combinant celui-ci à des composants existants ou en développement dans les réseaux de distribution, comme les convertisseurs statiques ou les infrastructures avancées de contrôle/commande. L'objectif est ici de réduire le coût initial du stockage pour faciliter l'atteinte d'un bilan profitable dans la durée.

L'objectif du présent article est d'étudier l'offre de services du stockage pour les réseaux de distribution des années à venir. En dépit de performances élevées, dont le paragraphe 1.2 donne un aperçu, le coût du stockage demeure un frein majeur à son développement massif. Ainsi, pour que le distributeur puisse bénéficier à terme de cette nouvelle option technique, la mutualisation des services doit être examinée. En plus des gestionnaires des réseaux de distribution, il semble opportun d'ouvrir la réflexion à d'autres parties prenantes pour maximiser le potentiel de valorisation.

Après avoir rappelé l'organisation du système électrique français (partie 2), les applications du stockage pour chaque acteur sont présentées plus loin (parties 3 et 4). Les associations qui peuvent en être réalisées sont enfin discutées (partie 5) et, afin d'apporter des éclairages sur le sujet, les bénéfices possibles du stockage sont examinés en fonction de sa localisation dans le réseau de distribution. Ainsi, en

³ Généralement anglo-saxons, par exemple (Eyer *et al.*, 2004) pour les États-Unis.

considérant la faisabilité de chaque service pour des points de raccordement typiques, des configurations intéressantes sont identifiées en fin d'article.

2. Les acteurs du système électrique français dérégulé

Caractériser les différents usages du stockage nécessite de déterminer à qui et dans quel(s) cadre(s) ils pourraient être rendus. La compréhension des relations existantes entre les parties prenantes est également importante pour identifier des mécanismes via lesquels une valeur pourrait être attribuée aux fonctions du stockage distribué. C'est pourquoi nous proposons dans un premier temps une présentation rapide de l'organisation du système électrique, vision actualisée du périmètre des responsabilités de chacun des acteurs. Notre étude est conduite pour le cas français, en différenciant autant que possible les systèmes métropolitain et insulaires⁴, ces derniers étant potentiellement porteurs d'opportunités supplémentaires pour le stockage en raison de leurs caractéristiques particulières.

2.1. Éléments de contexte réglementaire

Historiquement, les acteurs étaient organisés sous la forme de monopoles verticalement intégrés, à savoir la gestion par une même entreprise de la production, du transport, de la distribution et de l'activité de fourniture à la clientèle, ceci le plus souvent à l'échelle nationale. À compter de 1996, des directives communautaires⁵ ont posé les principes d'évolution du marché européen de l'énergie, en particulier l'ouverture à la concurrence de la production et de la fourniture ainsi que la reconnaissance pour les tiers d'un droit d'accès aux réseaux dont la régulation est assurée par une autorité indépendante. Le marché français s'est engagé dans une démarche d'ouverture à la concurrence à partir de février 1999, qui s'applique désormais à l'ensemble des consommateurs depuis le 1^{er} juillet 2007.

Dans le même temps, la nécessité d'indépendance des gestionnaires de réseaux a abouti à la filialisation des activités de transport, concrétisée en France par la création de RTE. Cette démarche s'est poursuivie par la filialisation des activités de

⁴ Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques des zones non interconnectées (ZNI) au réseau continental, dont la Corse et les DOM. Ils sont notamment caractérisés par des coûts de production plus élevés qu'en métropole, une intégration verticale de la gestion des réseaux et une robustesse moindre aux perturbations.

⁵ La directive 96/92/CE a énoncé des règles communes pour la mise en place d'un marché intérieur de l'électricité. Elle a été abrogée par la directive 2003/54/CE qui a fixé de nouvelles échéances pour la poursuite de l'ouverture des marchés et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Les transpositions en droit français sont principalement portées par les lois du 10/02/2000, du 03/01/2003, du 09/08/2004, du 13/07/2005 et du 7/12/2006. Le 3^{ème} paquet énergie (séparation patrimoniale, renforcement de la régulation) a été adopté début 2009.

distribution, effective depuis 1^{er} janvier 2008 avec la naissance d'ERDF. Ainsi, en quelques années, le système électrique français métropolitain est passé du modèle historique à une organisation où cohabitent :

- Les activités dites « dérégulées » (ouvertes à la concurrence) : production et commercialisation, avec mise en place progressive de mécanismes de marché.

- Les activités dites « régulées » (sous monopole) : réseau de transport et réseau de distribution de l'électricité.

La CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) a été instituée par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 pour veiller au bon fonctionnement des marchés et à ce que soit possible l'accès transparent et non discriminatoire aux outils communs que constituent les réseaux pour les entités en concurrence.

2.2. Une synthèse à propos des acteurs : missions, engagements, relations

Les **producteurs centralisés**, en concurrence, cherchent à maximiser leurs profits opérationnels et la rentabilité de leurs investissements. Ils contractualisent avec le gestionnaire du réseau de transport le raccordement, l'accès au réseau et l'exploitation de leurs installations. En respect des dispositions de la réglementation, ils s'engagent sur leur contribution aux services système : réglage de fréquence et de tension, reconstitution de réseau. Ils écoulent leur énergie soit via des cessions internes (opérateurs intégrés), soit sur les marchés de gros (contrats bilatéraux ou marchés organisés). Depuis 2005, ils sont contraints de couvrir leurs émissions de CO₂ par la possession de permis transférables et négociables via un mécanisme de marché (directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003).

Le marché métropolitain de la production est fortement concentré (CRE, 2009) et le paysage concurrentiel fait l'objet d'évolutions rapides : arrivée de nouveaux entrants (notamment les fournisseurs dits « alternatifs » qui se repositionnent vers l'amont) et fusions/acquisitions (création de GDF-Suez en juillet 2008). Dans les réseaux insulaires, la production est assurée en majorité par l'opérateur historique (IEDOM, 2006) via sa filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

Les **gestionnaires des réseaux de transport et de distribution** (respectivement GRT et GRD), acteurs du monde régulé, garantissent la sécurité, la sûreté et la qualité des réseaux qu'ils entretiennent et développent. Sous le contrôle de la CRE et en application de la réglementation, ils doivent garantir à tous les utilisateurs un traitement non discriminatoire, la mise à disposition de l'information (transparence) et la confidentialité des données sensibles. Financés via le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE), les gestionnaires de réseaux doivent, pour la collectivité, minimiser les impacts économiques et environnementaux liés à l'exercice de leurs missions. Ce sont des acteurs pivot du système électrique, en relation avec la grande majorité des autres parties prenantes.

En France, le réseau de transport est géré par l'opérateur unique RTE et les réseaux de distribution font l'objet d'un monopole local assuré soit par ERDF (dans environ 95% des cas), soit par une Entreprise Locale de Distribution (ELD). Suivant les possibilités de dérogation prévues au sein de la directive 2003/54/CE, les réseaux insulaires sont intégrés avec l'activité de commercialisation sous la responsabilité de la Direction EDF des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) ou éventuellement d'un autre opérateur en monopole (par exemple Électricité de Mayotte).

Les technologies utilisées pour la **production décentralisée** sont très variées et couvrent l'exploitation d'une large palette de sources primaires renouvelables ou non. Depuis quelques années, une préoccupation environnementale grandissante et la perspective de rareté croissante à terme des énergies fossiles ont été à l'origine de l'adoption d'un cadre réglementaire favorable au développement des énergies renouvelables (EnR). En France, ceci a abouti à l'introduction, entre autres mesures, de l'obligation d'achat de l'énergie produite par ces sources à des tarifs fortement incitatifs. À l'heure actuelle, l'éolien et le photovoltaïque représentent la majorité des nouveaux raccordements (respectivement en puissance et en nombre d'installations), toujours en grande partie dans les réseaux de distribution.

Ces producteurs contractualisent séparément avec le gestionnaire de réseau et l'opérateur historique, respectivement pour leur raccordement et l'achat de l'énergie qu'ils produisent. Pour l'heure, ils cherchent essentiellement à occuper les sites où la ressource est la plus favorable et à maximiser l'énergie injectée, sous réserve d'acceptabilité locale et des possibilités en termes de raccordement (coûts et délais).

Les exploitants de la production décentralisée sont de natures diverses, du particulier au groupe industriel, qu'il soit à la base énergéticien ou non.

L'activité des **commercialisateurs** (fournisseurs), en concurrence, est soumise à simple déclaration au ministre chargé de l'énergie. Ils se fournissent auprès des producteurs sur les marchés de gros et, pour sécuriser leurs approvisionnements, les nouveaux entrants tendent à s'intégrer vers l'amont (rapprochement avec des producteurs, construction de centrales). Les commercialisateurs sont liés aux clients via le contrat de fourniture et au GRD dans le cadre du contrat unique énergie et réseau. À partir d'un certain seuil d'énergie finale vendue par an, les fournisseurs se voient imposer une obligation de résultats en termes de contribution à la maîtrise de la demande (certificats d'économies d'énergie). En insulaire, EDF demeure l'unique commercialisateur, les coûts de production ne permettant pas à un fournisseur d'offrir des prix plus bas que les tarifs administrés (IEDOM, 2006).

