Syndicat des professionnels de l'énergie solaire

ENERPLAN

2017

Feuille de route pour le Stockage d'électricité en France

Groupe de travail Stockage

ENERPLAN

16/11/2017

1. Enjeux du système électrique

1.1. Scenarios de croissance des EnR

Plusieurs scenarios prospectifs de mix énergétique national servent aujourd'hui de référence : notamment le « Nouveau mix 2030 » du Bilan prévisionnel de RTE (37 GW d'éolien et 24 GW de PV), celui de l'ADEME ayant servi de support à l'étude sur le potentiel de stockage en 2013 (PEPS), enfin les différents mix pris en compte dans l'étude ADEME en 2016 (40%, 80%, 95% et 100% EnR).

1.2. Etat des lieux sur le stockage d'électricité

Ce document n'a pas vocation à recenser les technologies et leur adéquation avec les besoins de flexibilité exprimés, nous renvoyons pour cela aux nombreuses études menées sur le sujet.

1.2.1. Solutions existantes pour favoriser l'émergence du marché du stockage en France

L'article L. 314 1 du code de l'énergie dispose que les seules installations de production d'électricité qui utilisent des énergies de source renouvelable ou les installations qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, peuvent bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat. Sauf recommandations générales qui peuvent apparaître dans les lignes directrices françaises détaillées en 2.2, il n'existe pas de soutien explicite au stockage en France à l'exception du mécanisme des appels d'offres réservé aux Zones Non Interconnectées (cf 2.2.3.3).

1.2.1.1. Démonstrateurs

Quelques projets pilotes ont été réalisés intégrant la fonction stockage, dont les résultats et recommandations tardent à être largement diffusés comme le réclame la CRE (cf 2.2.2.1.4).

Venteea visait le stockage de la production de deux parcs éoliens dans une zone rurale où la demande n'était pas suffisante pour absorber la production à un instant T. Les objectifs étaient d'accompagner le développement de procédés d'industrialisation de la production des systèmes de stockage d'énergie, permettre l'élaboration de standards pour les dispositifs de stockage, et explorer différentes sources de revenus possibles pour les ouvrages de stockage. Devait aussi en résulter une évaluation du cadre institutionnel et régulatoire propice au déploiement des systèmes de stockage ainsi qu'au système énergétique. L'ADEME avait d'ailleurs conclu que *« le système de stockage, le plus important raccordé au réseau de distribution moyenne tension en France métropolitaine (2 MW), peut rendre des services aux différents acteurs du système électrique (transporteur, distributeur et producteurs) »*.

Les quatre objectifs de Nice Grid étaient : (i) optimiser l'exploitation d'un réseau de distribution d'électricité en intégrant une forte production d'énergie issue de panneaux photovoltaïques, et en utilisant du stockage d'électricité par batteries à différents points stratégiques du réseau et chez les particuliers ; (ii) réduire la pointe électrique au niveau de la ville de Carros en combinant la contribution des clients et du stockage ; (iii) étudier

et tester le fonctionnement d'une zone de consommation autonome, sur une durée limitée, isolée du réseau principal et dotée de ses propres moyens de production photovoltaïque et de stockage (« îlotage ») ; (iv) donner au consommateur un rôle actif via le pilotage de son équilibre production-consommation-stockage. Le démonstrateur a été prolongé d'une année supplémentaire jusqu'à fin 2016.

Millener visait quant à lui de 2011 à 2014 la fiabilisation du réseau électrique ainsi que l'intégration des énergies renouvelables en système insulaire. Les innovations mises en œuvre avait trait à (i) la gestion agrégée de systèmes diffus en vue d'apporter des services collectifs (réseau) et individuels (clients) ; (ii) l'interfaçage de solutions individuelles de stockage avec le réseau ; (iii) la mise en place d'installations photovoltaïques couplées à des solutions de stockage individuelles ; (iv) l'utilisation de gestionnaires d'énergie pour faciliter la réalisation de l'équilibre offre/demande et soulager les contraintes réseau.

Des projets pilotes sont encore en développement et espèrent contribuer, par leur future réalisation, au développement du stockage en France. On peut citer à titre d'exemple SunHydrO dont l'objectif est de démontrer la valeur du stockage territorial sur le réseau de distribution, construire un modèle d'affaire gagnant-gagnant pour le stockage et le réseau, et réaliser des démonstrateurs de stockage territorial de taille et type différents (long terme type STEP, et moyen terme type batterie).

RTE entend de son côté, par le projet Ringo, organiser à l'horizon 2020 des lignes virtuelles au moyen de plusieurs ouvrages de stockage répartis sur 5 sites (100 MW) fonctionnant en charge à un endroit (quand l'énergie ne peut transiter par le réseau en raison de congestions lors de pics de production), et décharge simultanée à un autre endroit pour ne pas perturber le marché de l'électricité (bilan énergétique nul).

1.2.1.2. Filière industrielle

La filière française ne demande qu'à se structurer autour d'un marché domestique naissant, mais encore entravé par le manque de dispositifs de soutien et certaines barrières techniques et réglementaires que le Winter Package entend amenuiser (cf 2.1.1).

Ainsi, le Plan Stockage de l'Energie de la Nouvelle France Industrielle recense, au travers de sa feuille de route stockage stationnaire pour les énergies renouvelables, un certain nombre d'acteurs nationaux à différents stades de la chaîne de valeur : fabricants (Saft, Bolloré, Forsee Power, Nawa Technologies, Kemwatt, Levisys, …), intégrateurs (Nidec, Schneider, Socomec, Alstom GE, …), développeurs d'Energy Management Systems (Elum, Esims, Sun'R Smart Energy, …).

