IRENA
International Renewable Energy Agency

PANORAMA DES INNOVATIONS POUR UN AVENIR ALIMENTÉ PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES :

SOLUTIONS POUR INTÉGRER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES



© **IRENA 2019**

Sauf indication contraire, le contenu de la présente publication peut être librement utilisé, partagé, copié, reproduit, imprimé et/ou stocké, à condition de mentionner l'IRENA comme étant la source et la propriétaire des droits d'auteur. Les éléments de la présente publication attribués à des tiers pouvant faire l'objet de conditions d'utilisation distinctes, il peut être nécessaire d'obtenir les autorisations correspondantes de ces tiers avant d'utiliser ces éléments.

ISBN 978-92-9260-111-9

Citation : IRENA (2019), *Panorama des innovations pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables : solutions pour intégrer les énergies renouvelables variables.* Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), Abou Dhabi.

REMERCIEMENTS

Ce rapport a pu compter sur la collaboration des experts suivants : Konstantin Staschus (Ecofys – A Navigant Company) ; Deger Saygin (SHURA Energy Transition Centre) ; Mark Van Stiphout, Ruud Kempener (Commission européenne) ; Luiz Augusto Barroso, Gabriel Rocha (PSR) ; Tomas Baeza (CORFO) ; Maher Chebbo, Vlad Duboviks (GE Power) ; Stephen Woodhouse (Poyry) ; Wolfram Sparber (EURAC) ; Mackay Miller (National Grid) ; Jan Vorrink (Tennet) ; Ioannis Theologitis, Norela Constantinescu (ENTSO-E) ; Koen Noyens, Helene Lavray (Eurelectric) ; Guy Vekemans (Vito) ; Tiago Moura Antunes (EDP) ; Nilmini Silva-Send (EPIC) ; David Butler (Hydro Tasmania) ; Mika Ohbayashi (Renewable Energy Institute) ; James Watson, Thomas Döring (Solar Power Europe) ; Lei Xianzhang, Wang Caixia, Wand Feng (SGCC) ; Jia Hongjie, Wang Chengshan (Université de Tianjin) ; Zhou Yue (Université de Cardiff) ; Gerard Wynn, Tim Buckley (IEEFA) ; Marko Vainikka, Saara Kujala (Wärtsilä) ; Peter Stratmann, Yvonne Finger (Federal Network Agency for Electricity) ; Varun Sivaram (Council on Foreign Relations) ; Doug Arent (NREL) ; Paolo Mastropietro (IIT, Université pontificale Comillas) ; Josh Roberts (REScoop) ; François Moisan, Olivier Chazal (ADEME) ; Anna Darmani (Innoenergy) ; Ilja Rudyk (EPO) ; Karoliina Auvinen (Université d'Aalto) ; Florence Coullet (Clarion Energy) ; Arthur Petersen, Iman Jamall (UCL) ; Ahmed Abdel-Latif, Hameed Safiullah, Emanuele Bianco, Paul Komor, Emanuele Taibi, Carlos Fernandez, Raul Miranda, Harold Anuta, Elena Ocenic, Bowen Hong (IRENA).

Le présent rapport a été rédigé par Arina Anisie, Francisco Boshell, Roland Roesch, Paul Durrant, Sean Ratka, Alessandra Salgado et Javier Sesma (IRENA), sous la supervision de Dolf Gielen.

Rapport téléchargeable : www.irena.org/publications

Pour toute consultation ou suggestion : publications@irena.org

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

La présente publication et les éléments qu'elle contient sont fournis « en l'état ». Toutes les précautions raisonnables ont été prises par l'IRENA afin de vérifier la fiabilité du contenu de cette publication. Néanmoins, ni l'IRENA ni aucun de ses fonctionnaires, agents, fournisseurs de contenu tiers ou de données ne peuvent fournir de garantie de quelque nature que ce soit, exprimée ou implicite. Ils déclinent donc toute responsabilité quant aux conséquences découlant de l'utilisation de cette publication ou de son contenu.