Les **consommateurs** recherchent en premier lieu des prix compétitifs et, selon leur type, certaines garanties (stabilité des prix, origine de l'énergie) et différents services associés (efficacité énergétique, fiabilité). Ils ont le choix entre deux types d'offres disponibles sur le marché de détail, à savoir les offres à un prix de marché librement fixé par les fournisseurs d'une part et les offres au tarif réglementé fixé par l'État sur avis de la CRE (contrats de retour inclus) d'autre part.

Par souci de concision, nous ne développerons pas davantage ici d'autres acteurs qu'il est possible d'intégrer à l'analyse, parmi lesquels les **responsables d'équilibre**, les **traders**, les **agrégateurs** (émergents) ou encore le **régulateur** (Delille, 2008).

En complément de ce panorama actuel, la recherche d'un modèle d'affaires du stockage réparti doit intégrer dans la mesure du possible les perspectives d'évolution du contexte économique et de la réglementation pour les années à venir. Par exemple, des moteurs potentiels du stockage pourraient être constitués par une volatilité accrue sur les marchés ou encore par la mise en place d'une obligation de contribution aux services système pour les énergies renouvelables.

Dans ce qui suit, l'entité mentionnée comme bénéficiaire d'un service (ou donnant « valeur » à celui-ci) est celle qui paierait le nouvel acteur « stockage distribué » contre ce service. Pour le bénéficiaire, le besoin peut par exemple naître des missions qui lui sont confiées par la réglementation.

3. Services du stockage à valeur « distributeur »

3.1. Lissage des transits de pointe (SD1)

3.1.1. Contexte et principe

Le lissage des transits (charge)⁶ avec en ligne de mire la maîtrise des investissements du GRD est un service couramment envisagé pour le stockage réparti voire, plus largement, pour les ressources énergétiques distribuées (incluant la production décentralisée et le pilotage de la consommation).

Lorsque la capacité nominale d'un ouvrage est susceptible d'être dépassée dans un futur proche compte tenu de l'augmentation de charge anticipée, la solution conventionnelle consiste soit en un renforcement des infrastructures existantes, soit en la mise en service de nouveaux ouvrages. En raison de la standardisation des matériels, l'incrément de capacité ainsi réalisé est souvent très supérieur aux besoins à court terme, ce qui conduit à « sous-exploiter » les nouveaux actifs pendant de nombreuses années ou, autrement dit, à surinvestir (EPRI, 2002)(Nourai, 2007).

Le service SD1 consiste à placer une unité de stockage au niveau d'éléments contraints du réseau pour apporter une solution transitoire flexible. La recharge est réalisée aux faibles transits, de façon à disposer d'une réserve d'énergie pour déstocker à la pointe de charge et ainsi minimiser les courants maximaux sur les ouvrages concernés (Figure 2). Les transits apparents peuvent être réduits par une action en puissance active et, plus marginalement, par une compensation locale de réactif. Par exemple, passer de $\tan\phi=0,4$ à $\tan\phi=0$ réduit le transit apparent de 7%.

⁶ L'écrtage est également envisageable pour la production décentralisée (dans le sens « aval-amont »), mais la valeur du service est alors partagée entre plusieurs acteurs (voir ⁷).

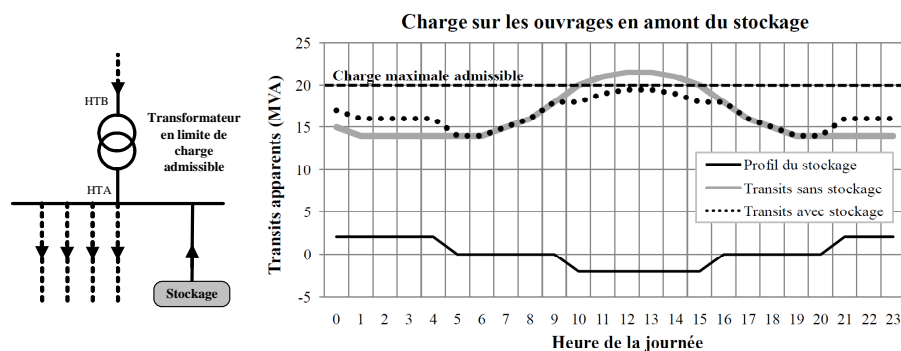


Figure 2. Une illustration du stockage pour le lissage de la charge.

Passer ainsi transitoirement les pointes permet d'éviter ou du moins de retarder des investissements en infrastructures de réseau. Un exemple de réalisation pratique est présenté par (Nourai, 2007), qui détaille l'unité de stockage sodium-soufre (NAS) 1MW/7,2h installée sur le réseau 12kV d'American Electric Power (AEP) en 2006. L'installation permet de lisser la pointe sur un transformateur 46kV/12kV de 20MVA proche de la surcharge afin de prolonger son exploitation.

À l'issue du temps de report d'investissement, le renforcement nécessaire est réalisé. Le stockage est alors soit maintenu sur place et affecté à une nouvelle offre de services, soit déplacé vers un autre nœud du réseau, comme ce fut d'ailleurs le cas récemment pour l'installation pilote d'AEP. Du reste, le service de lissage de charge peut s'avérer intéressant dans certains cas particuliers, notamment :

- Lorsqu'une contrainte (environnementale, juridique, opposition locale) empêche ou retarde un projet au risque de dégrader la qualité de la fourniture.
- Afin d'éviter des renforcements nécessaires pour permettre des raccordements provisoires, comme des chantiers⁷.

3.1.2. Mise en œuvre et éléments de dimensionnement

La réalisation du report d'investissement impose de mettre en place le stockage en aval des éléments contraints, ce qui laisse a priori une certaine liberté de choix sur

⁷ Cependant, selon les cas, une valeur de type « producteur décentralisé » ou « consommateur » peut être issue d'une telle déclinaison du lissage des transits, l'intéressé bénéficiant alors d'une réduction des frais relatifs à son raccordement, qu'il partage avec le GRD (décret n°2007-1280 du 28 août 2007 et arrêté du 28 août 2007). L'utilisation d'un taux de réfaction (abattement de 40% par arrêté du 17 juillet 2008) détermine la part des travaux couverte par le TURPE, le complément demeurant à la charge du demandeur.

la localisation la plus indiquée pour mutualiser un maximum de services. Les paramètres à prendre en compte sont nombreux et doivent être étudiés au cas par cas : disponibilité du terrain, accessibilité, acceptabilité, etc.

Le dimensionnement en puissance dépend de la charge au moment des études, de son taux de croissance et du temps de report souhaité. Par exemple, une hausse de consommation de 2% par an requiert au minimum respectivement 20kW (1 an), 104kW (5 ans) et 220kW (10 ans) pour chaque MW de transit de pointe initial sur un ouvrage. Sous des hypothèses réalistes (quelques années de report et croissance de charge modérée), la puissance nécessaire pour le lissage se situe entre 500kW et quelques MW pour une installation HTA contre quelques 100kW en BT (EPRI, 2003), (Eyer *et al.*, 2005), (Iannucci *et al.*, 2005) et (Marquet *et al.*, 1998).

Le temps de décharge nécessaire dépend de la forme du profil de charge (foisonnement) et peut être estimé entre 2h et 10h. Peu d'exigences en revanche du point de vue du temps de réponse de l'installation (quelques minutes).

3.1.3. Pistes de valorisation

Lorsque des seuils techniques sont atteints sur le réseau, la décision du GRD d'engager des travaux échappe à une justification économique. Toutefois, si plusieurs solutions sont techniquement possibles, le choix est fait au regard de l'optimum économique : entre les différentes options à disposition (renforcement, dédoublement de départ, renouvellement partiel ou total d'ouvrage), est sélectionnée celle qui minimise le bilan actualisé des coûts à un horizon donné : investissements, entretien des ouvrages, pertes, défaillances, etc. (ERDF, 2008)(Doulet, 2002).

L'intérêt économique du lissage de charge doit donc être étudié dans ce cadre, en comparant l'option « stockage » aux autres alternatives. La littérature définit généralement la valeur associée au service SD1 comme le différentiel de coût actualisé issu du report dans le temps de l'investissement conventionnel. Les résultats obtenus dépendent des conditions de chaque projet, le service étant d'autant plus intéressant que les ouvrages considérés sont capitalistiques. Des applications numériques sur des données réelles sont notamment proposées par (Eyer *et al.*, 2004), (Iannucci *et al.*, 2005) et (Nourai, 2007), avec des résultats dans l'intervalle 100-1500\$ par kW de stockage installé. Toutefois, en raison des marges conservées pour les situations N-1 (voir 3.3), le planificateur français semble laisser un potentiel plus restreint à cette application que les cas issus de la littérature.