Le potentiel de 1.5 GW de stockage stationnaire installé en 2023 est présenté comme cohérent pour le développement de la filière française, selon la décomposition suivante :

	Application / Segment	Capacité	Durée	MWh	Hypothèse /commentaire
Métropole	***Arbitrage***	20	3	60	Un petit nombre de projets commerciaux expérimentaux Rentabilité à court terme non acquise
	Réglage fréquence	250	1	250	Ouverture du marché Européen en 2017 50 MW par an à partir de 2018 puis saturation
	Congestions réseau	200	2	400	Premières expérimentation 2018 type Ringo puis passage possible à un service
	Centrales ENR régulées	20	2	40	Quelques expérimentations sur le territoire métropolitain Rentabilité à court terme non acquise sur réseau continental
	Autoconsommation	30	3	90	Un millier de systèmes d'autoconsommation pour le particulier par an et quelques projets commerciaux Rentabilité à court terme non acquise
	Véhicules	630	7	4410	30 000 véhicules électriques déployés par entre 2017 et 2023, puissance d'échange de 3kW quelques véhicules bidirectionnels expérimentaux
ZNI	***Microréseau***	15	6	90	Expérimentations en métropole ou dans les ZNI ayant aussi vocation de démonstration pour l'export
	Réglage fréquence	50	0,5	25	Quelques systèmes de 5 MW installés sur chaque ZNI pour libération de capacité d'accueil ENR
	Congestions réseau	10	2	20	
	Centrales ENR régulées	450	2	900	cumul des appels d'offres PV + stockage organisé par la CRE (50 MW par an en plus des 100 MW déjà engagés)
	Autoconsommation	30	3	90	Un millier de systèmes d'autoconsommation pour la particulier par an et quelques projets commerciaux Rentabilité globale pour le système plus proche qu'en métropole
Total		1705		6375	

Ambition de développement du stockage en France par fonction pour 2023

1.2.1.3. Prémices de centrales virtuelles avec stockage ?

Chacune des trois grandes filières de production renouvelable anticipe le rôle primordial que le stockage d'électricité jouera dans les prochaines années afin de faciliter l'intégration des sources variables et intermittentes en remplacement des productions centralisées et entièrement pilotables.

Au travers de leurs syndicats les plus représentatifs, elles ont initié des réflexions au sein de groupes de travail dédiés au stockage. On notera notamment celui de France Hydro Electricité sur les mini-STEP, et de France Energie Eolienne qui identifie dans le chapitre « Futur de l'éolien » de son Observatoire 2017 l'utilité du stockage comme moyen de stabilisation du réseau face à de fortes capacités de production renouvelable.

Dans le photovoltaïque, Enerplan, qui livre sa présente feuille de route pour le stockage, propose à l'ADEME une étude en Corse pour travailler sur deux contributions du stockage d'électricité : (i) en stockage territorial, traiter la dynamique d'injection des installations photovoltaïques pour rendre le profil de production acceptable pour le réseau (lissage) et (ii) en stockage individuel, définir les caractéristiques techniques d'une installation PV + stockage permettant d'assurer un effacement permanent de la puissance de souscription du site de consommation.

Les appels d'offres Innovation de la filière photovoltaïque, lancés au printemps 2017, ouvrent enfin une voie intéressante aux centrales virtuelles au sein desquelles plusieurs centrales de production seraient mises en réseau avec du stockage pour une gestion intelligente EMS. Mais les volumes demeurent confidentiels avec 20 MW annuels pour

toute la famille des innovations liées à l'optimisation et à l'exploitation électrique de la centrale.

1.2.2. Retour d'expériences

1.2.2.1. Etats-Unis : un marché pionnier pour le stockage

La régulation de fréquence a permis le développement de batteries en support au réseau, grâce notamment à l'initiative du gestionnaire de réseau PJM (Pennsylvanie – New Jersey – Maryland) qui est dorénavant servi par des centaines de mégawatts de systèmes lithium-ion systems, capables de répondre en 4 secondes à des ordres d'équilibrage réseau grâce à leur réserve dynamique de puissance. On peut notamment citer la contribution de la batterie Mac Henry d'EDF Renewable Energy (20 MW) mise en service en 2016 près de Chicago.

Une autre initiative attire l'attention dans l'Etat du Nevada, visant à augmenter la part des renouvelables dans le mix de 25% en 2025 à 40% en 2030 au moyen d'un incentive original : chaque kWh délivré par une unité de stockage agréée compte double pour l'atteinte du RPS (Renewable Portfolio Standard). L'agrément est obtenu si le stockage charge à partir d'une production renouvelable et décharge en période de pointe, ou s'il opère au service du réseau pour faciliter l'intégration des EnR.

1.2.2.2. Royaume-Uni : le stockage à la pointe des services système et réseau

Le gestionnaire de réseau National Grid a désigné à l'été 2016 lauréats 8 projets de batteries lithium-ion (201 MW), dans le cadre d'un appel d'offres pour contribuer au maintien de la fréquence dans ses valeurs de consigne. EDF Renewable Energy en était d'ailleurs le principal lauréat avec une batterie de 49 MW sur le site de sa centrale à cycle combiné gaz de West Burton pour un investissement de $ 15.7 millions. La régulation de fréquence à hauteur de 2 GW au Royaume-Uni, qui reposait jusqu'alors sur des actifs de production dont l'activation allait de 10 (réserve primaire) à 30 secondes (réserve secondaire), sera de plus en plus assurée par cette nouvelle classe d'actifs capable de réagir en moins d'1 seconde. Les contrats sont établis pour 4 ans, et de nouveaux appels d'offres sont s'ores et déjà prévus.

