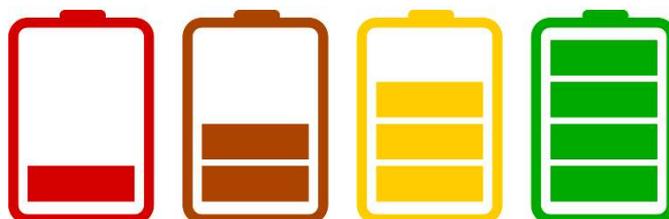


Le développement des systèmes de stockage d'électricité par batteries sur les territoires :

Quel positionnement des syndicats d'énergie en tant qu'autorités
organisatrices de la distribution d'électricité et conseillers des
collectivités territoriales ?

- Cas du département de la Mayenne -



Rapport de thèse professionnelle du mastère spécialisé

« Politiques et actions publiques pour le développement durable » (PAPDD)

Année universitaire 2024/2025

Gwladys BERNARD

Encadré par **François-Mathieu POUPEAU** de l'Ecole nationale des Ponts et Chaussées et de **Frédéric MICHEL** de Territoire d'énergie Mayenne pour le compte de **Territoire d'énergie Mayenne**.

Confidentialité : diffusion libre

L'Ecole des Ponts ParisTech, Agro ParisTech et Territoire d'énergie Mayenne n'entendent donner aucune approbation ni improbation aux thèses et opinions émises dans ce rapport ; celles-ci doivent être considérées comme propres à son auteur.

J'atteste que ce rapport est le résultat de mon travail, qu'il cite entre guillemets et référence toutes les sources utilisées et qu'il ne contient pas de passages ayant déjà été utilisés intégralement dans un travail similaire.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Richard CHAMARET, président de Territoire d'énergie Mayenne de m'avoir proposé de réaliser ma mission professionnelle sur la transition énergétique au sein du syndicat.

Merci à Emmeline BLONDEAU, Alexandra BORDEAU-POISSON, Christophe LEMARIE, Frédéric MICHEL et Pierrick TRANCHEVENT pour la richesse des échanges au cours de ces quelques mois. La compréhension des enjeux de la politique énergétique, des jeux d'acteurs et du fonctionnement des collectivités territoriales me sera précieuse. Je remercie plus globalement les agents de Territoire d'énergie Mayenne et de la Société énergie Mayenne pour les moments passés et leur accueil, qui ont grandement facilité mon intégration dans l'équipe.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à François-Mathieu POUPEAU, directeur de recherche au CNRS et professeur à l'Ecole des Ponts ParisTech. Par ses conseils avisés, il m'a guidé avec bienveillance, m'amenant à me poser des questions qui ont enrichi ma réflexion et donné plus de profondeur à ce travail.

En cette fin d'année de formation, je pense aussi à l'équipe et aux élèves du mastère spécialisé « politiques et actions publiques pour le développement durable ». Les enseignements, nos partages d'expériences et nos discussions ont été pour moi une source d'ouverture, d'inspiration et d'enrichissement professionnel et personnel. Je poursuis ma carrière, sans être tout à fait la même.

Table des sigles

ADEME :	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
aFRR :	automatic frequency restoration reserve (réserve secondaire)
AIE :	Agence internationale de l'énergie
AODE :	Autorité organisatrice de la distribution de l'électricité
AOLT :	Appels d'offres long terme
ATEE :	Association technique énergie environnement
BESS :	Système de stockage d'électricité par batteries
CCPE :	Commission consultative paritaire de l'énergie
CDPENAF :	Commission départementale de la préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers
CRE :	Commission de régulation de l'énergie
CURTE :	Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité
DDT :	Direction départementale des territoires
DGEC :	Direction générale de l'énergie et du climat
DREAL :	Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
ECS :	Eau chaude sanitaire
EnR :	Energie renouvelable
EPCI :	Etablissement public de coopération intercommunale
FNCCR :	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
FRC :	frequency containment reserve (réserve primaire)
ICPE :	Installations classées pour la protection de l'environnement
NAZA :	Nouvel automate de zone adaptatif
PCAET :	Plan climat-air-énergie territorial
PPE :	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PTF :	Proposition technique et financière
RNU :	Règlement national d'urbanisme
RTE :	Réseau de transport d'électricité - Société en charge de la gestion du réseau public de transport de l'électricité
S3REnR :	Schéma régional de raccordement au réseau des EnR
SDDR :	Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité
SDIS :	Service départemental d'incendie et de secours
SEM :	Société d'économie mixte
SRADDET :	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
STEP :	Station de transfert d'énergie par pompage
TEM :	Territoire d'énergie Mayenne
TURPE :	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
VE :	Véhicule électrique
ZAE :	Zone d'activité économique
ZAN :	Zéro artificialisation nette
ZNI :	Zones non interconnectées

Résumé

Ce rapport explore le rôle que peuvent jouer les syndicats d'énergie, en particulier Territoire d'énergie Mayenne (TEM), dans le développement des systèmes de stockage par batteries (BESS). Il répond à une commande de TEM, autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE), face à l'essor de projets de stockage, souvent initiés par des opérateurs privés. L'étude analyse les enjeux techniques, réglementaires, économiques et territoriaux liés à ces projets. Elle met en lumière les incertitudes sur les besoins réels en stockage et souligne les tensions entre rentabilité économique et intérêt général. Le rapport plaide pour un positionnement actif des syndicats d'énergie afin de garantir un développement cohérent avec les objectifs locaux de transition énergétique, l'aménagement du territoire, l'appropriation voire la participation locale. Il propose une grille d'analyse pour orienter les décisions locales et explore les leviers d'action des syndicats : conseil aux collectivités, participation directe ou via des SEM, régulation concertée avec les acteurs du système électrique. L'étude repose sur une large revue de la littérature existante et une série d'entretiens avec les parties prenantes nationales et locales.

Mots clés : Système de stockage par batteries stationnaires (BESS), Flexibilité du système électrique, Transition énergétique, Syndicats d'énergie, AODE (Autorité organisatrice de la distribution d'électricité), Aménagement du territoire, Energies renouvelables, Gouvernance locale

Abstract

This report explores the role that inter-municipal energy associations, particularly *Territoire d'énergie Mayenne* (TEM), can play in the development of battery energy storage systems (BESS). It responds to a request from TEM, the local electricity distribution authority (AODE), in light of the growing number of storage projects, often initiated by private operators. The study analyzes the technical, regulatory, economic, and territorial issues associated with these projects. It highlights the current uncertainties surrounding actual storage needs and underscores the tensions between economic profitability and the public interest.

The report advocates for an active role by local energy associations to ensure that storage development aligns with local energy transition goals, spatial planning priorities, and local engagement or participation. It offers an analytical framework to guide local decision-making and explores the range of tools available to these entities: advising municipalities, direct investment or participation via semi-public companies (SEM), and coordinated regulation with electricity system stakeholders. The study draws on a broad literature review and a series of interviews with national and local stakeholders.

Keywords: Battery Energy Storage Systems (BESS), Power System Flexibility, Energy Transition, Inter-municipal Energy Associations, Local Electricity Distribution Authority (AODE), Spatial Planning, Renewable Energy, Local Governance

Sommaire

Remerciements	3
Table des sigles	4
Résumé	5
Abstract	6
Sommaire	7
Introduction	8
Chapitre 1 - La commande de Territoire d'énergie Mayenne, un syndicat d'énergie engagé pour la transition énergétique du territoire	9
Chapitre 2 - La transformation du système électrique nécessite une augmentation des flexibilités à laquelle les batteries peuvent prendre part	13
Chapitre 3 - Le développement des batteries : d'une régulation centralisée à l'échelle du système électrique vers une régulation pour répondre aux contraintes du réseau local ?	23
Chapitre 4 - Quels enjeux liés au développement des batteries sur les territoires ? Quels leviers à la main des acteurs locaux ?	47
Chapitre 5 - Quel positionnement et quels modes d'action pour les syndicats d'énergie en tant qu'AODE et conseillers des collectivités territoriales ?	66
Conclusion	77
Bibliographie	78
Sommaire détaillé	79
Table des figures	82
Table des tableaux	83
Annexes	84

Introduction

La transition énergétique transforme en profondeur notre système électrique, portée par l'augmentation rapide de la part des énergies renouvelables, intrinsèquement variables et peu pilotables. Cette évolution rend la question des flexibilités de plus en plus cruciale pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Parmi les solutions émergentes, les systèmes de stockage par batteries se distinguent par leur facilité de déploiement et la baisse continue de leurs coûts de production, leur conférant une place croissante dans le paysage énergétique français.

Depuis un à deux ans, de nombreux développeurs recherchent des sites propices à l'implantation de batteries sur les territoires. Face à cette dynamique, les acteurs locaux – élus des collectivités territoriales, syndicats d'énergie, services déconcentrés de l'État – doivent encore s'approprier une technologie dont les usages sont émergents. Ils s'interrogent sur le fonctionnement concret de ces systèmes, les services qu'ils peuvent offrir, ainsi que sur les retombées positives et négatives qu'ils pourraient générer pour leur territoire.

Dans ce contexte, Territoire d'énergie Mayenne, en tant qu'autorité organisatrice de la distribution d'électricité et acteur majeur de la transition énergétique locale, souhaite jouer un rôle moteur dans le développement des systèmes de stockage par batteries. Son ambition est d'accompagner ce développement en tenant compte des préoccupations des élus locaux : soutien au déploiement des énergies renouvelables, intégration harmonieuse des projets dans le tissu local – qu'il s'agisse d'activité économique, d'agriculture, d'aménagement du territoire ou de préservation du cadre de vie – et recherche d'un partage équitable de la valeur créée au bénéfice du territoire. L'enjeu est bien de trouver un équilibre entre les impératifs du système électrique national et les attentes spécifiques des territoires.

Jusqu'à présent, la question des batteries a principalement été abordée sous l'angle du système électrique et de ses besoins. Ce mémoire propose de déplacer le regard : il s'agit, à partir d'une compréhension des régulations nationales et européennes qui encadrent le développement des batteries, d'analyser la manière dont ces dispositifs s'insèrent concrètement dans les territoires. Plus précisément, la problématique retenue est la suivante : dans quelles mesures et dans quelles conditions le développement des systèmes de stockage d'électricité par batteries est-il souhaitable sur les territoires ? En tant qu'autorités organisatrices de la distribution de l'électricité et conseillers des collectivités territoriales, quel rôle les syndicats d'énergie peuvent-ils jouer dans le développement de ces systèmes sur leur territoire ?

Pour répondre à ces questions, cette étude s'appuie sur une revue de la littérature technique, réglementaire et économique, ainsi que sur des entretiens menés auprès de l'ensemble des parties prenantes concernées. L'analyse s'organise en quatre temps : d'abord, le besoin en batteries à l'échelle nationale et les enjeux de planification ; ensuite, le modèle d'affaire des batteries, les services qu'elles peuvent rendre et leur rémunération ; puis, les stratégies d'implantation dans les territoires, les interactions et modes de régulation entre développeurs et acteurs des territoires ; enfin, le rôle spécifique du syndicat d'énergie et de son « bras armé », la société d'économie mixte, dans l'accompagnement et la structuration de ces nouveaux projets.

Chapitre 1 - La commande de Territoire d'énergie Mayenne, un syndicat d'énergie engagé pour la transition énergétique du territoire

I. Territoire énergie Mayenne et sa société d'économie mixte



Créé en 1947, Territoire Énergie Mayenne (TEM) est le **syndicat départemental de l'énergie**, des réseaux de gaz et d'électricité, regroupant la totalité des 240 communes de la Mayenne et deux établissements publics de coopération intercommunale (EPCI).

TEM exerce la compétence **d'autorité organisatrice de la distribution de l'électricité** (AODE) sur l'ensemble du territoire départemental dans le cadre d'un transfert de compétence de la part des communes. Le syndicat intervient également sur des missions qui lui sont confiées à titre optionnel par les communes ou les EPCI comme l'éclairage public, la mobilité électrique, l'achat groupé d'électricité, la maîtrise de l'énergie ou encore le développement des énergies renouvelables.

En tant qu'AODE, TEM est **propriétaire du réseau public de distribution d'électricité** en Mayenne et concède son exploitation au gestionnaire du réseau public de distribution, Enedis. Dans ce cadre, le syndicat contrôle la bonne exécution du contrat de concession, la qualité du service, la sécurité des ouvrages et réalise en propre, selon une répartition avec Enedis, une partie des travaux d'électrification, en particulier en zones rurales.

Tableau 1 : Territoire d'énergie Mayenne en quelques chiffres (données année 2023)

Nombre de communes adhérentes :	240
Réseau de gaz en propriété, concédé à GRDF et Primagaz :	1 076 km
Réseau électrique en propriété, concédé à Enedis :	15 837 km
Dépenses d'investissement annuelles :	23 M€ dont 81% de travaux sur les réseaux
Moyens humains :	33 agents

TEM accompagne et conseille les collectivités adhérentes sur les questions liées à l'énergie et à la transition énergétique.

Le syndicat fait partie de plusieurs réseaux dont :

- La **fédération nationale des collectivités concédantes et régies** (FNCCR), qui assure une représentation nationale et une mutualisation des compétences des AODE, et qui joue un rôle de coordination, de conseil juridique, technique et stratégique ;
- L'**entente régionale Territoire d'énergie Pays de la Loire**, qui fédère les quatre syndicats d'énergie départementaux, le conseil départemental de la Sarthe, également AODE, et la Région afin de porter des positions politiques communes sur la question de l'énergie et de résoudre collectivement des problématiques opérationnelles sur des questions complexes et innovantes.

TEM est un interlocuteur reconnu sur la transition énergétique à l'échelle du département.



Afin de renforcer son action en faveur de la transition énergétique, TEM a créé en 2021 une **société d'économie mixte (SEM)** baptisée Société énergie Mayenne. Cette société a pour objectif de porter des projets de production d'énergie renouvelable (photovoltaïque, méthanisation, bois-énergie, etc.) en partenariat avec des acteurs publics et privés. Elle permet une implication directe des collectivités dans le développement local de projets d'énergie renouvelable, tout en attirant des investissements extérieurs. Elle intègre les citoyens dans les projets pour recueillir leur adhésion, voire leur participation directe aux projets par le biais de financements participatifs. La Société énergie Mayenne illustre le modèle de gouvernance partagée promu par TEM, au service d'un développement énergétique durable, maîtrisé localement et en cohérence avec les politiques publiques territoriales.

Tableau 2 : La Société énergie Mayenne en quelques chiffres (données année 2023)

Actionnaires :	7 : TEM, Caisse des dépôts et consignations, Énergie partagée et 4 banques
Capital social :	7,7 M€
Projets :	15 MW de photovoltaïque, participation dans 1 parc éolien et 5 unités de méthanisation
Moyens humains :	7 agents

II. Commande et problématique

En tant qu'AODE et conseiller de ses collectivités territoriales adhérentes, TEM s'interroge sur les enjeux liés au stockage par batteries stationnaires et au rôle que le syndicat pourrait jouer dans son développement.

C'est pour cette raison que le syndicat commande la présente étude. Le contexte et les attentes sont ainsi formulés :

« Répondre aux besoins de sécurité d'approvisionnement à horizon 2030 peut nécessiter un développement massif des flexibilités et le stockage est un levier parmi d'autres pour assurer le bouclage du système électrique. »

En Mayenne, des communes sont démarchées par des porteurs de projets pour la création d'installations de stockage d'électricité. Bien que le besoin de flexibilité sur le réseau public soit de plus en plus nécessaire au regard de l'évolution de nos usages et de nos modes de production d'électricité, il n'en demeure pas moins qu'il nous apparaît indispensable de mesurer les impacts de ces projets dans nos territoires.

Ces projets sont envisagés sur des parcelles situées à proximité de postes sources ou des lignes HTA afin de réduire le coût de raccordement. Ces installations de stockage d'électricité peuvent nécessiter des surfaces de 1 à 3 hectares, avoir une capacité potentielle de stockage de 100 MW et sont composées généralement de batteries stockées dans des conteneurs maritimes. Ces installations présentent l'avantage d'une mise en place rapide étant donné qu'elles intègrent généralement des containers maritimes. Cependant, ces projets peuvent générer une imperméabilisation des sols qui invite à prendre le temps des études.

Sans cadre réglementaire précis, le développement de projets construit sur le seul intérêt

spéculatif d'achat/revente d'électricité, décorrélé de l'objectif initial de flexibilité sur le réseau électrique, pourrait amener des dérives.

Il nous semble primordial de :

- Permettre aux syndicats d'énergie, en qualité d'AODE, de maîtriser les atouts comme les faiblesses de ces dispositifs de stockage sur la qualité et la continuité de la distribution de l'électricité ;
- Conseiller les développeurs de projets à commencer leurs démarches en rencontrant les collectivités afin de maintenir une approche concertée et de transparence vis-à-vis des élus locaux (les syndicats d'énergie accompagnent les collectivités dans ces démarches) ;
- Envisager toutes les options, notamment l'opportunité d'un investissement public en matière de stockage d'électricité.

Cette étude dépassant l'échelle de la Mayenne, il est proposé de la conduire au niveau national avec les acteurs concernés et à partir d'études de cas en Mayenne. »

Sur la base de cette commande, nous proposons de formuler la **problématique** de la manière suivante :

Dans quelles mesures et dans quelles conditions le développement des systèmes de stockage d'électricité par batteries est-il souhaitable sur les territoires ? En tant qu'autorités organisatrices de la distribution de l'électricité et conseillers des collectivités territoriales, quel rôle les syndicats d'énergies peuvent-ils jouer dans le développement des systèmes de stockage d'électricité par batteries sur leur territoire ?

III. Méthode

L'étude vise à construire une **grille d'analyse** permettant au syndicat d'énergie de se positionner :

- Sur la **stratégie à adopter quant au développement du stockage sur leur territoire**, en lien avec les enjeux nationaux et locaux ;
- Sur **l'opportunité d'accompagner voire de participer aux projets de stockage** proposés ou à susciter.

L'étude s'appuie sur une **analyse normative et des dires d'acteurs**.

Elle porte sur plusieurs échelles :

- **Nationale** pour :
 - Le cadre législatif et réglementaire ;
 - L'organisation du marché du stockage d'électricité ;
 - Les régulations et les acteurs ;
- **Territoriale**, à partir d'études de cas en Mayenne et d'un élargissement à d'autres territoires pour :

- Les système d’acteurs sur le territoire ;
- Les régulations locales ;

La collecte des informations nécessaires à l’études s’appuie sur :

- Une **revue de la littérature technique, réglementaire, institutionnelle et académique**, notamment les publications d’acteurs publics dont la commission de régulation de l’énergie (CRE), les gestionnaires des réseaux publics de transport (réseau de transport d’électricité - RTE) et de distribution (Enedis) ou encore l’agence de l’environnement et de la maitrise de l’énergie (ADEME) ;
- Les données disponibles chez TEM, dont les **données sur les projets de stockage** par batteries existants ou en développement sur le territoire de la Mayenne ;
- La collecte **d’expertises et de dire d’acteurs** au travers d’entretiens avec l’ensemble des catégories d’acteurs concernés :
 - Des représentants de l’Etat : direction générale de l’énergie et du climat (DGEC) du ministère chargé de l’énergie, direction régionale de l’environnement, de l’aménagement et du logement (DREAL) Pays de la Loire, direction départementale des territoires (DDT) de la Mayenne ;
 - L’instance de régulation : CRE ;
 - Les gestionnaires du réseau public d’électricité : RTE et Enedis – représentants nationaux et territoriaux ;
 - Les représentants de collectivités : élus de communes, TEM, syndicats d’énergie des Pays de la Loire et de Bretagne et leurs fédérations régionales, FNCCR ;
 - Les acteurs privés : développeurs d’installations de batteries stationnaires, agrégateurs, cabinets de conseil spécialisés ;
 - Les associations impliquées dans le développement des énergies renouvelables ;
- **L’animation ou la participation à des échanges et réflexions** sur le développement des batteries stationnaires sur le territoire :
 - Le pôle départemental sur les énergies renouvelables, la commission consultative paritaire de l’énergie ;
 - Des réunions de l’Entente des syndicats d’énergie Pays de la Loire et du réseau SMILE¹ ;
 - Des réunions internes à TEM : réunion du bureau des élus, du comité de direction, de la commission et du service transition énergétique ;
 - Une réunion avec les référents énergies renouvelables des chambres d’agricultures Pays de la Loire.

Avertissement : Pour plus de lisibilité, les « systèmes de stockage d’électricité par batteries », aussi connus sous l’acronyme BESS pour *battery energy storage systems*, seront simplement appelés « **batteries** » dans les prochains chapitres de ce document.

¹ SMILE, pour SMart Ideas to Link Energies, est un projet déployé en régions Bretagne et Pays de la Loire afin de favoriser le déploiement des réseaux énergétiques intelligents et qui aborde les questions d’innovation et de nouvelles filières énergétiques. Le projet SMILE devrait cesser ses activités dans le courant de l’année 2025, essentiellement pour des raisons budgétaires.

Chapitre 2 - La transformation du système électrique nécessite une augmentation des flexibilités à laquelle les batteries peuvent prendre part

L'engagement de l'Europe et de la France à atteindre la neutralité carbone en 2050 nécessite une transformation profonde du système électrique. L'augmentation de la part des énergies renouvelables, variables et peu pilotables, dans le mix énergétique implique la recherche de nouvelles sources de flexibilité.

1. La transition énergétique nécessite une recherche de nouvelles flexibilités

Le système électrique doit à tout moment être en mesure d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production. La **flexibilité** est la capacité du système à répondre aux fluctuations de la consommation et de la production afin de garantir cet équilibre.

Le besoin de flexibilités recouvre différents niveaux, selon le pas de temps considéré :

- **Les services système** qui permettent d'assurer la stabilité du réseau à chaque instant en maintenant l'équilibre entre **puissance** injectée, liée à la production, et soutirée, liée à la consommation, mesurée en gigawatt (GW). L'objectif est de maintenir la fréquence et la tension dans une fourchette de valeurs précises. Si la fréquence sort de cette fourchette, le risque est un effacement partiel ou total du réseau, appelé black-out ; si la tension varie excessivement, on peut craindre une usure prématurée voire une destruction des appareils et des ouvrages du réseau. L'équilibrage repose sur les services système fournis par les réserves de puissance actionnées à la hausse ou à la baisse par le gestionnaire du réseau de transport, RTE ;
- **La sécurité d'approvisionnement** ou équilibre global entre les **quantités d'énergie** produites et consommées, mesurées en TWh, sur une période donnée. Elle peut s'apprécier sur l'année, mais doit aussi tenir compte de la saisonnalité de certains usages (éclairage, chauffage/froid, etc.) et de la variabilité non pilotable de la production, à la fois saisonnière (été/hiver) et infra-journalière (jour/nuit).

Auparavant essentiellement garantie par nos moyens de production nucléaires et thermiques, de nouvelles sources de **flexibilité** doivent être recherchées dans des moyens décarbonés :

- Le développement et la mobilisation des **interconnexions électriques** avec les autres pays européens ;
- L'activation des **flexibilités de la consommation** : effacement² des procédés industriels, pilotage des usages comme la charge de véhicules électriques (VE) ou l'eau chaude sanitaire (ECS), stockage d'hydrogène pour une utilisation industrielle ultérieure ;

² Une solution d'effacement désigne la capacité d'un consommateur à réduire temporairement sa consommation d'électricité sur demande, afin de contribuer à l'équilibre du réseau électrique lors des périodes de forte tension ou de pointes de consommation.

- L'ajustement des **centrales pilotables décarbonées** (nucléaires, hydrauliques, thermiques décarbonées) ;
- L'activation des **moyens de stockage**, dont principalement les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et les batteries.

Selon leurs caractéristiques, les solutions de flexibilités couvrent des besoins de l'équilibre offre-demande à différents horizons de temps (voir Figure 1). Les pouvoirs publics travaillent à la constitution de **bouquets de flexibilité** permettant de couvrir l'ensemble de ces besoins, en jouant sur la complémentarité des différentes solutions technologiques mobilisables.

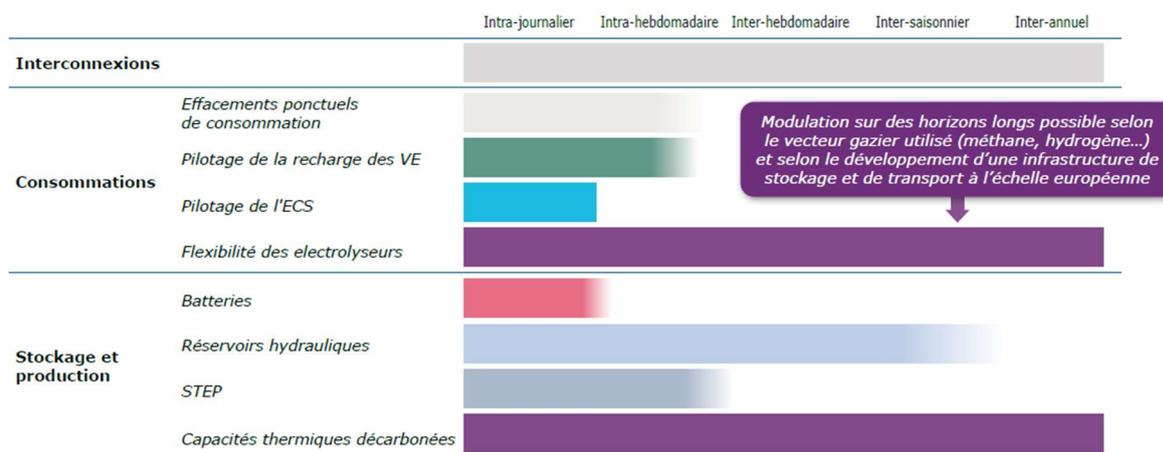


Figure 1 : Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquelles elles agissent (RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022).

Les **batteries** ont des caractéristiques qui leur permettent :

- De stocker de l'énergie pendant quelques dizaines d'heures avant que les pertes ne soient trop importantes ;
- D'injecter l'énergie stockée sur une période relativement courte : les progrès technologiques ont permis d'augmenter les durées d'injection pour une même puissance passant d'une heure pour les premières générations de batteries raccordées à actuellement deux, voire quatre heures ;
- De déclencher l'injection très rapidement en moins d'une seconde.

Ces caractéristiques en font de bonnes candidates pour participer aux flexibilités infra-journalières ou journalières. Leur coût et leur rendement les rendent particulièrement **compétitives sur le marché des services système et pour la sécurité d'approvisionnement, sur un pas de temps court.**

Les progrès technologiques ont permis une amélioration sensible de la performance des batteries, des progrès sont encore attendus. L'allongement de la durée d'injection des batteries par exemple permet d'étendre le nombre de marchés sur lesquels les batteries peuvent se positionner.

Qu'est-ce qu'un système de stockage d'électricité par batterie ?

Les **BESS** (*Battery Energy Storage Systems*) sont des systèmes de stockage d'électricité reposant sur l'usage de batteries électrochimiques, généralement au lithium-ion, qui présentent l'avantage d'un rendement énergétique élevé compris entre 85 et 95%.

Les BESS se présentent souvent sous la forme de conteneurs maritimes qui abritent des unités de batteries regroupées en modules, un système de gestion de l'énergie qui contrôle la charge/décharge, des onduleurs pour la conversion du courant continu en courant alternatif, un système de refroidissement et de sécurité incendie.

La capacité d'un BESS est exprimée en MWh (énergie stockée) et sa puissance en MW (puissance délivrée à un instant donné).

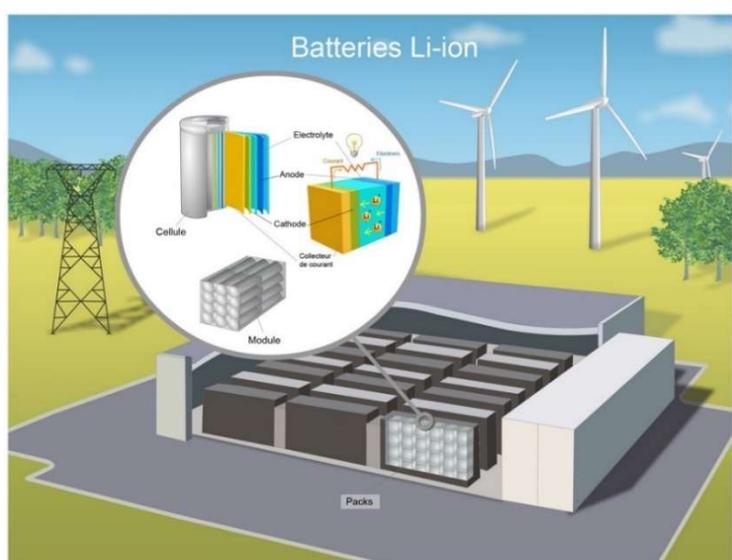


Figure 2 : Composition d'une batterie Lithium-ion (CEA / C. Beurtey).

La technologie largement dominante aujourd'hui est la batterie lithium-ion, notamment dans sa version lithium-fer-phosphate, appréciée pour sa haute densité énergétique, sa longévité (jusqu'à 3000 cycles) et sa sécurité. Face à la pression sur les ressources critiques (lithium, cobalt, nickel) et à la nécessité de solutions plus durables, plusieurs alternatives émergent. Les batteries sodium-ion, contenant du sodium abondant et peu coûteux, auraient un impact environnemental réduit, tout en ayant un niveau de sécurité et de performance satisfaisante. Si leur densité énergétique, inférieure à celle du lithium-ion, constitue un handicap pour la mobilité électrique, elles pourraient être une alternative pour les batteries stationnaires.

Les batteries sont une solution technologique pouvant répondre aux besoins de flexibilité.

Elles sont complémentaires de certaines solutions de flexibilité comme les réservoirs hydrauliques, les capacités thermiques décarbonées ou l'électrolyse permettant le stockage sous forme d'hydrogène ou de méthane.

Elles sont concurrentes d'autres solutions comme les STEP – dont le potentiel de développement supplémentaire en France est limité– et les flexibilités de la consommation comme les effacements ponctuels de consommation industrielle, tertiaire ou résidentiel ou le pilotage de certains usages comme le stockage d'eau chaude sanitaire ou la charge des véhicules électriques.