Marginalement, le service SD1 peut cumuler d'autres sources de valeur, comme la réduction des sollicitations thermiques sur les ouvrages (diminution des coûts de maintenance, durée de vie accrue) ou des gains financiers réalisés sur le différentiel de prix de marché entre les heures creuses et la pointe. Le lissage pourrait également permettre de réduire la facture d'acheminement réglée par le GRD au GRT, mais il est vraisemblable qu'une telle modification de l'équilibre financier entre les acteurs régulés serait compensée dès la période réglementaire suivante (évolution du TURPE).

3.2. Réglage local fin et dynamique de la tension (SD2)

3.2.1. Contexte et principe

Le maintien du niveau de la tension fournie est impératif pour permettre un fonctionnement normal des équipements et garantir leur durée de vie. Ainsi, dans les réseaux de distribution, la plage de tension admissible est fixée par le cadre décret/arrêté du 24 décembre 2007 à [-10% ; +10%] autour de la tension nominale pour tout client HTA ou BT (en valeur efficace moyennée sur 10 minutes)⁸. En raison de l'impédance des lignes et des câbles, les transits de puissance engendrent des chutes de tension, couramment quantifiées via l'approximation :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad [1]$$

où U est la tension entre phases, R et X respectivement la résistance et la réactance du tronçon considéré et P et Q les puissances active et réactive transitées.

Pour satisfaire les exigences réglementaires/contractuelles, le GRD dispose de différents moyens au sein de ses réseaux, dont le régulateur en charge qui équipe les transformateurs HTB/HTA aux postes sources. Ce dispositif maintient la tension au jeu de barres HTA au plus près d'une valeur de consigne en ajustant en continu le rapport de transformation par des passages de prises temporisés. En l'absence de production décentralisée, la tension décroît du poste source jusqu'à l'extrémité des départs : la consigne au jeu de barres est de fait choisie proche de la limite haute pour éviter les sous-tensions en bout de départ à la pointe (Figure 3). L'insertion d'un producteur relève globalement le plan de tension en diminuant voire en inversant les transits sur les ouvrages (Monnot *et al.*, 2006)(Richardot, 2006).

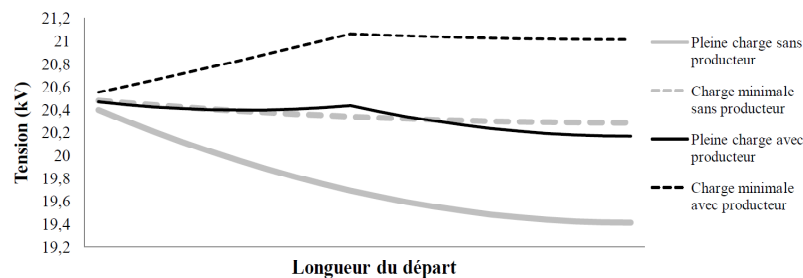


Figure 3. Plan de tension le long d'un départ HTA avec et sans producteur.

⁸ Des intervalles contractuels plus stricts, antérieurs, sont toujours appliqués ([-5% ; +5%] autour de la tension contractuelle en HTA, [-10% ; +6%] en BT).

Les études de planification sont menées de façon à maintenir un niveau de tension satisfaisant pour les utilisateurs. Si une contrainte est identifiée, en parallèle des solutions classiques (renforcement), le stockage distribué est susceptible d'être utilisé comme un nouveau moyen de réglage de la tension dans les réseaux de distribution. Deux déclinaisons de ce service semblent a priori envisageables :

– **Soutien local au plan de tension** : le stockage peut injecter de l'actif ou du réactif sur un départ existant chargé en vue d'assurer un niveau de tension adéquat durant les périodes de pointe (prévention des situations de tension basse). Dans ce cas, il constitue une alternative à des investissements qui devraient être réalisés pour maintenir la qualité de fourniture dans les limites contractuelles ou réglementaires admissibles : il s'agit donc bien d'une valeur « GRD ».

Par exemple, (EPRI, 2005-1) présente une batterie à circulation de 350kVA/8h mise en service par PacifiCorp (États-Unis) en 2003 pour la tenue de tension d'un départ 25kV exceptionnellement long. Le système assure la tenue de tension via un fonctionnement selon des profils de charge/décharge préprogrammés.

– **Soutien à l'insertion de la production décentralisée** : l'absorption d'actif ou de réactif en couplage direct ou à proximité d'une installation de production décentralisée peut aider à minimiser localement l'impact de celle-ci sur le plan de tension (prévention des situations de tension haute). La solution actuelle, lorsque l'étude de raccordement identifie des contraintes, consiste en un renforcement dont la charge est désormais partagée entre le producteur et le GRD (voir la note ⁷ pour plus de détails) : la valeur du service serait donc répartie entre les deux acteurs.

Dernièrement, de nombreuses recherches ont porté sur les possibilités de contribution de la production décentralisée au réglage de la tension pour réduire le poids économique des raccordements via un contrôle « local » (Duval, 2009) ou « centralisé » (Richardot, 2006). Généralement, les stratégies utilisées consistent en une modulation de la puissance réactive du producteur, assistée par un effacement ponctuel de puissance active lorsque les limites de réactif sont atteintes.

Pour le GRD et le producteur, l'intérêt est d'augmenter la capacité d'accueil d'un départ, sans renforcement. Cependant, pour un producteur EnR, une partie du productible disponible lorsque l'effacement est requis se trouve perdue. Dans ce cas, le stockage permettrait de valoriser l'énergie que le producteur consent à effacer ponctuellement pour réduire le coût de son raccordement : ce second point relève davantage d'une valeur « producteur décentralisé ».

3.2.2. *Mise en œuvre et éléments de dimensionnement*

La tension étant tenue au jeu de barres HTA via le régleur en charge, le service SD2 n'a de sens que si l'unité de stockage est raccordée à un départ existant. À la différence du lissage des transits, il n'est pas indispensable de l'insérer en aval des contraintes : des clients mal alimentés en extrémité de départ peuvent par exemple bénéficier d'un soutien au plan de tension en amont. En utilisant [1] sur des valeurs

typiques d'impédance des réseaux HTA et BT français, des dimensionnements en puissance du stockage peuvent être proposés : quelques 100kW (kvar) à quelques MW (Mvar) sont nécessaires pour impacter significativement le plan de tension HTA, contre quelques 10kW (kvar) à quelques 100kW (kvar) en BT.

Si le soutien au plan de tension est rendu en puissance active, l'installation doit être capable d'effectuer un lissage de pointe comparable à celui décrit au paragraphe 3.1.2, soit des temps de décharge de 2h à 10h. Cependant, puisque R et X sont souvent comparables dans les réseaux de distribution, le levier d'action sur le plan de tension peut être l'injection de puissance active, l'injection de puissance réactive ou encore un couplage des deux. Différentes stratégies de régulation peuvent ainsi être définies, par exemple pour limiter le dimensionnement en énergie via une priorité donnée à la puissance réactive (Kashem *et al.*, 2007).

Enfin, un temps de réponse de quelques minutes suffit à maintenir le niveau de tension souhaité en valeur efficace moyennée sur 10 minutes.

3.2.3. Pistes de valorisation

La contribution du stockage à la tenue locale de la tension est valorisée via le report ou l'évitement d'investissements qui, au sens des usages conventionnels, seraient nécessaires pour maintenir le niveau de tension dans ses limites contractuelles et/ou réglementaires. Des méthodes utilisées dans la littérature pour quantifier les bénéfices du report d'investissement ont été décrites au paragraphe 3.1.3. Ici encore, selon (ERDF, 2008), si plusieurs options permettent de lever une contrainte, la solution optimale est celle qui minimise le bilan actualisé des coûts compte tenu de l'investissement, de l'entretien, des pertes, etc.

3.3. Soutien au réseau en fonctionnement dégradé (SD3)

En règle générale, chaque départ HTA présente une ou plusieurs possibilité(s) de bouclage de façon à réalimenter rapidement la clientèle suite à un incident. Les interrupteurs permettant de réaliser cette opération sont ouverts en schéma normal d'exploitation : le réseau de distribution est exploité non bouclé.

La note (ERDF, 2008) détaille les pratiques du distributeur ERDF pour intégrer le schéma de secours dans le processus de planification du réseau. Les vérifications pour la HTA en situation N-1 sont réalisées pour une consommation de pointe et portent sur les transits et le niveau de tension (plages spécifiques).

Cette méthode implique la conservation de marges qui peuvent s'avérer élevées au regard des besoins de la situation normale d'exploitation, et ceci en prévision d'évènements par nature ponctuels et relativement rares. Dans ce cadre, le stockage pourrait apporter un soutien lors d'indisponibilités d'ouvrages (incidents localisés, travaux de maintenance). Il fournirait de nouveaux schémas d'exploitation et

viendrait limiter les éventuelles contraintes sur les matériels durant ces situations de fonctionnement dégradé (EPRI, 2002)(Monnot *et al.*, 2006).