Dans le même temps, les gestionnaires de réseau de distribution sont sur le point de lancer également des appels d'offres pour des services de « flexibilité » auxquels les systèmes de stockage pourront participer. Ainsi, le GRD Western Power Distribution a identifié un besoin de 150 MW répartis sur cinq zones afin d'éviter d'investir dans des renforcements de réseau.

1.2.2.3. Allemagne : prime au stockage domestique

Selon le Global Market Outlook for Solar Power 2017-21, co-soutenu par SolarPower Europe, l'Allemagne comptait fin 2015 plus de systèmes couplés PV - batteries domestiques que de véhicules électriques (~ 35 000 pour plus de 200 MWh) et encore accru de près de 25 000 systèmes en 2016, grâce notamment au programme de soutien de 50 M€ mené de mai 2013 à décembre 2016 : allocation de prêts à taux réduit par la banque d'Etat KfW et de subventions par le Ministère de l'Economie à hauteur de 30% de l'investissement. La batterie devait disposer d'une garantie de 7 ans et la puissance d'injection être limitée à 60% de celle nominale du générateur PV. La rentabilité n'était pas le principal moteur de l'investissement, mais plutôt la recherche de sécurité d'approvisionnement et de couverture contre la fluctuation des prix. Les incentives se poursuivent notamment en bâtiments basse consommation, pour accompagner le développement d'un marché de l'autoconsommation avec des systèmes de plus en plus conçus comme des « lifestyle products ».

1.2.2.4. Danemark : interconnexion scandinave

Le Danemark a pu porter sa production éolienne au pourcentage record de 42 % de sa consommation électrique en 2015 grâce à l'interconnexion de son réseau, par plusieurs câbles sous-marins, avec ceux de la Suède et de la Norvège qui, dans le cadre du marché de l'énergie scandinave Nordpool, lui permettent de vendre ses excédents éoliens en périodes ventées à ces deux pays qui réduisent alors leur production électrique, stockant de l'eau dans leurs barrages, qu'ils utilisent pour revendre de l'hydroélectricité au Danemark en période peu ventée. Ce dispositif est appelé à se renforcer pour satisfaire les ambitions de porter à 50 % en 2020 la part de l'éolien.

1.2.2.5. Suisse : sortir du nucléaire

La Confédération pour se désengager progressivement du nucléaire va développer ses capacités en stockage de grande dimension, disposant par son relief d'un potentiel important de stations de pompage turbinage (STEP). En 2007 doit être livré un projet pilote dans les Alpes tessinoises de stockage géant par compression d'air à l'intérieur d'une galerie enfouie sous la roche, pouvant alimenter une ville entière (Lugano) pendant 12 à 24h et censé encore diminuer le coût du stockage de 20 à 30% par rapport au pompage turbinage.

1.2.2.6. Iles : sécurité d'approvisionnement et autonomie énergétique

Dans les territoires insulaires, des actifs de stockage sont dimensionnés pour tendre vers l'autonomie énergétique en énergie renouvelable. A Okinawa (Japon) en 2009 et El Hierro en 2014 (Canaries), des STEP marines de respectivement 30 MW et 11 MW permettent de stocker l'électricité issue notamment des sources éoliennes pour la restituer après quelques heures selon les besoins de consommation. Plus récemment sur l'île de Kauai (Hawaï), Tesla a installé une centrale photovoltaïque de 13 MW associée à des batteries de 53 MW permettant d'alimenter toute une ville en énergie pendant la nuit. Si le dispositif ne permet pas encore de se passer totalement d'énergies fossiles, il s'inscrit en tout cas dans l'objectif que s'est fixé Hawaï d'ici 2045 : subvenir à ses propres besoins en matière énergétique.

2. Lignes directrices des pouvoirs publics

2.1. Europe

2.1.1. Winter package 2016

The European Parliament's committee for industry, research and energy (ITRE) has approved a new report that proposes amendments around electricity storage in the proposed "Winter Package" legislation, due to be finalised in December.

Energy storage is considered as a key tool for bringing greater flexibility and efficiency to energy markets, but the finding is that there is still no regulatory mechanism in place making it possible to take advantage of an efficient storage system.

The report addresses a number of regulatory and technical barriers, including discriminatory practices in network codes, where it proposes fees and taxes are applied fairly to avoid double costs for the charging and discharging of energy.

The report also clearly positions energy storage as a service to be provided by third-parties to TSOs and DSOs wherever possible. The TSOs and DSOs will be the market makers, deciding what services they require, but those services must be supplied by third parties, such as a utility or an independent operator. Derogations will exist to let TSOs and DSOs own and operate storage under consent of the regulatory authority, if they are used only for the efficient and secure operation of the distribution system and if other market actors have not come forward to offer services.

Member States should give consideration to the regulatory framework, encouraging end-users to turn to self-production and local energy storage.