Les informations contenues dans le présent document ne reflètent pas nécessairement les positions des membres de l'IRENA. La mention d'entreprises spécifiques ou de projets ou produits particuliers ne signifie pas qu'ils sont approuvés ou recommandés par l'IRENA au détriment d'autres éléments de nature similaire qui ne sont pas mentionnés. Les appellations employées dans la présente publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part de l'IRENA, aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites territoriales.

Les photos proviennent de Shutterstock, sauf indication contraire.



AVANT-PROPOS



L'innovation est le moteur de la transformation en cours du système énergétique mondial. La compétitivité des énergies renouvelables telle qu'elle existe aujourd'hui est le fruit du rôle essentiel joué par une infinité de solutions innovantes.

La cadence de l'innovation dans le secteur de l'énergie renouvelable continue quant à elle de s'accélérer, notamment dans le domaine des solutions de production d'énergie. La réduction rapide des coûts de l'électricité solaire et éolienne a placé ces technologies au cœur de la transformation énergétique. Pour porter à leur maximum leur part dans le mix énergétique sans faire augmenter les coûts de l'électricité pour autant, il est essentiel de disposer de réseaux électriques plus flexibles.

Sur les principaux marchés, les programmes d'innovation se concentrent donc sur des solutions destinées à porter la flexibilité du réseau électrique à son maximum. L'électrification croissante des transports, du bâtiment et de l'industrie peut également faciliter l'adoption du solaire et de l'éolien, à condition de mettre en œuvre des approches intelligentes. Dans la mesure où la plupart de ces nouvelles charges seront flexibles, leur inclusion dans le réseau électrique peut également contribuer à intégrer davantage d'énergies renouvelables en plaçant des stratégies de gestion du côté de la demande.

Nombre des solutions permettant de relever de tels défis sont aujourd'hui prêtes à être mises sur le marché. Avec des entreprises pionnières qui créent, testent et déploient un large éventail d'innovations potentiellement transformatrices, les tendances clés de la numérisation, de la décentralisation et de l'électrification évoluent plus rapidement que ce que l'on aurait pu imaginer. Quoi qu'il en soit, des actions ciblées et pertinentes de la part des gouvernements demeurent essentielles pour soutenir l'innovation et intégrer des solutions émergentes.

Dans chaque contexte, les décideurs ont besoin d'identifier la combinaison optimale de solutions. La détermination d'un mix d'innovations adapté à chaque pays exige d'adopter une approche systémique, associant les innovations technologiques à celles liées à l'organisation du marché, aux modèles économiques et à l'exploitation des systèmes électriques. Or, il peut se révéler très ardu de prendre les bonnes décisions en présence d'une grande disparité de solutions disponibles, associée à la diversité des réseaux électriques dans le monde.

La présente étude, intitulée « Panorama des innovations », élaborée par l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), se veut un guide clair et exhaustif de ces solutions. Ses objectifs : contribuer à une prise de décision éclairée, aider à la création de stratégies politiques favorables, encourager l'innovation ciblée et finalement accélérer la transition vers les énergies renouvelables.

Le présent rapport présente et classe des exemples d'innovations déployées et implantées à l'échelon mondial en vue de faciliter l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables variables. Il s'agit d'un document principal, qui sera complété par des notes d'information portant sur les innovations et des ressources en ligne, lesquelles permettront un examen plus approfondi de chaque type d'innovation.

La présente étude met en exergue le large éventail d'innovations disponibles, qui seraient capables non seulement d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables pour répondre à la demande, mais encore de garantir que la transformation énergétique soit mondiale et inclusive. Les travaux poursuivis par l'IRENA et ses Membres pour favoriser l'innovation et le déploiement des énergies renouvelables s'inscrivent dans le cadre de leur stratégie économique, sociale et environnementale à l'échelon national, mais aussi dans celui des objectifs mondiaux relatifs au climat et au développement durable.