Pour ce service, il convient de souligner que le réseau reste présent, au contraire de SD4 où le stockage devient la source de tension d'une poche îlotée. Au moins deux types de contributions (potentiellement cumulables) sont envisageables :

- Le lissage des transits vus par le départ secourant, selon le principe qui a été discuté au cours de l'analyse spécifique du service SD1 (cf. 3.1).

- Le soutien local au plan de tension de façon à maintenir les consommateurs du départ secourant comme du départ secouru dans les limites admissibles. Le mode opératoire et quelques exemples ont été discutés avec le service SD2 (cf. 3.2).

Ainsi, ce service se recoupe largement avec SD1 et SD2 (définis pour le schéma normal d'exploitation), dont il constitue un cas particulier de mise en œuvre.

Suivant les ordres de grandeur donnés aux paragraphes 3.1.2 et 3.2.2, la puissance nécessaire peut être située dans un intervalle de quelques 100kVA à quelques MVA en HTA et de quelques 10kVA à quelques 100kVA en BT. Le temps de décharge requis a été estimé à 2-10h selon la forme du profil de charge. Comme pour les services SD1 et SD2, un temps de réponse de quelques minutes suffit, compte tenu notamment des capacités de surcharge transitoire des ouvrages.

Le soutien en fonctionnement dégradé n'étant sollicité qu'exceptionnellement, de larges perspectives de mutualisation sont envisageables. Typiquement, le stockage pourrait offrir des services tout en conservant en permanence une réserve d'énergie de façon à être disponible en cas d'évènement fortuit. À la demande du GRD, cette réserve pourrait être ajustée ponctuellement, par exemple à la hausse en anticipation d'une situation tendue (travaux prévus, alerte météorologique).

3.4. Renvoi de tension en poche locale (SD4)

3.4.1. Contexte et principe

Face aux conséquences de phénomènes exceptionnels, comme les tempêtes de 1999 et 2009, ERDF s'est engagé à « préparer les situations de crise en étudiant des plans de réalimentation à partir de moyens de production décentralisés⁹ ».

Avec l'insertion croissante de producteurs au sein des réseaux de distribution, leur contribution à un éventuel service de reprise de charge en cas d'incident (local ou généralisé) suscite l'intérêt (Duval, 2007)(Monnot *et al.*, 2006). Le stockage d'énergie pourrait réaliser (ou contribuer à) un tel renvoi de tension :

⁹ Contrat de Service Public entre l'État et EDF pour 2005-2007, qui « reste en vigueur tant qu'un nouveau document, adopté selon les mêmes procédures, ne le modifie pas ».

– Des unités de stockage mobiles pourraient être employées ponctuellement comme groupes électrogènes. Le stockage est toutefois plus encombrant que les groupes fossiles, ce qui pose problème pour les zones difficiles d'accès.

– Le renvoi de tension en poche locale pourrait être ajouté à l'offre de services d'un stockage stationnaire, par exemple dans une zone où les solutions conventionnelles (bouclage, renforcement) sont difficiles à mettre en place.

La Figure 4 illustre le service SD4 rendu par une unité de stockage installée en départ HTA existant, les opérations étant ici coordonnées par le GRD. L'installation, utilisée pour un groupe donné d'applications en situation normale d'exploitation, change de mode de marche suite à un défaut pour reprendre une poche de charge. Le lecteur intéressé peut également consulter (Moreira *et al.*, 2007) qui détaille la réalimentation d'un réseau BT via des productions et du stockage.

3.4.2. *Mise en œuvre et éléments de dimensionnement*

Du point de vue de la mise en œuvre de ce service, (Duval, 2007) identifie divers points à approfondir, mentionnant notamment que :

– Le renvoi de tension doit s'effectuer par enclenchement progressif de blocs de charges en raison des appels de courant. Le découpage requiert des interrupteurs télécommandés dont le nombre et la position doivent faire l'objet d'un compromis réaliste entre complexité du système et progressivité de la réalimentation.

– Le plan de protection doit être adapté (mise à la terre du neutre HTA en régime îloté, fonctionnement des protections à faible puissance de court-circuit).

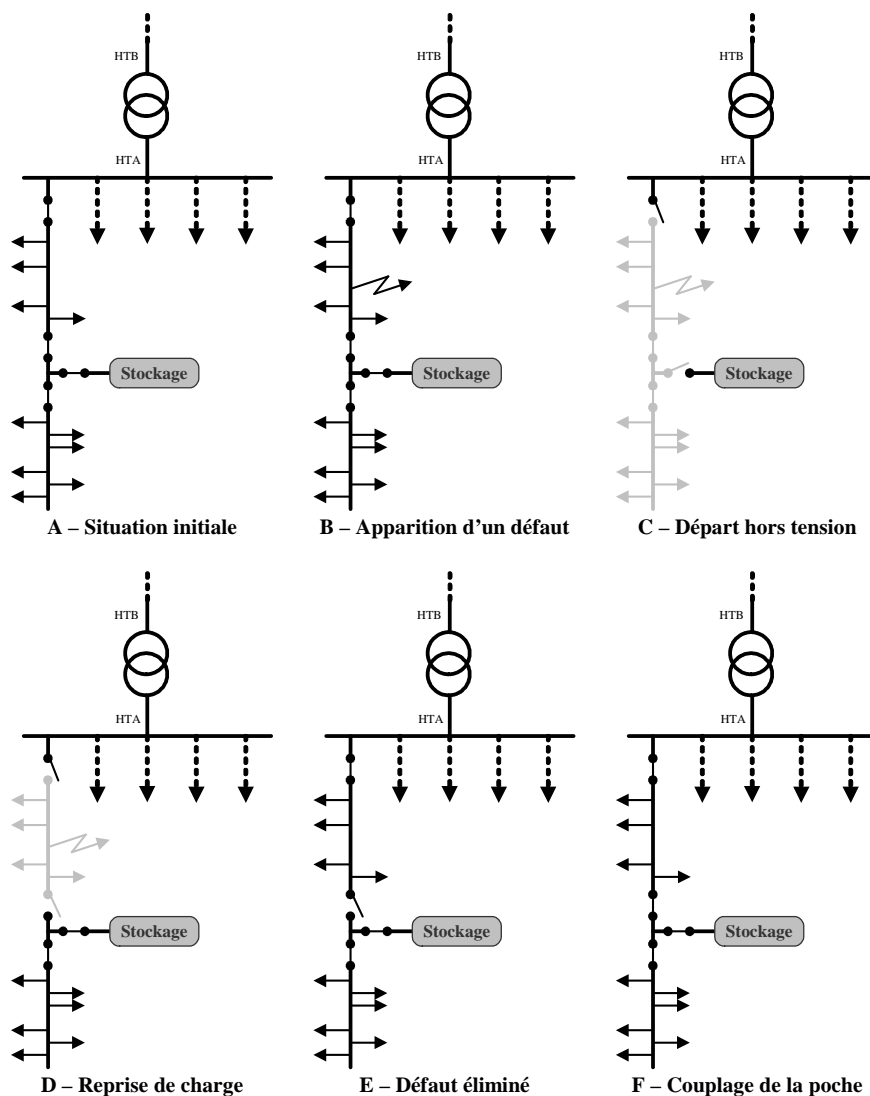
– Les besoins en moyens de communication et les stratégies de réglage pour garantir la sûreté et la sécurité lors du le renvoi de tension doivent être examinés.

La puissance du stockage est fonction de la taille de la poche reprise : de 10kVA à 1MVA en BT et, en HTA, de 100kVA (poche locale) à 10MVA ou plus (plusieurs départs). L'autonomie nécessaire dépend du temps d'indisponibilité des ouvrages : en moyenne 4h pour les lignes, 10h pour les câbles (ERDF, 2007)...

3.4.3. *Pistes de valorisation*

La valeur du renvoi de tension peut être définie en première approximation en transposant le concept d'Énergie Non Distribuée (END), indicateur générique utilisé en planification (Doulet, 2002). Construit pour représenter la valeur que les clients attribuent à la gêne des coupures, son niveau actuel est de 9200€/MWh¹⁰. Par ailleurs, si le stockage se substitue à d'autres matériels nécessaires pour résoudre une situation localement difficile ou pour contribuer à la sécurisation du réseau de distribution face aux aléas, la valorisation peut être définie en lien avec le coût de l'option conventionnelle (report ou évitement des travaux).

¹⁰ Valeur de l'END pour les incidents courants. Les coupures prévues sont chiffrées à moins du tiers et les incidents de grande ampleur (>30MWh d'END) à plus du double (20€/kWh).



A	Stockage affecté à une offre de services donnée et commandé en source de courant
B	Apparition d'un défaut sur le départ, ici en amont du point de raccordement du stockage
C	Ouverture de la protection en tête de départ et de la protection de découplage du stockage
D	Isolement du défaut par le GRD renvoi de tension par l'unité de stockage sur une poche saine
E	Élimination du défaut et remise sous tension de l'intégralité du départ
F	Synchronisation de la poche flôtée sur le réseau et couplage sous tension

Figure 4. Une illustration très simplifiée du renvoi de tension en poche locale.