2.1.2. Prescriptions Solar Power Europe

La task force de l'association a fait la demande en novembre 2016 à la Commission Européenne, en vue du prochain Energy Union Package, de 10 mesures cruciales pour assurer un cadre favorable au solaire et au stockage. On distingue parmi celles-ci :

- *An EU-wide definition of electricity storage to be introduced in the revised Electricity Directive*
- *An appropriate reform of the intraday markets is crucial for enabling large-scale solar plants to better take on balancing responsibilities*
- *A real market for selling and procuring flexibility services to be developed, both at transmission and distribution levels*
- *A clear basis regarding rules and circumstances under which TSOs and DSOs may operate storage solutions must be developed*
- *Targeted solar tenders to incorporate as a weighting selection criteria the co-location of solar and storage*
- *The exchange of electricity on a community scale via collective self-consumption schemes must be possible for active consumers. Third party intermediaries should be allowed to operate active consumers' electricity storage devices via pooling platforms, such as virtual power plants or peer-to-peer mechanisms*
- *Clear rules regarding data transparency and access for all stakeholders are required*
- *Distribution and grid tariffs must be "fit for the energy transition"*

2.2. France

2.2.1. TURPE 5

L'article L.315-3 du code de l'énergie, introduit par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, dispose que *« La Commission de Régulation de l'Energie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts »*. Dans le cadre du TURPE 4 HTA-BT, un autoproducteur qui injecte une partie de sa production sur le réseau de distribution, et soutire une partie de sa consommation du réseau, paie deux composantes de gestion, une en tant que consommateur, et l'autre en tant que producteur. Ce paiement d'une double composante de gestion n'est pas justifié car si les coûts de gestion d'un autoproducteur sont plus élevés que ceux d'un consommateur ou d'un producteur simple, ils ne sont pas deux fois plus élevés. Les autoproducteurs paient une seule composante de gestion spécifique, d'un montant est égal à la somme, d'une part, de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par l'utilisateur et, d'autre part, de la moitié de la composante de gestion payée quand le contrat d'accès au réseau est conclu par le fournisseur.

En revanche, il n'existe pas de dispositions encourageant les actifs de stockage qui demeurent considérés comme actifs d'injection et de soutirage à la fois. Ainsi le modèle d'affaires du stockage territorial ne peut véritablement s'établir en France.

2.2.2. Smart grids

2.2.2.1. Recommandations CRE

2.2.2.1.1. Faciliter l'émergence du consommateur autoproducteur

L'autoconsommation/ autoproduction présente des opportunités de réduction des coûts du réseau électrique par une amélioration de l'intégration des énergies renouvelables décentralisées à celui-ci, à la condition qu'elle permette de réduire les puissances maximales injectées ou soutirées du réseau (concept physique intimement lié au réseau électrique et à son équilibrage, souvent confondue à tort avec les relations commerciales d'achat et de vente de l'électricité).

Enedis et les associations de producteurs travaillent à la mise en place d'un cadre contractuel prenant en compte l'ensemble des problématiques techniques, dont l'autoconsommation totale associant éventuellement un stockage à une installation de production éolienne ou photovoltaïque. La CRE a annoncé être « favorable à une adaptation du modèle de contrat d'accès au réseau public de distribution conclu entre le gestionnaire de réseaux de distribution et les fournisseurs, afin qu'il prévoie la possibilité pour des consommateurs finals en contrat unique d'injecter de l'énergie sur le réseau ».

2.2.2.1.2. Accompagner le développement du stockage d'électricité

La CRE souhaite engager une réflexion collective avec l'ensemble des acteurs pour identifier les nécessaires évolutions réglementaires qui permettraient de lever les freins au développement du stockage d'électricité et définir des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement spécifiques à de telles installations (consultation publique en 2017).

La CRE réitère sa demande auprès des gestionnaires de réseaux d'inclure à leur documentation technique de référence la « manière dont les dispositions réglementaires en vigueur sont mises en œuvre pour une installation de stockage d'électricité » et adapter l'ensemble de leurs procédures et documents, sans attendre la mise en place de prescriptions techniques spécifiques.

2.2.2.1.3. Valoriser l'utilisation des technologies smart grids apportant de la flexibilité aux réseaux

Une étude menée par E-Cube pour le compte de la CRE en janvier 2016 fait valoir le bénéfice potentiel de la flexibilité selon les types d'ouvrages du réseau (transformateur HTB/HTA, départ HTA, transformateur HTA/BT) et différentes contraintes. L'adéquation de chaque technologie de flexibilité (stockage d'électricité, effacement de consommation ou écrêtement de production de source renouvelable) à ces contraintes est évaluée en vue d'un gain théorique pour la collectivité dans le dimensionnement et l'exploitation des réseaux de distribution d'électricité. Ces moyens de flexibilité pourraient, également, permettre au gestionnaire de réseaux de

reporter un investissement, afin de résorber temporairement ou durablement la contrainte.

Cette étude a notamment conclu que, sous l'importante condition que les technologies de flexibilité disponibles épousent la forme de la contrainte, celles-ci pourraient procurer un gain net pour la collectivité si elles sont utilisées en alternative à un renforcement de réseau. Le stockage n'y a pas la part belle, face à l'écrêtement de production renouvelable et dans une moindre mesure l'effacement industriel, en raison d'une durée d'évaluation hélas limitée à 5 ans. L'impact des synergies et/ou des contraintes de valorisation par rapport aux mécanismes nationaux (arbitrage, capacité, services système) doit encore être évalué, car il pourrait être décisif pour certaines solutions comme le stockage.