Adnan Z. Amin

Directeur général

Agence internationale pour
les énergies renouvelables

SOMMAIRE

Résumé 8
Innovations pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables 10
Solutions pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables 12
Figures 14
Tableaux 15
Abréviations 16
1 Transformation du secteur de l'électricité 18
1.1 Vers un système énergétique sobre en carbone, fiable, abordable et sûr 19
1.2 Amélioration de la flexibilité des systèmes pour l'intégration des ERV 21
1.3 Présentation d'innovations 23
1.4 Tendances en matière d'innovation et rôles changeants dans les réseaux électriques de demain . . . 29
· Numérisation du secteur de l'énergie 31
· Décentralisation des réseaux électriques 34
· Électrification des secteurs d'utilisation finale 36
2 Le panorama des innovations pour l'intégration des énergies renouvelables variables 38
2.1 Technologies génériques 41
· Stockage de l'électricité 42
· Électrification des secteurs d'utilisation finale 43
· Technologies numériques 45
· Nouveaux réseaux 46
· Production dispatchable 47
2.2 Modèles économiques 48
· Donner des moyens d'action au consommateur 49
· Promouvoir l'approvisionnement par les énergies renouvelables 50
2.3 Organisation du marché 51
· Organisation d'un marché de gros innovant 52
· Organisation d'un marché de détail innovant 54
2.4 Exploitation du système électrique 55
· Exploitation de ressources énergétiques distribuées 56
· Gérer l'intermittence 57
· Report du renforcement du réseau 58

3 Innovations créant des solutions pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables 60

3.1 Solutions de flexibilité du côté de l'offre 66

Solution I : Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées 67

Solution II : Production flexible pour s'adapter à la variabilité 71

3.2 Solutions de flexibilité du réseau 78

Solution III : Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité 79

Solution IV : Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de grandes distances avec des super-réseaux 84

Solution V : Déployer des solutions de stockage à grande échelle et une nouvelle exploitation du réseau pour reporter les investissements destinés au renforcement du réseau 87

3.3 Solutions de flexibilité du côté de la demande 92

Solution VI : Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour les services du réseau 93

Solution VII : Gestion du côté de la demande 99

Solution VIII : Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal 104

Solution IX : Optimiser l'exploitation du système de distribution avec les ressources énergétiques distribuées 108

3.4 Solutions de flexibilité à l'échelle de tout le système 113

Solution X : Solutions de batteries à l'échelle industrielle 114

Solution XI : Solutions power-to-X 120

4 Évaluation de l'impact des solutions 128

4.1 Solutions clés : Défis de l'implantation et potentiel de flexibilité 132

4.2 Indicateurs de la convenance des solutions 142

5 Récapitulatif : Plan d'innovation en huit étapes 148

Références 154



R RÉSUMÉ

L'innovation est le moteur de la transformation du système énergétique mondial. Le rythme de développement et d'introduction de technologies plus efficaces en matière d'énergies renouvelables s'accélère à travers le monde entier. Les énergies renouvelables constituent une option incontournable pour de nombreux pays qui souhaitent opérer une transition vers la sûreté, la rentabilité et la durabilité environnementale de l'approvisionnement. Elles renforcent le développement socio-économique continu grâce à la création d'emplois et de valeur ajoutée à l'échelon local, tout en luttant contre le changement climatique et la pollution atmosphérique.

Le secteur de l'électricité a ouvert la voie, avec une diminution rapide du coût des technologies liées à la production et l'exploitation de l'énergie solaire et éolienne, ce qui a permis leur adoption généralisée dans de nombreux pays. Malgré les progrès encourageants constatés à ce jour, la transition énergétique doit encore considérablement accélérer son rythme. À l'instar du marché de l'électricité, les politiques mises en place pour stimuler l'innovation technologique doivent être sans cesse réexaminées et mises à jour afin de suivre les derniers développements et évolutions (IRENA, IEA et REN21, 2018).

Plus la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable variable (ERV) augmente, plus les défis sont nombreux : maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande devient de plus en plus difficile. Il faut mettre en place des réseaux électriques plus flexibles et mieux intégrés si l'on veut valoriser au maximum les ERV à bas coût, à savoir les énergies solaire photovoltaïque et éolienne.

En réponse à cela, les décideurs politiques et les gestionnaires de réseaux du monde entier adoptent diverses mesures destinées à maintenir un équilibre fiable et à bas coût entre l'offre et la demande dans ce paysage en pleine transformation. L'innovation vise principalement à encourager le développement et le déploiement de solutions accroissant la flexibilité des systèmes nécessaire à une large intégration des électricités solaire et éolienne.