Au regard de l'investissement requis, ce service semble difficile à rentabiliser aujourd'hui. Ceci dit, dans le futur, la disponibilité de moyens de communication renforcés en distribution pourrait créer des opportunités supplémentaires.

3.5. D'autres services du stockage distribué à valeur « distributeur »

Outre l'usage classique du stockage en alimentation de secours de certaines infrastructures du réseau (SD0, accumulateurs en poste source), d'autres applications innovantes peuvent être envisagées et sont abordées dans ce qui suit.

3.5.1. Compensation de réactif pour le transporteur (SD5)

Les lignes HTB sont essentiellement inductives : d'après l'équation [1], les chutes de tension sur le réseau de transport sont donc majoritairement couplées aux transits de puissance réactive. Dans ce cadre, une compensation est réalisée dans les réseaux de distribution via des batteries de condensateurs installées au niveau des postes sources HTB/HTA. Les enclenchements et déclenchements de gradins sont commandés automatiquement par des relais varométriques.

Une installation de stockage déjà en place pourrait, via les possibilités offertes par son électronique de puissance, assurer une compensation locale de réactif (EPRI, 2002). Par rapport aux solutions usuelles, commandées en « tout ou rien », cette approche présente l'avantage d'une gestion plus fine de l'injection de réactif. Un tel service peut être valorisé via le report/l'évitement d'investissements en gradins de condensateurs ou encore au coût de l'énergie réactive facturée par le GRT au GRD selon les modalités du TURPE (de l'ordre de 1,5c€/kvarh).

3.5.2. Réduction des pertes en ligne (SD6)

La résistance électrique des infrastructures du réseau se traduit par des pertes proportionnelles au carré du courant. Puisqu'il modifie les transits, le stockage a un impact sur celles-ci qu'il semble intéressant d'évaluer. Afin de caractériser l'intérêt éventuel qui pourrait être tiré d'un service spécifique « réduction des pertes » proposé au GRD via le stockage, des études de cas ont été menées sur le modèle simple d'ossature HTA présenté en Figure 5. En supposant l'impédance et les consommations active et réactive uniformément réparties sur toute la longueur du départ, il vient l'expression des pertes en ligne instantanées $P_J(t)$:

$$P_J(t) \approx \frac{R}{U^2} \left[(P_s(t)^2 + Q_s(t)^2)x + (P_s(t)P(t) + Q_s(t)Q(t))(2x - x^2) + \frac{P(t)^2 + Q(t)^2}{3} \right] \quad [2]$$

où R est la résistance totale de l'ossature, U la tension entre phases (supposée constante sur le départ), $P(t)$ et $Q(t)$ les charges active et réactive totales, x la

position du stockage sur l'ossature ($0 \leq x \leq 1$) et $P_S(t)$ et $Q_S(t)$ les puissances active et réactive injectées par l'unité de stockage sur le réseau.

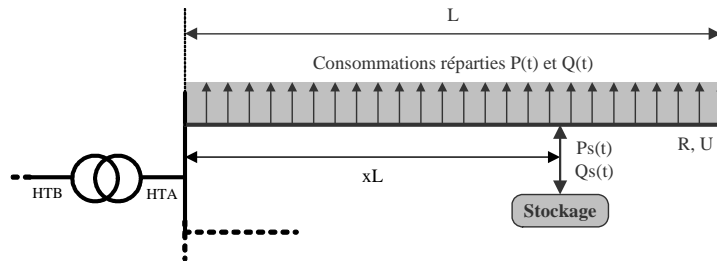


Figure 5. *Modèle d'ossature HTA à grandeurs uniformément réparties.*

Ce modèle a été appliqué à des profils de charge journaliers et des calculs d'optimisation ont été menés pour déterminer la position x et les profils $P_S(t)$ et $Q_S(t)$ permettant de minimiser les pertes totales. Une unité de stockage de rendement global 75% a été considérée, avec la contrainte d'un bilan énergétique nul durant la journée (toute l'énergie chargée est déchargée, défalquée des pertes).

Il a ainsi été montré que le stockage permet de réduire les pertes en ligne lorsque ses injections sont judicieusement contrôlées, mais qu'il dissipe plus d'énergie qu'il ne permet d'en économiser par ailleurs. Par exemple, sur une ossature HTA dont les pertes quotidiennes s'élèvent à 4,45MWh, un stockage optimisé (i.e. avec $x=2/3$ et les profils $P_S(t)$ et $Q_S(t)$ calculés) permet un gain sur les pertes en ligne de 0,52MWh. En contrepartie, l'unité de stockage dissipe près de 3MWh dans le même temps.

Ceci dit, bien que ce service ne soit intrinsèquement pas viable, il n'en reste pas moins que certaines applications comme le lissage de charge vont de pair avec une réduction « fatale » des pertes en ligne. Celle-ci peut éventuellement être prise en compte dans le bilan économique du stockage (à condition que l'installation du stockage soit portée par le GRD ou qu'une compensation financière pour la réduction des pertes soit attribuée à l'exploitant du dispositif). Au coût actuel d'achat supporté par les GRD, la valeur des pertes évitées est d'environ 65€/MWh¹¹.

3.5.3. Qualité du produit électricité (SD7, SD8)

Enfin, via les possibilités offertes par son interface à électronique de puissance, le stockage distribué peut être utilisé pour la dépollution de l'onde électrique (filtrage actif). De ce point de vue, au moins deux services peuvent émerger :

¹¹ En 2007, ERDF a compensé environ 20TWh de pertes pour un coût total de 1,29G€.

– **Qualité de l'électricité fournie aux clients (SD7)**, c'est à dire l'utilisation du stockage par le GRD pour respecter ses engagements auprès des utilisateurs du réseau (fluctuations rapides, déséquilibres, éventuellement creux de tension). Toutefois, le besoin actuel en une telle application du stockage portée par un GRD semble globalement assez limité : généralement, ce sont les clients qui investissent s'ils souhaitent disposer d'un niveau de qualité supérieur aux seuils contractuels.

– **Qualité de l'électricité soutirée au transporteur (SD8)**, autrement dit la dépollution des courants appelés par le réseau public de distribution au réseau de transport. La relation contractuelle GRD-GRT peut éventuellement être porteuse d'une valorisation pour le stockage (coûts évités des investissements en moyens de dépollution) mais, là encore, les besoins actuels paraissent marginaux.

4. Services du stockage pour les autres acteurs du système électrique

Le stockage utilisé pour la gestion avancée des réseaux de distribution peut être rendu plus rentable par la mutualisation d'applications additionnelles. La première possibilité, largement discutée dans la littérature, consiste à adapter le profil de fonctionnement d'une installation en fonction des prix de l'électricité sur le marché (« arbitrage », ARB) : l'accumulation est réalisée lorsque les prix sont les plus bas pour une restitution lorsqu'ils sont les plus élevés. De même, des capacités peuvent être mises à disposition sur le mécanisme d'ajustement.

L'arbitrage est en principe accessible à toute installation de stockage, mais il doit être tenu compte de la réglementation qui peut interdire cette pratique à certains acteurs : typiquement, les activités du monde régulé doivent être séparées de la production. En ce qui concerne le dimensionnement, les conditions d'accès requièrent des puissances au delà de 1MW pour le marché spot et 10MW pour le mécanisme d'ajustement, ces valeurs pouvant être atteintes via une agrégation.

Les aspects économiques sont discutés au sein des sources (Eyer *et al.* 2004) et (Iannucci *et al.*, 2005) sur la base de données issues des marchés américains. L'opération n'est rentable qu'à condition que la différence entre le prix de revente et le prix d'achat de l'énergie (tarif d'acheminement à inclure) soit suffisante pour couvrir l'investissement et l'opération du dispositif.

Dans le cas français, une approche d'élaboration journalière du profil de fonctionnement du stockage¹² sur la base des prix spot Powernext 2007-2008 a abouti à une valeur annuelle du stockage dans l'intervalle 25€/kW (1h de décharge) à 75€/kW (7h de décharge). Les hypothèses retenues pour cette étude incluent la

¹² La méthode utilisée repose sur la résolution d'un problème d'optimisation (maximiser le gain économique) pour chaque jour de l'année. Il convient de souligner que ce calcul, en travaillant sur une chronique de prix connue à l'avance, a tendance à maximiser la valeur issue des opérations réalisées par rapport au cas réel.

prise en compte d'un tarif d'acheminement indicatif de 10€/MWh et d'un rendement global de l'unité de stockage relativement élevé de 0,8.

Ces estimations tendent à montrer qu'il est aujourd'hui très difficile de trouver une rentabilité dans les conditions actuelles en valorisant uniquement le stockage sur le signal prix. Ceci dit, les différentiels de prix de marché peuvent offrir une source de valeur complémentaire pour des applications mettant en jeu un profil de fonctionnement adapté, notamment le lissage des transits de pointe.