2.2.2.1.4. Insertion des moyens de stockage d'électricité sur les réseaux publics

Concernant les expérimentations en matière de stockage d'électricité, qu'elles se situent en métropole continentale (démonstrateurs Venteea et Nice Grid pilotés par Enedis) ou en zones non interconnectées (démonstrateur Millener piloté par EDF SEI), la CRE réitère sa demande de se voir transmettre leurs conclusions. En ce sens, la CRE a prévu de réaliser, au cours du premier semestre de l'année 2017, une consultation publique permettant aux acteurs de se prononcer sur l'ensemble de ces problématiques concernant l'insertion du stockage sur les réseaux électriques et les modèles économiques permettant de la soutenir.

2.2.2.2. Valorisation socio-économique des smart grids par RTE

L'objet de cette étude est de définir un périmètre de solutions smart grids pour évaluer leur valeur socio-économique dans le cadre de l'équilibre offre-demande et la gestion des réseaux de transport (évaluation de l'intérêt collectif).

Les fonctions avancées étudiées sont : la gestion active de la demande (résidentielle, tertiaire et industrielle), le stockage (court terme, journalier, hebdomadaire) et l'estimation dynamique des capacités de transit sur le réseau.

Deux scenarios de mix énergétiques étudiés, dont un prospectif dit « Nouveau mix 2030 » : 37 GW d'éolien et 24 GW de PV. Dans ce scenario, le stockage court terme (4h) apporte une valeur substantielle (>550k€/MW/an) grâce notamment à la participation aux services système évitant des coûts de capacité de production et combustibles.

L'étude fait valoir un intérêt dans le déploiement de solutions de flexibilité, guidé par les services système et la valeur capacitaire mais avec une potentielle concurrence entre les solutions.

Enfin, questionnement est posé du cadre régulatoire et de l'alignement entre intérêt privé et collectif.

2.2.3. Loi de Transition Energétique

2.2.3.1. Article 199 expérimentations de service de flexibilité locale

A titre expérimental et pour une durée de quatre ans à compter de la promulgation de la présente loi, renouvelable une fois, les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales peuvent, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, proposer au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions de ce réseau. Ce service a pour objet d'optimiser localement la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité.

Si ces services locaux de flexibilité permettent de réduire les coûts d'investissement ou de gestion du réseau, le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité rémunère le porteur de projet à hauteur de ces coûts évités, ce qui est inclus dans les charges couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

Afin de faciliter la mise en œuvre de ces expérimentations, la CRE a demandé en décembre 2016 aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité de lui soumettre un modèle de convention qui devra notamment préciser : les conditions d'activation du service et la garantie de flexibilité apportée, le modèle de rémunération envisagé pour la disponibilité des capacités proposées (partie fixe) et chacune des activations réalisées (partie variable), les méthodes de calcul et de contrôle des activations de flexibilité réalisées, les pénalités en cas d'indisponibilité des capacités prévues de flexibilité.

2.2.3.2. Arrêté tarifaire pour installation PV de puissance inférieure à 100 kWc

Si l'arrêté tarifaire ne fait nulle référence au stockage, l'article L. 315-1 du code de l'énergie est complété par la phrase : « L'électricité produite est consommée soit instantanément, soit après une période de stockage. »

Cet arrêté encourage implicitement le stockage en offrant aux installations de vente en surplus une prime à l'investissement (sur les cinq premières années de production de l'installation) tandis que leurs injections d'électricité sur le réseau public de distribution sont rémunérées à un tarif fixe de 6 c€/kWh non soumis à indexation.

2.2.3.3. Cahier des charges des appels d'offres en ZNI pour installations > 100 kWc

Le stockage devra au minimum pouvoir contenir une énergie utile de 0.5 kWh par kW de puissance installée. La puissance utile en injection et en soutirage devra être au moins de 0.5 kW par kW de puissance installée.

Toutefois la CRE, dans son avis du 27/10/2016 sur le cahier des charges, émet une réserve sur la pertinence du modèle individuel de couplage entre production et stockage qui ne contribue en rien au réglage de la fréquence. Des installations mutualisées, pilotées par le GRD, apporteraient une plus grande flexibilité dans les services rendus en les adaptant aux besoins du système électrique, tout en générant de probables économies d'échelle.

Le 1er décembre 2016, la CRE a lancé une consultation publique afin de définir une méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité en zones non interconnectées. Dans ces territoires, les coûts d'une installation de stockage, pilotée par le gestionnaire de réseaux de distribution, peuvent désormais faire l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'électricité (SPE), à condition que celles-ci soient inférieures aux économies de surcoût de production qu'un tel projet permet de générer.

2.2.3.4. Perspectives des TEP-CV

Un TEP-CV est un territoire d'excellence de la transition énergétique et écologique. La collectivité s'engage à réduire les besoins en énergie de ses habitants, des constructions, des activités économiques, des transports, des loisirs. Elle propose un programme global pour un nouveau modèle de développement, plus sobre et plus économe. Six domaines d'action sont prioritaires dans ces territoires : réduction de la consommation d'énergie, diminution des pollutions et le développement des transports propres, développement des énergies renouvelables, préservation de la biodiversité, lutte contre le gaspillage et la réduction des déchets, et l'éducation à l'environnement. Très peu nombreux, certains de ces territoires intègrent d'ores et déjà le développement de capacités de stockage d'énergie dans leur projet.