Flexibilité : *capacité d'un réseau électrique à supporter la variabilité et l'intermittence que l'énergie solaire et éolienne introduit à des échelles de temps différentes, du très court au très long terme, en évitant l'effacement de l'électricité issue de ces sources d'énergie renouvelables variables (ERV) et en répondant de manière fiable à la totalité de la demande d'énergie des clients (IRENA, 2018c).*

Variabilité : *nature fluctuante des ressources solaires et éoliennes, qui peut se traduire par des changements rapides au niveau de la production d'électricité*

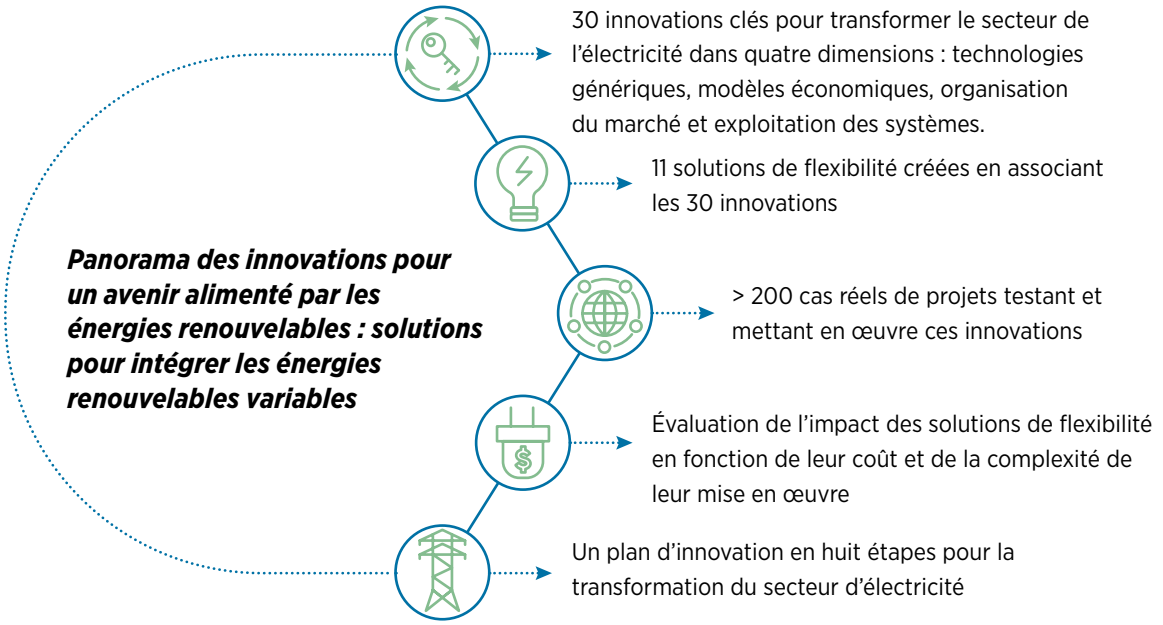
Intermittence : *incapacité à prédire parfaitement la production fournie par les sources d'énergie solaire et éolienne*



Ces dernières années, partout dans le monde, des gouvernements clairvoyants et des entreprises pionnières ont créé, testé et déployé de nombreuses solutions innovantes qui ont le potentiel de conduire à une transformation radicale des systèmes énergétiques à l'échelon international. La grande diversité des solutions, à laquelle s'ajoutent des différences entre les systèmes énergétiques locaux, peut déconcerter les décideurs politiques, en raison des difficultés à identifier et évaluer les solutions les plus adaptées à chaque pays ou contexte.

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a mené une analyse approfondie du panorama des innovations pour l'intégration des énergies renouvelables variables. Elle a ainsi cartographié et classé les nombreux exemples d'innovations et de solutions innovantes. Ce rapport, combiné avec un certain nombre de ressources disponibles en ligne, vise à offrir aux décideurs politiques un guide clair, facile à parcourir et permettant d'appréhender la diversité des innovations en cours de développement, ou parfois même déjà déployées, dans divers contextes à travers le monde. Ces innovations sont associées à un large éventail de réseaux électriques à travers le monde. Le cadre conceptuel qui en résulte a pour but de permettre une prise de décisions mieux éclairée à l'égard des solutions dans chaque cas particulier.