4.1. Services du stockage distribué à valeur « production centralisée »

A priori, il semble délicat de relier aux producteurs centralisés des services rendus par des unités de stockage raccordées à la marge dans les réseaux de distribution. Le potentiel du stockage de ce point de vue est, à l'inverse, largement porté par des technologies stationnaires de forte puissance (hydraulique gravitaire) raccordées au réseau de transport. En métropole, les producteurs centralisés peuvent donc être écartés de l'étude des services en première approche (sous l'hypothèse de taux de pénétration limités du stockage réparti).

La situation est différente **dans le cas des réseaux insulaires** : pour ces systèmes de taille modérée, de petites unités de stockage peuvent rapidement avoir un impact significatif sur le développement et l'exploitation du parc « centralisé ». Deux applications possibles du stockage émergent dans ce cadre :

- **Le report d'énergie (SPc1)**, l'accumulation étant réalisée aux heures creuses et la restitution à la pointe. Un tel profil de fonctionnement permet de diminuer la sollicitation de moyens de pointe au profit d'un report sur des capacités de base. Ainsi, un gain économique peut être réalisé via la substitution de combustibles chers par des sources moins onéreuses et, potentiellement, moins émettrices de CO₂. C'est à cette application que sera en partie dédiée l'installation sodium-soufre (NAS) 1MW/7,2h en cours de construction sur l'île de la Réunion par EDF SEI.

En plus des gains possibles sur l'exploitation du parc existant, (Eyer *et al.*, 2004) considère que le stockage en report d'énergie vient se substituer à des capacités de pointe, et peut donc être valorisé sur l'évitement de nouvelles constructions.

Le dimensionnement requis est relativement important : puissance supérieure au mégawatt, temps de décharge de quelques heures pour les deux périodes de pointe journalière et 6-10h en cas de palier de forte demande.

- **Support au parc existant (SPc2)**, service sous lequel nous regroupons l'ensemble des contributions du stockage susceptibles d'optimiser le fonctionnement du parc centralisé : réduction des sollicitations rapides responsables d'émissions et de fatigue mécanique, optimisation du point de fonctionnement, amélioration des capacités constructives... Bien que de nombreuses sources mentionnent ces possibilités, comme (Mariyappan *et al.*, 2004), leur quantification en termes économiques n'est pas aisée et reste peu documentée à l'heure actuelle.

4.2. Services du stockage distribué à valeur « transporteur »

Le GRT est garant de la sûreté du système électrique et, dans ce cadre, constitue notamment les services système pour les utilisateurs à partir des contributions élémentaires des producteurs. En particulier, en temps réel, la production d'énergie électrique doit équilibrer en permanence la consommation pour maintenir la fréquence à 50Hz. Différents niveaux de réglage avec un volume de réserve et une dynamique de libération spécifiques sont réalisés (RTE, 2004)(www.ucte.org).

En modulant la puissance active à ses bornes en injection (fréquence basse) ou absorption (fréquence élevée), le stockage distribué pourrait contribuer au réglage de fréquence (Kunisch *et al.*, 1986). A priori, ce service se limiterait dans un premier temps au **réglage primaire de fréquence (ST1)**, le réglage secondaire étant moins porteur du point de vue des coûts/bénéfices mis en jeu et de la complexité (Oudalov *et al.*, 2006). La faisabilité d'une telle contribution du stockage est en cours de démonstration aux États-Unis, où une nouvelle génération de volants d'inertie (www.beaconpower.com) est expérimentée en réglage primaire.

En principe, toute installation de stockage peut remplir le service ST1 quelle que soit sa puissance, à partir d'une mesure locale de fréquence. Cependant, la sûreté du système étant engagée, il est nécessaire que le GRT puisse être informé de la disponibilité du réglage et contrôler sa réalisation. En conséquence, il semble raisonnable de fixer un dimensionnement minimum pour la conduite d'une telle application, par exemple 1-2MW. Dans les conditions actuelles, la fourniture de puissance doit pouvoir être maintenue 15 minutes, ce qui se traduit selon (Oudalov *et al.*, 2007) par la nécessité de disposer d'un temps de décharge de 20 minutes à 1h30 pour garantir le service de façon satisfaisante. Enfin, le temps de réponse ne doit pas excéder 15-30s (exigences actuelles du GRT), valeurs à la portée du stockage.

À l'heure actuelle, la réserve primaire est rémunérée par un paiement au producteur de la capacité mise à disposition à hauteur de 8,04€ par MW pour chaque pas demi-horaire. Ainsi, un exploitant de stockage pourrait percevoir du GRT une rémunération annuelle d'environ 140k€ pour chaque MW proposé.

Par ailleurs, dans les réseaux insulaires, la dynamique rapide du stockage pourrait permettre de limiter le recours au délestage en réduisant la profondeur du creux de fréquence sur incident. Pour cette contribution à la **stabilité en fréquence des réseaux insulaires (ST1-i)**, la durée de décharge semble moins contrainte que précédemment, quelques dizaines de secondes pouvant offrir une fenêtre intéressante. En revanche, un temps de réponse très court (une seconde au plus) est indispensable pour produire l'effet escompté. Différentes installations actuellement en fonctionnement rendent un service de ce type, notamment un stockage NiCd 27MW/15min dans une péninsule électrique d'Alaska, ou encore le stockage inertiel 350kW/5kWh aux Açores décrit par (Hamsic *et al.*, 2007).

Le service ST1-i peut être valorisé économiquement sur la base de gains en énergie non distribuée (délestages évités) et sur une réduction des sollicitations des

groupes de production (mutualisation avec SPc2). Ce dernier point, auquel s'ajoute un intérêt potentiel du point de vue des limites dynamiques d'insertion des EnR, laissent entrevoir un fort potentiel de valorisation environnementale.

Outre le réglage de la fréquence, d'autres services envisageables du stockage distribué pour le GRT ont été identifiés, avec une valeur qui semble se situer à la marge pour diverses raisons techniques ou économiques : la **résolution des congestions** à valoriser sur le mécanisme d'ajustement, le **réglage de la tension**, difficile à mettre en œuvre depuis la distribution ou encore la **réduction des pertes en ligne** et la **contribution à la stabilité angulaire**, a priori non rentables.

4.3. Services du stockage distribué à valeur « producteur décentralisé (EnR) »

En l'absence d'obligation de contribution des sources EnR au réglage de la fréquence (comme c'est actuellement le cas en France) et dans les conditions actuelles de rachat de l'énergie injectée, à rapporter à la rémunération du réglage, ces producteurs n'ont aucun intérêt à proposer leur contribution. En effet, une prescription de réserve primaire de 1MW pendant une heure est actuellement rémunérée 16,08€ (faut-il encore pouvoir la garantir), là où l'éolien terrestre est par exemple acheté 82€/MWh en métropole.

Cependant, en ce qui concerne le réglage de la fréquence, certains gestionnaires de réseau, notamment en Irlande, exigent déjà que le raccordement de fermes éoliennes s'accompagne de la fourniture de réserve pour le réglage de fréquence. En l'absence de stockage, une telle obligation impose aux producteurs à base d'EnR de dégrader volontairement l'efficacité de conversion de leurs dispositifs : une part du productible disponible se trouve perdue (Courtecuisse *et al.*, 2008).

Ainsi, **en cas d'obligation réglementaire** (qui, dans le cas français, se mettrait vraisemblablement en place dans un premier temps pour les réseaux insulaires), le stockage pourrait apporter aux producteurs décentralisés un **support à la participation aux services système (SPd1)**.

Afin d'exploiter la totalité du productible disponible instantanément, l'unité de stockage réaliserait une modulation des injections de la source EnR suivant une caractéristique puissance/fréquence (appliquée par exemple au niveau du point de raccordement) lui permettant de respecter les spécifications du gestionnaire de réseau (Duval, 2008)(EPRI, 2005-2)(Lu *et al.*, 2008)(Monnot *et al.*, 2006).

Pour un site de production donné, la puissance du stockage requis peut être située entre quelques 10kW jusqu'à un maximum de quelques 100kW dans le cas métropolitain, l'extremum pouvant atteindre quelques MW dans le cas insulaire (prescriptions plus élevées). Les exigences en termes de capacité requise et de temps de réponse ont été discutés au paragraphe 4.2.

En faisant abstraction de toute compensation financière qui pourrait être proposée par le GRT en contrepartie du réglage, la valeur du stockage pour un

service de ce type peut être rapportée au coût de la réserve réalisée sans stockage, c'est-à-dire avec une perte de production. Elle dépend donc très fortement du niveau auquel celle-ci est vendue, autrement dit, à l'heure actuelle, du tarif de rachat.

Parmi les autres applications possibles du stockage pour les producteurs décentralisés, nous retiendrons notamment la **valorisation des effacements**, qui consiste en un stockage/report d'une énergie qu'il n'est pas possible d'injecter sur le réseau à l'instant où elle est disponible, pour une raison donnée : congestion, taux de pénétration limitée¹³, régulation de tension (voir 3.2.1), etc. Par ailleurs, le producteur peut éventuellement rechercher une **réduction des perturbations qu'il induit sur le réseau amont**, en conformité avec seuils tolérés par le GRD, effectuer des **reports d'injection** de façon à optimiser la valorisation de sa production (y compris par autoconsommation) ou encore viser, via un stockage massif, la **garantie d'un profil de production** annoncé à l'avance.