II. Les batteries sont envisagées comme une solution de flexibilités, dont l'objectif de développement n'est pas chiffré

L'atteinte des objectifs européens et nationaux de décarbonation nécessite de planifier la transition énergétique. Pour cela, les pouvoirs publics s'appuient sur des études prospectives afin d'éclairer les choix politiques, traduits dans des documents de planification.

II.1 Un besoin estimé entre 0 et 30 GW de batteries selon le scénario prospectif retenu

Au cours des dernières années, des études prospectives ont été menées par différents acteurs de la transition écologique et énergétique (voir Figure 3) :

- L'ADEME a publié « **Transition(s) 2050** » en 2021, étude actualisée en mars 2024, qui présente quatre "chemins types" avec des options économiques, techniques et sociétales contrastées pour conduire la France à la neutralité carbone en 2050 ;
- RTE a publié « **Futurs énergétiques 2050** » en octobre 2021, complétée en février 2022, qui présente les besoins d'évolution du système électrique français selon six scénarios faisant varier des hypothèses de consommation - sobriété, réindustrialisation - et de mix énergétique - parts relatives des énergies renouvelables et du nucléaire -. L'édition 2023 du « **Bilan prévisionnel pluriannuel 2023-2035** » de RTE actualise la première période de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».
- L'association négaWatt a également travaillé sur un scénario prospectif, appelé « **Scénario négawatt 2022** ».

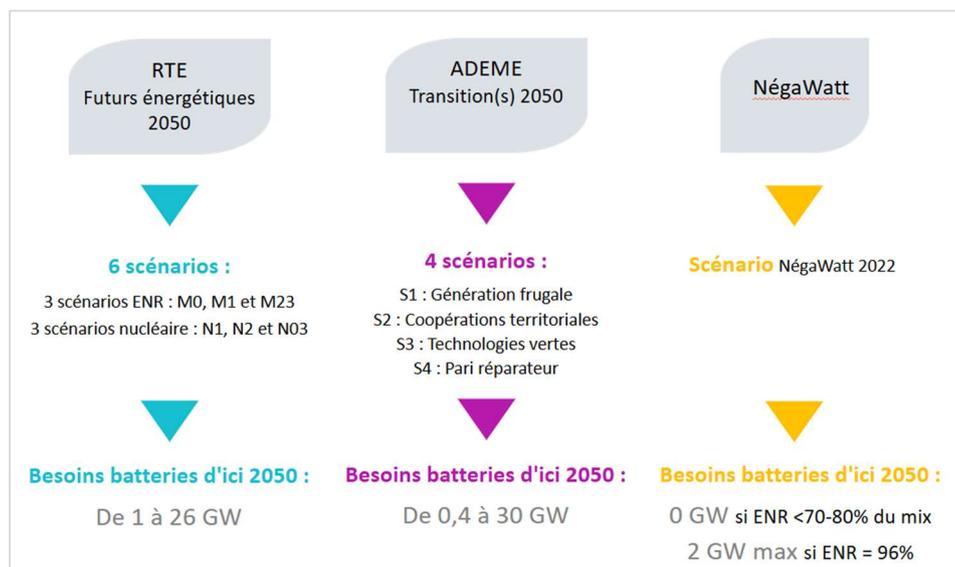


Figure 3 : Les besoins en batteries dans les scénarios prospectifs à 2050 de négawatt (2022), RTE (2022) et ADEME (2024).

Ces études montrent que les objectifs de décarbonation sont atteignables, y compris en prenant en compte les ambitions de réindustrialisation de la France. Cependant, avec l'électrification des usages et l'augmentation de la consommation qui en résulte, la décarbonation implique une modification de notre système électrique, tant au niveau de la production, des réseaux d'électricité que des solutions de flexibilité à mobiliser.

L'étude Futurs énergétiques 2050 (RTE, 2022), la plus orientée sur la transformation du réseau électrique, présente six scénarios décrits en Annexe 1 qui peuvent être résumés ainsi :

Tableau 3 : Synthèse des 6 scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » (RTE, 2022).

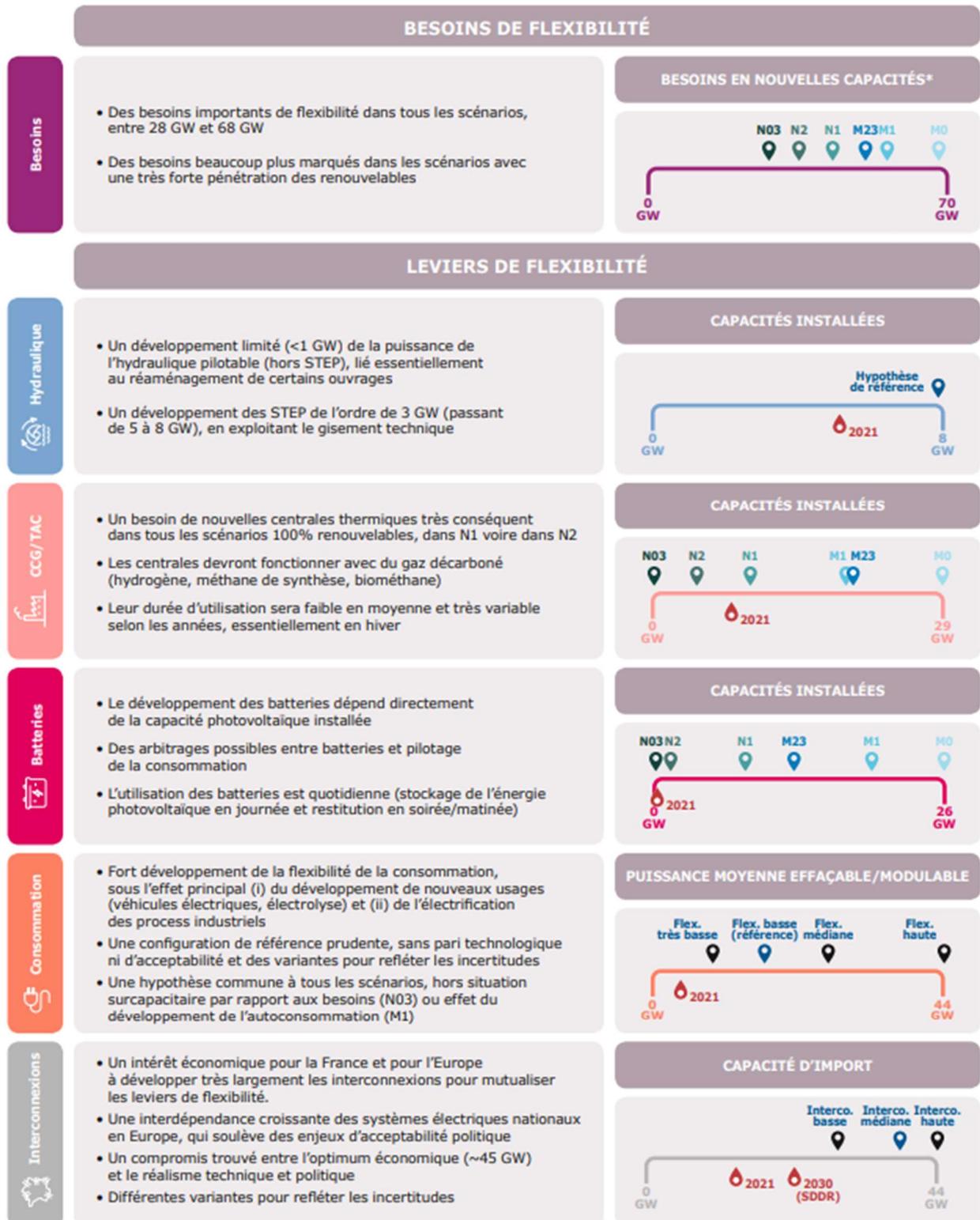
Sans nouveau nucléaire			Avec nouveau nucléaire		
M0	M1	M23	N1	N2	N03
100% EnR dès 2050	EnR répartition diffuse	EnR grands parcs	EnR + 13 GW nouveau nucléaire	EnR + 23 GW nouveau nucléaire	50% EnR + 28 GW nouveau nucléaire

Selon le scénario considéré (voir Figure 4), les besoins de **flexibilité** du système électrique français à l'horizon 2050 se situent **entre 28 à 68 GW**, avec un besoin d'autant plus élevé que la part des énergies renouvelables est importante dans le mix énergétique.

Le besoin en **batteries** pour participer à la flexibilité est compris **entre 1 et 26 GW**. L'étude précise que ce besoin est dépendant :

- Du développement de la production photovoltaïque qui génère une pointe de production importante en milieu de journée, qui pourrait être absorbée par les batteries pour une réinjection en début de soirée, au moment où la consommation est importante ;
- Du développement de la flexibilité de la consommation, qui rend le même service que les batteries, en déplaçant de quelques heures des pointes de production ou de consommation.

L'édition 2023 du bilan prévisionnel 2023-2035 estime un besoin de batteries intermédiaire en 2030 entre 0 et 20 GW.



* Les besoins en flexibilité sont exprimés en GW « parfaits » (100% disponibles et sans contraintes d'activation)

Figure 4: Synthèse des besoins de capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2050 (RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022).

Concernant les autres exercices prospectifs :

Les prospectives de l'ADEME se rapprochent de celles de RTE : selon le scénario considéré, le besoin en batteries stationnaires est au maximum **30 GW** (ADEME, 2021).

Dans son « **scénario négaWatt 2022** », l'association négaWatt considère que des batteries supplémentaires ne sont nécessaires que si la part d'énergies variables dépasse 70 à 80% du mix électrique. Les besoins en batteries sont estimés à **2 GW** en 2050 pour un scénario avec un mix énergétique constitué à 96% d'énergies renouvelables (Association négaWatt, 2022). Ce besoin en batteries, nettement inférieur à celui des scénarios de l'ADEME et de RTE, est possible grâce à des objectifs plus ambitieux de sobriété, d'efficacité et de développement de l'électrolyse (hydrogène ou méthanation), et faisant un pari sur les progrès technologiques et de développement de ces filières.

Les exercices prospectifs concluent à des besoins en batteries très variables selon la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2050 et la part des batteries parmi les solutions de flexibilité mobilisées.

Selon le scénario considéré, le besoin en batteries pourrait être satisfait avec la puissance de 1,2 GW déjà raccordés au réseau public d'électricité en 2025 ou nécessiter d'être multipliée par 25.

Le cas particulier des zones non interconnectées (ZNI)

La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et Mayotte ne sont pas, ou de façon limitée, connectées au réseau électrique continental. Ces territoires produisent historiquement leur électricité à partir de sources fossiles coûteuses et fortement carbonées. Elles ont engagé des transitions énergétiques ambitieuses intégrant de manière croissante des énergies renouvelables variables qui augmentent le besoin de flexibilité et de sécurité d'approvisionnement. Dans ces systèmes non interconnectés, le stockage par batteries est une solution particulièrement pertinente pour garantir la stabilité du réseau et éviter les ruptures d'approvisionnement.

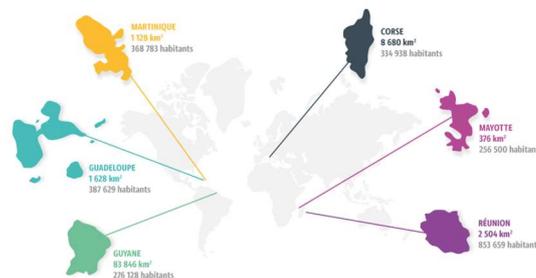


Figure 5 : Les zones non interconnectées françaises (Programme SEIZE, 2025).

La prise en compte de ces enjeux se traduit par des PPE spécifiques à chaque ZNI, qui fixent des objectifs élevés de développement des énergies renouvelables et de capacités de stockage adaptées aux contraintes locales. En l'absence de mécanismes de marché permettant de valoriser les services système, la puissance publique accompagne les projets de stockage au travers de l'ouverture de guichets.

Le cas des ZNI n'est pas traité dans notre étude.

II.2 Les documents de planification ne fixent pas d'objectif de développement des batteries

La politique de l'énergie est constituée de choix techniques et politiques, inscrits dans des documents de planification à plusieurs échelles spatiales : la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) à l'échelle nationale, les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) à l'échelle régionale et les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) à l'échelle des EPCI.

Au niveau national, la **programmation pluriannuelle de l'énergie de deuxième génération (PPE 2)** actuellement en vigueur, a été adoptée le 21 avril 2020 et couvre la période 2019-2028. Elle fixe pour objectif de poser les prérequis au développement des batteries : mesures pour la recherche, le développement et l'expérimentation et définition d'un plan industriel pour la production de batteries notamment.

Le projet de **PPE de troisième génération (PPE 3)**, récemment soumis à consultation et en cours de validation, couvre les périodes 2025-2030 et 2031-2035.

Sur la base des études de RTE (Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024), le projet de PPE3 présente la notion de « bouquets de flexibilité » pour couvrir les besoins de flexibilités à l'horizon 2030 (voir Figure 6). Les scénarios envisagés comprennent le développement de la flexibilité de la consommation et de moyens complémentaires. Le bouquet de référence comprend 6 GW de puissance de batterie à l'horizon 2030, sans toutefois en faire un objectif.

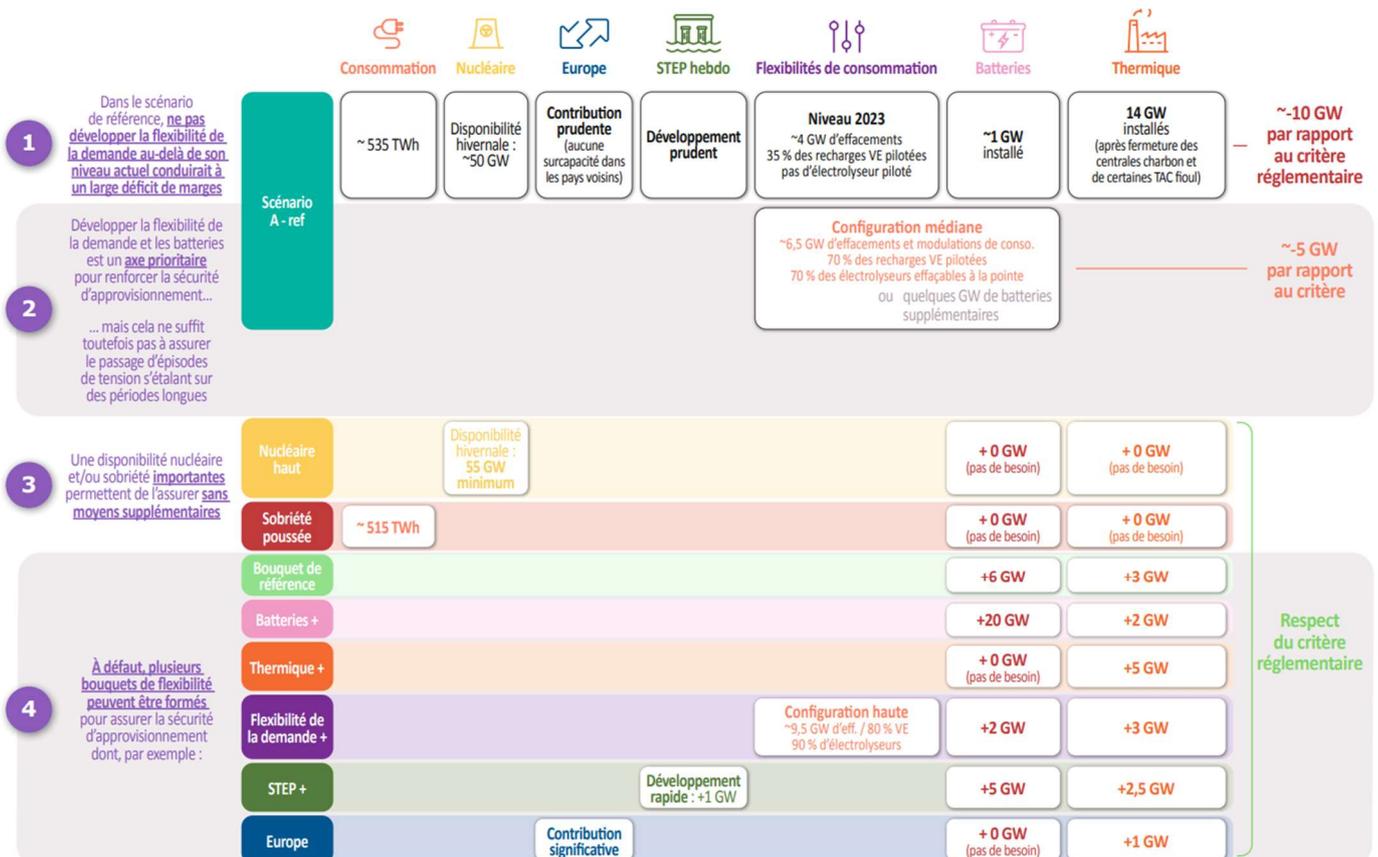


Figure 6 : Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents "bouquets de flexibilité" possibles (RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024).

Le projet de PPE 3 prévoit des actions en faveur du développement des flexibilités pour :

- Poursuivre les travaux d'identification d'objectifs et mesures relatifs aux flexibilités ;
- Elaborer un « plan de passage à l'échelle des flexibilités de la demande » en renforçant les incitations économiques au pilotage et au positionnement de la consommation : modulations du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), adaptation des offres tarifaires, incitation ou obligation pour le pilotage de nouveaux équipements, encouragement d'outils numériques favorisant la modulation de la consommation, etc. ;
- Adapter le cadre réglementaire et économique du développement des STEP ;
- Continuer à développer les interconnexions et fixer de nouveaux objectifs.

Aucune action spécifique n'est prévue en faveur du développement des **batteries**. Le projet de PPE3 précise : « *Le développement des batteries se fera dans le cadre des marchés de l'électricité et du marché de capacité. Ce cadre pourra évoluer afin de permettre le développement de l'ensemble des flexibilités, y compris le stockage par batteries* » (Ministère chargé de l'énergie, 2024).

A **l'échelle nationale**, les pouvoirs publics travaillent sur des bouquets de flexibilité, sans fixer d'objectif sur la part à occuper par les batteries. Ils adoptent à ce stade une **posture d'observation** du fonctionnement des marchés et de leur effet sur le développement de la filière batteries, au même titre que sur les autres moyens de flexibilité. Une **intervention publique** pourrait être envisagée en temps voulu, si elle s'avérait nécessaire.

L'absence de planification des besoins en batteries est différemment appréciée par les acteurs. Certains, comme ce représentant d'un syndicat départemental d'énergie, la considèrent comme une source **d'incertitude** : « *Sans feuille de route, ça laisse beaucoup d'interrogations sur les territoires et l'ambiguïté de savoir si les batteries sont vraiment d'intérêt public ou pas* ». D'autres acteurs la considèrent comme **l'opportunité** de développer des solutions de **flexibilité plus vertueuses**, comme cet expert national du stockage travaillant dans la sphère publique : « *L'Europe pousse parce qu'il y a des lobbys extrêmement importants qui aimeraient qu'on grave dans les politiques des objectifs de batteries. Moi je pense qu'on n'a pas à dire a priori quel est le meilleur levier de flexibilité. [...] D'autant que je ne suis pas certain que la flexibilité de la consommation soit plus compliquée à mettre en œuvre. En tout cas, au niveau environnemental, elle est de loin la meilleure.* »

A **l'échelle territoriale**, le SRADDET Pays de la Loire, approuvé en février 2022, et les PCAET approuvés ou en cours d'élaboration en Mayenne définissent des objectifs de développement des énergies renouvelables, sans évoquer la question du stockage. Le stockage par batteries stationnaires n'est pas identifié comme un sujet à enjeu pour les territoires, ou ne l'était pas encore au moment de l'élaboration de ces documents.

La politique nationale de l'énergie, portée par la PPE, fixe des objectifs de flexibilité, sans fixer la part à occuper par les batteries.

Parmi les flexibilités à l'échelle infra-journalière ou journalière, les acteurs publics (CRE, DGEC, RTE, ADEME) considèrent que la flexibilité de la consommation doit être mobilisée de manière

prioritaire, le stockage devant constituer un moyen d'ajustement.

A ce sujet l'ADEME écrit en mars 2025³ : « La flexibilité de la consommation, plus efficace économiquement et environnementalement, devrait ainsi permettre de minimiser les besoins de stockage. Le stockage stationnaire dédié (batterie, STEP ...) sera réservé aux services au réseau pour lesquels une flexibilité consommateur ne sera pas suffisante (par des contraintes d'acceptabilité sociale ou de faisabilité technique). »

Les moyens de régulation qui pourraient permettre de développer la flexibilité de la consommation face au développement des batteries sont à la main d'acteurs européens, nationaux mais aussi des acteurs locaux qui ont leur part à jouer dans la promotion de la flexibilité de la consommation.

Quelle empreinte environnementale des batteries ?

Les batteries stationnaires ont un **impact environnemental** à toutes les étapes de leur cycle de vie : fabrication, exploitation et démantèlement. Selon l'étude d'impact du projet de batteries de La Tille, dans le Doubs (Harmony energy France, 2023), une installation de 85 MW / 170 MWh génère environ 29 364 tonnes équivalent CO₂. La majeure partie de ces émissions (90 %) provient de la phase de fabrication, notamment de **l'extraction des matières premières et de la production des modules de batteries**.

Le développement de cette filière soulève également la question de l'exploitation des **métaux dits critiques**. La technologie lithium-ion, dominante aujourd'hui, repose principalement sur le cobalt, le lithium et le nickel. Ces ressources, jugées stratégiques par l'Union européenne, posent des **enjeux environnementaux et géopolitiques** importants, car elles sont en grande partie importées de pays extérieurs à l'Europe.

Pour limiter l'empreinte environnementale des batteries, **l'Union européenne** a adopté un **cadre réglementaire renforcé**. Le règlement (UE) 2023/1542, entré en vigueur en juillet 2023, fixe des objectifs ambitieux : d'ici 2027, 50 % du lithium contenu dans les batteries devra être **recyclé**, puis 80 % en 2031. Le texte impose aussi un taux minimal de métaux recyclés dans les nouvelles batteries et encadre la **réutilisation** des batteries dites « de seconde vie ».

La réutilisation des batteries issues de la mobilité électrique pour des usages stationnaires représente une piste prometteuse. Toutefois, le modèle économique reste encore peu attractif pour les systèmes de stockage raccordés au réseau, même si des initiatives existent dans le résidentiel ou l'industrie

Pour réduire la pression sur les ressources critiques, l'ADEME encourage le développement de **technologies alternatives** pour le stockage stationnaire. Contrairement à la mobilité électrique, ce secteur n'est pas contraint par des exigences de compacité ou de légèreté, ce qui ouvre la voie à des systèmes basés sur d'autres matériaux, potentiellement moins dépendants des chaînes d'approvisionnement mondiales.

Malgré ces évolutions, l'impact environnemental des batteries reste aujourd'hui nettement **supérieur à celui de la flexibilité de la consommation**, qui peut être considérée comme quasiment neutre.

³ ADEME, Avis d'expert : flexibilité du système électrique, mars 2025

Chapitre 3 - Le développement des batteries : d'une régulation centralisée à l'échelle du système électrique vers une régulation pour répondre aux contraintes du réseau local ?

I. Un développement très dynamique depuis 2020

Quasiment inexistantes sur le réseau public d'électricité français jusqu'en 2019, les batteries stationnaires se sont **fortement développées à partir de 2020**. Ce développement est permis par une **baisse significative des coûts de production**, conséquence des efforts de recherche et développement et de l'industrialisation de la production de batteries au lithium-ion, en lien avec le développement de la mobilité électrique. Selon l'Agence internationale de l'énergie, le coût des batteries au Lithium-Ion a baissé de 90% entre 2010 et 2024 (International energy agency, 2024). Cette baisse semble se poursuivre à un rythme élevé puisque, selon un bureau d'étude spécialisé interrogé dans le cadre de l'étude : « *Le coût de production des batteries stationnaires a encore baissé de 40% au cours des 18 derniers mois* ».

A partir de 2020, avec la baisse des coûts de production et leurs caractéristiques techniques, les batteries deviennent une solution de flexibilité compétitive pour l'équilibrage du système électrique et la sécurité d'approvisionnement. Les pouvoirs publics leur donnent l'accès à certains services, favorisant ainsi leur développement :

- A la réserve primaire en 2017 et à la réserve secondaire en 2024⁴ ;
- Au mécanisme de capacité⁵ et au lancement en 2019 d'un « appel d'offre long terme » (AOLT) ouvert aux solutions d'effacement de la consommation mais aussi au stockage par batterie. La rémunération, garantie pour une période de 7 ans, a pour conséquence le développement des premiers projets de batteries de taille importante grâce à la sécurisation d'une partie des revenus (voir exemple en Annexe 3).

Depuis 2020, les batteries stationnaires se développent rapidement sur les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en France comme le montre la Figure 7.

En **janvier 2025, 514 installations de batteries stationnaires** sont raccordées au réseau électrique de France continentale⁶, **pour une puissance de 1,16 GW** (ODRE, 2025) :

- Sur le **réseau public de distribution**, géré principalement par Enedis : **494 installations** représentent une puissance totale de **762 MW**, il s'agit d'installation d'une puissance comprise entre 1 et 14 MW ;
- Sur le **réseau public de transport**, géré par RTE : **20 installations** représentent une

⁴ Les réserves primaires et secondaires constituent les services système qui permettent de régler la fréquence sur le réseau d'électricité (voir Chapitre 3 -II.2).

⁵ Le mécanisme de capacité permet de sécuriser l'approvisionnement électrique lors des périodes de pointe de consommation hivernale (voir Chapitre 3 -II.4).

⁶ Hors zones non interconnectées (ZNI) : DOM et Corse

puissance totale de **398 MW**, ces installations ont des puissances plus importantes, comprises entre 5 et 105 MW.

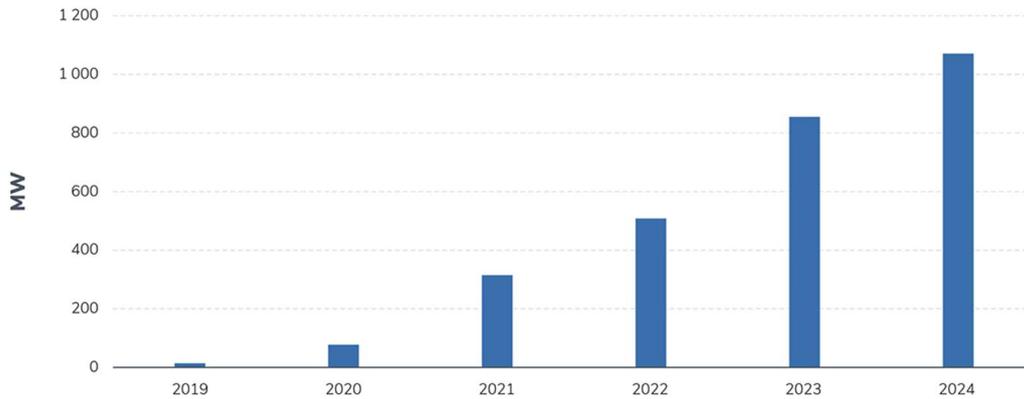


Figure 7 : Evolution de la puissance totale des batteries installées sur le réseau public d'électricité français (RTE, 2025).

La répartition géographique des batteries sur le territoire n'est pas uniforme, comme le montre la Figure 8. Elles sont plus nombreuses dans la moitié Nord et dans l'Ouest de la France, là où le dimensionnement du réseau public d'électricité a permis jusqu'à présent un **raccordement de batteries sans limitation de puissance** (voir Chapitre 3 -III.1).

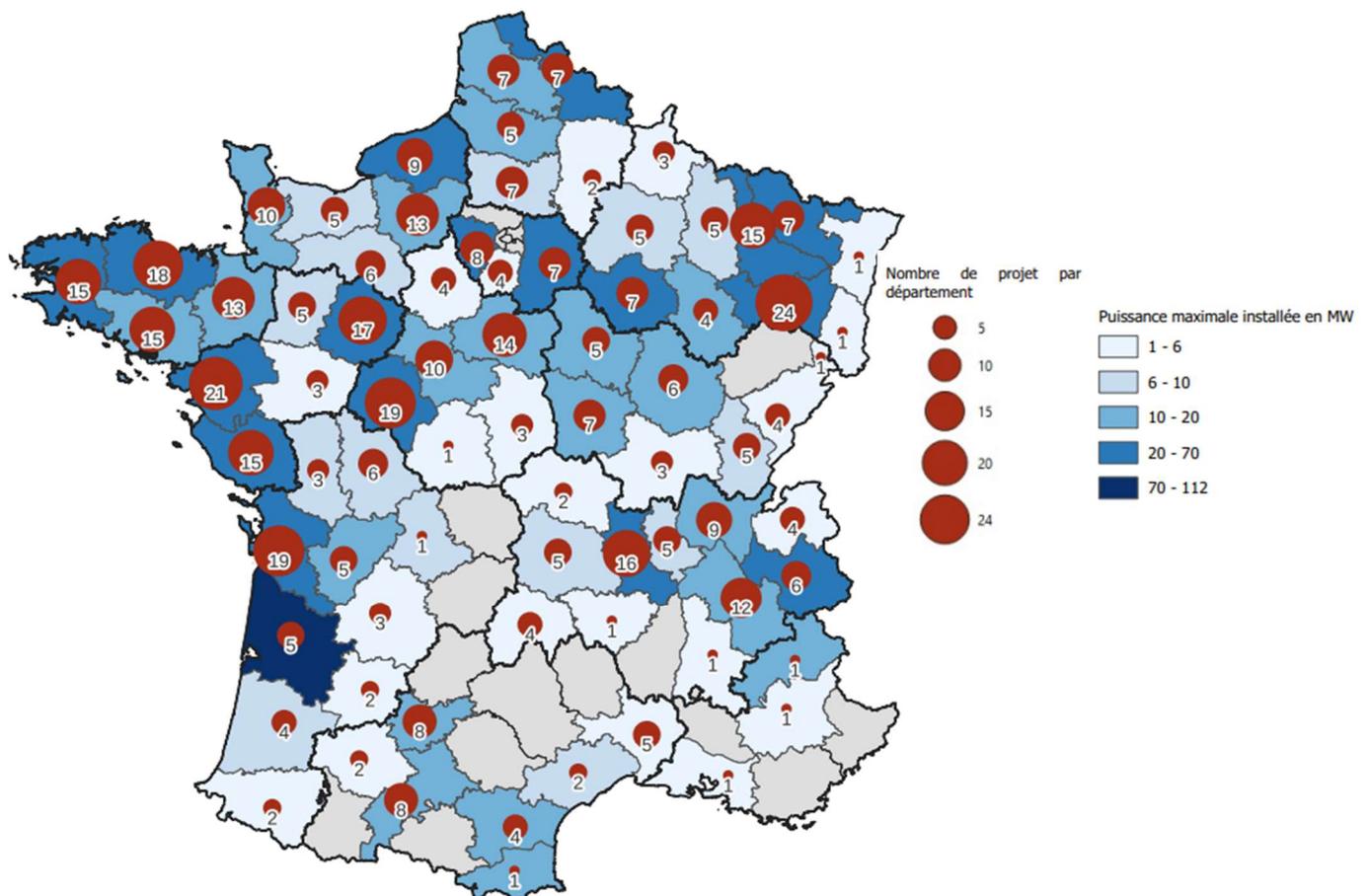


Figure 8 : Localisation des batteries stationnaires en France continentale en nombre et en puissance en janvier 2025. Source des données : ODRE – Open Data Réseaux énergie janvier 2025, BDTopo IGN 2025. Réalisation carte : TEM, mai 2025.