3. Aspects économiques

Associé aux énergies renouvelables, le stockage à un coût économiquement intéressant permettrait de parachever la transition énergétique et l'usage généralisé des énergies renouvelables. Alors que le coût de l'énergie solaire a déjà très fortement baissé, la poursuite de cette baisse associée à la baisse massive du coût des batteries ou d'autres modes de stockage de l'énergie permettrait l'avènement de ce qu'Hermann Scheer appelle la « quatrième révolution industrielle ». En effet selon un rapport de la Deutsche Bank publié en mars 2015, le coût du stockage pourrait être divisé par 7 entre 2015 et 2020, en passant d'un prix de production de 140 à 20 €/MWh (quand le prix de production photovoltaïque pourrait passer, selon un rapport de l'institut Fraunhofer, à 40-60 €/MWh en 2025 et 20-40 €/MWh en 2050, ce qui en ferait la source d'électricité la plus fiable et bon marché). Enfin, selon des estimations plus récentes de Bloomberg New Energy Finance, le coût des batteries devrait encore être divisé par deux dans les 15 ans à venir.

La montée en régime du marché du véhicule électrique, et son corollaire l'industrialisation en giga-factories des batteries dans un premier temps puis l'avènement d'un marché de la seconde vie pour ces batteries automobiles dans le secteur énergétique, promettent d'accélérer encore la compétitivité des solutions de stockage. En témoignent les annonces qui se succèdent actuellement : offre pour maison autonome Tesla avec Solar Roof et Powerwall commercialisée en mai 2017, lancement de la batterie domestique xStorage du consortium Eaton Nissan en octobre 2017, commercialisation attendue d'Ecoblade du français Schneider Electric, etc. Selon Alcimed, société de conseil en innovation, « les acteurs testent le potentiel et entrevoient le point de bascule. Cette transition se fera si on est capables d'industrialiser la production des batteries. Actuellement, une baisse annuelle de 14% est observée sur l'ensemble du marché et un coût d'investissement de 200 €/kWh devrait atteint en 2020 ».

4. Cadre nécessaire pour le développement du stockage d'électricité en France

4.1. Cadre général

4.1.1. Définition et utilités du stockage d'électricité

4.1.1.1. Définition d'une nouvelle classe d'actifs

Les rares références au stockage d'électricité dans le Code de l'Energie sont les suivantes : art. L 121-7 *« En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent : […] dans les zones non interconnectées, les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés le gestionnaire du système électrique »* ; art. L 142-9-1 : *« Un registre national des installations de production et de stockage d'électricité est mis à la disposition du ministre chargé de l'énergie par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité »* ; art. L 315-1 sur l'autoconsommation : *« La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage. Il n'existe à ce jour aucune définition du stockage »*.

Le temps est venu d'une définition plus précise du stockage d'électricité, ainsi que de la création d'un statut d' « opérateur d'actifs de stockage électrique » pour notamment régir la relation entre cet opérateur et le gestionnaire de réseau : à l'avenir ce dernier n'a en effet plus vocation (sauf exception lorsque la mission ne peut être assurée sans risque par un tiers) à être le propriétaire exploitant de l'ouvrage.

4.1.1.2. Utilités du stockage

Le stockage d'électricité a basiquement pour vocation de favoriser l'équilibrage entre production et consommation d'électricité par « flexibilisation » en lissage ou report pointe, que ce soit au premier maillon local (résidentiel), mutualisé (aval poste de transformation HTA/BT) ou territorial (aval poste de transformation HTB/HTA). Il peut apporter des services pour contribuer plus globalement à la stabilité du système électrique (services système).

Si le stockage s'est historiquement établi dans le paysage électrique français au travers de grands actifs hydrauliques (STEP), pendant d'une production très centralisée (nucléaire et thermique), force est de constater que son futur développement est intimement lié à celui des énergies renouvelables qui elles sont massivement décentralisées et distribuées.

Au maillon individuel, le stockage doit permettre au consommateur d'optimiser son autoconsommation (injection d'un surplus minimal), voire pour le « puriste » d'atteindre un taux de couverture plein de ses besoins : il peut alors s'affranchir du réseau public d'électricité si le dimensionnement du stockage est bien calibré, et si le critère de rentabilité de l'investissement (à date) ne rentre pas en ligne de compte.

A la maille collective, le stockage a la même vertu qu'en individuel aux fins d'autoconsommation tout en présentant l'intérêt d'une optimisation de l'investissement. L'électricité produite sera d'autant mieux autoconsommée au sein d'un groupement, le stockage mutualisé ajoutera à l'efficacité du dispositif d'autoconsommation en permettant de mieux épouser la courbe de charge collective et d'opérer des arbitrages économiques entre autoconsommation et soutirage réseau par un EMS performant.

A l'échelle territoriale enfin, le stockage trouve pleine utilité en offrant plusieurs services au système électrique (services système avec réserves primaire et secondaire), au gestionnaire de réseau de distribution (report d'investissement en traitement des congestions), aux fournisseurs d'électricité (capacité), et aux collectivités dans leur réappropriation de la question énergétique (expérimentations de flexibilité, vrais territoires à énergie positive accédant à un début d'indépendance énergétique, etc.).

4.1.2.Intégration d'un nouveau scenario pour le développement des EnR

Pour estimer le besoin et les perspectives des moyens de stockage en France à moyen et long terme, il convient de réévaluer les scenarii de mix énergétiques servant jusque-là de référence. Ainsi est-on en attente d'une vision plus ambitieuse pour le photovoltaïque dans le prochain Bilan prévisionnel de RTE que celle portée par le « Nouveau mix 2030 » à 24 GW du précédent Bilan. Parmi les hypothèses de mix énergétique proposées par l'ADEME en 2016 pour 2050 (40%, 80%, 95% et 100% EnR), il convient d'en retenir une en particulier pour tracer la feuille de route du stockage d'électricité.