4.4. Services du stockage distribué à valeur « consommateur »

La tarification de l'énergie électrique est la résultante d'une part proportionnelle à la puissance souscrite (« abonnement ») et d'une part proportionnelle à l'énergie consommée. La puissance souscrite n'étant souvent atteinte que très marginalement en pratique, le consommateur réserve un service qu'il a tendance à sous-utiliser.

Le **lissage de la pointe (SC1)** consiste à écrêter le profil de consommation d'un client pour réduire la puissance qu'il souscrit et donc le montant qui lui est facturé à ce titre au prix, cependant, d'une consommation d'énergie accrue (pertes dans l'unité de stockage). Pour ce faire, la recharge est réalisée lorsque la consommation du client est faible et le déstockage est synchronisé avec les appels élevés de puissance. Les cas les plus favorables correspondent à des pointes courtes et dont l'occurrence est prévisible à l'avance, de façon à limiter la capacité de stockage à installer (Oudalov *et al.*, 2006).

La puissance requise dépend fortement du type de client concerné, de quelques kW pour le particulier à 0,5-10MW pour l'industriel, la durée de déstockage nécessaire étant variable selon la forme du profil de charge : de 1h à 10h par exemple (vraisemblablement 1-2h en pratique pour des raisons économiques). Enfin, la puissance appelée étant comptabilisée en moyenne sur 10 minutes, un temps de réponse de quelques minutes est suffisant.

D'autres services pour le consommateur final incluent le **report de consommation** pour tirer parti de la différenciation horaire des tarifs, même si les écarts actuels entre heures pleines et heures creuses suffisent à peine à compenser les

¹³ Dans les réseaux insulaires, la limite admissible du taux de pénétration instantané d'EnR variables (taux calculé en « puissance active totale transitant sur le réseau ») est fixée à 30% par l'arrêté du 23 avril 2008. Au delà de ce seuil, les installations peuvent être déconnectées du réseau public de distribution d'électricité à la demande du gestionnaire.

perdes au sein du stockage. En outre, **qualité/continuité de fourniture** sont des applications classiques des alimentations sans interruption disponibles commercialement, et une unité de stockage affectée à une offre de services donnée pourrait, à la marge, effectuer une **compensation de réactif** pour le client.

5. Une méthode pour la mutualisation des services du stockage réparti

5.1. De l'identification de l'application « pivot » à l'offre de services

Notre réflexion considère l'entrée dans le système électrique d'une nouvelle entité, le stockage distribué, qui constitue par nature un fournisseur de services pour le GRD, sans cependant y être nécessairement lié (degré de liberté sur l'exploitant).

Cependant, les services pour le distributeur pourraient ne pas suffire seuls à justifier économiquement l'installation du stockage face à d'autres solutions plus conventionnelles, aussi intéressant soit-il du point de vue technique. C'est pourquoi, comme expliqué au 1.3, il faut rechercher des moyens de maximiser les bénéfices générés par la nouvelle entité et de minimiser ses coûts de mise en œuvre.

Dans ce qui précède, nous avons établi une liste des applications possibles pour différents acteurs. À partir de cette base de travail, la construction d'offres de services cohérentes pour le stockage réparti a été envisagée comme suit :

- Dans la liste des diverses applications, les études réalisées et l'avis des gestionnaires de réseaux¹⁴ ont permis de retenir un certain nombre d'axes prioritaires d'étude qui se distinguent par leur intérêt technique ou leurs bénéfices économiques, environnementaux ou sociaux supposés. Nous les qualifions ici de « **services principaux** » pour le stockage.

- Sur la base d'un pivot formé d'un ou de plusieurs services principaux, l'ajout de « **services complémentaires** » permet de maximiser la valeur de l'offre de services du stockage distribué. Les considérations techniques doivent être intégrées au cas par cas dans cette réflexion : interactions entre applications, faisabilité du point de vue des technologies de stockage disponibles, etc.

- Une fois qu'une liste cohérente de fonctions est établie, le **modèle d'affaires** peut être construit en identifiant notamment l'éventuel acteur qui semble le mieux placé pour être le porteur de l'entité « stockage distribué ».

Toutefois, avec plus d'une trentaine de services à disposition dont huit identifiés comme principaux, la mise en œuvre de cette démarche doit être orientée de façon à faire émerger des configurations potentiellement intéressantes. Nous introduisons dans ce qui suit une méthode d'analyse des possibilités de mutualisation des services

¹⁴ Les différents services identifiés ont été discutés avec les gestionnaires ERDF, EDF SEI ainsi qu'avec quatre ELD. Ces réunions de travail ont permis de mieux cerner les intérêts du stockage pour le GRD et de hiérarchiser les attentes actuelles des gestionnaires.

du stockage en fonction de sa localisation sur le réseau, approche qui apporte quelques éclairages sur les offres de services qui pourraient être constituées.

5.2. La matrice services/localisations du stockage réparti

La méthode proposée est fondée sur les neuf situations « typiques » du stockage illustrées au sein de la Figure 6. Nous notons que des éléments de réflexion sur le cas producteur-consommateur (« prosumer ») raccordé en HTA peuvent être obtenus par superposition des cas D et E (configuration notée D&E plus loin).

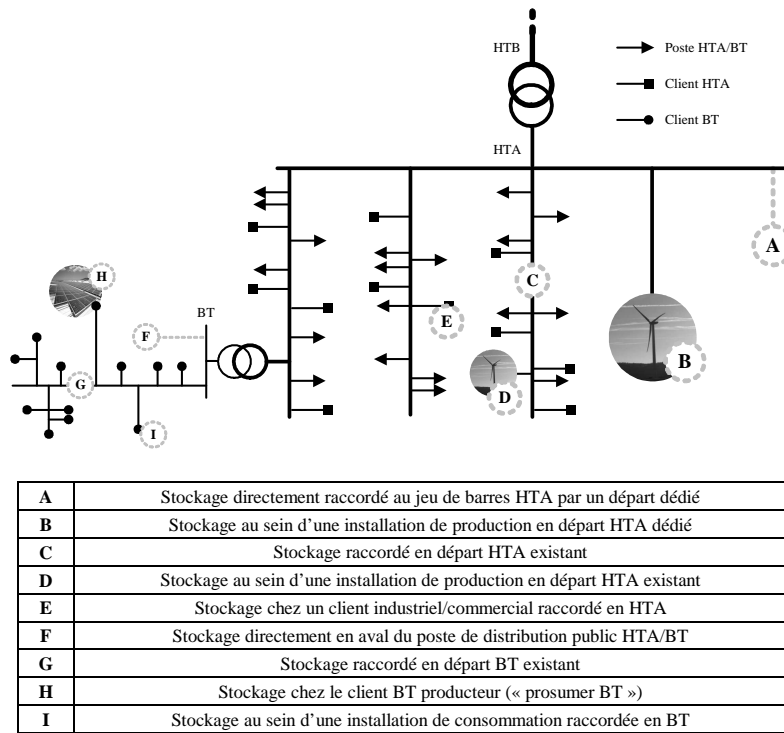


Figure 6. *Quelle(s) localisation(s) pour le stockage réparti ?*

Pour des raisons techniques ou réglementaires, les services potentiels du stockage distribué sont plus ou moins bien adaptés à ces différents points de raccordement. Afin d'affiner l'analyse des offres de services effectivement envisageables pour le stockage, nous proposons donc d'intégrer à la réflexion le potentiel des applications identifiées chacune des localisations suggérées.

Le Tableau 2 (matrice services/localisations) présente le résultat de cette approche qui, par souci de lisibilité, a été réduite ici aux axes prioritaires d'étude identifiés et à quelques services complémentaires jugés prometteurs. Le principal intérêt d'une telle représentation est d'avoir rapidement accès, pour une localisation donnée, aux services envisageables et aux spécifications associées. Comme nous allons le voir, cette matrice peut également aider à identifier des cas d'étude.