A l'heure actuelle, la dynamique des demandes de raccordement des batteries **s'amplifie** encore. Selon RTE, plus de 7 GW de projets avaient réservé leurs droits d'accès au seul réseau de transport d'électricité fin 2024 (RTE, Schéma décennal de développement du réseau, 2025). RTE évoque le chiffre de 15 GW de demandes de raccordement en cours d'instruction sur les réseaux de transport et de distribution confondus, tout en précisant que l'ensemble des demandes n'aboutiront pas.

Devenue une solution de flexibilité compétitive, les batteries stationnaires connaissent un développement très dynamique en France, en Europe et dans le monde, qui semble devoir se poursuivre à court et moyen termes.

Le développement des batteries dans le monde et en Europe

Le développement des batteries stationnaires connaît une croissance rapide à l'échelle mondiale, porté par le besoin croissant de flexibilité face au développement des énergies renouvelables. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la capacité globale de batteries installée dans le monde à la fin 2023 est **d'environ 90 MW**, dont environ 40 GW installés au cours de l'année 2023 (International energy agency, 2024).

En Californie, en Chine et en Australie, le déploiement est soutenu par des mécanismes incitatifs et une valorisation croissante des services système.

En Europe, le Royaume Uni et l'Allemagne dans une moindre mesure ont largement développé leur parc de batteries : le Royaume Uni afin d'assurer l'équilibrage de son réseau non interconnecté au reste de l'Europe et l'Allemagne du fait de la forte proportion des énergies renouvelables dans son mix énergétique.

La France est en troisième position pour les batteries déjà raccordées au réseau (voir Figure 9). Nos besoins en flexibilité sont relativement moins importants que chez nos voisins européens du fait de la forte présence du nucléaire et du bon niveau d'interconnexion permis par notre position centrale en Europe.

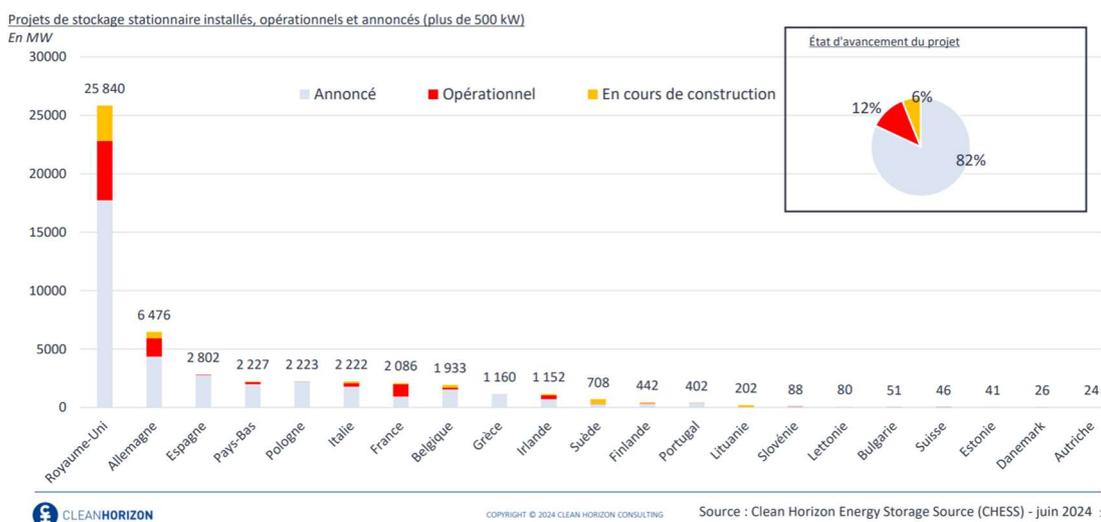


Figure 9 : Situation actuelle et perspectives de développement des batteries stationnaires en Europe (CleanHorizon, 2025).

II. D'un modèle actuel basé sur des services rendus au système électrique et au marché de l'électricité ...

En France, les batteries sont aujourd'hui rémunérées principalement sur les services systèmes et, dans une moindre mesure, sur l'achat-revente de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité.

II.1 L'achat-revente de l'électricité sur les marchés de gros

Les batteries stationnaires peuvent participer au marché de gros de l'électricité en pratiquant l'achat-revente, aussi appelé arbitrage marché ou trading. Le principe est d'acheter des **produits spot – intraday ou day ahead**⁷ - lorsque les prix sur le marché sont bas, de stocker l'électricité puis de la revendre lorsque les prix sont plus élevés.

L'évolution des caractéristiques du marché de l'électricité rend cette pratique de plus en plus rémunératrice du fait :

- **De la volatilité quotidienne des prix du marché :**

L'achat-revente de l'électricité est d'autant plus rentable que l'écart entre le prix minimum et le prix maximum de chaque journée, appelé spread quotidien, est important. La Figure 10 montre que la volatilité des prix a fortement augmenté entre 2019 et 2024. Le spread quotidien moyen est passé de 27 €/MWh en 2019 à 57 €/MWh en 2024, soit une multiplication par trois en 5 ans.

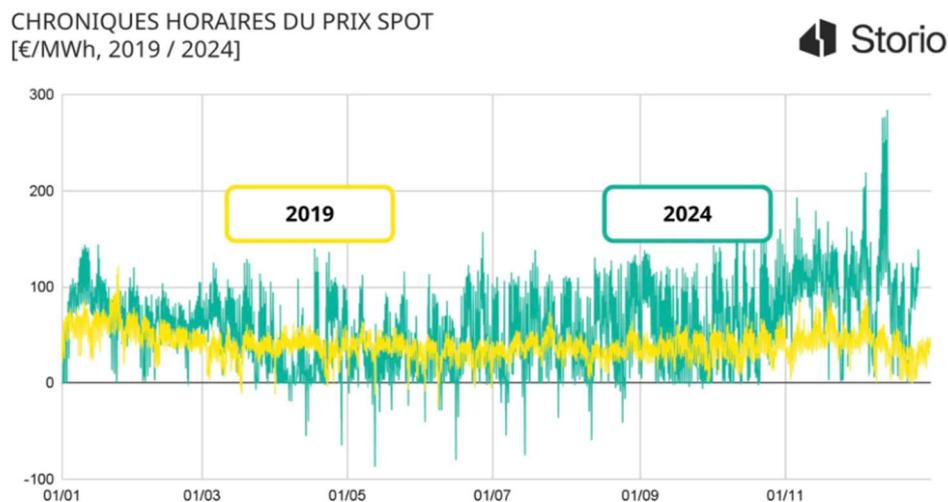


Figure 10 : Evolution du prix de l'électricité sur le marché spot entre 2019 et 2024 (Société Storio energy, 2025).

- **De l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs :**

Les prix de l'électricité nuls ou négatifs sur le marché spot ont fortement augmenté pour atteindre 550 h en 2024 (voir Figure 11). Les prix négatifs sont la conséquence d'une surabondance d'offre d'électricité par rapport à la demande : certains producteurs acceptent alors de payer pour

⁷ Le marché de gros de l'électricité est composé de trois marchés : intraday dont les transactions concernent la journée en cours, day ahead dont les transactions concernent la journée du lendemain et moyen/long terme qui couvrent des horizons temporels plus longs.

produire car le coût de mise à l'arrêt de leur installation serait plus élevé. Ces prix nuls ou négatifs sont une aubaine pour les stockeurs.

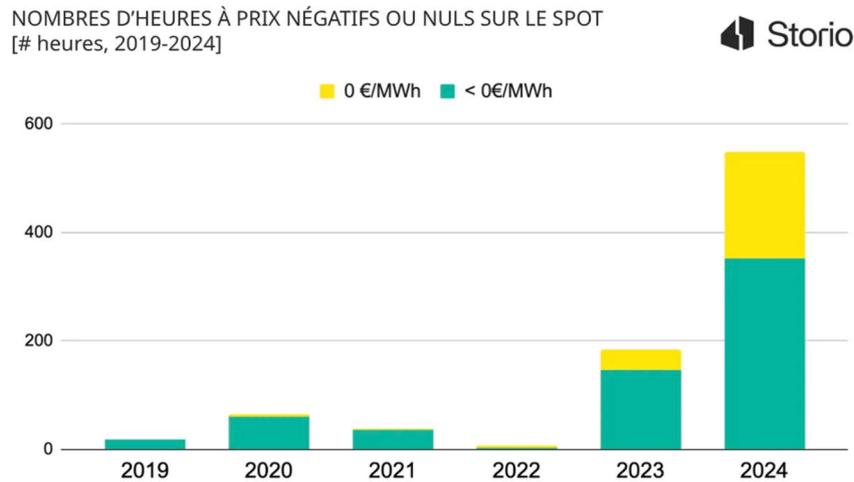


Figure 11 : Evolution du nombre d'heures à prix négatifs ou nuls sur le marché spot de 2019 à 2024 (Société Storio energy, 2025).

Si l'achat-revente sur le marché de gros permet aux stockeurs de dégager une rente, il permet également de rendre des **services d'intérêt général** :

- En déplaçant de l'électricité de moments où elle est trop abondante vers des moments où elle est insuffisante pour répondre à la demande. Les batteries participent ainsi à la sécurité d'approvisionnement ;
- En atténuant la volatilité des prix du marché, les batteries participent à créer des conditions de marché plus stables et donc plus favorables aux consommateurs d'électricité, qu'ils soient acteurs économiques ou usagers du parc résidentiel.

II.2 Les services systèmes : réserves primaires et secondaires

Pour son bon fonctionnement, le réseau électrique doit maintenir une **fréquence stable**, autour de 50 Hz. Dès que la fréquence s'en écarte, une régulation automatique ajuste, en quelques secondes, la puissance des groupes de production.

RTE, responsable de l'équilibre du réseau, constitue et active trois types de réserves d'équilibrage : primaires, secondaires et tertiaires. Ces réserves sont déclenchées successivement pour rétablir la fréquence dès qu'elle s'éloigne des 50 Hz (voir Figure 12).

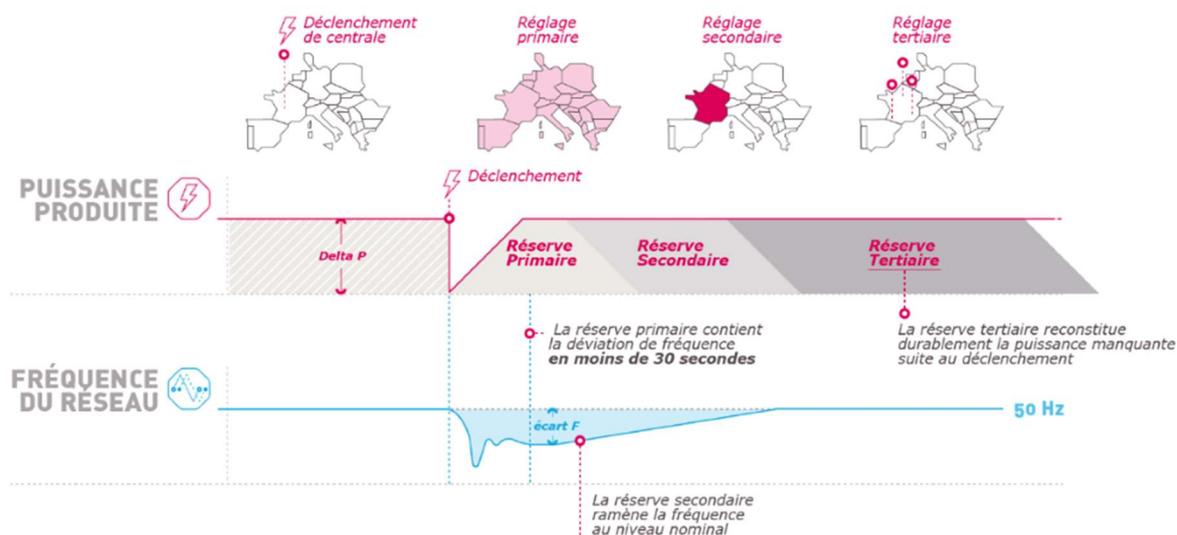


Figure 12 : Services systèmes et déclenchement des réserves primaire, secondaire et tertiaire (RTE).

Les **réserves primaires et secondaires**, dites service système fréquence, sont activées automatiquement pour contenir la déviation de fréquence :

- La réserve primaire est activée de manière décentralisée, en 15 à 30 secondes ;
- La réserve secondaire est activée automatiquement par RTE en 400 secondes (6 min).

La réserve tertiaire ne constitue pas un service système fréquence mais participe au mécanisme d'ajustement (voir Chapitre 3 -II.3).

Avec leur grande réactivité leur permettant de déclencher une injection ou un soutirage dans un temps de l'ordre de la seconde, les batteries sont de très bonnes candidates pour le réglage de la fréquence.

La rémunération des réserves est constituée de deux parties : pour la réservation de capacité (la batterie met à disposition une capacité en puissance pour une période donnée) et pour l'énergie délivrée sur activation de RTE.

Pour participer aux réserves primaire et secondaire, les batteries doivent être certifiées par RTE et intégrer un périmètre de réserve, géré par un responsable de réserve (voir Figure 13). Les responsables de réserves sont souvent des acteurs spécialisés appelés agrégateurs⁸, parfois les développeurs de batteries eux-mêmes. Après avoir été agréés par RTE, ils peuvent participer aux appels d'offre journaliers lancés par RTE.

⁸ Acteurs apparus avec la libéralisation du marché de l'électricité, les agrégateurs sont des acteurs intermédiaires du marché de l'électricité qui regroupent la production de plusieurs producteurs d'électricité ou la flexibilité de plusieurs consommateurs, afin de valoriser ces volumes sur le marché de l'électricité ou de fournir des services au réseau.

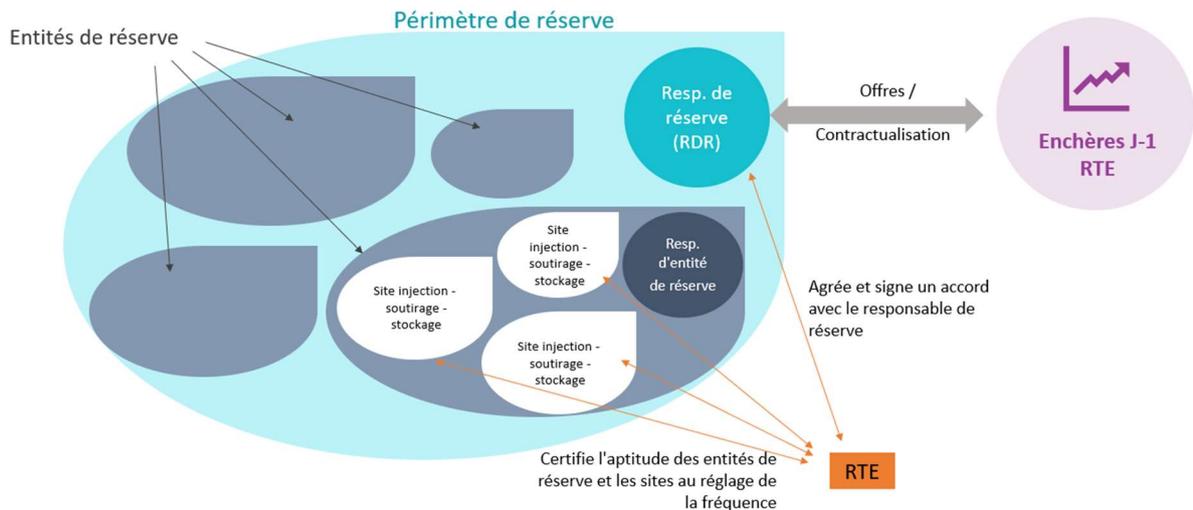


Figure 13 : Schéma d'organisation des services systèmes

La **réserve primaire** représente aujourd'hui en France un volume de **540 MW**. Ouvert aux batteries depuis 2017, ce marché a porté la première vague de développement des batteries en France.

Selon RTE, le volume de batteries certifiées pour la réserve primaire représente aujourd'hui plus de 80 % du besoin. Les batteries fournissent de 40 à 50 % des besoins en réserve primaire (toutes les batteries certifiées ne participant pas nécessairement aux appels d'offre journaliers). L'augmentation de l'offre par les batteries pour la réserve primaire a contribué à la forte diminution des prix depuis le début de l'année 2023 (voir Figure 14).

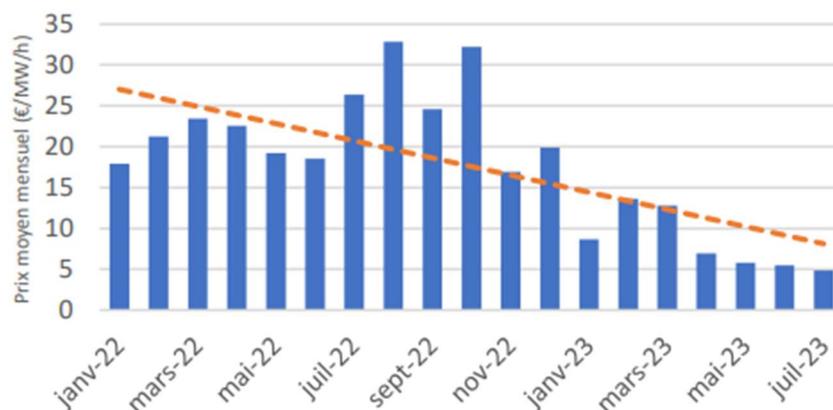


Figure 14 : Evolution du prix moyen de la réserve primaire (CRE, 2023).

La **réserve secondaire** représente aujourd'hui un volume compris **entre 500 et 1 180 MW** en France. Après avoir été ouverte aux batteries puis suspendue en 2022, les batteries peuvent réellement participer à la réserve secondaire depuis juillet 2024.

Le potentiel de développement des batteries grâce aux réserves primaire et secondaire est limité par la taille de ces deux marchés :

- Les premières batteries raccordées à partir de 2020, avec une durée d'injection d'une heure, ont saturé la réserve primaire, dont le prix est maintenant très bas ;

- Les nouvelles batteries, dont la durée d'injection est plutôt de deux heures, se positionnent sur la réserve secondaire qui demande une durée d'injection plus longue. Depuis son ouverture aux batteries en juillet 2024, la réserve secondaire, avec des niveaux de prix très rémunérateurs, est la principale source de développement des batteries. La saturation de ce marché est à prévoir dans un délai de quelques mois à quelques années selon les acteurs interrogés.

II.3 Le mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement correspond à la **réserve tertiaire**, activée manuellement par RTE lors d'un déséquilibre entre l'offre et la demande sur un temps plus long, de l'ordre du quart d'heure et plus.

L'organisation du mécanisme d'ajustement est proche de celle des services système (voir Annexe 2).

Le mécanisme d'ajustement permet à une entité d'être rémunérée de sa puissance électrique activée dans le cas où RTE active l'offre proposée pour rééquilibrer le réseau, au prix défini dans le cadre d'appels d'offres lancés à partir de 7 jours avant l'activation. Les batteries sont éligibles mais assez peu positionnées pour des questions de compétitivité.

II.4 Le mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité vise à assurer la **sécurité d'approvisionnement électrique** lors des périodes de **pointe hivernale**. Il s'appuie sur l'obligation de couverture de la consommation en heure de pointe par les acteurs obligés et sur la certification et la valorisation des capacités de production et d'effacement, ainsi :

- Les **exploitants de capacité** s'engagent à rendre leurs capacités disponibles pendant les périodes de pointe hivernale. L'engagement de disponibilité en MW pris sur une année est établi dans un contrat de certification avec RTE. RTE délivre, au titulaire du contrat, des garanties de capacité qu'il peut vendre aux acteurs obligés.
- Les **acteurs obligés** démontrent chaque année qu'ils sont en mesure de couvrir la consommation de leur périmètre pendant les périodes de pointe hivernale. Pour cela, ils acquièrent un montant équivalent de garanties de capacité. Les acteurs obligés sont principalement les fournisseurs, mais aussi les gestionnaires de réseau pour leurs pertes et les consommateurs finaux, qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur.

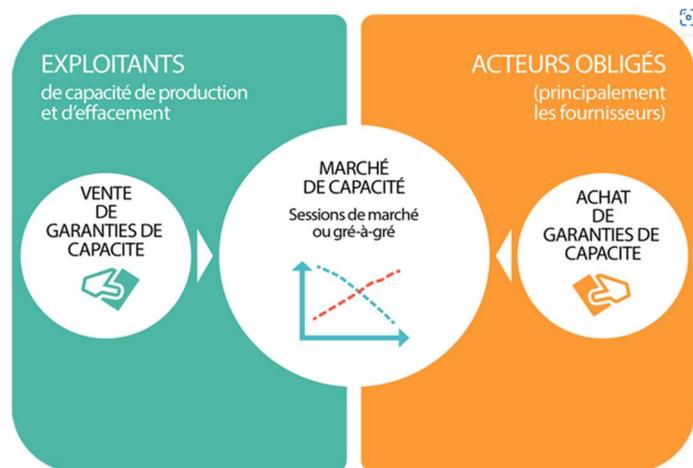


Figure 15 : Schéma du mécanisme de capacité (RTE).

Les exploitants de capacité peuvent vendre leurs garanties de capacité aux acteurs obligés de gré à gré ou sur le marché de capacité lors des sessions de marché organisées par EPEX spot⁹.

RTE annonce la veille, les jours de pointe (15 à 25 par an) au cours desquels les capacités devront être activées.

L'organisation du mécanisme de capacité, avec le regroupement au sein de périmètres de certification et le système d'agrément et de contractualisation avec RTE, est proche de celle des services système (voir Annexe 2).

Les appels d'offres long terme du mécanisme de capacité (AOLT) :

En 2019, l'Etat a organisé des appels d'offres long terme pour favoriser le développement de nouvelles capacités. Les attributaires ont obtenu un prix garanti pour une période de 7 ans. L'objectif était d'offrir de la visibilité avec un prix stable et ainsi faciliter les nouveaux investissements.

Ces AOLT ont permis de retenir 377 MW de projets dont deux tiers correspondent à des projets de batteries et un tiers à de l'effacement. Ils ont contribué au développement de la filière stockage stationnaire par batterie en France et à l'émergence de nouveaux acteurs à partir de 2020.

Depuis, l'Etat n'a pas lancé de nouvel AOLT considérant que le développement était **suffisamment dynamique sans soutien public**.

II.5 Un modèle d'affaire en évolution

Avant d'aborder les modèles d'affaire, il est important de rappeler qu'une batterie est un outil très souple. Elle peut intervenir sur différents marchés, à condition d'être agréée (voir parties précédentes), et adapter son positionnement au jour le jour. Cette souplesse lui permet de composer son revenu en fonction des opportunités les plus rentables. Le secteur du conseil et de la gestion des batteries stationnaires se développe rapidement, avec des solutions

⁹ La bourse Epex spot ou European power exchange gère les marchés spot de l'électricité pour le négoce au comptant en Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Finlande, France, Grande-Bretagne, Luxembourg, Norvège, aux Pays-Bas, en Suède et en Suisse.

d'optimisation basées, parfois en temps réel, sur des algorithmes complexes et de l'intelligence artificielle

Cette partie analyse l'évolution passée et future des revenus des batteries, en utilisant des données du cabinet de conseil Clean Horizon. Acteur reconnu du conseil de marché et du conseil technique spécialisé dans le stockage d'énergie, Clean Horizon a notamment développé un outil de simulation et d'optimisation des revenus du stockage d'énergie appelé Cosmos¹⁰.

Les niveaux de revenus présentés, exprimés en k€/MW/an, sont des revenus optimisés : l'outil de simulation optimise le revenu, en positionnant la batterie sur les services les plus rémunérateurs, en prenant en compte les caractéristiques de la batterie.

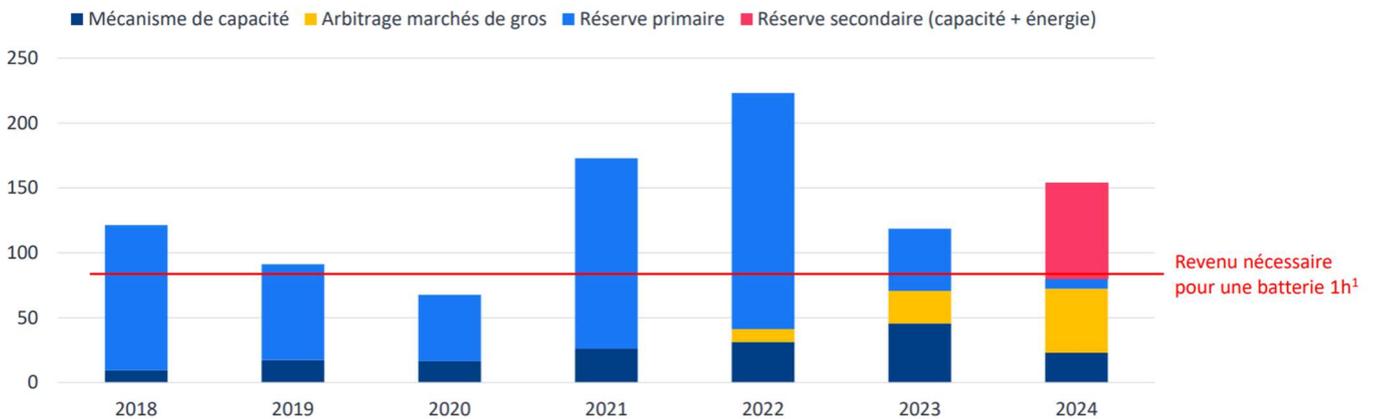
A titre de référence : les batteries actuellement raccordées sur le réseau public de l'électricité ont une puissance comprise entre 1,25 MW et 105 MW. Les coûts d'investissement, hors coûts d'aménagement du site et de raccordement, sont de l'ordre de 400 000 €/MW.

a) Evolution des revenus des batteries jusqu'en 2024

Sur la **période 2018-2024**, la Figure 16 montre que :

- Le revenu optimisé d'une batterie a varié entre 70 k€/MW/an et 220 k€/MW/an, les revenus ont été plus élevés en 2021 et 2022, l'instabilité du marché de l'énergie ayant profité aux batteries ;
- Les batteries ont été **essentiellement rémunérées par la réserve primaire jusqu'en 2022** ;
- A partir de 2022 et en 2024, la baisse du prix de la réserve primaire et les conditions du marché spot (spread quotidien et prix négatifs) rendent intéressant l'arbitrage sur le marché de l'électricité ;
- En 2024, la part de la réserve secondaire dans le revenu optimisé d'une batterie prend une part prépondérante, avec l'ouverture de ce nouveau marché à compter de juillet 2024 ;
- Le mécanisme de capacité constitue un socle de rémunération relativement constant dans le temps.

¹⁰ <https://www.cleanhorizon.com/solutions/#cosmos>



1. Note : Revenus annuels déterminés afin d'annuler la valeur nette actuelle du projet avec les hypothèses suivantes CAPEX = 450k€/MW, OPEX=10% CAPEX/an, taux d'actualisation à 8% pour un projet avec une durée de vie de 15 ans

Figure 16 : Evolution du revenu optimisé pour une batterie d'une heure en France entre 2018 et 2024 (Clean Horizon, 2025).

Sur la période la plus récente de **2023 et 2024**, la Figure 17 montre que (*attention : les couleurs de la légende sont modifiées par rapport à la Figure 16*) :

- A partir de mars 2023 et jusqu'en juin 2024, **l'arbitrage sur le marché de l'électricité spot** devient la source de revenu la plus rémunératrice pour les batteries. En effet, la saturation du marché de la réserve primaire rend ce marché moins intéressant pour les batteries, alors qu'il était prépondérant jusqu'en 2022 ;
- En **juillet 2024, l'accès à la réserve secondaire**, à un prix très élevé, a pour conséquence :
 - Une très forte augmentation du revenu total des batteries, jusqu'à atteindre 300 à 500 k€/MW/an pour les derniers mois de l'année ;
 - Une modification de la composition du revenu optimisé : la réserve secondaire (réservation de capacité et énergie) représente la **quasi-totalité du revenu optimisé** des batteries à partir de juillet 2024, faisant quasiment **disparaître** l'opportunité de se positionner sur la **réserve primaire et sur l'arbitrage marché** ;
- Dès la fin de l'année 2024, le prix de la réserve secondaire commence à diminuer, impliquant une baisse du revenu total des batteries et un nouvel intérêt pour l'arbitrage sur le marché spot.