Figure R1 Schéma du projet Panorama des innovations



R

INNOVATIONS POUR FACILITER L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES

Un grand nombre d'innovations susceptibles d'être utilisées pour intégrer les ERV dans une large proportion apparaissent et sont mises en place dans le monde. La présente étude, intitulée « Panorama des innovations » et réalisée par l'IRENA cartographie les innovations les plus importantes, identifie les synergies et propose des solutions pour intégrer les ERV dans une forte proportion au sein des réseaux électriques à travers la mise en œuvre de ces innovations.

Ce Panorama des innovations repose sur l'analyse de centaines d'initiatives et de projets qui sont mis en œuvre dans le monde. Ces innovations ont été regroupées et cartographiées en catégories, pour obtenir une série de 30 innovations (cf. Tableau 1).

Les analyses menées ont également démontré que des innovations voient le jour le long de quatre axes essentiels au sein des réseaux électriques mondiaux :

- ***Technologies génériques :*** technologies qui jouent un rôle clé dans l'intégration des énergies renouvelables variables.
- ***Modèles économiques :*** modèles innovants qui créent des analyses de rentabilisation pour de nouveaux services améliorant la flexibilité des systèmes et encourageant une plus grande intégration des technologies dans le domaine des énergies renouvelables.
- ***Organisation du marché :*** nouvelles structures de marché et modifications du cadre réglementaire visant à encourager la flexibilité et la valeur des services nécessaires dans un système énergétique fondé sur les énergies renouvelables, en vue de stimuler de nouvelles opportunités économiques.
- ***Exploitation du système :*** façons innovantes d'exploiter le système électrique, en permettant l'intégration d'une plus forte proportion d'énergies renouvelables variables dans la production d'électricité.

Sur la base des expériences d'entreprises et de pays pionniers dans le pilotage et l'application de ces innovations, chacun des 30 types d'innovation a été analysé en détail. Plusieurs notes ont été jointes à ce rapport dans l'intention d'aider les lecteurs à évaluer les bénéfices, les risques et la pertinence de chaque innovation dans chaque contexte spécifique.

Ces notes d'information sur les innovations se déclinent en plusieurs parties :

I **Description :** en quoi consiste l'innovation, et comment elle fonctionne.

II **Contribution à la transformation du secteur de l'électricité :** comment l'innovation, grâce aux services et bénéfices apportés aux réseaux électriques, pourrait contribuer à l'intégration des ERV.

III **Facteurs clés favorisant le déploiement :** vue d'ensemble des risques et défis associés à la mise en œuvre de l'innovation, ainsi que de la façon de les surmonter.

IV **État actuel et exemples d'initiatives :** indicateurs permettant d'assurer le suivi des progrès de l'innovation, et exemples d'initiatives et de projets en cours mettant en œuvre l'innovation dans le monde.

V **Exigences pour la mise en œuvre : la checklist** est un outil simple d'utilisation pour les décideurs politiques, qui dresse la liste des étapes à suivre pour mettre en œuvre l'innovation.