Service	Puissance	Temps de déstockage requis	Temps de réponse maximum	Fréquence d'utilisation	HTA					BT				
					A	B	C	D	E	D&E	F	G	H	I
SD1	500kW-qqMW (HTA) qq100kW (BT)	2-10h	Minutes	Ponctuelle (pointes)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
SD2	100kW-qqMW (HTA) 10kW-qq100kW (BT)	2-10h	Minutes	Ponctuelle (pointes)	■	●	●	●	●	●	●	●	●	●
SD3	100kW-qqMW (HTA) 10kW-qq100kW (BT)	2-10h	Minutes	Exceptionnelle	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
SD4	100kW-10MW (HTA) 10kW-1MW (BT)	4-10h	Période électrique	Exceptionnelle	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
SD5	qq100kvar-qqMvar	(Réactif)	Minutes	Journalière	○	○	○	○	○	○	■	■	■	■
SPc1	1MW minimum	1-10h	Minutes	Journalière	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SPc2	1MW minimum	Variable	Variable	Variable	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
ST1	1MW minimum	20min-1h30	15-30s	Continue	●	●	●	●	●	●	■	■	■	■
ST1-i	1MW minimum	qq10s	1s	Exceptionnelle	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SPd1	<qq100kW (métropole) <2MW (insulaire)	20min-1h30	15-30s	Continue	●	●	●	●	●	●	■	■	■	■
SC1	qqkW (particulier) 0,5-10MW (industriel)	1-10h	Minutes	Ponctuelle (pointes)	■	■	■	■	■	■	●	●	●	●
ARB	1MW minimum	Heures	Minutes	Journalière	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Potentiel de mutualisation « métropole » (voir barème)					27	30	29	26	29	31	15	18	21	18
Potentiel de mutualisation « insulaire » (voir barème)					40	39	36	33	36	38	19	22	25	22
	Localisation bien adaptée pour ce service													
	Localisation techniquement possible pour ce service sous certaines réserves (agrégation, contractualisation)													
	Localisation peu ou pas du tout adaptée pour ce service													
●	Axe prioritaire d'étude (symbole ■ si spécifique aux réseaux insulaires)													
○	Service complémentaire (symbole □ si spécifique aux réseaux insulaires)													

Tableau 2. Matrice services/localisations pour quelques applications.

Dans l'optique de faire émerger les localisations qui présentent le potentiel le plus élevé pour le stockage distribué (c'est-à-dire qui donnent accès à l'éventail de services le plus étendu), nous proposons de « quantifier » les informations présentées au Tableau 2 à l'aide du barème suivant : pour un service principal, la localisation reçoit 5 points si elle est « bien adaptée » et 3 points si elle est « techniquement

possible » ; pour un service complémentaire, la localisation reçoit 3 points si elle est « bien adaptée » et 1 point si elle est « techniquement possible ». La somme des scores obtenus pour les différents services donne la note globale du point raccordement en termes de possibilités de mutualisation. Évidemment, il s'agit d'une indication, les résultats étant naturellement très sensibles au barème utilisé.

En métropole, le cas le plus propice à la mutualisation des services semble être le positionnement du stockage chez un prosumer HTA. Parmi les possibilités qui apparaissent à la lecture de l'outil, une offre cumulant le réglage local de la tension (SD2) à d'autres fonctions avancées comme l'îlotage pourrait par exemple être envisagée. Dans le cas insulaire, la matrice « services/localisations » montre que le positionnement du stockage au jeu de barres HTA ouvre de larges possibilités de combinaison de services autour, par exemple, de la stabilité en fréquence (ST1-i).

6. Conclusion

Dans le cadre d'évolutions notamment techniques, économiques et réglementaires fortes, le stockage d'énergie est pressenti comme une option à haut potentiel pour le futur. Après une rapide présentation des principaux acteurs du système électrique français dérégulé, nous avons analysé les services que le stockage réparti est en mesure de leur fournir. Pour chaque application, des éléments de contexte, de mise en œuvre et de valorisation ont été discutés.

Au final, les principales utilisations du stockage pour le distributeur concernent la maîtrise des investissements et interviennent donc en phase de planification. Généralement, il apparaît qu'une unique application ne suffit pas à rentabiliser l'investissement et l'exploitation d'un stockage : la valeur issue d'un tel dispositif doit donc être maximisée par mutualisation des services.

En la matière, les combinaisons effectivement réalisables peuvent être étudiées en tenant compte du point de raccordement du stockage au sein du réseau de distribution via la construction d'une matrice services/localisations. Cet outil de représentation a permis d'identifier des cas propices pour le stockage distribué, en métropole comme en insulaire, qui font actuellement l'objet de développements techniques (simulations dynamiques) et économiques (modèle d'affaires).

Ce travail a été mené sous cofinancement ADEME/EDF. Les auteurs remercient chaleureusement Stéphane BISCAGLIA (ADEME), Mehana CHAMI (EDF R&D) et Joseph MAIRE (EDF R&D) pour leur précieuse contribution.

12. Bibliographie

- Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz – 4^{ème} trimestre 2008 », 2009.
- Courtecuisse V., El Mokadem M., Robyns B., François B., Petit M., Deuse J., « Supervision par logique floue d'un système éolien à vitesse variable en vue de contribuer au réglage primaire de fréquence », *Revue Internationale de Génie Electrique*, Hermès, n°4-5, pp. 423-453, 2008.
- Delille G., François B., « A Review of Some Technical and Economic Features of Energy Storage Technologies for Distribution System Integration », *International conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems*, Bulgarie, vol.1, pp. 67-72, 2008.
- Delille G., « Une introduction aux acteurs du système électrique », EDF R&D H-R12-2008-01330-FR, 2008.
- Doulet A., « Le concept d'énergie non distribuée, outil d'aide à la décision dans la gestion des réseaux électriques », *Réalités industrielles*, ISSN 1148-7941, pp. 62-68, 2002.
- Duval J., « Contribution de la production décentralisée à la reconstitution du réseau après black-out », EDF R&D H-R12-2007-01328, 2007.
- Duval J., « Apport du stockage à la constitution de réserve primaire pour la contribution des éoliennes au réglage de fréquence », EDF R&D H-R12-2007-03192-FR, 2008.
- Duval J., Delille G., Fraisse J.L., Guillaud X., « Contribution of local voltage regulation to a better insertion of DG in distribution grids », *Conférence Internationale des Réseaux Électriques de Distribution (CIRED)*, 8-11 juin 2009, article 0489.
- EPRI, « Primer on Distributed Energy Resources for Distribution Planning », Palo Alto, CA: 2002. 1004644.
- EPRI, « Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications », Palo Alto, CA, and the U.S. Department of Energy, Washington, DC: 2003. 1001834.
- EPRI, « VRB Energy Storage for Voltage Stabilization: Testing and Evaluation of the Pacificorp Vanadium Battery Energy Storage System at Castle Valley », Palo Alto, CA: 2005. 1008434.
- EPRI, « Wind Power Integration: Energy Storage for Firming and Shaping », Palo Alto, CA: 2005. 1008388.
- ERDF, « Données économiques de référence – valeurs au 01/07/2007 », D.1.3-01, 2007.
- ERDF, « Description physique du réseau de distribution », ERDF-NOI-RES_07E, 2008.
- Eyer J., Iannucci J., Corey G., « Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook », Sandia National Laboratories, SAND2004-6177, 2004.
- Eyer J., Iannucci J., Butler P., « Estimating Electricity Storage Power Rating and Discharge Duration for Utility Transmission and Distribution Deferral », Sandia National Laboratories, SAND2005-7069, 2005.

- Hamsic N., Schmelter A., Mohd A., Ortjohann E., Schultze E., Tuckey A., Zimmermann J., « Increasing Renewable Energy Penetration in Isolated Grids Using a Flywheel Energy Storage System », *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, Portugal, 2007.
- Iannucci J., Eyer J., Erdman B., « Innovative Applications of Storage in a Restructured Electricity Marketplace », Sandia National Laboratories, SAND2003-2546, 2005.
- Institut d'Émission des Départements d'Outre-Mer (IEDOM), « L'énergie électrique dans les DCOM », 2006, disponible sur www.iedom.fr.
- Kashem M., Ledwich G., « Energy requirement for distributed energy resources with battery energy storage for voltage support in three-phase distribution lines », *Electric Power Systems Research*, vol. 77, issue 1, pp. 10-23, 2007.
- Kunisch H., Kramer K., Dominik H., « Battery Energy Storage – Another Option for Load-Frequency-Control and Instantaneous Reserve », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. EC-1, issue 3, pp. 41-46, 1986.
- Lu D., Zhou T., Fakham H., François B., « Design of a power management system for a PV station including various storage technologies », *13th International Conference on Power Electronics and Motion Control (EPE-PEMC)*, Pologne, 2008.
- Mariyappan J., Black M., Strbac G., Hemmi K., « Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies », GreenNet, Work Package 3, 2004.
- Marquet A., Levillain C., Davriu A., Laurent S., Jaud P., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », *Techniques de l'Ingénieur*, référence D4030, 1998.
- Monnot E., Malarange G., « The future ancillary services provided by DG », livrable FENIX WP1/Task 1.1, Contrat n°SES6-518272, 2006.
- Moreira C., Resende O., Peças Lopes J., « Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, issue 1, pp. 395-403, 2007.
- Nourai A., « Installation of the First Distributed Energy Storage System (DESS) at American Electric Power (AEP) », Sandia National Laboratories, SAND2007-3580, 2007.
- Oudalov A., Chartouni D., Ohler C., Linhofer G., « Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems », *IEEE PES Power System Conference and Exposition (PSCE06)*, Atlanta, pp. 2206-2211, 2006.
- Oudalov A., Chartouni D., Ohler C., « Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, issue 3, pp. 1259-1266, 2007.
- Richardot O., Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée, thèse de Doctorat, INP Grenoble, 2006.
- RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », ISBN 2-912440-13-0, 2004.