Un des principaux agrégateurs à l'échelle nationale, interrogé dans le cadre de l'étude confirme sur ce dernier point :

« Ce qui a vraiment boosté le développement des batteries, plutôt dimensionnées deux heures, ça a été l'ouverture de la FRR [réserve secondaire]. Les premières batteries qui sont arrivées, en ce moment, elles se régalaient. Les prix sont très bons. Ça booste l'intérêt de beaucoup d'acteurs. Mais nous, on pense que ça va se passer comme pour la réserve

primaire : saturation du marché, effondrement des prix ... C'est ce que RTE cherche de toute façon. On a des objectifs un peu antagonistes sur le sujet. Autant on est favorable à la sécurité du réseau électrique, autant nous on veut des revenus élevés et RTE veut diminuer le coût des services systèmes. »

Revenus historiques par marché sur la base d'un BESS de 50 MW / 100 MWh (en France, de janvier 2023 à décembre 2024)

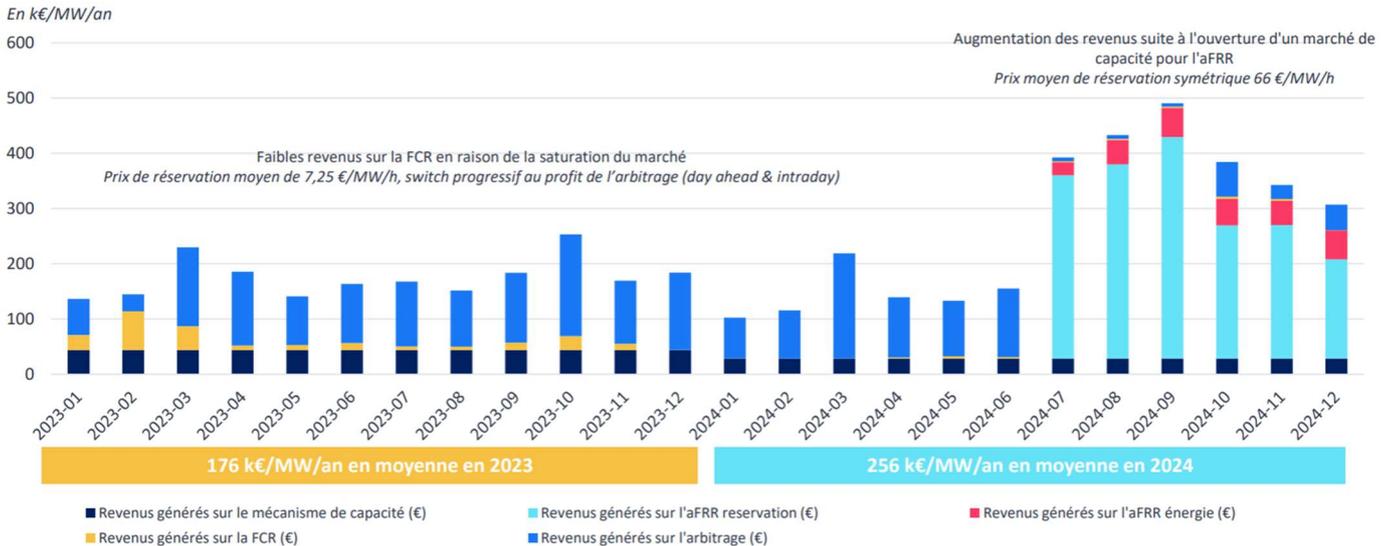


Figure 17 : Evolution du revenu optimisé pour une batterie de deux heures en France en 2023 et 2024 (Clean Horizon, 2025).¹¹

b) A l'avenir

Selon les prévisions de Clean Horizon basées sur une modélisation du marché de l'électricité futur, le modèle d'affaire devrait **continuer d'évoluer au cours des prochaines années** (voir Figure 18) :

- Les **revenus pourraient poursuivre leur baisse** au cours des prochaines années : passant de plus de 300 k€/MW/an au deuxième semestre 2024, à 200 k€/MW/an en 2027 puis 100 k€/MW/an en 2040 ;
- La **part des services de flexibilité dans le revenu pourrait diminuer** pour représenter environ la moitié du revenu optimisé en 2040, l'autre moitié étant constitué par l'arbitrage marché.

¹¹ Définitions : FRC : réserve primaire ; aFRR : réserve secondaire ; Trading : arbitrage sur le marché spot

Illustration d'une pile de revenus d'un projet de 2h stockage en France

En k€/MW/an

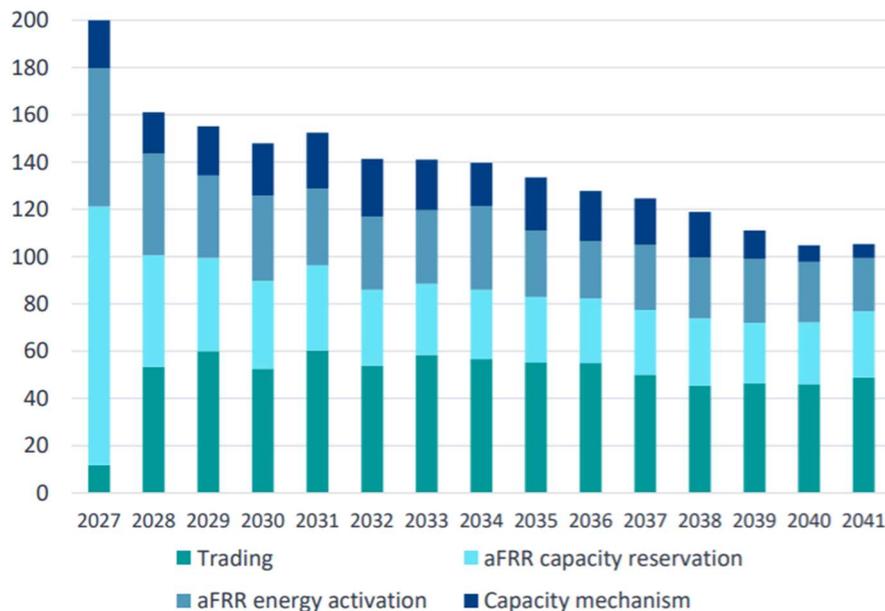


Figure 18 : Prévisions de revenu optimal pour une batterie de deux heures en France (Clean Horizon, 2025).

L'engouement pour les projets de batteries montre que les investisseurs et les développeurs espèrent des rentabilités élevées. Un agrégateur interrogé affirme prudemment :

« Tout le monde veut se lancer dans les batteries. Il y a un discours de la part de cabinets de consulting qui poussent des sociétés à se monter pour valoriser la part énergie de la batterie sur les marchés de gros. Ça, c'est parce qu'il y a un marché, notamment en Allemagne ou dans les pays nordiques, qui actuellement rémunère très bien les batteries. Mais le marché français aujourd'hui, il n'est pas structuré comme ça. Tous les cabinets de conseil communiquent là-dessus. L'avenir nous dira si c'était le bon choix ! »

Depuis qu'elles sont devenues des solutions de flexibilité pertinentes, les pouvoirs publics ont veillé à lever les freins pour permettre aux batteries de se positionner sur les mécanismes de flexibilité. Interrogés, les services centraux de l'Etat indiquent :

« Côté État, on regarde, en lien avec la CRE, si les mécanismes de marché sont appropriés. On travaille avec RTE, Enedis, pour y apporter, au besoin, des évolutions. A notre main, on a surtout les évolutions réglementaires, notamment sur les mécanismes de marché. On essaye de comprendre pour avoir la meilleure évaluation de la politique publique : quels sont les business models ? Est ce qu'il y a des barrières à leur développement ? Est ce qu'il y a besoin ou pas d'une intervention de l'État ? Pour l'instant, ce qu'on observe c'est qu'il n'y a pas eu besoin de soutien pour que des stockeurs se développent. S'il y a un effet [d'emballement], c'est quelque chose qu'on analysera en temps voulu, si on voit que ça apparaît. »

D'un point de vue des services rendus, la saturation des marchés des services de flexibilité par

les batteries doit permettre de diminuer le coût pour la collectivité de ces services d'intérêt collectif. A l'avenir, les batteries devraient surtout se développer sur l'arbitrage marché, avec une rentabilité potentiellement importante. Ce qui soulève deux questions de la part les élus locaux : Est-ce que la rente attendue par les acteurs économiques de la filière batteries est justifiée au regard des services rendus sur les marchés de l'électricité (atténuation de la volatilité du marché essentiellement et contribution à la sécurité d'approvisionnement) ? Quels seront les moyens de régulation pour limiter le développement des batteries sur les territoires si la concurrence avec des enjeux territoriaux devient trop importante ?

III. ... vers un modèle attentif à la bonne intégration des batteries dans le réseau électrique local

Le raccordement des batteries a une incidence sur le réseau d'électricité local. Sous l'impulsion de la CRE, l'Etat et les gestionnaires du réseau public d'électricité expérimentent et déploient des mesures afin de limiter les effets négatifs et favoriser les effets positifs des batteries.

III.1 Les batteries peuvent représenter une contrainte ou une opportunité pour le réseau d'électricité local

Intuitivement, on pourrait penser que les batteries permettent d'optimiser le réseau électrique en fonctionnant de manière **contracyclique**, c'est-à-dire en soutirant de l'électricité lorsqu'elle est surabondante et en l'injectant lorsqu'il y a surconsommation. La réalité est **plus complexe**, la batterie pouvant répondre à des signaux non corrélés aux contraintes locales. Par exemple, un prix élevé sur le marché spot pourrait inciter à injecter à un moment où le réseau est congestionné du fait d'un événement local.

Pour son raccordement au réseau électrique, une batterie est considérée à la fois comme un consommateur et comme un producteur. Par sécurité, **l'offre de raccordement de référence** proposée par le gestionnaire de réseau prend en compte la puissance maximale d'injection et la puissance maximale de soutirage. Une **capacité** relativement importante est donc **réservée** pour la batterie sur le réseau, pouvant instaurer un phénomène de concurrence avec d'autres usages (voir Chapitre 4 -II.1).

Les batteries pourraient aussi participer à **l'optimisation du réseau d'électricité** en absorbant les pointes de consommation ou de production à l'origine des **congestions**, en particulier dans les zones à forte production photovoltaïque.

Or, jusqu'à présent, les batteries se sont surtout implantées dans les secteurs les plus rentables, c'est-à-dire là où le réseau électrique permet des raccordements sans limitation (comparer la Figure 8, page 24 et la Figure 21, page 40).

En revanche, les batteries sont **moins nombreuses** dans les zones de fort développement de production photovoltaïque, notamment dans le Sud-Ouest de la France, où les **congestions sont fréquentes** (voir Figure 8).

Orienter la localisation ou le mode de fonctionnement des batteries afin qu'elles soient favorables au réseau local nécessite la mise en œuvre de mesures incitatives ou contraignantes.

III.2 Contraindre et inciter les batteries à un fonctionnement contracyclique : évolution des conditions d'accès au réseau et signaux de prix

Sous l'impulsion de la CRE, l'Etat et les gestionnaires de réseau déploient des mesures dans ce sens.

- a) Une nouvelle stratégie de raccordement des batteries sur le réseau de transport dans les zones congestionnées

Prochainement, RTE proposera un **cadre de raccordement spécifique** aux batteries sur le réseau de transport, dans les secteurs où il existe des risques de congestion par le photovoltaïque : les batteries seront alors forcées de fonctionner de manière contracyclique (Voir Figure 19).

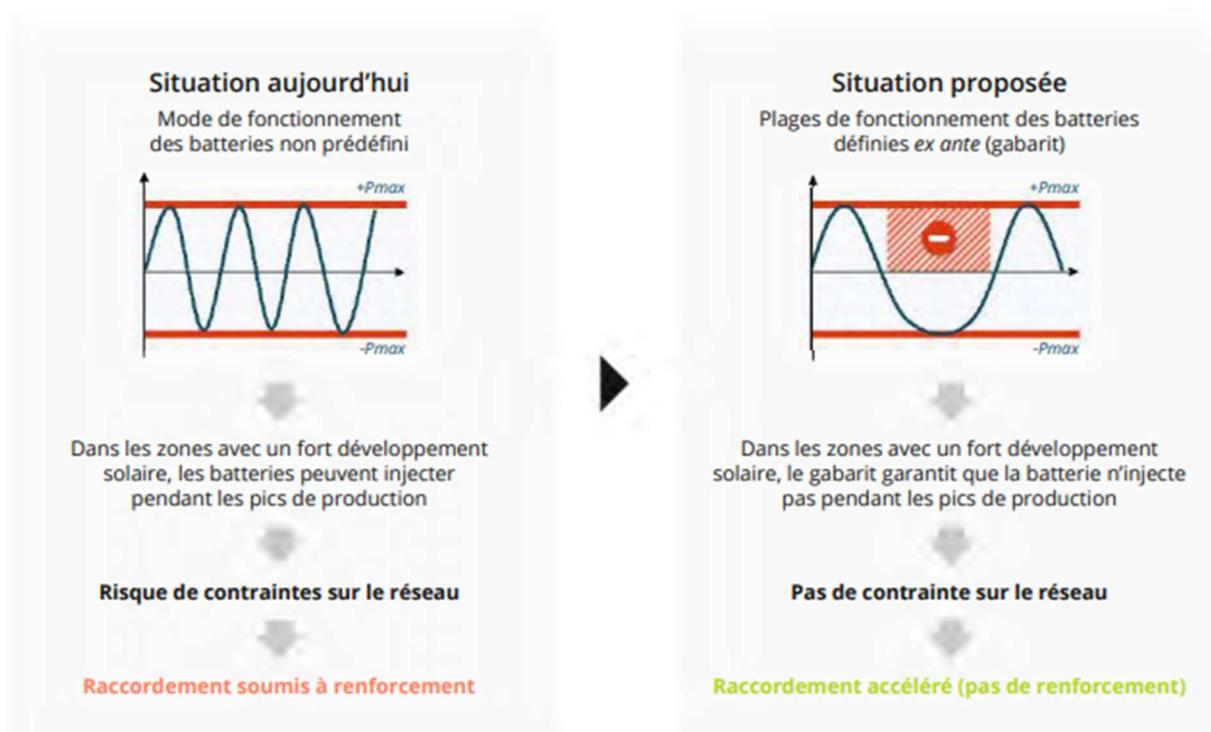


Figure 19 : Illustration de la stratégie proposée par RTE pour le raccordement des batteries (RTE, Schéma décennal de développement du réseau, 2025).

Les avantages recherchés sont de plusieurs ordres :

- La **réduction des investissements** sur le réseau, en limitant les surdimensionnements pour absorber les pointes de soutirage ou d'injection. L'économie espérée est estimée à 500 M€ sur 15 ans par RTE ;
- La limitation des **congestions** ;
- Une **meilleure valorisation** de l'énergie renouvelable produite ;

- Pour les porteurs de projet : l'accélération des raccordements, en évitant des délais de travaux de renforcement, et des capacités plus importantes.

Le nouveau cadre doit être concerté au sein du comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) et soumis à la CRE en 2025.

b) Une adaptation du TURPE pour inciter les batteries à un fonctionnement contracyclique dans les zones congestionnées

En mars 2025, la CRE a validé le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité¹² de septième génération (TURPE 7) pour la période 2025-2028 qui entrera en vigueur le 1er août 2025.

La structure tarifaire du TURPE 6 ne donnait pas de signal économique incitant les installations de stockage à injecter pendant les pointes de soutirage et soutirer pendant les pointes d'injection. Une **nouvelle composante tarifaire** est introduite dans le **TURPE 7** à cet effet. Compte tenu des difficultés techniques, elle sera mise en œuvre à titre optionnel et transitoire sur certains secteurs du réseau puis aura vocation à être étendue, en tenant compte du retour d'expérience, avec le TURPE 8.

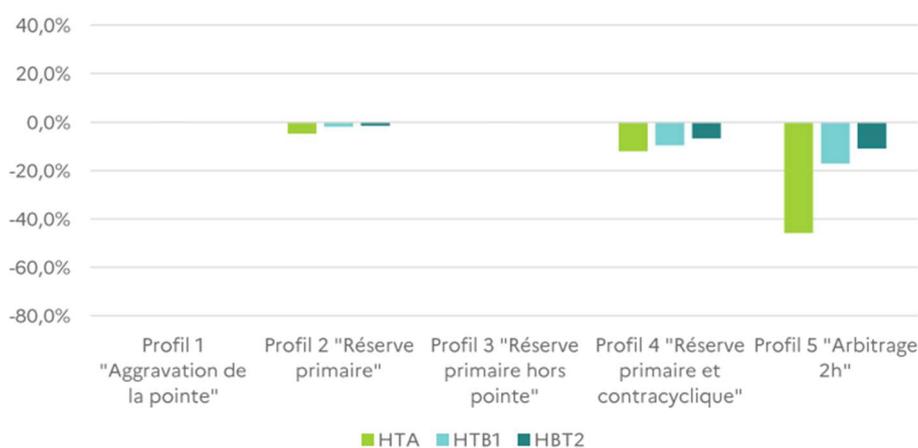
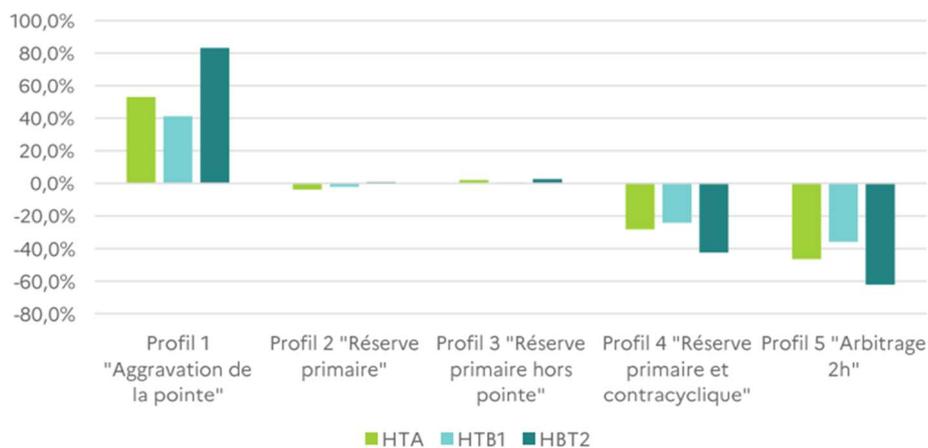
Le TURPE 7 prévoit cette nouvelle composante tarifaire pour les sites d'injection-soutirage situés dans les zones de réseau soumis à des risques de congestion en injection par de la production photovoltaïque, ou en soutirage par la consommation résidentielle. Ainsi, le tarif du TURPE sera modulé de manière à **inciter les batteries** à soutirer ou à injecter **au moment où le réseau électrique en a le plus besoin**.

La CRE a mené une analyse d'impact au moyen de profils types théoriques qui montre que, selon le mode de fonctionnement de la batterie, le tarif du TURPE pourrait fortement être modulé (de + 80% à - 60%, voir Figure 20) et constituer un **facteur incitatif déterminant**.

Le représentant d'un cabinet de conseil confirme :

« On attend encore la publication de la carte des zones d'injection et de soutirage concernées. Mais oui, très clairement, c'est intéressant pour les projets de stockage. Ça sera un boost de revenus. Ça améliore les modèles économiques et ça aide les réseaux : donc ça va tout à fait dans le bon sens. »

¹² Le TURPE est payé par tous les utilisateurs du réseau et les consommateurs d'électricité. Il finance les investissements nécessaires à l'entretien et au développement du réseau d'électricité. Son montant est fixé par la CRE pour des périodes de quatre ans environ.



Profils types :

- 1- "aggravation de la pointe" : comportement d'un stockage participant à la réserve primaire (utilisation de la puissance souscrite à 10%) à l'exception des périodes de pointe ou il adopte un comportement procyclique
- 2- "réserve primaire" : comportement d'un stockage participant à la réserve primaire, sans adaptation de son comportement
- 3- "réserve primaire pas de participation en pointe" : comportement d'un stockage participant à la réserve primaire sauf durant les périodes de pointe où il n'agit pas
- 4- "réserve primaire et contracyclique" : comportement d'un stockage participant à la réserve primaire sauf durant les périodes de pointe où il adopte un comportement contracyclique
- 5- "arbitrage 2h" : stockage de deux heures valorisé par des arbitrages sur les marchés de gros de l'électricité, avec deux cycles par jour en phase avec les heures creuses / heures de pointe du TURPE (hypothèse d'un alignement entre les signaux de marché et les plages de pointe du TURPE).

Figure 20 : Evolution de facture TURPE en zone de congestion injection (en haut) et en zone de congestion soutirage (en bas) à comportement donné (Commission de régulation de l'énergie, 2025).

- c) La mise à disposition des informations utiles pour orienter les développeurs de batteries vers les zones congestionnées

La CRE demande aux gestionnaires de réseau de rendre publiques les **informations cartographiques** afin que les développeurs de batteries puissent répondre aux mesures incitatives et mieux contribuer aux besoins du réseau public d'électricité.

Plusieurs bases de données cartographiques sont actuellement en ligne :

- **Caparéseau** (<https://www.capareseau.fr/>) permet de visualiser, à l'échelle régionale ou d'un poste électrique, les capacités d'accueil pour le raccordement aux réseaux de transport et de distribution ; ces données sont parfois critiquées pour leur fiabilité et leur difficulté d'interprétation ;
- La **carte des études de contraintes** publiée par RTE (<https://www.contraintes-reseau-s3rEnR-rte.com/>) permet d'identifier les secteurs où le réseau public de transport connaît des contraintes ainsi que les caractéristiques de ces contraintes ;
- En mars 2025, RTE a mis en ligne une carte des capacités de raccordement des batteries sans limitation, appelée **Cartostock** (voir Figure 21 / <https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock>). Cette base de données cartographiques identifie par poste source la capacité d'accueil disponible sans limitation pour le stockage, accessible à la fois en soutirage et en injection. Les capacités disponibles calculées prennent en compte les clients en file d'attente, les capacités réservées aux producteurs d'énergies renouvelables au titre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), celles réservées à la consommation au titre des zones de mutualisation¹³ ainsi que les travaux décidés et prévus au titre des S3REnR.

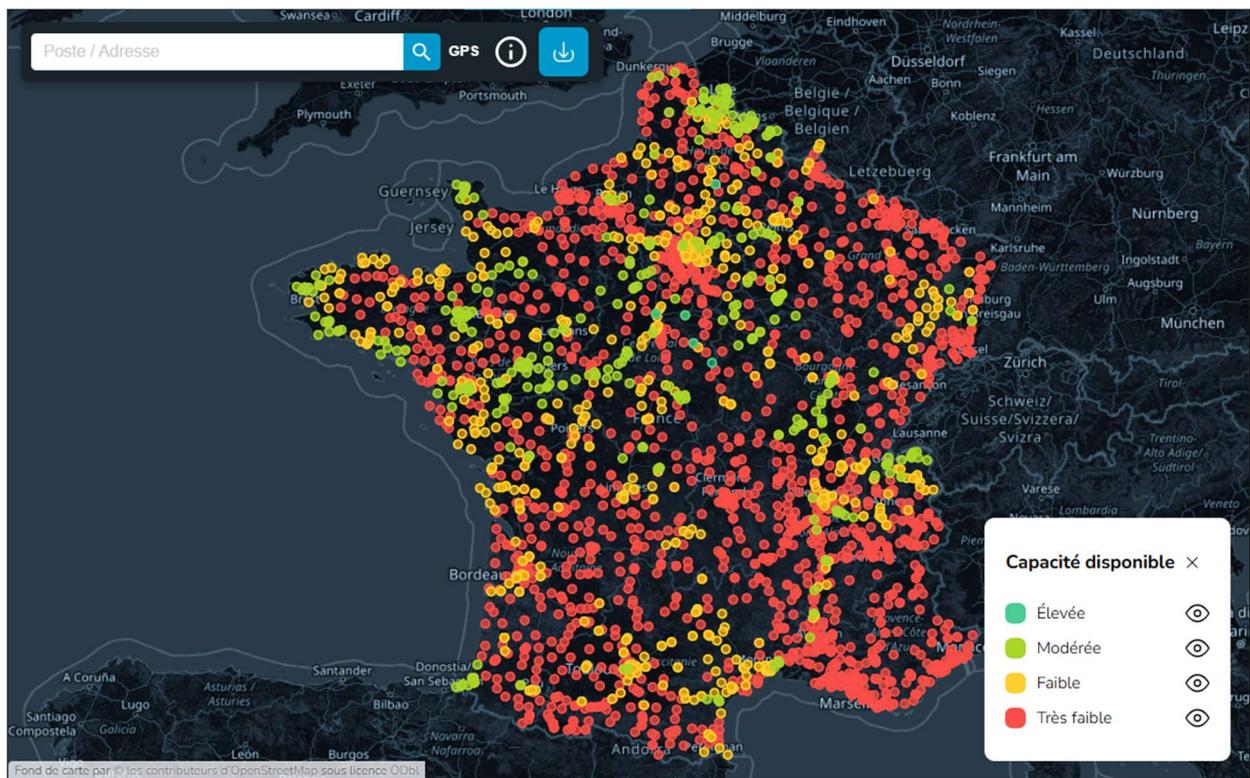


Figure 21 : Ecran de la base de données RTE sur les capacités de raccordement des batteries (<https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock>).

¹³ Les zones de mutualisation sont des périmètres au sein desquels plusieurs demandes de raccordement électriques sont considérées de manière collective pour répartir des coûts d'extension du réseau entre les bénéficiaires.

- La CRE demande aux gestionnaires de réseau de mettre à disposition également, le moment venu, des cartes présentant les zones concernées par la mise en œuvre des gabarits de fonctionnement horo-saisonniers (voir Chapitre 3 -III.2a)) et de la tarification spécifique du TURPE 7 (voir Chapitre 3 -III.2b)).

III.3 Inciter les batteries à se positionner au bon endroit sur le réseau : les appels d'offres pour les flexibilités locales

En application du principe de dimensionnement raisonné du réseau électrique, la CRE incite les gestionnaires du réseau public à développer des **flexibilités locales** comme **alternative** à des **travaux de redimensionnement** du réseau et/ou à **l'écêtement** des pointes de production des énergies renouvelables.

Dans cette optique, RTE et Enedis ont lancé plusieurs appels d'offre au cours des dernières années :

- **Sur le réseau public de transport :**

RTE réalise une expérimentation appelée projet RINGO, consistant à réaliser du stockage par batterie à grande échelle. L'objectif est de tester si le stockage temporaire du surplus de production d'énergie renouvelable peut être une alternative économiquement intéressante au renforcement des réseaux. Le projet repose sur trois sites distants équipés de batteries totalisant une capacité de 97 MWh et pilotés par l'automate NAZA, pour nouvel automate de zone adaptatif. Il s'agit d'optimiser en temps réel le stockage et le déstockage d'électricité en fonction des pointes de production d'énergie renouvelable sur les trois sites aux profils de production différents.

Dans la continuité du projet RINGO et toujours dans un cadre expérimental, RTE a lancé nouvel appel d'offres en 2022 qui devrait entrer en service en 2027 pour 5 ans sur le site de Perquié dans les Landes.

Cette expérimentation doit permettre à RTE de créer un cadre contractuel adapté à la gestion des congestions par un acteur de flexibilité, d'identifier les typologies de contraintes pouvant être gérées par des batteries, de mesurer les intérêts collectif et économique, d'affiner les prévisions de volume des contraintes à gérer et d'adapter l'analyse des besoins de renforcement du réseau.

RTE n'a pas encore communiqué sur les résultats de ces expérimentations. Une représentante de RTE interrogée résume ainsi :

« On a montré que techniquement ça peut fonctionner. On a montré aussi la fréquence à laquelle le système est déclenché pour gérer des congestions : ce n'est pas énorme, mais c'est intéressant. Mais on a aussi démontré que la valeur générée est loin d'être importante : au mieux, la valeur du service rendu, c'est 10 à 15 % du coût de la batterie. »

Ces résultats, qui pourraient évoluer avec les nouvelles expérimentations, montrent que la gestion de congestions seule ne peut suffire à rentabiliser une batterie qui devra trouver des sources de rémunération complémentaires.

A l'avenir, RTE pourrait étudier de façon plus systématique l'intérêt des batteries comme alternatives à des renforcements de réseau et lancer, lorsque ce sera pertinent, de nouveaux

Etant donné les niveaux de revenus espérés, ces appels d'offres s'adressent à des batteries déjà raccordées ou en projet pour lesquelles ils constituent une opportunité de revenu complémentaire. Un représentant d'Enedis explique :

« Aujourd'hui, la rémunération qu'on est prêt à donner pour le service est calculée par rapport au coût de l'alternative. Si ça coûte moins cher de mettre un groupe électrogène une fois tous les 5 ans pendant 4 heures que de payer une batterie, c'est ce qu'on fera. Donc, effectivement, la rémunération n'est pas très élevée. C'est pourquoi les batteries doivent pouvoir la cumuler avec les services sur lesquels ils gagnent de l'argent. »

En 2024 et 2025, la plupart des lots ont été attribués au leader français du micro-stockage qui dispose déjà d'un nombre important de batteries réparties sur le territoire. Un représentant de cette société confie :

« C'est plus dans le cadre de nos relations avec Enedis qu'on participe à la décongestion de ces lignes-là. L'avantage avec le micro-stockage, c'est de pouvoir participer à l'équilibre de toutes les lignes qui partent des postes de transformation, donc de décongestionner chaque ligne, et en même temps de participer à la réserve primaire et secondaire. »

L'utilisation du stockage comme flexibilité locale, dans l'objectif de gérer des congestions, est encore en test ou au tout début de déploiement.

Dans le cadre d'un dimensionnement raisonné, la CRE encourage les gestionnaires de réseau :

« A la CRE, on continue de pousser dans cette voie [...]. En France, on est relativement précurseurs sur les flexibilités locales. Idéalement, on aimerait tendre vers une plateforme un peu comme le marché spot, quelque chose de plus fluide que des appels d'offres annuels. L'objectif serait d'avoir suffisamment d'opportunités pour que les acteurs de flexibilité s'y intéressent. »

Toutefois, le niveau d'opportunité technique et économique d'un déploiement à grande échelle reste encore à confirmer et à affiner. L'équilibre économique sera inévitablement à rechercher dans une complémentarité des sources de revenus pour les batteries concernées.