Tableau 1 Vue d'ensemble des notes d'information sur les innovations

	VUE D'ENSEMBLE	NOTES D'INFORMATION SUR LES INNOVATIONS
Technologies génériques 	• Technologies de stockage sur batterie, capables d'atténuer la variabilité des énergies renouvelables et de fournir plusieurs services au réseau.	**1**. Batteries à l'échelle industrielle **2**. Batteries « derrière le compteur »
	• Technologies permettant l'électrification d'autres secteurs, ouvrant les portes à de nouveaux marchés pour la production d'électricité renouvelable ainsi qu'à de nouveaux moyens de stockage des surplus de production.	**3**. Recharge intelligente des véhicules électriques **4**. Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur **5**. Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène
	• Technologies numériques qui introduisent de nouvelles applications dans le secteur de l'électricité, repoussant les limites et dynamiques de l'industrie et favorisant l'optimisation des actifs renouvelables.	**6**. Internet des Objets **7**. Intelligence Artificielle et Big Data **8**. Blockchain
	• Nouveaux réseaux intelligents, à grande et petite échelle, qui se complètent les uns les autres et apportent de nouvelles façons de gérer la production d'ERV.	**9**. Mini-réseaux d'énergie renouvelable **10**. Super-réseaux (Supergrids)
	• Rénovation des actifs existants, pour s'adapter aux nouvelles conditions et aux besoins du système.	**11**. Flexibilité des centrales conventionnelles
Modèles économiques 	• Modèles économiques donnant des moyens d'action aux consommateurs, les transformant en participants actifs.	**12**. Agrégateurs **13**. Échange d'électricité via réseau P2P **14**. Énergie-en-tant-que-service
	• Systèmes innovants qui permettent un approvisionnement par les énergies renouvelables aussi bien dans les régions hors réseau que connectées.	**15**. Modèle de propriété communautaire (« community-ownership model ») **16**. Modèles « pay-as-you-go »
Organisation du marché 	• Nouvelles réglementations sur les marchés de gros qui encouragent la flexibilité chez les acteurs du marché, améliorent le signal pour compléter la valeur de l'approvisionnement électrique et rémunèrent de manière appropriée leurs services d'aide au réseau.	**17**. Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros **18**. Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros **19**. Services auxiliaires innovants **20**. Réorganisation des marchés de capacité **21**. Marchés régionaux
	• Changements en matière d'organisation et de réglementation sur le marché de détail qui stimulent la flexibilité du côté du consommateur/ prosommateur.	**22**. Tarification dynamique **23**. Intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés **24**. Facturation nette
Exploitation du système 	• Le déploiement d'une production décentralisée exige de nouvelles voies d'exploitation du réseau de distribution et une facilitation de marché pour cette production.	**25**. Rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution **26**. Coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport
	• Nouvelles procédures d'exploitation améliorant la flexibilité du système électrique.	**27**. Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable **28**. Exploitation innovante des stations de pompage-turbinage
	• Nouvelles modalités d'exploitation du réseau, réduisant l'effacement des ERV à la suite d'une congestion du réseau, et réduisant le besoin de renforcer le réseau.	**29**. Lignes électriques virtuelles **30**. Évaluation dynamique des lignes électriques