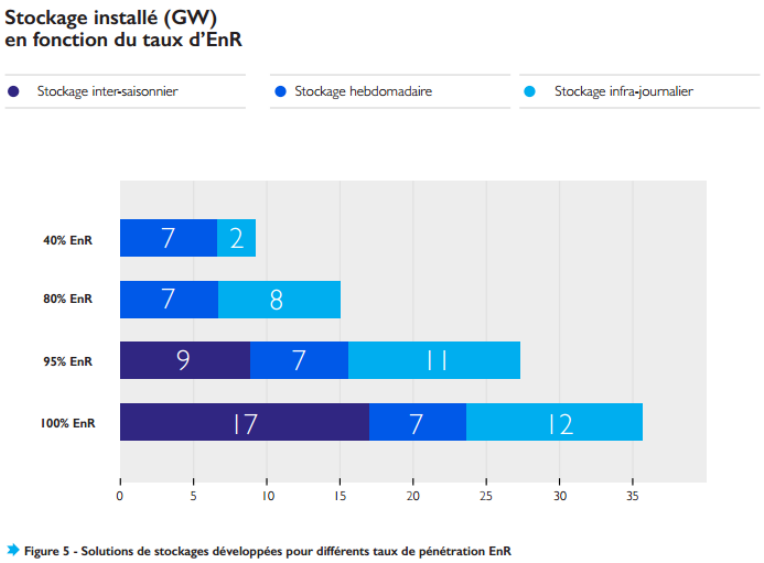

Figure 5 - Solutions de stockages développées pour différents taux de pénétration EnR

Enerplan a d'ailleurs remis sa contribution à l'élaboration de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Energie, en suggérant que les objectifs de la filière solaire soient portés à 25

GW à l'horizon 2023 et entre 40 et 45 GW à l'horizon 2028. Cette recommandation s'appuie sur le constat que les objectifs fixés juste après la loi sur la transition énergétique (20,2 GW en 2023) correspondaient au potentiel coût / développement de l'énergie solaire de l'époque, mai qu'entretemps la filière a largement démontré sa capacité et légitimité à prendre une place plus importante dans les PPE 2023 et 2028. Mais les défauts du système tarifaire et réglementaire actuel ont néanmoins freiné le développement de l'activité et retardé la réalisation de nombreux projets. La France en l'état actuel ne se donne pas les moyens d'être dans le peloton de tête - notamment sur le plan technique dans le déploiement de l'autoconsommation et du stockage.

4.1.3.Référentiel à destination des gestionnaires de réseau, développeurs et installateurs

La question se pose légitimement d'un cadre de bonnes pratiques pour la mise en œuvre de ces nouvelles solutions sur le marché français, qui demeurent aujourd'hui confidentielles au travers de quelques expérimentations smartgrids et installations chez des particuliers qui n'expriment pas une rationalité économique. Anticipant un plein essor à venir avec la compétitivité des batteries électrochimiques notamment, il conviendra rapidement pour contrôler l'impact que ces équipements auront sur le réseau et le système électrique d'une part et préserver les investisseurs d'autre part, de compléter rapidement la documentation actuelle sur le sujet : norme d'expérimentation XP C 15-712-3 « Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau de distribution », procédure Enedis-PRO-RES_78E précisant les « Conditions de raccordement des installations de stockage », ou éventuels autres documents non recensés.

4.1.4. Adaptation du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE)

Le TURPE 6 devra intégrer un soutien plus direct et important au stockage d'électricité, aujourd'hui pénalisé par la « double peine » d'un paiement à l'injection et au soutirage qui condamne notoirement le modèle d'affaires du stockage territorial. La transition énergétique et le déploiement des énergies distribuées requièrent prioritairement le déploiement d'actifs de stockage au niveau HTA qui est le plus contraint. Les évolutions favorables au stockage qui seront proposées pour les niveaux HTB ne devront pas créer de distorsions de concurrence avec des capacités raccordées en HTA.

4.1.5. Prescriptions en matière de stockage des futurs appels à projets TEP-CV

Si les négociations récentes entre le gouvernement et les collectivités à propos du précédent programme des Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte (TEP-CV) ont cristallisé les inquiétudes quant à leur financement, elles ont le mérite de faire valoir l'enjeu d'un véritable contenu de transition énergétique pour ces projets. Il serait très pertinent que les prochaines conventions s'appuient sur un cahier des charges intégrant les flexibilités requises sur les territoires candidats pour répondre à l'appellation « énergie positive » qui, soit dit en passant, implique que l'on parvienne à corréler production et consommation locale afin que la première satisfasse autant que possible la seconde. Parmi ces flexibilités, le stockage territorial tiendrait une place de choix sous la responsabilité d'acteurs spécialisés en pilotage d'actifs énergétiques avec consignes du gestionnaire de réseau de distribution. On retrouve là

l'esprit des expérimentations voulues au travers de l'article 199 de la loi de transition énergétique mais qui tardent à se matérialiser : faut-il pour cela que le gestionnaire de réseau, qui rémunérerait ces services, encourage ces mises en œuvre. Il est prévu en tout cas que le TURPE 5 donnera la possibilité à Enedis d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des projets relevant des réseaux intelligents, sous réserve que l'analyse coûts/bénéfices soit favorable.