IV. Des installations hybrides pour une meilleure valorisation des raccordements et de l'électricité renouvelable

Les batteries stationnaires peuvent être couplées à des installations de production d'énergie renouvelable, comme des éoliennes ou des parcs photovoltaïques, en partageant un même point de livraison. Le raccordement peut être dimensionné de deux façons : soit pour permettre l'injection simultanée de l'énergie renouvelable produite et de l'énergie stockée, soit uniquement pour la production d'énergie renouvelable, la **batterie n'injectant alors de l'électricité** que lorsque la **capacité d'injection n'est pas totalement utilisée** par l'installation de production. Nous ne traitons dans cette partie que du cas sans capacité supplémentaire pour la batterie. L'autre cas s'apparentant au fonctionnement d'une batterie autonome.

Les modalités de raccordement permettent aux batteries hybrides :

- de stocker l'**électricité excédentaire** produite par l'installation d'énergie renouvelable pour la restituer plus tard, évitant ainsi les écrêtements et/ou permettant de vendre l'énergie renouvelable à un moment plus intéressant ;
- et de **contribuer à l'équilibre du réseau** en fournissant des services de flexibilité.

Lorsque les batteries sont couplées à des installations de production bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, l'installation doit être équipée d'un système de comptage capable de distinguer l'énergie renouvelable produite de celle soutirée sur le réseau. Cela a été rendu possible grâce à des adaptations réglementaires, mais la gestion de l'ensemble reste complexe. Un agrégateur décrit ainsi le fonctionnement :

« La batterie hybride peut être exploitée par le développeur : il stocke son énergie solaire ou éolienne quand elle est en excès, pour ne pas la perdre, et il la réinjecte dans le réseau. Nous, on va intervenir quand le développeur ne veut pas utiliser la batterie. Dans ce cas-là, il faut qu'il nous prévienne avant l'enchère en J-8h [appels d'offre J-1 de RTE pour les services systèmes] pour qu'on sache sur quelle plage la batterie est disponible et qu'on l'engage sur les services réseaux. Ça, ça nécessite une bonne coordination et surtout des bonnes prévisions de prix, des bonnes prévisions de vent ou de soleil. »

Une batterie hybride ne peut donc fournir des services de flexibilité qu'au moment où la capacité d'injection n'est pas utilisée par la production d'énergie renouvelable. La Figure 23 présente le fonctionnement d'un site hybride batterie - photovoltaïque sur une journée type. En mi-journée, la capacité d'injection est saturée par la production photovoltaïque : la batterie ne peut pas fournir de services de flexibilité (zone bleue pour une batterie de 40 MW ; zone rouge pour une batterie de 100 MW).

Example of solar photovoltaic production and connection availability for a 100 MW connection

In MW

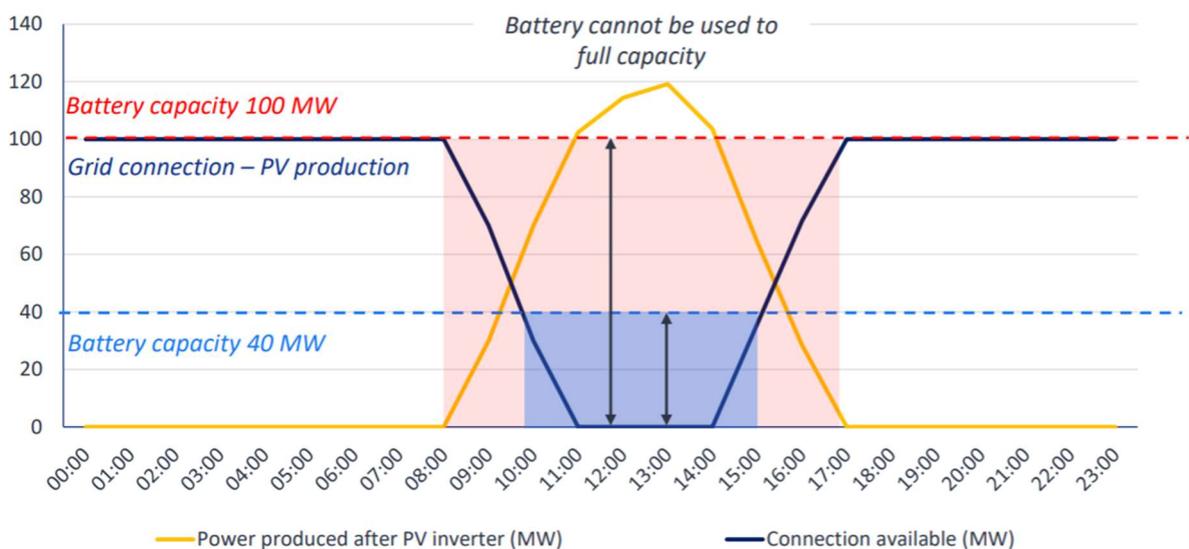


Figure 23 : Schéma du fonctionnement d'une batterie associée à une production photovoltaïque (Clean Horizon, 2025).

Or, dans les conditions actuelles, les services système sont plus rémunérateurs que la suppression des écrêtements et le déplacement de l'énergie renouvelable produite. Les **batteries autonomes restent donc plus rentables que les hybrides**. Un cabinet de conseil spécialisé confirme :

« C'est quelque chose qui va se développer de plus en plus à l'avenir. Mais aujourd'hui, les signaux qu'on voit sur les marchés avec les services système et l'arbitrage, ne poussent pas à faire de l'hybride. Ils poussent à développer du stockage stand-alone pour fournir de la flexibilité. »

Pour ces raisons, les batteries hybrides connaissent actuellement un développement moins dynamique que les batteries autonomes. Pourtant, en termes **d'impact sur le réseau**, les **batteries hybrides** présentent un **vrai intérêt**, en particulier lorsqu'elles n'utilisent que la capacité de raccordement de la production d'énergie renouvelable, permettant ainsi une meilleure valorisation du réseau. Le même cabinet spécialisé partage son analyse sur le développement futur :

« Avec l'afflux de demandes, c'est de plus en plus difficile de trouver des raccordements. Et donc, on va aller vers plus d'hybrides. C'est inévitable. On va aller là où il y a de la capacité. Où est-ce qu'il y a de la capacité qui est peu utilisée ? Le taux d'utilisation des raccordements des renouvelables est faible : on parle de 10, 20, 30% d'utilisation de la connexion. Alors que les batteries pourront permettre de l'utiliser beaucoup plus. »

L'ADEME, qui participe à des travaux sur le développement des installations hybrides, explique :

« Il commence à y avoir une dynamique très forte sur l'installation conjointe photovoltaïque et stockage, sur des nouveaux parcs dont le dimensionnement permet un raccordement plus faible, et qui profitent du stockage pour valoriser au maximum le productible. On étudie les aspects environnementaux « Est ce qu'il vaut mieux une installation hybride photovoltaïque – batterie ou une installation photovoltaïque avec un raccordement limité ? » et les aspects économiques « Comment les opérateurs d'installations hybrides arbitrent leurs revenus ? quels écarts avec une batterie stand-alone en site propre ? »

Portées par des conditions de marché favorables, les batteries se sont essentiellement développées en se rémunérant sur les services de flexibilité et sur l'arbitrage sur les marchés de gros.

Les pouvoirs publics souhaitent maintenant orienter les batteries vers des modes de fonctionnement et des localisations qui permettent une meilleure intégration au réseau et la participation aux flexibilités locales. Les mesures de régulation mises en œuvre devraient porter leurs fruits dans les années à venir.

Selon que les batteries participent ou non à des services pour le réseau local, l'enjeu de leur localisation n'est pas le même (voir Figure 24). D'une part, les territoires ont vocation à accueillir des batteries rendant des services de flexibilité au système électrique dans son ensemble dans le cadre de la solidarité nationale. D'autre part, ils ont un intérêt à envisager

l'implantation de batteries rendant des services au réseau local pour une meilleure intégration de la production d'énergie renouvelable sur le territoire et pour une meilleure optimisation du dimensionnement sur réseau public d'électricité local.

Service au marché de l'électricité	Arbitrage de marché (pointe/creux)	Pas d'enjeu de localisation
Service au système électrique	Réglage de la fréquence et ajustement offre / demande	
Service au réseau local	Stockage temporaire où le réseau local est saturé => "dimensionnement optimisé" du réseau	Enjeu de bonne localisation

Figure 24 : Trois catégories de services rémunérés rendus par les batteries (Selon RTE).

Chapitre 4 - Quels enjeux liés au développement des batteries sur les territoires ? Quels leviers à la main des acteurs locaux ?

Les conditions réglementaires et économiques encadrant le développement des batteries stationnaires ont été abordées à l'échelle nationale, voire européenne, dans les parties précédentes. Cependant, chaque projet s'inscrit dans un territoire spécifique, avec ses propres enjeux locaux et ses acteurs.

I. Quelle stratégie territoriale des développeurs de batteries ?

I.1 Qui sont les développeurs de batteries ? Quels sont les différents types de projets ?

Les développeurs sont généralement des sociétés du secteur des énergies renouvelables qui se sont diversifiées dans le stockage par batterie stationnaire. Les principaux acteurs du marché des batteries stationnaires en France sont des **sociétés d'envergure nationale voire internationale** : NW Groupe, Tag Energy, Total Energies, Amarenco, Harmony, Q Energy, Comax, Neoen ...

Plusieurs types d'installations de batteries se distinguent selon deux critères majeurs :

- Le **niveau de puissance** (voir Figure 25) ;
- Et le **type de raccordement** au réseau électrique autonome ou hybride, c'est-à-dire couplé à une installation de production d'énergie renouvelable.

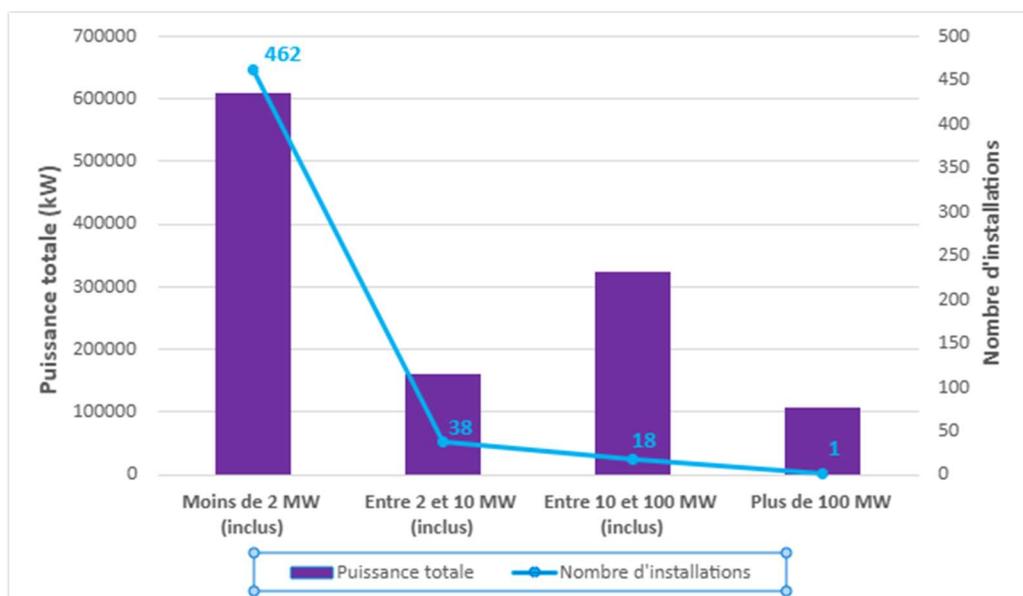


Figure 25 : Répartition par puissance des batteries raccordées au réseau public électrique au 31/01/2025 (ODRE, 2025).

En France, par exception aux autres pays d'Europe et du monde, le modèle dominant en nombre et en puissance est le **micro-stockage** qui consiste en des batteries d'une puissance de 1,25 MW (voir Figure 26). Ce modèle a été développé et industrialisé par une société française, spécialisée sur ce créneau, qui tend à se développer à l'étranger depuis peu. En 2025, environ 480 batteries de 1,25 MW sont raccordées au réseau public d'électricité, ce qui représente 80% du nombre d'installations totales. Ces unités se trouvent plutôt en zone rurale et réparties selon la stratégie de développement territoriale de l'entreprise. Elles sont parfois associées, en fonction de la demande locale et de la location, à des bornes de recharge pour véhicules électrique. Etant donné leur puissance, ces installations sont raccordées au réseau public de distribution.

Les **parcs de batteries** de puissance plus importante (voir Figure 27), jusqu'à 105 MW pour la plus puissance raccordée à ce jour en France, sont aujourd'hui surtout localisées sur des sites industriels, souvent en reconversion. Beaucoup de développeurs prospectent en zone rurale, où les conditions de raccordement au réseau d'électricité sont favorables.

Ces deux premiers types d'installations de batteries sont dites **autonomes** ou **stand-alone**, dans la mesure où elles sont raccordées de manière indépendante au réseau d'électricité.

Les **installations hybrides** stockage - production d'énergie renouvelable, aussi connues sous le terme de **co-location**, partagent un même point de livraison pour la production d'énergie renouvelable et la batterie (voir Figure 28). Elles sont encore relativement peu nombreuses à ce jour sur le réseau public d'électricité français.

Les projets de batteries en Mayenne :

Les projets en production, en développement et en émergence connus au 01/01/2025 sur le département de la Mayenne sont au nombre d'une vingtaine, représentés en Figure 29 :

- 5 projets de micro-stockage de 1,25 MW sont raccordés au réseau public de distribution d'électricité au 31/01/2025 ;
- Une quinzaine de projets sont en émergence ou en développement et pourraient aboutir dans les mois ou années à venir : 8 projets de micro-stockage de 1,25 MW, 5 parcs de batteries de puissance de 7, 55, 80 et 100 MW ainsi que 2 projets hybrides associés à des parcs éoliens.

Les projets sont répartis sur l'ensemble du territoire. Les projets de puissance importante, de plus de 5 MW, sont localisés le long de la ligne très haute-tension, à proximité des postes-source sur lesquels il reste de plus grandes capacités de raccordement disponibles.



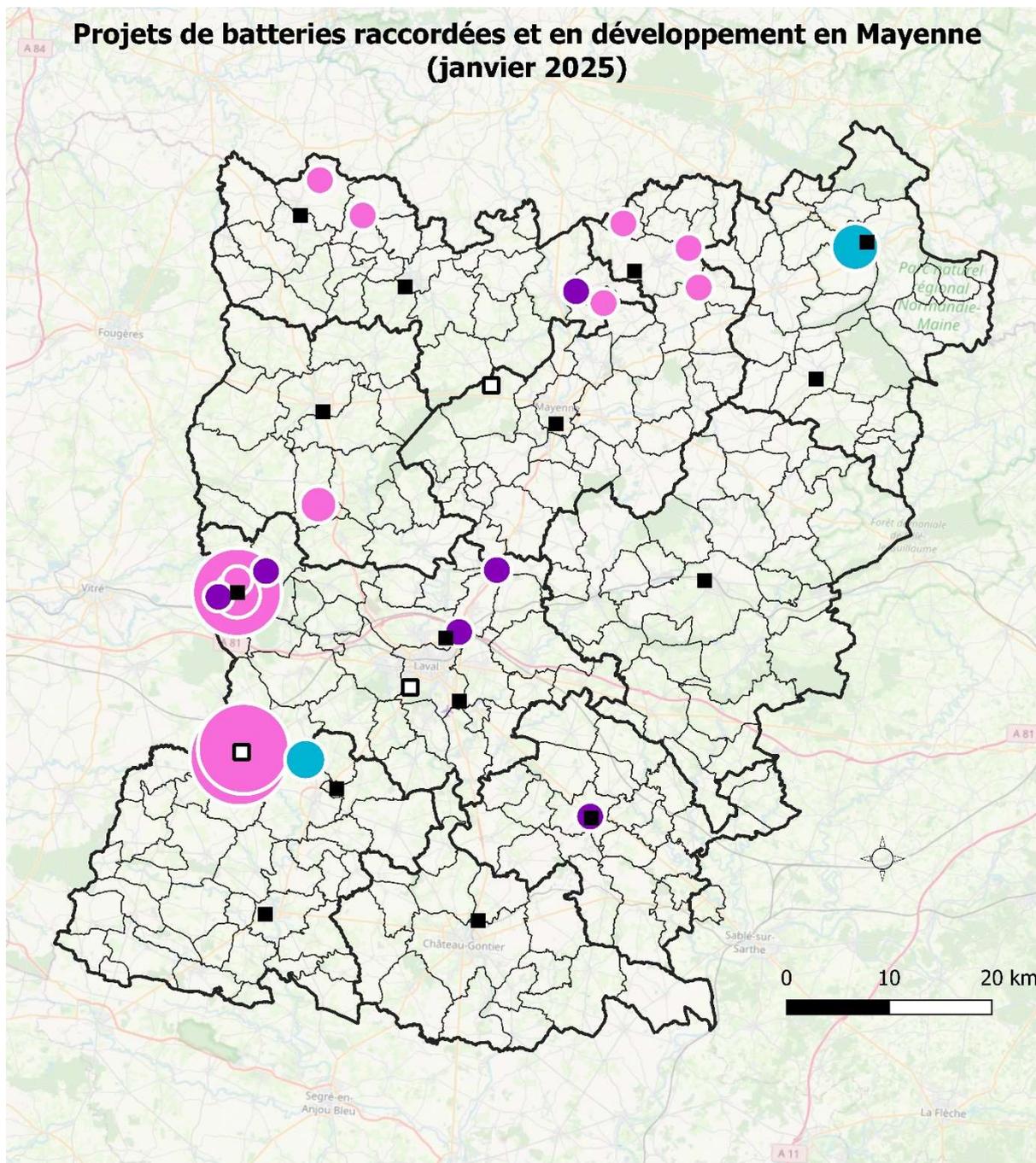
Figure 26 : Batterie stationnaire de 1,25 MW installée dans la Sarthe (Ouest-France, 2023).



Figure 27 : Parc de batterie Amarenco de Saucats en Gironde (Amarenco).



Figure 28 : Installation hybride batterie – éolienne dans le Finistère (Lionel Le Saux / Le Télégramme).



- Poste RTE
- Poste ENEDIS

- Statut des unités de stockage
- Batterie autonome raccordée
 - Batterie autonome en développement
 - Batterie hybride en développement

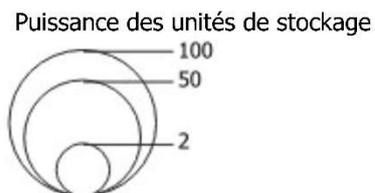


Figure 29 : Carte des projets de batteries connus en Mayenne au 01/01/2025 (Source et réalisation : TEM, juin 2025).

I.2 Comment sont choisis les sites pour l'implantation de batteries ?

Le premier criblage

La première étape pour le développeur consiste en une phase exploratoire afin d'identifier les parcelles *a priori* favorables à l'accueil d'un projet de batteries.

Tableau 4 : Critères pris en compte dans le choix des sites d'étude d'implantation

Critères	Description
Capacité de raccordement au réseau d'électricité	Identification des secteurs proches des réseaux et postes électriques ayant une capacité de raccordement compatible avec le projet. Des données sont mises en ligne par les gestionnaires du réseau public d'électricité pour informer les développeurs sur les capacités du réseau (voir Chapitre 3 -III.2c))
Droit de l'urbanisme	Identification des secteurs pour lesquels la construction d'une batterie est compatible avec les règles d'urbanisme en vigueur.
Enjeux environnementaux	Exclusion des secteurs dans lesquels les enjeux environnementaux sont <i>a priori</i> incompatibles avec l'installation d'une batterie (zones humides, zones naturelles à enjeux ...).
Environnement de la parcelle	Exclusion des secteurs dont l'environnement proche est incompatible avec l'installation d'une batterie (trop forte proximité d'une zone habitée ...)

Une fois ce premier ciblage réalisé, le développeur démarche les propriétaires des parcelles retenues, dans le but de sécuriser l'accès au foncier.

Le développement du projet

Le développement du projet proprement dit suit les étapes présentées en Figure 30. Certaines d'entre elles peuvent être menées en temps masqué et l'ordre peut éventuellement varier selon les développeurs et les projets.

Zoom sur l'offre de raccordement :

L'élément probablement le plus déterminant dans un projet de batterie est la **proposition technique et financière (PTF)** de raccordement faite par le gestionnaire de réseau qui déterminera l'équilibre économique et les délais de réalisation du projet.

Les gestionnaires de réseau, principalement RTE et Enedis, doivent observer un **principe de non-discrimination** pour les demandes de raccordement : tous les projets sont traités sur un pied d'égalité et entrent dans des files d'attente selon leur ordre d'arrivée. Il y a donc un enjeu pour les développeurs à se **positionner rapidement**, parfois avant l'obtention des autorisations d'administratives requises ou la finalisation du plan de financement. C'est la raison pour laquelle une partie des demandes de raccordement de batteries en cours d'instruction, voire avec une proposition de raccordement signée, n'aboutiront pas.

Si la capacité de raccordement demandée n'est pas disponible, le gestionnaire de réseau pourra faire une offre de raccordement pour une puissance plus faible, avec des coûts et délais pour redimensionner le réseau ou avec des limitations, c'est-à-dire que le fonctionnement de la batterie sera contraint pendant un certain nombre d'heures dans l'année.

Selon les résultats de l'étude exploratoire et les conditions de la PTF, le développeur pourra confirmer, modifier ou abandonner son projet.

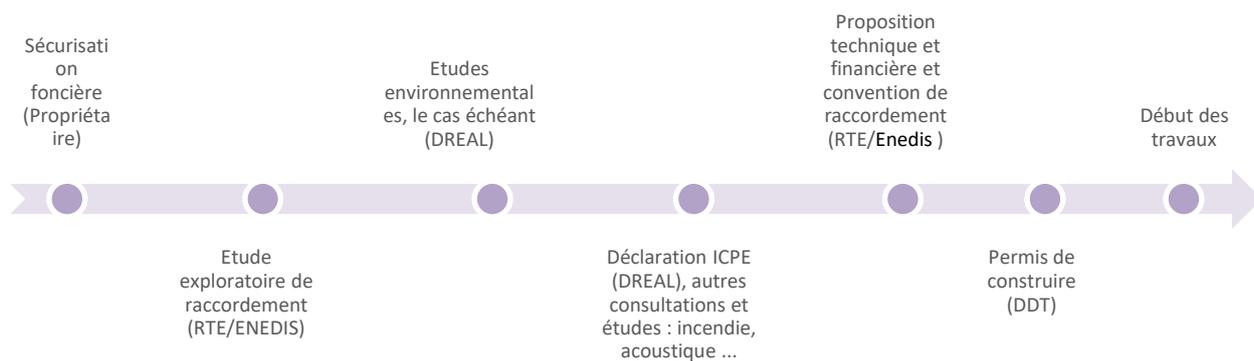


Figure 30 : Etapes de développement d'un projet de batterie (et interlocuteur principal)

La période de développement du projet est généralement ponctuée de rencontres avec les **acteurs du territoire** : élus municipaux, syndicat d'énergie, représentants agricoles, services de l'Etat. Des réunions publiques sont parfois organisées.

Les **stratégies de développement sont différentes** selon les développeurs.

Ainsi, le développeur de micro-stockage travaille sur de nombreux sites et ne retient que les sites les plus favorables. Le responsable commercial de l'entreprise explique :

« On a un taux de perte assez fort, entre 30 et 40%, puisqu'on travaille sur du volume. Le but, c'est d'essayer de réduire cette perte au maximum en ayant une forte connaissance du réseau électrique, des bonnes relations avec Enedis, qui nous raccorde sur le réseau, avec les DDT, qui instruisent nos dossiers. On essaie vraiment de travailler avec eux main dans la main pour développer, dans le respect de leurs contraintes, d'obligations et de quelques demandes spécifiques, auxquelles on essaie de s'adapter. Ça nous permet de réduire le taux de perte et d'arriver à réaliser le maximum de projets identifiés au départ. »

D'autres développeurs, souvent pour des projets de plus grande dimension, identifient un ou quelques sites sur lesquels ils investissent pour la réservation de raccordement, les études préalables, le temps de développement et de rencontre des acteurs du territoire.

Le cas des installations hybrides est particulier, le choix de la localisation étant avant tout guidé par les contraintes d'implantation de la production d'énergie renouvelable.

Afin d'obtenir **l'assentiment des acteurs locaux** et notamment des élus des collectivités territoriales, les développeurs mettent généralement en avant :

- Les retombées positives pour le territoire : la fiscalité locale en particulier, dans le cas particulier du micro-stockage la possibilité d'associer des bornes de recharge de véhicules électriques ;
- Ainsi que les services d'intérêt collectifs rendus par les batteries, notamment au travers des mécanismes de flexibilité.

Quelques développeurs **profitent de la méconnaissance** de ce sujet sur les territoires pour convaincre sur la base d'arguments trompeurs. En Mayenne, un développeur de batterie explique que « *la solution permettra d'équilibrer la production et la consommation locales d'énergies* » ou que « *cette solution est un élément d'attractivité pour le territoire avec la garantie d'une réserve* »

énergétique au service des entreprises, des ménages et des services publics du territoire »¹⁴. Or, nous avons vu au Chapitre 3 -II que les services de flexibilité sont rendus au système électrique à l'échelle nationale et n'ont pas d'incidences sur le réseau électrique local.

Des représentants de RTE indiquent par ailleurs que :

« Les développeurs de batteries ont tendance à annoncer qu'ils se développent en étroite collaboration avec RTE. Globalement, se réclamer de RTE, pour l'implantation dans une zone géographique donnée sur un point de livraison donné, c'est un abus de langage. RTE, à aucun moment, à l'heure actuelle, ne dit je veux qu'il y ait un opérateur de stockage sur un poste source donné. Un porteur de projet batterie ne peut pas se réclamer de ça. »

Ces pratiques mettent en évidence l'importance pour les acteurs locaux de **monter en compétences** afin de devenir des interlocuteurs de bon niveau face aux développeurs de batteries et d'être capables de mesurer de manière objective les intérêts et inconvénients des projets.

I.3 Les développeurs s'adaptent et contribuent à l'adaptation des règles

Le déploiement des batteries sur le territoire est récent. Les règles et moyens de régulation mis en place par les pouvoirs publics ne sont pas encore stabilisés.

A l'échelle locale, les développeurs sont en **phase d'apprentissage** et **ajustent leur stratégie** d'implantation aux réglementations en vigueur et aux exigences portées par les acteurs des territoires.

Un représentant des services déconcentrés de l'Etat remarque que :

« Certains ne connaissent pas bien la réglementation. Les développeurs sont parfois étrangers et découvrent la réglementation française : planification, loi sur l'eau ... Ils sont très demandeurs sur l'aspect réglementaire. Ils essaient d'apprendre. »

A l'échelle nationale, les représentants du secteur des batteries (Union française de l'électricité, La Plateforme Verte ...) **défendent l'intérêt** du développement des batteries au travers d'actions de lobbying, de plaidoyers, en contribuant aux consultations publiques sur les documents de planification et de programmation énergétique. Certaines règles sont construites par les pouvoirs publics avec la participation des acteurs économiques. Ainsi l'évolution des règles d'accès des batteries aux mécanismes de flexibilité font l'objet d'appels à contribution auxquels les représentants des stockeurs participent activement.

Ainsi la construction des règles et mécanismes d'incitation qui s'appliquent aux batteries se construisent et évoluent dans une **interaction** entre les pouvoirs publics et les acteurs économiques du secteur.

II. Quel positionnement des acteurs des territoires ?

Depuis un à deux ans, les acteurs des territoires sont très sollicités par les développeurs de batteries alors qu'ils ont un niveau de connaissance ne leur permettant pas encore de se

¹⁴ Extraits de documents de présentation du projet, laissés aux acteurs locaux par le développeur.

positionner sur ce sujet, nouveau et complexe.

Le représentant d'un syndicat départemental d'énergie interrogé explique :

« C'est probablement pareil dans les autres départements. Nous ne sommes pas très bien informés de la dynamique de développement. On voit des projets apparaître. On est mis au courant parce que des communes sont sollicitées par des développeurs de projets qui cherchent des terrains. Et du coup, les mairies nous demandent ce qu'elles doivent en penser. On cherche à se faire une philosophie, un avis pour pouvoir répondre à nos collectivités adhérentes. Et ça impactera aussi le réseau de distribution qui est de notre compétence : et là, on se pose la question de quel impact ça a sur le réseau de distribution. »

Quels sont les intérêts pour le système et le réseau électrique ? Quels sont les inconvénients et les intérêts pour le territoire ? Au vu du nombre de projets, la rentabilité est-elle réellement très importante ? Comment capter une partie de la rente sur les territoires qui accueillent les projets ? N'y a-t-il pas un risque de « surdéveloppement » des batteries sur les territoires ?

Voilà le type de questions que se posent les élus locaux et les syndicats d'énergie, en tant qu'AODE et aussi en tant que conseillers des collectivités territoriales.

II.1 Quel intérêt des batteries pour les territoires ?

L'installation de batteries présente des risques et des opportunités.

Les risques :

- a) Concurrence avec l'implantation d'autres activités « consommatrices d'électricité »

Comme évoqué dans le Chapitre 3 -III.1, le raccordement d'une batterie stationnaire consomme de la capacité sur le réseau public d'électricité. Jusqu'à présent, les capacités du réseau local étaient surtout mobilisées pour des projets liés au développement du territoire : développement résidentiel, développement économique avec des retombées locales (création d'emploi, fiscalité locale, développement du tissu de PME et PMI locales) et plus récemment développement de la production d'énergie renouvelable, souvent accompagnée par les acteurs locaux dont TEM et sa SEM. L'arrivée d'acteurs économiques, d'envergure nationale ou internationale, utilisant des ressources du territoire (capacités sur le réseau mais aussi ressources foncières) pour développer des activités générant peu de retombées locales interroge les élus locaux.

La **concurrence entre les usages** pour l'accès aux capacités de raccordement au réseau est souvent questionnée. C'est un sujet complexe qui mérite certainement d'être examiné au cas par cas.

D'un point de vue général, un projet de batterie lors de la demande de raccordement fait l'objet d'une double instruction :

- En tant que producteur :

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) planifie les

travaux nécessaires à l'accueil des projets d'énergie renouvelable. Il n'y a donc théoriquement pas de concurrence entre les batteries et les projets de production dont la capacité de raccordement est **garantie par le S3REnR**.

- En tant que consommateur :

RTE a la possibilité de faire des **zones de mutualisation** sur le réseau de transport, afin de planifier les besoins de raccordement pour des consommateurs et mutualiser les coûts. Mais cette possibilité n'existe pas pour le réseau public de distribution, comme l'explique un représentant d'Enedis :

« RTE peut maintenant définir des zones de mutualisation. Ce sont des zones dans lesquelles on sort de la logique du premier arrivé - premier servi. RTE recense les projets, dimensionne une infrastructure réseau qui permette de les accueillir, puis facture à chacun une quote-part, sur le même principe que les S3REnR. RTE fait ça sur certaines zones industrielles qui se décarbonent : Le Havre, Fos-sur-Mer, Dunkerque. Côté Enedis, on milite pour avoir ce droit-là aussi. Ça pourrait être une solution pour éviter les effets de bord négatifs où le dernier qui demande un raccordement est celui qui paie. »

Dans certains cas, en particulier sur le réseau de distribution, il peut donc y avoir des **concurrences directes entre des batteries et d'autres demandes de raccordement**. Cependant, de manière générale le besoin de capacités pour les batteries et les autres acteurs sur les territoires **ne sont pas comparables** : de l'ordre de la dizaine voire centaines de kW pour des projets tertiaires ou résidentiels contre des puissances de 1,25 à 100 GW pour des batteries stationnaires. Seuls les besoins pour l'installations ou l'extension d'industries semblent être comparables et donc poser une réelle question de concurrence.

Entre l'échelle nationale et l'échelle locale, deux logiques s'opposent :

- Les **acteurs publics locaux** considèrent les capacités disponibles sur le réseau comme une **réserve**, permettant de répondre favorablement à des besoins pour le développement résidentiel ou économique, sans attente et sans coûts de redimensionnement, même si les opportunités sont incertaines.
- Les **pouvoirs publics nationaux** envisagent la transformation du réseau public d'électricité dans son ensemble, selon le principe de **dimensionnement raisonné**, c'est-à-dire que les travaux sont réalisés au plus près des besoins. Il ne s'agit donc pas de réserver des capacités de raccordement non utilisées, mais d'optimiser les capacités disponibles, notamment par le raccordement de batteries qui peuvent rendre des services d'intérêt collectif, et d'investir pour augmenter les capacités du réseau au fur et à mesure que des nouveaux besoins sont avérés.

En conclusion, **il n'y a pas de concurrence généralisée** entre les batteries et les autres usages sur le réseau public d'électricité. En revanche, il peut y avoir des **frictions localisées**. En théorie, une demande de raccordement pour un projet local pourrait avoir un délai et un coût de raccordement plus important, après que les dernières capacités disponibles aient été réservées à un projet de batterie.

b) Consommation d'espace et impact paysager

Les batteries sont des installations denses assez **peu consommatrices d'espace**. Les micro-stockage de 1,25 MW artificialisent une surface d'environ 20 m² pour une surface totale de projet de 100 m². Les projets plus conséquents occupent en moyenne une surface d'1 ha pour une puissance de 100 MW.

Pour fixer un ordre de grandeur : Le bouquet de flexibilité de référence (RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024) prévoit un développement d'une capacité de batteries de 6 GW supplémentaires ce qui nécessiterait une surface totale 60 ha au niveau national, soit une surface moyenne de 6 000 m² par département.

Même si les surfaces concernées sont relativement petites, se pose toutefois la question de la **consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers**. En Mayenne, où les projets se situent le plus souvent sur des zones agricoles, il est possible de distinguer trois types de projets qui soulèvent des questions différentes quant à la consommation d'espace :

- Les projets de **parcs de batteries de puissance relativement importante** ont une emprise spatiale de l'ordre de l'hectare et se positionnent généralement sur des espaces non artificialisés. Ces projets seront compatibles dans la consommation d'espace agricole de la collectivité territoriale concernée, en application de l'objectif de zéro artificialisation nette (ZAN), limitant d'autant la possibilité d'autres projets. L'impact paysager est variable mais les porteurs de projets de cette dimension veillent généralement à soigner l'intégration paysagère.
- Les projets de **micro-stockage** ont une emprise spatiale de l'ordre de 100 m². Il y a une consommation d'espace agricole, mais dans de faibles proportions. L'artificialisation n'étant que de 20 m² en moyenne, elle ne sera pas comptabilisée au titre du ZAN. Si l'impact d'un projet isolé peut être considéré comme négligeable en termes de consommation d'espace et de paysage, se pose la question de la multiplication des projets :
 - En termes de consommation d'espace : 100 MW peuvent être fournis par un parc de batteries d'environ 1 ha ou par 80 micro-stockages qui représentent sensiblement la même surface répartie sur 80 parcelles différentes ;
 - En termes d'impact paysager : le micro-stockage, qui ressemble à un poste de transformation électrique semble relativement bien accepté par les riverains, mais leur multiplication dans les paysages ruraux peut amener à un phénomène de saturation.

Un représentant des services déconcentrés de l'Etat soulève cette question :

« Ces petits projets posent la question de l'impact paysager, parce que leur multiplication participe au mitage et a un impact paysager. On peut les cacher, mais ce n'est quand même pas idéal. Il n'y a aucune planification, l'implantation relève uniquement d'opportunités foncières. C'est gênant mais d'un point de vue de l'urbanisme on n'a aucun élément pour agir. »

- Les **projets hybride** associent une installation de production d'énergie renouvelable et une installation de stockage, la part du stockage en termes de consommation d'espace

et d'impact paysager est généralement mineure dans le projet global.

Un représentant de la FNCCR, réseau national des AODE, nous livre son impression, fondée sur la base de ses échanges avec les collectivités du réseau :

« Ça pose beaucoup de questions sur l'utilisation du territoire. Beaucoup de maires aujourd'hui se positionnent contre l'arrivée des stockeurs, notamment au regard des effets sur le zéro artificialisation nette, pour des projets sans valorisation pour le territoire. »

c) Risques industriels et impacts environnementaux

Certains élus du territoire sont particulièrement inquiets quant aux **risques d'incendies** sur les batteries.

Les batteries stationnaires sont soumises à des normes internationales, européennes et françaises qui visent notamment à garantir la sécurité. Les installations de plus de 0,6 MW sont encadrées par la réglementation des **installations classées pour la protection de l'environnement** (ICPE) imposant des conditions de distance, de détection et de surveillance, accessibilité pour les secours notamment. Cette réglementation est en cours de révision pour prendre en compte le cas des batteries stationnaires au lithium-ion dont le développement et les retours d'expériences d'incendies sont récents. Enfin, les développeurs prennent souvent l'attache du service départemental d'incendie et de secours (SDIS) durant le développement du projet et à la mise en service.

La réglementation et les pratiques de prévention et d'intervention sont en cours d'évolution afin de s'ajuster au mieux aux réalités de terrain.

L'impact environnemental local est **peu abordé** par les acteurs du territoire. Seul le sujet de l'électromagnétisme, qui fait beaucoup débat en Mayenne dans le cadre de l'installation de postes source ou d'éoliennes, revient fréquemment parmi les sujets d'inquiétude. Certains développeurs ont présenté des résultats d'études qui semblent montrer que les nuisances sont négligeables sur ce point.

Opportunités :

d) Services au réseau local : évitement ou report de travaux et meilleure intégration des énergies renouvelables

Comme évoqué au Chapitre 3 -III.3, bien localisées, les batteries peuvent rendre des services au réseau local en contribuant à la gestion des **congestions** ou en **optimisant** l'intégration de la production **d'énergie renouvelable**.

Cette perspective **intéresse le syndicat d'énergie** en tant qu'AODE propriétaire du réseau de distribution afin d'atteindre les objectifs fixés en termes de production d'énergie renouvelable sur le territoire départemental.

Ces deux créneaux étant encore peu investis, et le modèle économique n'étant pas encore mature, il est difficile d'en mesurer l'intérêt pour les acteurs locaux.

Tableau 5 : Retombées locales et partage de la valeur avec le territoire pour un projet de batterie stationnaire

Type de retombées locales	Montants (ordres de grandeurs)	Bénéficiaires	Description
Fiscales			
TFPB (Taxe foncière sur les propriétés bâties)	0 € pour les projets sans fondations (micro-stockage) De quelques 100 ou 1 000 €/an pour les projets de batteries de l'ordre de quelques MW Jusqu'à plusieurs 10 000 €/an pour les projets de l'ordre de 100 MW	EPCI, Département, voire commune	
IFER (Imposition forfaitaire des entreprises de réseau) : impôt local forfaitaire qui vise à compenser l'impact territorial des installations sur le territoire	0 €	-	Le stockage d'électricité n'est pas soumis à l'IFER. Une installation hybride ou nécessitant la création d'un poste électrique privé est concernée pour la partie de l'installation dédiée à la production ou pour le poste créé.
CFE (cotisation foncière des entreprises) : impôt local calculé sur base de la valeur locative des biens immobiliers utilisés par l'entreprise pour les besoins de son activité professionnelle	De 0 € pour les projets non soumis à la taxe foncière à quelques 10 000 € / an pour les projets de l'ordre de 100 MW.	Commune ou EPCI	La CVAE (cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises) qui constituait le second volet de CET (Contribution économique territoriale) a été supprimée en 2024.
Taxe d'aménagement communal : impôt local perçu à l'occasion de certaines constructions ou certains aménagements, elle finance les équipements publics nécessaires au développement urbain.	Jusqu'à environ 100 000€ pour un projet de l'ordre de 100 MW (une seule fois)	Commune et EPCI, voire Département	
Autres			
Participation aux travaux de construction	Jusqu'à quelques 100 000 € de contrats pour les travaux de construction et d'aménagement du site	Entreprises	Les travaux sur le site représentent moins de 10% de l'investissement total : terrassement, aménagement, végétalisation, travaux électriques.
Participation à l'exploitation	0 €		L'exploitation de batteries ne nécessite pas de présence sur place. Les opérations de maintenance sont réalisées par des employés spécialisés de l'exploitant du site, avec des déplacements ponctuels.
Occupation du foncier	De l'ordre de 1 000 à 3 000 €/an pour un projet de quelques 100 m ² . Probablement de l'ordre de quelques 10 000 €/an pour un projet d'1 ha.	Le propriétaire du terrain	La mise à disposition du foncier passe souvent par un bail commercial ou emphytéotique avec le propriétaire. Des cas existent où le développeur achète le terrain.
Participation financière au projet, par une entrée au capital ou par compte d'associé		Collectivités territoriales dont syndicat d'énergie, société d'économie mixte, citoyens	L'entrée en participations dans les projets de batterie peut présenter d'autres intérêts développés au Chapitre 5 -III.

e) Retombées fiscales et partage de la valeur

Les installations de batteries stationnaires peuvent générer des retombées financières positives sur les territoires. La **fiscalité** est jugée **peu favorable** par les acteurs du territoire, notamment parce que les batteries **ne sont pas soumises à l'imposition forfaitaire des entreprises de réseau (IFER)**. La valeur créée par les batteries peut être partagée par d'autres moyens avec le territoire et les acteurs locaux, par exemple avec une **participation financière** aux projets et le **partage des bénéfices**. L'ensemble des retombées financières pour les territoires est listé dans le Tableau 5.

II.2 Quelles sont les règles applicables et les leviers à la main des acteurs locaux

Les parties précédentes montrent que les développeurs de batteries recherchent des conditions de raccordement au réseau public d'électricité favorables et un site d'implantation leur permettant d'obtenir les autorisations administratives requises. Les acteurs du territoire se positionnent favorablement ou défavorablement en fonction de leur perception de l'équilibre entre intérêts et inconvénients des projets pour le territoire. Cette partie présente les **leviers** dont disposent les acteurs du territoire pour **orienter les développeurs** vers des projets plus favorables.

a) Cartographie des acteurs des territoires intervenant dans les étapes de développement des projets de batteries

La Figure 31 représente l'ensemble des acteurs avec lesquels le développeur de projet de batterie interagit sur le territoire dans les phases de développement du projet.

Les acteurs sont regroupés autour de quatre enjeux : la maîtrise foncière, le raccordement au réseau public d'électricité, l'obtention des autorisations administratives et l'articulation avec les enjeux locaux.

Le développeur de batterie a des relations de différentes natures selon les acteurs concernés :

- **Négociation et contractualisation** avec le propriétaire du foncier, généralement avec l'objectif de signer un bail commercial ou emphytéotique, plus rarement d'acheter ;
- **Echanges technique et financier** puis conventionnement avec le gestionnaire du réseau public d'électricité pour le raccordement ;
- **Demande d'autorisations administratives** auprès des représentants de l'administration, les demandes sont généralement précédées d'échanges permettant d'ajuster le projet aux exigences afin d'éviter les refus ;
- **Echanges d'informations** sur le projet avec les élus locaux et les riverains. Ces échanges permettent d'informer sur le projet, de répondre à des interrogations ou des craintes locales et parfois d'ajuster le projet aux demandes locales.

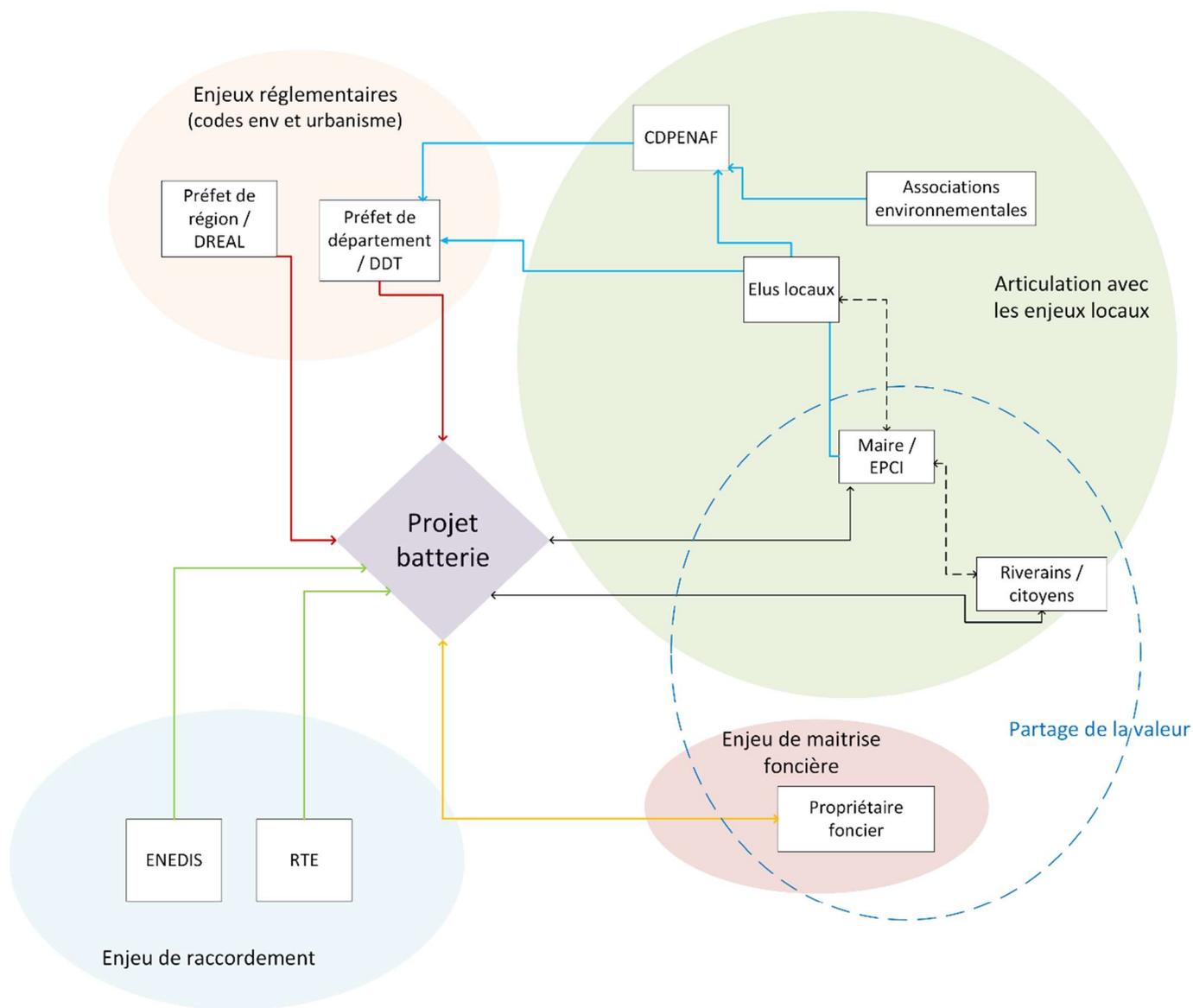


Figure 31 : Cartographie du système d'acteurs intervenant dans le développement d'un projet de batterie à l'échelle d'un département.

Des acteurs plus spécialisés sur le territoire peuvent intervenir comme les représentants des **associations environnementales** ou du **monde agricole**.

L'administration a la possibilité de consulter des représentants des acteurs locaux, au travers de la **commission départementale de préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers (CDPENAF)**.

b) Enjeu de maîtrise foncière

Les acteurs du territoire ont **peu la main sur la question foncière** car la décision relève d'une négociation sous seing privé entre le développeur et le propriétaire.

Le foncier peut être un levier lorsqu'une collectivité territoriale détient une parcelle favorablement située ou dans les cas d'implantations en zone d'activité économique (ZAE) gérées par un EPCI. Alors, la collectivité peut proposer une localisation à un développeur, voire être à l'initiative d'un projet intéressant pour le territoire.

c) Enjeu de raccordement au réseau public d'électricité

Le principe de **non-discrimination** et la gestion par files d'attente ne laissent **pas de marge** aux acteurs locaux pour orienter ou favoriser certains types de projets par rapport à d'autres.

d) Enjeu réglementaire

Les batteries sont soumises à plusieurs réglementations au titre du Code de l'environnement et de l'urbanisme. Dans certains cas, il peut exister des marges d'appréciation locales.

Code de l'environnement :

Comme l'indique le Tableau 6, les projets de batteries sont tous soumis à une déclaration ICPE, mais seuls les plus gros projets ou ceux s'implantant dans des zones à enjeu environnemental seront soumis à une évaluation environnementale. Généralement, les développeurs écartent les zones avec des enjeux environnementaux identifiés dès le début de la phase prospective afin d'éviter les difficultés ultérieures.

Tableau 6 : Liste des déclarations ou autorisations environnementales auxquelles sont soumises les batteries stationnaires

Réglementation	Régime	Service instructeur
ICPE – Rubrique 2925-2 “Ateliers de charge d’accumulateurs électriques lorsque la charge ne produit pas d’hydrogène”	Déclaration si > 600 kW	DREAL
Etude d’impact environnementale – R.122-2 du Code de l’environnement - catégorie 39 “Travaux, constructions et travaux d’aménagements”	Etude au cas par cas si terrain > 5 ha ou surface au sol > 1 ha, ou si enjeu environnemental identifié Etude d’impact si terrain > 10 ha ou surface au sol > 4 ha	DREAL
Loi sur l’eau – IOTA¹⁵ rubrique 3.3.1.0	Déclaration si impact sur zone humide > 1 000 m ² Autorisation si impact sur zone humide > 1 ha	DDT
Espèces protégées	Demande de dérogation si impact sur espèces de faune ou de flore protégées	DREAL ou DDT
Natura 2000	Evaluation des incidences si le projet est situé dans ou à proximité d’un site Natura 2000	DDT

Code de l’urbanisme :

Les projets de batteries sont soumis à autorisation d’urbanisme :

- Déclaration préalable pour les projets < 20 m², c’est le cas des micro-stockages dont les installations font entre 19 et 20 m² ;
- Permis de construire pour les projets > 20 m², pour la plupart des autres projets.

L’autorité compétente pour délivrer l’autorisation est le préfet de département¹⁶ et le service instructeur est la direction départementale des territoires (DDT). Certaines **consultations**¹⁷ sont sollicitées dans le cadre de l’instruction :

- Le **maire ou le président de l’EPCI** (lorsque le maire lui a délégué la compétence, ce cas n’existe pas en Mayenne) : consultation obligatoire et avis simple (c’est-à-dire qu’il ne doit pas nécessairement être suivi) ;
- La commission départementale de préservation des espaces naturelles, agricoles et forestiers (**CDPENAF**) :
 - Consultation obligatoire et avis simple pour les communes sans document d’urbanisme (application du règlement national d’urbanisme (RNU)) ;
 - Consultation au cas par cas et avis consultatif pour les communes avec un document d’urbanisme.
- Les **architectes des bâtiments de France**, consultation obligatoire ou cas par cas, et avis consultatif, simple ou conforme selon la présence d’un site patrimonial à proximité.

¹⁵ IOTA : installations, ouvrages, travaux, activités soumis à des réglementations spécifiques du fait de leurs potentiels impacts ou des dangers pour le milieu aquatique et la ressource en eau.

¹⁶ Code de l’urbanisme, article R 422-2.

¹⁷ Code de l’urbanisme, article R 423-50 et suivants.

En application du Code de l'urbanisme, les batteries ont vocation à être installées **en zone constructible**. Par **exception**, elles peuvent être **autorisées dans les zones agricoles, naturelles ou forestières** aux conditions suivantes :

- Qu'elles ne soient pas interdites par le règlement du document d'urbanisme applicable à la zone d'implantation ;
- Qu'elles répondent aux différentes obligations permettant de bénéficier des dérogations prévues par le Code de l'urbanisme au principe d'inconstructibilité.

Parmi les dérogations¹⁸ figurent « *les constructions et installations nécessaires à des équipements collectifs dès lors qu'elles ne sont pas incompatibles avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière du terrain sur lequel elles sont implantées et qu'elles ne portent pas atteinte à la sauvegarde des espaces naturels et des paysages.* ».

Pour être autorisée dans les espaces agricoles, une batterie doit donc remplir deux conditions cumulatives :

- Être considérée comme une installation nécessaire à un **équipement d'intérêt collectif** ;
- Être **compatible avec l'exercice d'une activité agricole**.

Le Code de l'urbanisme n'est pas plus précis sur ces points et le cas des batteries n'a pas encore fait l'objet de jurisprudence.

Concernant le premier point sur **l'intérêt collectif** : la jurisprudence a précisé la notion d'équipement d'intérêt collectif, précisant notamment que les ouvrages de production d'énergie renouvelable étaient concernés. Par extension, le ministère chargé de la transition écologique considère que les batteries, en tant qu'accessoires d'ouvrages de production et de distribution d'électricité, peuvent être regardées comme des installations nécessaires à des équipements collectifs. Des jurisprudences à venir pourraient préciser la manière dont ce point doit être interprété.

Concernant le second point sur la **compatibilité avec l'activité agricole** : le Conseil d'Etat a explicité les contours de cette notion dans une décision sur une installation photovoltaïque¹⁹ et précise par ailleurs « *qu'il appartient à l'administration d'apprécier la compatibilité du projet en tenant compte notamment de la superficie de la parcelle, de l'emprise du projet, de la nature des sols et des usages locaux* ».

Il revient donc à la **DDT**, service instructeur saisi d'une demande d'autorisation d'urbanisme **d'apprécier la compatibilité** du projet avec l'exercice de l'activité agricole en prenant en compte des éléments comme l'activité agricole exercée ou qui aurait vocation à être exercée, la superficie de la parcelles et l'emprise du projet, les qualités agronomiques de la parcelle ou encore l'impact du projet sur les usages agricoles. Pour nourrir son analyse, le service instructeur a la possibilité de demander au cas par cas, **l'avis simple de la CDPENAF**. Cette commission administrative est composée de représentants des différentes catégories d'acteurs du territoire, ses avis permettent une meilleure prise en compte du contexte local.

¹⁸ Code de l'urbanisme, articles L.151-11, L. 161-4 et L. 111-4.

¹⁹ Décision Photosol, CE 08/02/2012, n°395464.

Un service instructeur de la Mayenne, interrogé dans le cadre de l'étude, explique sa pratique, qui peut éventuellement être différente d'un département à l'autre en fonction des enjeux et de la sensibilité des acteurs du territoire :

« On a trois classes de projets.

Les projets de moins de 20 m² : jusqu'à présent, on a toujours délivré les autorisations parce qu'on considère que 19 m² sur une parcelle, ça n'empêche pas l'activité agricole. C'est comme un transformateur électrique en bout de champ. Pour ces projets-là, on ne consulte pas la CDPENAF.

On a aussi des projets associés à des parcs éoliens, sur la partie déjà artificialisée pour l'éolien et pour l'instant, on les a aussi acceptés.

Et puis des projets de plusieurs dizaines de MW, de taille plus importante. Pour ces projets, dès qu'on est en zone agricole ou naturelle, on saisit la CDPENAF. [Un seul projet de ce type a été présenté en CDPENAF, qui a rendu un avis négatif. Le développeur, rencontré dans le cadre de cette étude envisage de faire évoluer le projet, en espérant un avis favorable.]

Maintenant, on se pose la question de l'emprise à partir de laquelle on considérera que le projet n'est pas compatible avec l'activité agricole. »

Au travers des projets qui lui seront présentés pour avis, la CDPENAF devrait au fil du temps construire une doctrine locale sur la compatibilité entre les batteries et l'activité agricole, en affinant les critères d'appréciation.

e) Articulation avec les enjeux locaux

Les enjeux locaux couvrent les enjeux de consommation d'espaces agricoles, naturels et forestiers évoqués ci-dessus, mais aussi les questions d'atteinte au **cadre de vie** et à l'environnement et le **partage de la valeur** créée sur le territoire.

Le cadre de vie sont assez peu évoquées par les acteurs du territoire s'agissant des batteries : les constructions sont relativement compactes et les nuisances semblent maîtrisées (bruit, électromagnétisme, risque incendie).

En revanche, les élus locaux soulèvent souvent la question du partage de la valeur. Ils **redoutent** que les projets de batteries, bien que très rentables, ne génèrent que **peu de retombées** pour le territoire, tout en mobilisant des ressources locales comme le foncier et les capacités de raccordement. Ils soulignent aussi que les terrains convoités sont stratégiques pour d'autres activités, notamment la production d'énergie renouvelable, qui nécessitent également une proximité avec les postes électriques.

Certains développeurs travaillent à des moyens de rendre des services au territoire sur lequel ils s'implantent, ainsi la société leader du marché du micro-stockage explique :

« On a développé des bornes de charge associées à nos batteries pour développer la mobilité électrique dans les zones blanches ou zones périurbaines. C'est un produit supplémentaire qui nous permet de remercier les communes qui accueillent une de nos batteries en les équipant de bornes de charge pour véhicules électriques. Ça leur évite

des investissements entre 300 et 400 000 euros, avec un prix de recharge 2 à 3 fois moins cher que l'ensemble des concurrents. »

Au-delà des revenus issus de la mise à disposition du foncier et de la fiscalité locale, le partage de la valeur pourrait également intervenir au travers une prise de participation des collectivités locales ou des citoyens aux projets (voir Chapitre 5 -III).

III. Un foisonnement d'échanges et de réflexions pour tenter de comprendre et prendre position

A **l'échelle nationale**, de **nombreuses publications** spécialisées et plutôt récentes traitent de la question des batteries. Ainsi la CRE, les gestionnaires de réseau, des agences comme l'ADEME publient régulièrement des documents de prospective, de positionnement et d'analyse.

Les réflexions sont alimentées par des **dispositifs expérimentaux**, comme les projets RINGO de RTE ou Reflex d'Enedis, par des **contributions** des opérateurs économiques de la filière des batteries stationnaires. Dans plusieurs cercles publics, privés ou public-privé, des groupes de travail dédiés au stockage **analysent les conditions de développement** de la filière : groupe de travail stockage de RTE, club stockage d'association technique énergie environnement (ATEE), groupe de travail stockage de La Plateforme Verte ...

La FNCCR projette également d'engager une réflexion au sein du réseau des AODE :

« Au mois de septembre, on prévoit une journée de partage de connaissances sur le stockage. De cette journée ressortiront les besoins de nos adhérents en formation, publications, accompagnement. On veut surtout un partage entre les AODE car beaucoup sont sollicitées. L'objectif est au moins d'apporter un niveau d'information sur les modèles économiques et que chaque AODE puisse, en conscience, se positionner auprès des petites collectivités et des maires, qui se retournent vers elles en demandant "C'est quoi ce truc ?" Ça sera une première pour nous sur le stockage. »

A **l'échelle des territoires**, les acteurs **s'organisent pour monter en compétence** face aux sollicitations des développeurs de batteries, afin de comprendre les enjeux et se positionner. Ainsi, au cours des quatre mois de mon étude, j'ai participé à des séances de travail dédiées au stockage au sein de différents réseaux locaux : l'Entente des territoires d'énergie Pays de la Loire et le projet SMILE Bretagne-Pays de la Loire. Je suis également intervenue sur le sujet des batteries stationnaires au pôle départemental des énergies renouvelables de Mayenne présidé par la préfète de département, à la commission consultative paritaire de l'énergie (CCPE) et en réunion de travail des chargés de mission énergie et aménagement de la chambre d'agriculture Pays de la Loire.

Chapitre 5 - Quel positionnement et quels modes d'action pour les syndicats d'énergie en tant qu'AODE et conseillers des collectivités territoriales ?

Dans sa commande, TEM exprime le souhait d'identifier les enjeux pour le territoire ainsi que les leviers à la disposition du syndicat d'énergie et des collectivités territoriales adhérentes pour orienter les projets.

I. Quels projets soutenir ?

A partir des enjeux identifiés précédemment, quatre critères d'analyse sont identifiés pour mesurer l'intérêt des projets de batteries pour les territoires. Voir Tableau 7.