4.1.6. Orientation des parties prenantes

Une concertation pleine doit être menée avec les différents acteurs du marché du stockage, au premier rang desquels les gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis, Entreprises Locales de Distribution) qui seront les donneurs d'ordre et rétributeurs des services de flexibilité offerts par le stockage. Les pouvoirs publics doivent veiller à la libéralisation de ce marché, selon recommandation de la commission européenne au travers du Winter Package. Seront associés à cette grande concertation d'intérêt national les représentants des : (i) collectivités propriétaires des réseaux et leurs syndicats d'électricité, (ii) porteurs potentiels de projets d'infrastructures énergétiques, (iii) prestataires en dimensionnement et pilotage d'actifs de stockage, (iv) financeurs (banques…) et assureurs pour appréhender cette nouvelle classe d'actifs, (v) producteurs, fournisseurs et consommateurs d'électricité pour mieux comprendre l'impact favorable du stockage afin d'assurer plus certainement de véritables circuits courts de l'électricité renouvelable.

4.2. Cadre spécifique au stockage individuel et collectif

4.2.1. Encourager les études et expérimentations

Nous citons à cet endroit l'étude proposée par Enerplan sur le territoire corse en 1.2.1.3, il en existe sans doute d'autres qui devront être mises à profit pour qualifier le bénéfice du stockage individuel pour la collectivité (économies pour le réseau électrique en plus du consommateur).

4.2.2. Faciliter les opérations de stockage au sein d'une autoconsommation collective

4.2.2.1. Etendre le concept géographique d'autoconsommation collective

La limite actuelle fixée pour l'autoconsommation collective est celle de l'aval du poste de transformation moyenne / basse tension, ce qui s'entend comme une limite éventuelle des dispositifs de comptage et une volonté de contrôler le déploiement de ces nouveaux modèles de consommation décentralisée. Il faudrait qu'Enedis précise dans quelle mesure le nouveau compteur Linky permettrait d'étendre l'autoconsommation au-delà de ce territoire restreint, en amont du poste susmentionné, permettant une meilleure mutualisation des actifs de stockage qui rejoindrait l'opération afin de la rendre encore plus optimale du point de vue économique pour la collectivité.

4.2.2.2. Aligner les statuts d'autoconsommation collective et individuelle

L'article D.315-5 du décret n° 2017-676 précise, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective comprenant une unité de stockage, l'obligation de

comptage des quantités stockées comme celles d'un consommateur final de l'opération et des quantités déstockées comme celles d'un producteur de l'opération. Ce régime dessert le développement de l'autoconsommation collective au profit de l'autoconsommation individuelle qui bénéficie d'un régime de « micro-TURPE », alors même que l'autoconsommation collective optimise davantage le dimensionnement des unités de production renouvelables.

4.3. Cadre spécifique au stockage territorial

4.3.1. Encourager les projets pilotes à l'échelle territoriale

Toutes les initiatives visant le rattrapage du retard français sur le stockage décentralisé doivent être pleinement soutenues par les pouvoirs publics, au travers de démonstrateurs permettant l'adaptation au système électrique national avec les parties prenantes que sont notamment les propriétaires et gestionnaires de réseaux. Mais comme l'initiative semble inhibée par des freins d'ordre technique, réglementaire, voire de défense de prérogative par certains gestionnaires de réseau, il est nécessaire que la puissance publique impose un certain nombre de réalisations pilotes par des appels à projets (nationaux ou/et régionaux) dédiés au stockage territorial dont les lauréats disposeraient d'un cadre de soutien pour rentabiliser leur investissement. Le choix des implantations résulterait d'une analyse des zones de congestion les plus critiques dans la perspective des plans territoriaux de développement durable (PCAET).

4.3.2. Faciliter la participation du stockage aux services système

La DGEC et la CRE doivent veiller à ce que le GRT ouvre plus aisément la participation d'actifs de stockage territorial aux services système, par une certification de classe et pas seulement en mode expérimental. Il convient d'interroger les détenteurs d'actifs de stockage opérant en régulation de fréquence sur d'autres marchés plus matures (cf le retour d'expérience en 1.2.2), pour savoir si les termes et conditions et la rémunération offerte par le GRT sont adaptés à l'émergence d'un modèle d'affaires en France.

4.3.3. Inciter le GRD à la contractualisation de services de flexibilité permettant de reporter les investissements réseau

La DGEC et la CRE veilleront à terme, après retour concluant des projets pilotes menés à l'échelle territoriale, à ce que le GRD engage régulièrement des appels d'offres pour sous-traiter la gestion de flexibilité par le stockage distribué. Le cahier des charges de ces consultations s'appuiera sur la définition du besoin issue d'un processus permanent de diagnostic des contraintes sur le réseau en collaboration avec les collectivités locales, et les critères de règles de l'art de l'opérateur de stockage que le référentiel visé en 4.1.3 aura permis d'établir.

4.3.4. Offrir un dispositif de soutien adapté

La difficulté réside dans la complexité même du modèle d'affaires du stockage territorial, qui à l'inverse des actifs de production n'adresse pas un seul marché par la vente d'électricité. Sont nécessaires pour sa rentabilité en plus de l'éventuel arbitrage d'achat-vente d'électricité (spread) : la participation au marché de capacité, de réserves de puissance, et les services de flexibilité auprès du GRD.

Un groupe de travail mêlant les futures parties prenantes du stockage territorial, du donneur d'ordre au prestataire de services en incluant le régulateur et les représentants du territoire, permettra de coconstruire le cadre d'amorçage idéal par un dispositif vraisemblablement de type « complément de rémunération » : sur base d'un revenu de référence nécessaire à la rentabilisation de l'actif sur une durée à définir, un complément serait versé au détenteur de l'actif selon une périodicité donnée si le revenu de référence n'était pas atteint sur la période sur les marchés visés.