Les critères ne sont pas hiérarchisés car ils peuvent prendre une importance différente selon les projets et selon les acteurs.

- **Critère 1 : Intérêt collectif des services rendus**

Les syndicats d'énergie et les élus locaux ont intérêt à favoriser en :

- **Priorité 1** : les batteries qui rendent des services au territoire, avec un enjeu de localisation, c'est-à-dire les batteries qui participent aux flexibilités locales et les batteries hybrides ;
- **Priorité 2** : les batteries qui rendent des services collectifs avérés à l'échelle nationale, c'est-à-dire celles qui participent aux services de flexibilités ;
- **Priorité 3** : les batteries qui participent aux marchés de gros et donc à la réduction de la volatilité des marchés et à la sécurité d'approvisionnement en déplaçant de l'électricité de moment où elle est surabondante vers des moments de forte consommation.

Les deux dernières priorités correspondent à des cas où il n'y a pas d'enjeu de localisation pour les batteries. Tous les territoires ont vocation à accueillir ces projets, le cas échéant, dans le cadre de la solidarité nationale.

- **Critère 2 : Intégration dans le réseau électrique local**

Les acteurs locaux ont souvent fait part de leur inquiétude concernant la consommation des capacités de raccordement sur le réseau local.

Le Chapitre 4 -II.1 montre que les schémas tels que le S3REnR ou les zones de mutualisation permettent de réserver des capacités pour la production d'énergie renouvelable ou les activités économiques programmées. Les batteries n'entrent donc pas directement en concurrence avec ces projets. Il peut toutefois exister des concurrences ponctuelles entre une batterie et un autre projet local.

Dans la grille d'analyse, ce critère est à utiliser avec prudence. Il se base sur les classes utilisées dans la base de données en ligne de RTE Cartostock (<https://analysesetdonnees.rte->

france.com/reseaux/cartostock). Ce choix peut être discuté, mais il s'agit de la seule information synthétique, disponible et régulièrement mise à jour sur le niveau de capacité disponible.

Il conviendra certainement d'identifier, en fonction des secteurs, s'il existe des projets locaux qui pourraient être pénalisés pour son raccordement par l'installation d'une batterie.

Le critère utilisé est plus simple pour les installations hybrides : leur intégration sur le réseau est d'autant plus favorable qu'elles permettent d'optimiser le raccordement dimensionné pour l'unité de production d'énergie renouvelable.

- **Critère 3 : Impact sur l'artificialisation des sols**

L'installation d'une batterie dans une zone non constructible contribue à la consommation d'espaces productifs agricoles ou forestiers ou d'espaces naturels du territoire.

- **Critère 4 : Acceptation et participation locale**

Dans ce critère sont regroupés toutes les autres considérations qui pourraient influencer l'acceptation, l'appropriation ou la participation locale, notamment :

- Les atteintes au cadre de vie : impact sur le paysage, sur l'environnement, les nuisances sonores, les risques d'incendies et de pollution, etc.
- L'intérêt pour le territoire : les retombées fiscales, les éventuels aménagements connexes au projet pouvant bénéficier au territoire, le partage de la valeur au travers des prises de participation financière par une collectivité territoriale, un syndicat d'énergie, une SEM ou avec une participation citoyenne.

Cette grille d'analyse ne permet pas de déterminer si un projet est bon ou mauvais pour le territoire. Elle a vocation à positionner les projets par rapport aux enjeux perçus sur les territoires et constitue une base d'échange d'information et de discussion.

Tableau 7 : Critères d'analyse de l'impact des projets de batteries stationnaires pour le territoire d'implantation

Critères	Impact pour le territoire			Question à poser aux développeurs	Sources d'informations
	-	+	++		
1 Intérêt collectif des services rendus	A l'avenir, services de flexibilité et arbitrages marché spot lorsque les marchés de la flexibilité seront saturés	Services de flexibilité et arbitrages marché spot	Condition de bonne localisation Services de flexibilité et arbitrages marché spot <u>et</u> services au réseau local : - participation aux décongestions - installation hybride batterie + production EnR	- Sur quels services vous rémunérez-vous ? - Votre installation est-elle associée à une installation de production d'EnR (même point de livraison = co-location) ? - Participez-vous à un appel d'offres <i>flexibilités locales</i> (RTE ou Enedis) ?	- Demande de raccordement au réseau public d'électricité (à demander au développeur) - Documents relatifs à l'AO flexibilités locales (à demander au développeur ou consulter les résultats des AO d'Enedis sur https://flexibilites-enedis.fr/)
2 Intégration dans le réseau électrique local <i>(1) pour les batteries autonomes</i> <i>(2) pour les installations hybrides</i>	(1) Capacités de raccordement très faibles	(1) Capacités de raccordement faibles (2) Capacités de raccordement supplémentaires à celles nécessaires pour l'unité de production EnR	(1) Capacités de raccordement modérées ou élevées (2) Utilisation des capacités de raccordement nécessaires à la production d'EnR	Si hybride : la batterie utilise-t-elle uniquement la capacité dimensionnée pour l'unité de production ?	Site web RTE cartostock : https://analyseetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock
3 Impact sur l'artificialisation des sols	- Projet en espace naturel, agricole ou forestier (non constructible) - Projet considéré comme non compatible avec l'activité agricole ou portant atteinte à l'environnement	- Situé en espace naturel, agricole ou forestier (non constructible) - Projet considéré comme compatible avec l'activité agricole et ne portant pas atteinte à l'environnement	- Situé dans une zone constructible, ou déjà artificialisée, ou ne présentant pas de potentiel agricole et d'enjeu environnemental (Ex : document cadre PV au sol)	Références cadastrales	- Document d'urbanisme en vigueur - Avis du service instructeur
4 Acceptation et participation locale <i>dont les éventuelles atteintes au cadre de vie (environnement, paysage, nuisances sonores, risques incendie ...) et intérêt lié au partage de la valeur créée</i>	- Prises de contacts minimum avec les acteurs locaux - <u>ou</u> expressions d'oppositions locales	- Prises de contact satisfaisantes avec les acteurs locaux, voire adaptation du projet - <u>et</u> expressions neutres ou positives vis-à-vis du projet	- Prises de contact satisfaisantes avec les acteurs locaux, voire adaptation du projet - <u>et</u> expressions positives vis-à-vis du projet - <u>et</u> partage de la valeur, notamment par la participation au capital social d'une collectivité territoriale, de TEM, de la SEM ou par un financement citoyen - Autre service considéré comme utile localement (ex : IRVE bien positionnée)	- Quelles prises de contact avec les élus ? Concertation locale ? Quels retours ? - Avez-vous l'intention d'ouvrir / avez-vous ouvert votre capital à la SEM, une collectivité, à un financement participatif ? - Avez-vous l'intention d'installation des IRVE associées à la batterie ?	

L'utilisation de cette grille d'analyse a été testée sur des projets connus en Mayenne. Une représentation synthétique et visuelle (voir Figure 32 et Annexe 4) permet de communiquer et d'échanger autour des projets avec les acteurs du territoire, y compris avec ceux ne maîtrisant que peu le sujet.

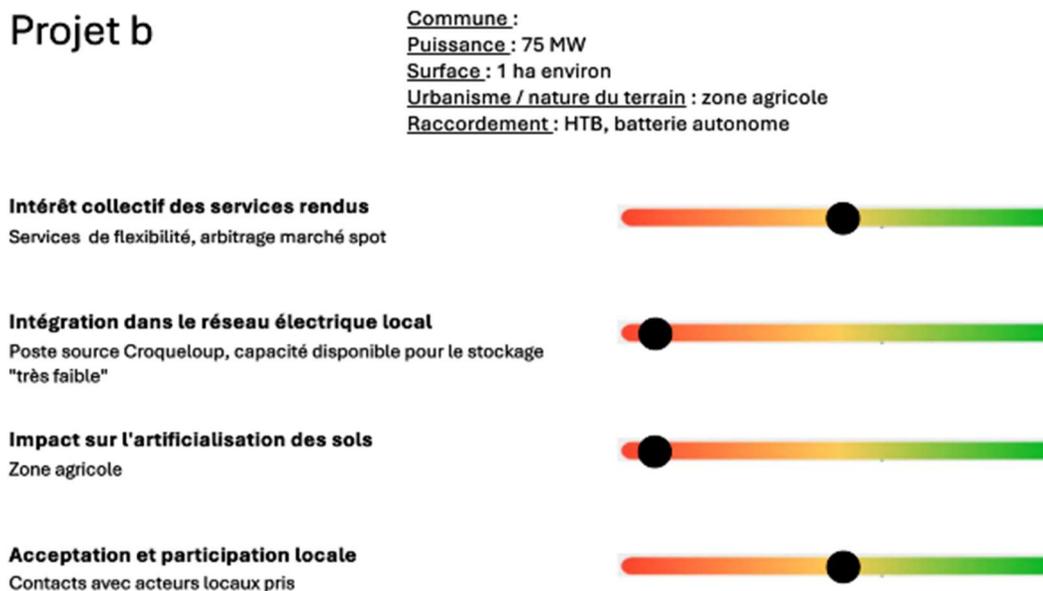


Figure 32 : Application de la grille d'analyse à un projets de batteries en Mayenne

II. Quels leviers à la main des acteurs du territoire et des syndicats d'énergie pour orienter le développement du stockage par batterie sur leur territoire ?

Comme vu au Chapitre 4 -II.2, les règles mises en œuvre pour soutenir ou autoriser les projets de batteries sur les territoires ne laissent que peu de place à des jugements d'opportunité.

La Figure 33 reprend le système d'acteurs présenté dans la partie précédente en mettant en évidence les leviers d'actions et les zones d'influences à la main des acteurs du territoire pour orienter les projets : élus locaux, représentants agricoles, associations environnementales, riverains et citoyens.

Ces acteurs ont un pouvoir pour faire évoluer, soutenir ou rejeter les projets : en échangeant directement avec les développeurs ou en faisant valoir son avis en divers lieux : conseils municipaux ou communautaires, réunions publiques, commissions administratives. Des ajustements pour mieux prendre en compte les enjeux locaux peuvent alors être apportés en cours de développement des projets : modification de la configuration spatiale, intégration paysagère, réalisation d'études pour confirmer ou lever des craintes locales ... Un représentant de la société leader sur le marché du micro-stockage explique :

« On peut avoir des remarques de certaines DDT ou de la CDPENAF qui va nous demander de justifier certaines implantations. Du coup, on a énormément changé notre cahier des

charges pour s'adapter. On essaie de se mettre dans des endroits où on ne gêne pas l'exploitation agricole, on va se mettre dans des entrées de champs déjà existantes, dans des zones de non-traitement par les pesticides. On va essayer de réfléchir à l'installation pour gêner au moins l'exploitant. »

Une opposition locale peut parfois mener à l'abandon du projet. Ainsi, le représentant de la même société indique :

« Les communes donnent un avis consultatif. Mais on ne fera pas un projet si la mairie n'est pas favorable. On considère que la commune, puisqu'on s'installe sur son territoire, a un droit de regard, et qu'il faut qu'on arrive à la convaincre. Ça fait partie des bonnes relations qu'on veut garder avec les institutions. Et si la mairie ne veut pas du projet, même si on a le droit légalement de l'installer, si on a un avis positif de la DDT, on ne le fera pas. »

Les avis défavorables de la CDPENAF ou les refus d'autorisation d'urbanisme entraînent parfois la transformation de projets pour une meilleure acceptation. Ainsi un projet de parc de batteries autonome en Mayenne ayant reçu un avis défavorable de la CDPENAF pense à se réorienter vers un projet hybride agrivoltaïsme – batteries.

Le Maire ou l'EPCI a la compétence pour l'élaboration et les modification du document d'urbanisme, qui peut permettre ou interdire la construction de batteries en zones agricoles, naturelles ou forestières. Le Maire ou l'EPCI, en adaptant son document d'urbanisme peut rendre possible ou impossible un projet.

Un représentant des services déconcentrés de l'Etat s'exprime à ce sujet :

« Si on considère qu'on a besoin de batteries, la question c'est « où est-ce qu'on les met ? » Forcément c'est à côté des postes source, dans notre département, les postes source sont au milieu de la campagne, donc si on veut en faire c'est forcément en campagne. Comme ce n'est pas compatible sauf exception avec l'activité agricole, il faudra un zonage spécifique dans les documents d'urbanisme, c'est-à-dire une volonté politique, une volonté de la collectivité territoriale de les inscrire. »

Comme évoqué au Chapitre 4 -II.2, la CDPENAF joue un rôle central en appréciant si les projets de batteries sont compatibles avec l'exercice de l'activité agricole. Les acteurs locaux, dont les élus locaux, les représentants agricoles et les associations environnementales, ont un poids important dans cette commission administrative et peuvent faire valoir leurs positions.

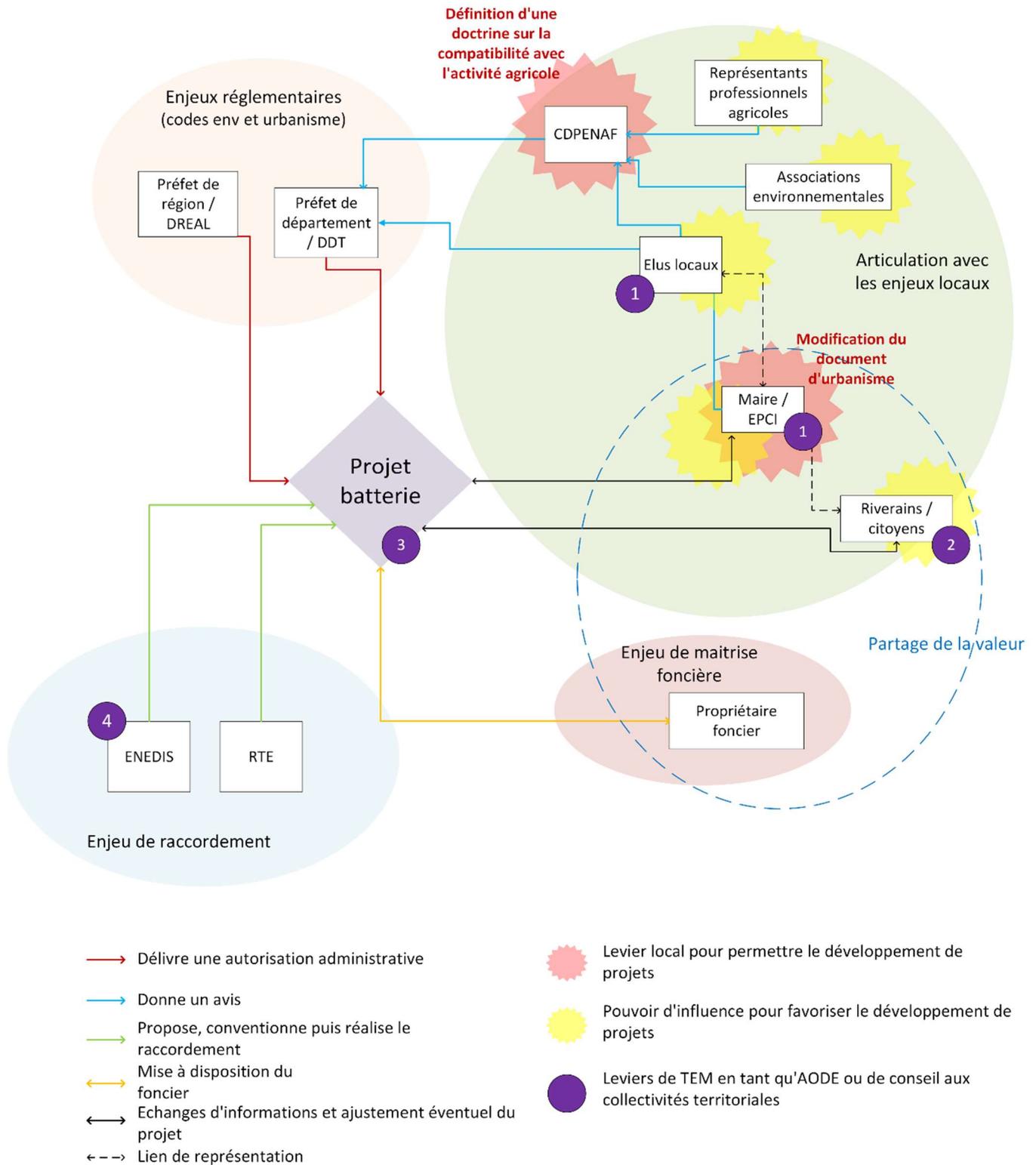


Figure 33 : Cartographie du système d'acteurs et des leviers à la main des acteurs du territoire pour orienter un projet de batterie à l'échelle d'un département.

Les leviers à la main de TEM :

Quatre leviers à la main du syndicat d'énergie TEM, représentés en Figure 33, relèvent d'un pouvoir d'influence ou *soft power*. Il existe un cinquième levier présenté au Chapitre 5 -III, de nature différente, qui consiste à investir dans les projets de batteries.

Levier 1 : Être un interlocuteur à l'échelle départementale sur les batteries : à l'interface entre les développeurs et les acteurs du territoire

TEM, dont le cœur de compétence est le réseau public d'électricité et les énergies renouvelables, peut rapidement acquérir les connaissances sur les batteries pour devenir un interlocuteur de bon niveau pour les projets de batteries.

En recevant les développeurs qui ont des projets sur le territoire, TEM peut les informer de manière pertinente sur les contraintes du territoire et le positionnement des différents acteurs. TEM peut également conseiller les développeurs sur les démarches à entreprendre et les orienter vers les acteurs du territoire à rencontrer.

Recommandations :

- Identifier une personne au sein des équipes de TEM comme référente sur le stockage
- Participer aux échanges sur le stockage au sein des réseaux nationaux et locaux, suivi de l'actualité sur le stockage, notamment réglementaire
- Être identifié comme référent départemental sur le stockage : s'exprimer sur le sujet dans les réseaux locaux, intégrer la thématique dans les supports de communication de TEM : plaquettes, site web ...

Levier 2 : Informer, sensibiliser, accompagner les élus locaux sur la question du stockage

Le sujet du stockage est récent et relativement complexe. L'objectif est de sensibiliser et d'acculturer une part importante des élus locaux et des personnels des collectivités et de faire monter en compétences quelques-uns d'entre eux, plus concernés ou intéressés (les membres de la commission Transition énergétique de TEM par exemple).

TEM doit également être identifié comme conseiller, en capacité d'appuyer les collectivités lorsqu'elles sont démarchées pour des projets sur leur territoire.

Le représentant d'un syndicat départemental d'énergie indique :

“ Ce n'est pas nous directement qui sommes directement sollicités par les développeurs, ça passe par les communes et après les communes nous remontent les demandes de temps en temps. Nous on est à l'aveugle sur tout ce déploiement de batteries. ”

Recommandations :

- Organiser des réunions d'information des élus et des personnels des collectivités territoriales, communes et EPCI
- Appuyer les collectivités territoriales, à leur demande, lors du développement de projets de batteries sur leur territoire

Levier 3 : Favoriser la participation et l'appropriation locale des projets de batteries

Comme pour les projets de production d'énergie renouvelable, la méthanisation en particulier, TEM pourrait favoriser les concertations locales en incitant et en accompagnant les développeurs lorsque nécessaire.

TEM peut aussi inciter à proposer une participation citoyenne au financement du projet, notamment par l'intermédiaire d'Enercoop et Energies partagées, partenaires de TEM et de sa SEM.

Recommandations :

- En lien avec les élus locaux, proposer aux développeurs de batteries un accompagnement dans les concertations locales
- Susciter la possibilité d'un financement citoyen et accompagner sa mise en œuvre, le cas échéant

Levier 4 : Dans le cadre des relations autorité concédante – concessionnaire, échanger avec Enedis sur l'utilisation de flexibilités locales dans le cadre de l'optimisation du dimensionnement du réseau public de distribution

La CRE demande aux gestionnaires du réseau d'intégrer les solutions de flexibilité dans leur processus d'investissement et de réflexions sur les besoins de dimensionnement de réseau, et de lancer le cas échéant des appels d'offres flexibilités locales. En tant qu'autorité concédante TEM est intéressé par l'optimisation des investissements sur son réseau. Le syndicat pourrait participer à l'implantation de batteries bien localisées pour rendre des services de flexibilités locales.

Recommandations :

- Mettre la question du stockage et des flexibilités locales à l'ordre du jour de réunions TEM-Enedis dès maintenant, ou dès qu'un site sera concerné en Mayenne par les appels d'offres flexibilités locales d'Enedis
- Envisager l'implantation de batteries correspondant aux besoins de décongestion en accompagnant des opérateurs privés, ou en portant des projets en propre

Autres recommandations :

- Rédiger la stratégie de TEM sur le développement des batteries en Mayenne
- Avec sa connaissance du territoire sur lequel il exerce ses compétences, TEM peut être un référent, voire être force de proposition pour conseiller les pouvoirs publics sur les régulations à mettre en œuvre. Les échanges peuvent avoir lieu par le truchement de la FNCCR.

III. Pourquoi et dans quels projets entrer en participation ?

Le dernier levier à la disposition est l'investissement dans des projets de batteries en entrant au capital ou en compte courant d'associé. TEM, dans le cadre de sa stratégie patrimoniale, pourrait faire le choix d'investir en propre dans des projets de stockage. La Société énergie Mayenne pourrait évidemment investir, comme elle le fait déjà dans la production d'énergie renouvelable.

La prise de participation dans des projets de batteries peut servir plusieurs objectifs présentés dans le Tableau 8. Pour chacun des objectifs, le tableau indique si l'investissement est préférentiellement réalisé par TEM ou par sa SEM, et s'il s'agit plutôt d'un projet à initier ou à accompagner.

Tableau 8 : Objectifs guidant une prise de participation de TEM ou sa SEM dans des projets de batteries

	Objectifs	TEM	SEM	Initier	Accompagner
1	Initier le développement de projets présentant un intérêt pour le réseau de distribution local : congestion et évitement / report travaux	x		x	x
2	Initier le développement de projets présentant un intérêt pour la valorisation de la production d'EnR locale		x	x	x
3	Participer à des projets de batteries pour monter en compétence et expérimenter	x	x	x	x
4	"Labelliser" les projets considérés comme les plus vertueux		x		x
5	Partager la valeur produite sur le territoire : capter une partie de la rente pour la réinvestir localement	x	x		x

Objectif 1 et 2 : Initier le développement de projets présentant un intérêt pour le réseau de distribution local ou pour la valorisation de la production d'énergie renouvelable locale

TEM ou la SEM peuvent être à l'origine de projets présentant un intérêt particulier pour le réseau d'électricité local, en particulier pour le réseau de distribution pour lequel TEM est compétent en tant qu'AODE.

Comme évoqué au Chapitre 5 -II, un dialogue peut être engagé avec Enedis, dans le cadre des relations contractuelles sur la concession, afin d'envisager la mise en œuvre de solutions de stockage pour la gestion des congestions. Aucun site n'a encore fait l'objet d'un appel d'offres « flexibilités locales » en Mayenne, mais des cas devraient se présenter à l'avenir. Etant donné que les rémunérations proposées ne constituent qu'un supplément de rémunération pour les batteries positionnées aux endroits où Enedis souhaite mobiliser des flexibilités locales, il pourrait être opportun que TEM initie ou accompagne des projets localisés aux bons endroits.

S'agissant des unités de production d'énergie renouvelable, les installations les plus vertueuses pour la bonne intégration de la production d'énergie renouvelable et le réseau public d'électricité

local peuvent être initiées ou soutenues par la SEM. Il s'agit notamment de celles qui optimiseront au mieux les capacités de raccordement utilisées pour la production d'énergie renouvelable, sans capacités supplémentaires spécifiquement dédiées à la batterie.

Objectif 3 : Participer à des projets de batteries pour monter en compétence et expérimenter

La participation au développement et/ou à l'exploitation de batteries permet d'acquérir des compétences techniques et sur le modèle économique des batteries.

TEM pourrait également conduire des projets de batteries expérimentaux pour tester certains cas d'usages, comme dans le cadre de l'autoconsommation collective par exemple.

Le représentant d'un autre syndicat départemental d'énergie des Pays de la Loire explique :

« On a l'idée de monter nous-mêmes un projet de batterie pour comprendre comment ça fonctionne et passer par toutes les étapes et du coup s'appuyer sur les consultants qui savent construire ces projets et les modèles contractuels associés. »

Objectif 4 : "Labelliser" les projets considérés comme les plus vertueux

Comme c'est déjà le cas pour les projets de production d'énergie renouvelable, le partenariat ou la participation de TEM ou de sa SEM garantit une bonne intégration territoriale.

Ainsi, la participation, même symbolique, aux projets les plus vertueux permet leur promotion. Il peut également être envisagé de communiquer sur le stockage par batterie en s'appuyant sur ces projets : communication, visites de sites ...

Objectif 5 : Partager la valeur produite sur le territoire : capter une partie de la rente pour la réinvestir localement

Enfin, le dernier objectif est d'investir dans des projets de batteries pour bénéficier d'une partie de la richesse produite, afin de la réinvestir dans d'autres projets pour la transition énergétique du territoire.

Plusieurs objectifs peuvent évidemment être poursuivis en même temps, pour un même projet de batterie.

La stratégie de TEM doit s'inscrire graduellement dans le temps :

- **A court terme**, TEM peut monter en compétence pour devenir un interlocuteur identifié à l'échelle départementale sur les batteries. TEM sera alors sollicité pour conseiller les collectivités territoriales adhérentes et répondre aux demandes de développeurs qui les démarchent avec des projets concrets.

Dans cette phase TEM, ou sa SEM, pourront saisir des opportunités d'investissement dans des projets portés par des opérateurs privés particulièrement vertueux, qui

constitueront un support d'apprentissage mais aussi une vitrine pour communiquer sur les intérêts et les risques liés aux batteries.

- **A moyen et plus long terme**, TEM pourra devenir force de proposition à l'échelle du département pour expérimenter et/ou investir, directement ou par le biais de sa SEM, dans des projets utiles au territoire.

TEM pourrait également être actif et force de proposition pour la prise en compte des enjeux territoriaux dans les modes de régulation du secteur des batteries : réglementations, soutiens publics ... par des alertes et contributions à l'échelle locale mais aussi à l'échelle nationale, par l'intermédiaire le cas échéant, de la FNCCR.

- Le secteur des batteries étant en pleine évolution, TEM devra réaliser une **veille** pour **mettre à jour les données** de cette étude qui pourrait s'avérer obsolètes à l'horizon de quelques mois ou quelques années.

Conclusion

Jusqu'à récemment, le développement des systèmes de stockage d'électricité par batteries était principalement appréhendé à l'échelle nationale, porté par des préoccupations de sécurité d'approvisionnement et de transition énergétique globale. La multiplication des projets d'implantation sur les territoires fait désormais émerger de nouveaux enjeux, transformant ce sujet en une préoccupation résolument territoriale. Les élus locaux, confrontés à la complexité croissante des politiques publiques et à la diversité des compétences requises, se retrouvent en première ligne pour articuler l'insertion de ces nouveaux dispositifs dans leur tissu local, tout en veillant à leur cohérence avec les enjeux existants et, idéalement, à en tirer parti pour leurs territoires.

Le positionnement des acteurs locaux, et en particulier des syndicats d'énergie en tant qu'AODE et conseillers des collectivités, n'est cependant pas aisé. D'une part, le stockage par batteries demeure un sujet technique et complexe, dont le coût d'entrée reste élevé et peu accessible à toutes les collectivités territoriales. À ce titre, les syndicats d'énergie et les collectivités spécialisées ont un rôle clé à jouer pour accompagner, conseiller et mutualiser les initiatives. D'autre part, le modèle économique et réglementaire du stockage n'est pas encore stabilisé, générant de nombreuses incertitudes quant à son évolution et à ses retombées concrètes pour les territoires.

Face à ces défis, les leviers d'action à disposition des collectivités territoriales se limitent surtout à du *soft power*, qui utilisé avec habileté peut s'avérer efficace pour orienter vers des projets plus vertueux pour le territoire. A court et moyen terme, il agit avant tout, pour les acteurs locaux, de rester vigilants et pragmatiques, sans céder à la crainte d'un « envahissement » du territoire par ces nouvelles technologies.

Plus concrètement, il apparaît essentiel pour les territoires de s'impliquer dans les dynamiques locales, d'explorer les projets innovants qui font sens à leur échelle – qu'il s'agisse de batteries derrière le compteur, de boucles d'autoconsommation collective, ou d'autres formes de stockage adaptées aux besoins locaux. Enfin, il est fondamental de faire remonter les préoccupations et propositions issues du terrain au niveau national, afin que la régulation et les orientations stratégiques tiennent pleinement compte des réalités et des attentes locales, comme cela devrait être le cas pour toute politique publique à forte implication territoriale.

En somme, le développement du stockage par batteries sur les territoires peut être une opportunité, à condition de rester prudent, d'agir collectivement et de faire entendre la voix des territoires dans la construction des cadres nationaux. Les syndicats d'énergie, par leur expertise et leur ancrage local, ont ainsi un rôle essentiel à jouer pour accompagner cette transition, au service d'un système énergétique plus résilient, adapté et partagé.

Bibliographie

- ADEME. (2021). *Prospective - Transitions 2050*.
- ADEME. (2024). *Avis d'experts : Flexibilité du système électrique*.
- ADEME. (2024). *Avis d'experts : le stockage dans la transition énergétique*.
- AMARENCO. (s.d.). *Invest in re.generation*. Récupéré sur <https://www.amarencogroup.com/fr/>
- Association négaWatt. (2022). *La transition énergétique au coeur d'une transition sociétale*.
- Commission de régulation de l'énergie. (2025). Délibération n°2025-39 du 4 février 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB). 215.
- Commission de régulation de l'énergie. (2025). Délibération n°2025-40 du 4 février 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT). 270.
- Harmony energy France. (2023). *Etude d'impact - examen cas par cas - présentation du projet à La Tille*.
- International energy agency. (2024). *Batteries and secure energy transitions, World energy outlook special report*.
- La Plateforme Verte. (2022). *Recommandations pour le développement de projets de stockage d'électricité en France*. Récupéré sur https://www.laplateformeverte.org/_files/ugd/b394e9_ed2173ebf0344fa5b4ce3f274f81a43b.pdf
- La Plateforme Verte. (2023). *Utilité du stockage par batteries et nécessité d'avoir une stratégie et un objectif chiffré spécifique à la filière dans la PPE*. Récupéré sur https://www.laplateformeverte.org/_files/ugd/b394e9_34bcb434aa29482b99b2978c07c52ebd.pdf
- Ministère chargé de l'énergie. (2024). *Projet de PPE n°3 soumis à la concertation*.
- NW Groupe. (s.d.). Récupéré sur NW Réussir la transition énergétique: <https://www.nw-groupe.com/fr/>
- ODRE. (2025, janvier). Opendata réseaux-énergies. Récupéré sur <https://opendata.reseaux-energies.fr/>
- RTE. (2022). *Futurs énergétiques 2050*.
- RTE. (2024). *Bilan prévisionnel 2023-2035*.
- RTE. (2025). *Bilan électrique 2024*. Récupéré sur <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/flexibilites#Stockage>
- RTE. (2025). *Schéma décennal de développement du réseau*.
- RTE, ENEDIS, GEREDIS, SRD. (2023). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr) Pays de la Loire*.
- Société Storio energy. (2025, juin). Récupéré sur <https://storioenergy.com/fr/blog/bilan-des-prix-de-l-electricite-en-2024>

Sommaire détaillé

Remerciements	3
Table des sigles	4
Résumé	5
Abstract	6
Sommaire	7
Introduction	8
Chapitre 1 - La commande de Territoire d'énergie Mayenne, un syndicat d'énergie engagé pour la transition énergétique du territoire	9
I. Territoire énergie Mayenne et sa société d'économie mixte	9
II. Commande et problématique	10
III. Méthode	11
Chapitre 2 - La transformation du système électrique nécessite une augmentation des flexibilités à laquelle les batteries peuvent prendre part	13
I. La transition énergétique nécessite une recherche de nouvelles flexibilités	13
II. Les batteries sont envisagées comme une solution de flexibilités, dont l'objectif de développement n'est pas chiffré	16
II.1 Un besoin estimé entre 0 et 30 GW de batteries selon le scénario prospectif retenu	16
II.2 Les documents de planification ne fixent pas d'objectif de développement des batteries	20
Chapitre 3 - Le développement des batteries : d'une régulation centralisée à l'échelle du système électrique vers une régulation pour répondre aux contraintes du réseau local ?	23
I. Un développement très dynamique depuis 2020	23
II. D'un modèle actuel basé sur des services rendus au système électrique et au marché de l'électricité ...	26
II.1 L'achat-revente de l'électricité sur les marchés de gros	26
II.2 Les services systèmes : réserves primaires et secondaires	27
II.3 Le mécanisme d'ajustement	30
II.4 Le mécanisme de capacité	30
II.5 Un modèle d'affaire en évolution	31
a) Evolution des revenus des batteries jusqu'en 2024	32
b) A l'avenir	34
III. ... vers un modèle attentif à la bonne intégration des batteries dans le réseau électrique local	36
III.1 Les batteries peuvent représenter une contrainte ou une opportunité pour le réseau	

d'électricité local _____	36
III.2 Contraindre et inciter les batteries à un fonctionnement contracyclique : évolution des conditions d'accès au réseau et signaux de prix _____	37
a) Une nouvelle stratégie de raccordement des batteries sur le réseau de transport dans les zones congestionnées _____	37
b) Une adaptation du TURPE pour inciter les batteries à un fonctionnement contracyclique dans les zones congestionnées _____	38
c) La mise à disposition des informations utiles pour orienter les développeurs de batteries vers les zones congestionnées _____	39
III.3 Inciter les batteries à se positionner au bon endroit sur le réseau : les appels d'offres pour les flexibilités locales _____	41
IV. Des installations hybrides pour une meilleure valorisation des raccordements et de l'électricité renouvelable _____	43
Chapitre 4 - Quels enjeux liés au développement des batteries sur les territoires ? Quels leviers à la main des acteurs locaux ? _____	47
I. Quelle stratégie territoriale des développeurs de batteries ? _____	47
I.1 Qui sont les développeurs de batteries ? Quels sont les différents types de projets ? _	47
I.2 Comment sont choisis les sites pour l'implantation de batteries ? _____	51
I.3 Les développeurs s'adaptent et contribuent à l'adaptation des règles _____	53
II. Quel positionnement des acteurs des territoires ? _____	53
II.1 Quel intérêt des batteries pour les territoires ? _____	54
a) Concurrence avec l'implantation d'autres activités « consommatrices d'électricité » _	54
b) Consommation d'espace et impact paysager _____	56
c) Risques industriels et impacts environnementaux _____	57
d) Services au réseau local : évitement ou report de travaux et meilleure intégration des énergies renouvelables _____	57
e) Retombées fiscales et partage de la valeur _____	59
II.2 Quelles sont les règles applicables et les leviers à la main des acteurs locaux _____	59
a) Cartographie des acteurs des territoires intervenant dans les étapes de développement des projets de batteries _____	59
b) Enjeu de maîtrise foncière _____	61
c) Enjeu de raccordement au réseau public d'électricité _____	61
d) Enjeu réglementaire _____	61
e) Articulation avec les enjeux locaux _____	64
III. Un foisonnement d'échanges et de réflexions pour tenter de comprendre et prendre position _____	65
Chapitre 5 - Quel positionnement et quels modes d'action pour les syndicats d'énergie en tant qu'AODE et conseillers des collectivités territoriales ? _____	66
I. Quels projets soutenir ? _____	66
II. Quels leviers à la main des acteurs du territoire et des syndicats d'énergie pour orienter le développement du stockage par batterie sur leur territoire ? _____	69

III. Pourquoi et dans quels projets entrer en participation ?	74
<i>Conclusion</i>	77
<i>Bibliographie</i>	78
<i>Sommaire détaillé</i>	79
<i>Table des figures</i>	82
<i>Table des tableaux</i>	83
<i>Annexes</i>	84

Table des figures

Figure 1 : Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquelles elles agissent (RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022).....	14
Figure 2 : Composition d'une batterie Lithium-ion (CEA / C. Beurtey).	15
Figure 3 : Les besoins en batteries dans les scénarios prospectifs à 2050 de négawatt (2022), RTE (2022) et ADEME (2024).	17
Figure 4: Synthèse des besoins de capacités flexibles contribuant à la sécurité d’approvisionnement à l’horizon 2050 (RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022).	18
Figure 5 : Les zones non interconnectées françaises (Programme SEIZE, 2025).	19
Figure 6 : Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents "bouquets de flexibilité" possibles (RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035, 2024).	20
Figure 7 : Evolution de la puissance totale des batteries installées sur le réseau public d'électricité français (RTE, 2025).	24
Figure 8 : Localisation des batteries stationnaires en France continentale en nombre et en puissance en janvier 2025. Source des données : ODRE – Open Data Réseaux énergie janvier 2025, BDTopo IGN 2025. Réalisation carte : TEM, mai 2025.	24
Figure 9 : Situation actuelle et perspectives de développement des batteries stationnaires en Europe (CleanHorizon, 2025).	25
Figure 10 : Evolution du prix de l'électricité sur le marché spot entre 2019 et 2024 (Société Storio energy, 2025).	26
Figure 11 : Evolution du nombre d'heures à prix négatifs ou nuls sur le marché spot de 2019 à 2024 (Société Storio energy, 2025).	27
Figure 12 : Services systèmes et déclenchement des réserves primaire, secondaire et tertiaire (RTE).	28
Figure 13 : Schéma d'organisation des services systèmes	29
Figure 14 : Evolution du prix moyen de la réserve primaire (CRE, 2023).	29
Figure 15 : Schéma du mécanisme de capacité (RTE).	31
Figure 16 : Evolution du revenu optimisé pour une batterie d'une heure en France entre 2018 et 2024 (Clean Horizon, 2025).	33
Figure 17 : Evolution du revenu optimisé pour une batterie de deux heures en France en 2023 et 2024 (Clean Horizon, 2025).	34
Figure 18 : Prévisions de revenu optimal pour une batterie de deux heures en France (Clean Horizon, 2025).	35
Figure 19 : Illustration de la stratégie proposée par RTE pour le raccordement des batteries (RTE, Schéma décennal de développement du réseau, 2025).	37
Figure 20 : Evolution de facture TURPE en zone de congestion injection (en haut) et en zone de congestion soutirage (en bas) à comportement donné (Commission de régulation de l'énergie, 2025).	39
Figure 21 : Ecran de la base de données RTE sur les capacités de raccordement des batteries (https://analysesetdonnees.rte-france.com/reseaux/cartostock).	40
Figure 22 : Ecran de la base de données Enedis sur les flexibilités locales (https://flexibilites-enedis.fr/).	42
Figure 23 : Schéma du fonctionnement d'une batterie associée à une production photovoltaïque (Clean Horizon, 2025).	44

<i>Figure 24 : Trois catégories de services rémunérés rendus par les batteries (Selon RTE).</i>	46
<i>Figure 25 : Répartition par puissance des batteries raccordées au réseau public électrique au 31/01/2025 (ODRE, 2025).</i>	47
<i>Figure 26 : Batterie stationnaire de 1,25 MW installée dans la Sarthe (Ouest-France, 2023).</i>	49
<i>Figure 27 : Parc de batterie Amarenco de Saucats en Gironde (Amarenco).</i>	49
<i>Figure 28 : Installation hybride batterie – éolienne dans le Finistère (Lionel Le Saux / Le Télégramme).</i>	49
<i>Figure 29 : Carte des projets de batteries connus en Mayenne au 01/01/2025 (Source et réalisation : TEM, juin 2025).</i>	50
<i>Figure 30 : Etapes de développement d'un projet de batterie (et interlocuteur principal)</i>	52
<i>Figure 31 : Cartographie du système d'acteurs intervenant dans le développement d'un projet de batterie à l'échelle d'un département.</i>	60
<i>Figure 32 : Application de la grille d'analyse à un projets de batteries en Mayenne.</i>	69
<i>Figure 33 : Cartographie du système d'acteurs et des leviers à la main des acteurs du territoire pour orienter un projet de batterie à l'échelle d'un département.</i>	71
<i>Figure 34 : Schéma d'organisation des services systèmes (réserves primaire et secondaire)</i>	86
<i>Figure 35 : Schéma d'organisation du mécanisme d'ajustement (réserves tertiaires : rapide et complémentaire)</i>	86
<i>Figure 36 : Schéma d'organisation du mécanisme de capacité</i>	87
<i>Figure 37 : Photos de JBOX et de IECHARGE. (NW Groupe, s.d.)</i>	88
<i>Figure 38 : Dynamique de développement des JBOX entre 2019 et 2023 (Plaquette NW, 2024).</i>	88
<i>Figure 39 : Photos du projet CLAUDIA, situé à Saucats, en Gironde. (AMARENCO, s.d.).</i>	89

Table des tableaux

<i>Tableau 1 : Territoire d'énergie Mayenne en quelques chiffres (données année 2023)</i>	9
<i>Tableau 2 : La Société énergie Mayenne en quelques chiffres (données année 2023)</i>	10
<i>Tableau 3 : Synthèse des 6 scénarios des « Futurs énergétiques 2050 » (RTE, 2022).</i>	17
<i>Tableau 4 : Critères pris en compte dans le choix des sites d'étude d'implantation</i>	51
<i>Tableau 5 : Retombées locales et partage de la valeur avec le territoire pour un projet de batterie stationnaire</i>	58
<i>Tableau 6 : Liste des déclarations ou autorisations environnementales auxquelles sont soumises les batteries stationnaires</i>	62
<i>Tableau 7 : Critères d'analyse de l'impact des projets de batteries stationnaires pour le territoire d'implantation</i>	68
<i>Tableau 8 : Objectifs guidant une prise de participation de TEM ou sa SEM dans des projets de batteries</i>	74

Annexes

<i>Annexe 1 : Les scénarios de l'étude "Futurs énergétiques 2050" (RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022).</i>	85
<i>Annexe 2 : Schémas d'organisation des mécanismes de marchés opérés par RTE pour la valorisation des flexibilités</i>	86
<i>Annexe 3 : Exemples de batteries raccordées sur le réseau public d'électricité en France</i>	88
<i>Annexe 4 : Application de la grille d'analyse à quatre projets de batteries</i>	90

LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2050

Flexibilités de la demande (hors V2G) Nouveau thermique décarboné
 Filières : Véhicule-to-grid Batteries

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXIBILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
M0 100% EnR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclassement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~208 GW (soit x21)	~74 GW (soit x4)	~62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
M1 Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~214 GW (soit x22)	~59 GW (soit x3,5)	~45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
M23 EnR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~125 GW (soit x12)	~72 GW (soit x4)	~60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
N1 EnR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclassement des réacteurs de deuxième génération.		~118 GW (soit x11)	~58 GW (soit x3,3)	~45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
N2 EnR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M.		~90 GW (soit x8,5)	~52 GW (soit x2,9)	~36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
N03 EnR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à parts égales sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~70 GW (soit x7)	~43 GW (soit x2,5)	~22 GW	24 GW	~27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW
Hypothèses communes			Hydraulique ~22 GW	Énergies marines Entre 0 et 3 GW	Bioénergies ~2 GW	Imports 39 GW	STEP 8 GW	

Annexe 2 : Schémas d'organisation des mécanismes de marchés opérés par RTE pour la valorisation des flexibilités

Pour participer aux mécanismes de marché, les consommateurs, les producteurs ou les stockeurs doivent être certifiés par RTE en tant qu'*acteurs de marchés*, ou passer par un agrégateur. Les agrégateurs peuvent agréger plusieurs flexibilités pour les offrir ensuite sur les marchés. Les trois schémas ci-dessous présentent l'organisation des acteurs pour participer aux marchés des services de flexibilité.

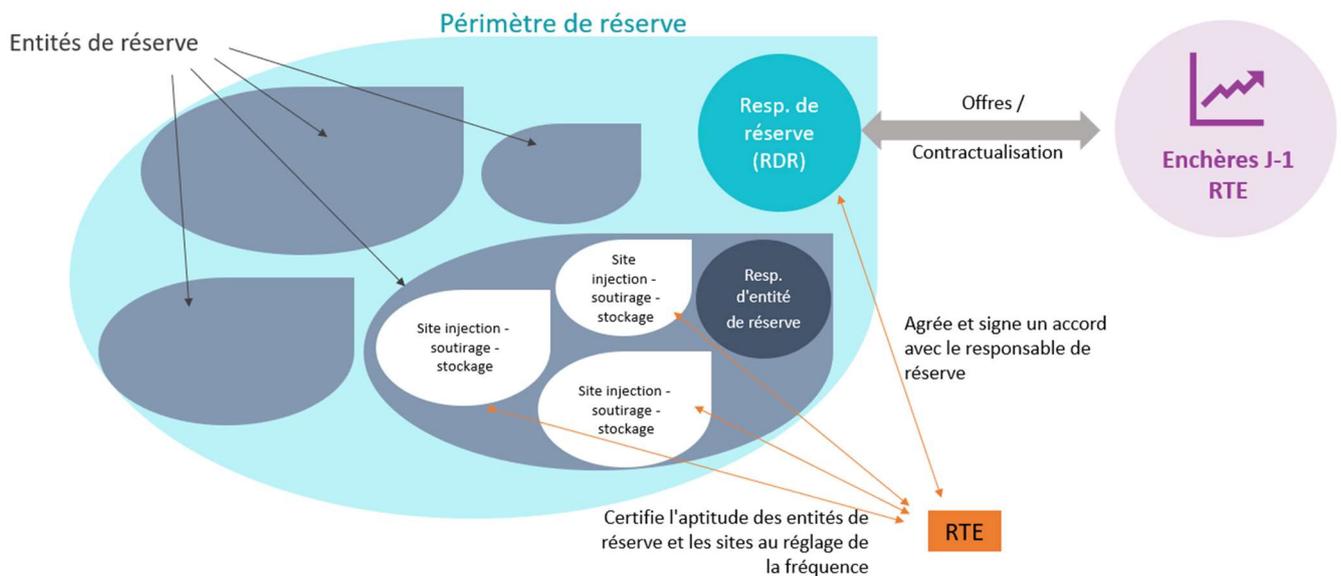


Figure 34 : Schéma d'organisation des services systèmes (réserves primaire et secondaire)

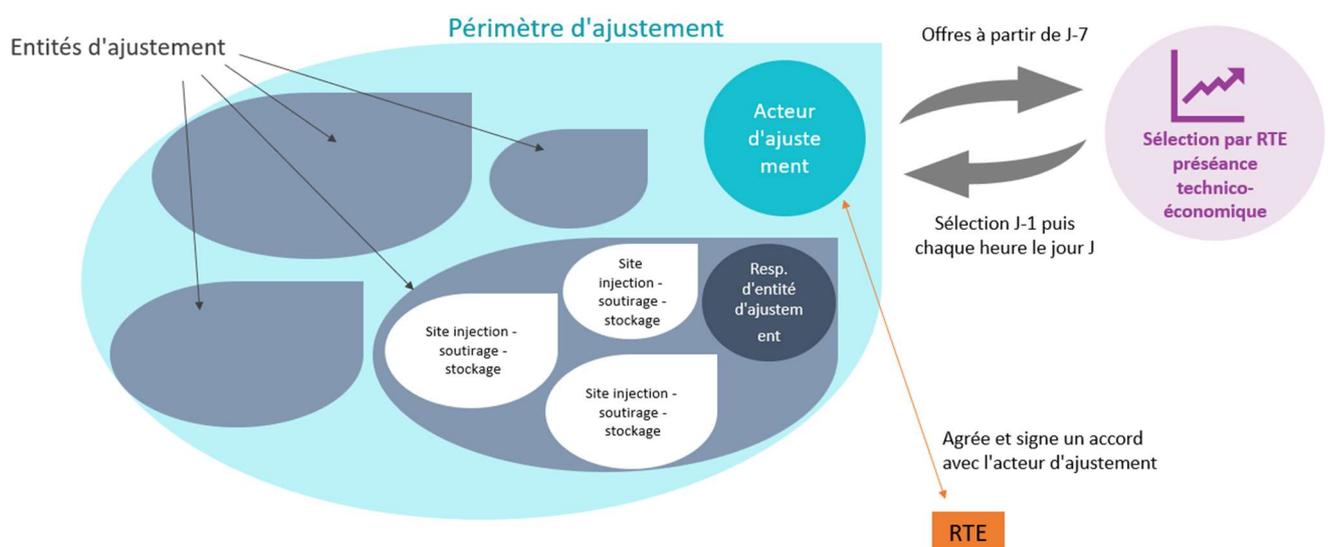


Figure 35 : Schéma d'organisation du mécanisme d'ajustement (réserves tertiaires : rapide et complémentaire)

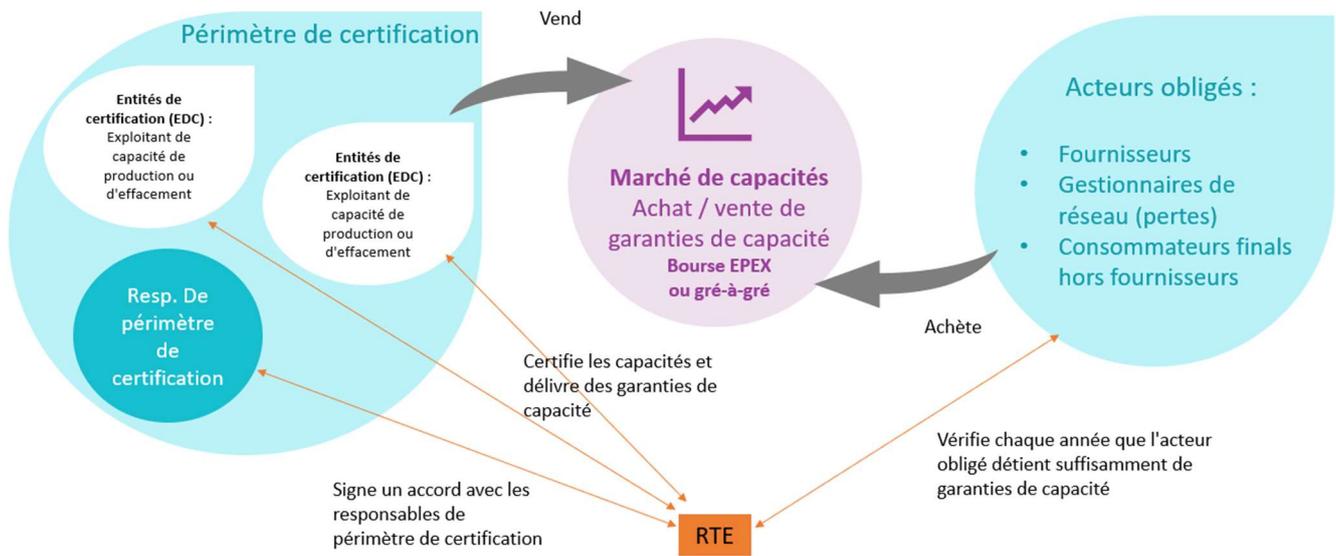


Figure 36 : Schéma d'organisation du mécanisme de capacité

Annexe 3 : Exemples de batteries raccordées sur le réseau public d'électricité en France

Cette annexe présente deux sociétés : NW Groupe leader du micro-stockage et Amarenco, société spécialisée dans le photovoltaïque qui a développé la plus grosse installation de stockage par batterie actuellement raccordée en France.

NW Groupe

Le groupe NW se présente ainsi sur son site internet :

« Première licorne française et acteur majeur de la transition énergétique, NW a intégré la French Tech Next40 en 2023. »

NW a développé une solution de stockage nommée « JBOX » qui peut être associée à des bornes de recharge électrique de haute puissance nommées « IECHARGE ». Ces solutions ont fait l'objet de brevet de rang mondial. Ce modèle de micro-stockage est assez spécifique à la France. NW tend à développer son activité à l'étranger.

Début 2025, NW avait installé 600 MW de stockage, soit 480 batteries de 1,25 MW, et 130 stations de recharge ultra rapide en France. Le prix de la recharge de 25 centimes/kWh, présentée comme « la moins chère d'Europe » par NW, est très compétitive.

Les JBOX représentent une emprise au sol de 100 m², pour une construction de 20 m².



Figure 37 : Photos de JBOX et de IECHARGE. (NW Groupe, s.d.)

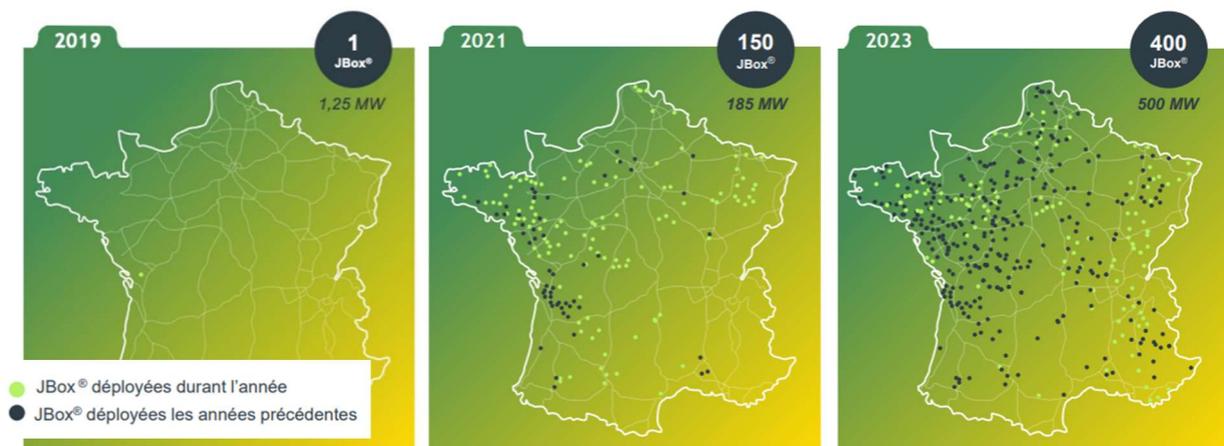


Figure 38 : Dynamique de développement des JBOX entre 2019 et 2023 (Plaquette NW, 2024).

AMARENCO, projet CLAUDIA

AMARENCO est spécialisé dans la production d'électricité photovoltaïque. Issue de la fusion en 2018 d'une société française (Méthode Carré) et d'une société irlandaise (Amarenco), AMARENCO développe surtout son activité en Europe.

Selon son site internet (AMARENCO, s.d.), la société compte plus de 200 collaborateurs. Chaque année, elle construit des équipements photovoltaïques représentant 500 MW et investit 500 millions d'€.

Lors de son raccordement au réseau, le projet de stockage par batteries stationnaires « Claudia » d'AMARENCO, en Gironde, était le plus grand projet d'Europe.

D'une puissance de 105 MW, le projet a été lauréat de la tranche 2022-2028 de l'appel d'offre long terme de RTE dans le cadre du mécanisme de capacités, représentant environ 50% de la capacité alors retenue dans le cadre de l'appel d'offre. Le projet a été développé en 4 ans, il occupe une surface de 3 ha et le montant total d'investissement est de 50 millions d'€.

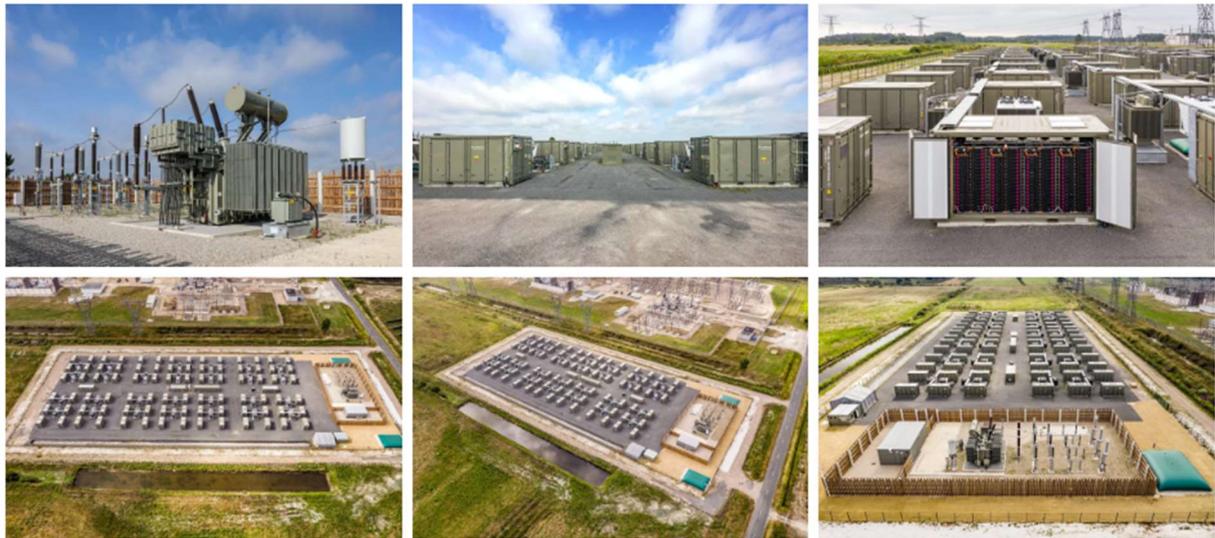


Figure 39 : Photos du projet CLAUDIA, situé à Saucats, en Gironde. (AMARENCO, s.d.).

Annexe 4 : Application de la grille d'analyse à quatre projets de batteries

Cette annexe présente, pour quatre projets concrets raccordés ou en développement en Mayenne, l'application de la grille de critères présentée au Chapitre 5 -I. Ce type de représentation synthétique permet aux membres du syndicat et aux élus d'échanger sur les incidences pour le territoire de projets aux profils différents.

Projet a

Commune :

Puissance : 4 MW / 8 MWh

Surface : -

Urbanisme / nature du terrain : zone agricole, terrain déjà artificialisé

Raccordement : HTB, hybride éolien-batterie

Intérêt collectif des services rendus

Stockage énergie éolienne, services de flexibilité, arbitrage marché spot



Intégration dans le réseau électrique local

Puissance de raccordement en injection limitée à celle des éoliennes



Impact sur l'artificialisation des sols

Zone agricole déjà artificialisée



Acceptation et participation locale

Bonne acceptation du parc éolien, participation de la SEM au capital



Projet b

Commune :

Puissance : 75 MW

Surface : 1 ha environ

Urbanisme / nature du terrain : zone agricole

Raccordement : HTB, batterie autonome

Intérêt collectif des services rendus

Services de flexibilité, arbitrage marché spot



Intégration dans le réseau électrique local

Poste source Croqueloup, capacité disponible pour le stockage "très faible"



Impact sur l'artificialisation des sols

Zone agricole



Acceptation et participation locale

Contacts avec acteurs locaux pris



Projet c

Commune :

Puissance : 80 MW

Surface : 1,2 ha

Urbanisme / nature du terrain : zone agricole, terrain déjà artificialisé

Raccordement : HTB, batterie autonome

Intérêt collectif des services rendus

Services de flexibilité et arbitrage marché spot



Intégration dans le réseau électrique local

Poste source de l'Oudon, capacité disponible "faible" (<35MW)



Impact sur l'artificialisation des sols

Zone agricole déjà artificialisée



Acceptation et participation locale

Contact avec acteurs locaux sporadiques, avis défavorable de la commune suite à une réunion en mairie en mars 2025, potentiellement ouvert à un financement participatif



Projet d

Commune : -

Puissance : 1,25 MW / 2,5 MWh

Surface : <20 m2 surface plancher, 110 m2 surface projet

Urbanisme / nature du terrain : zone agricole

Raccordement : HTA, batterie autonome

Intérêt collectif des services rendus

Services de flexibilité, arbitrage marché spot, voire participation aux appels d'offres flexibilités locales (décongestions)



Intégration dans le réseau électrique local

Puissance relativement faible, capacité disponible selon localisation



Impact sur l'artificialisation des sols

Zone agricole, considéré comme compatible avec l'activité agricole



Acceptation et participation locale

Peu d'impact local, possibilité d'IRVE associées