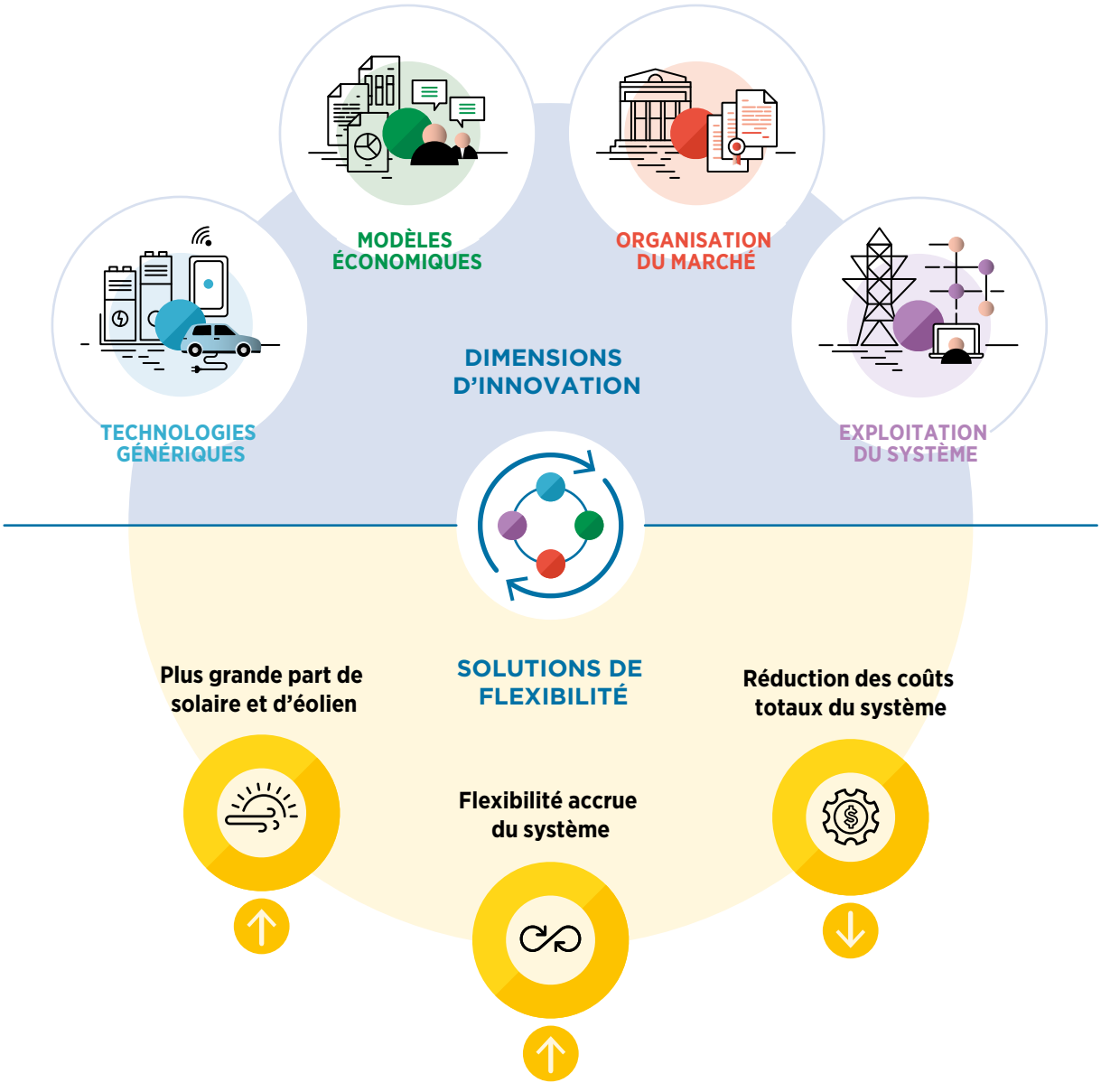
R

SOLUTIONS POUR UN AVENIR ALIMENTÉ PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Ce rapport de synthèse regroupe les principales connaissances acquises sur les innovations identifiées dans le Panorama sur les innovations, et montre que ces innovations ne naissent pas de manière isolée. Sur le terrain, les solutions mises en œuvre pour intégrer les ERV sont en effet le résultat des synergies entre différentes innovations appliquées le long de plusieurs axes, comme la technologie, l'organisation du marché, les modèles économiques et l'exploitation des systèmes électriques. C'est ce que l'on appelle **l'innovation systémique**.

Ce rapport, qui peut se lire seul, résume le contenu des notes d'information portant sur les innovations sous-jacentes et permet de tisser des liens entre les différentes innovations. Les détails de chacune des innovations dont il est question dans le rapport de synthèse sont présentés dans les notes d'information sur les innovations.

Figure R2 Solutions de flexibilité issues de la combinaison d'innovations dans l'ensemble du secteur énergétique



Le rapport de synthèse est structuré en quatre chapitres :

Chapitre 1 : La transformation du secteur de l'électricité. Ce chapitre dresse un portrait de la situation générale, en expliquant l'importance de compter à l'avenir sur une production à base d'énergies renouvelables pour assurer un système énergétique sobre en carbone, fiable, abordable et sûr. Il souligne également les principaux défis à relever et identifie les tendances en matière d'innovation qui contribuent à les surmonter. Les responsabilités et rôles changeants, ou encore l'apparition de nouveaux acteurs dans le secteur de l'électricité, sont également abordés.

Chapitre 2 : Le panorama des innovations pour l'intégration des énergies renouvelables. Ce chapitre donne une vue d'ensemble des 30 types d'innovations qui ont été cartographiés.

Chapitre 3 : Innovations créant des solutions pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables. Ce chapitre explique la relation et les synergies entre les types d'innovation et les quatre dimensions, et propose des solutions possibles à partir de ces synergies d'innovation, pour constituer ce que l'on appelle une innovation systémique : il s'agit d'une approche qui répertorie les synergies entre les innovations au niveau de tous les composants du réseau électrique et qui en tire le meilleur parti, en permettant à tous les acteurs d'y participer.

Chapitre 4 : Évaluation de l'impact des solutions. Il s'agit d'un guide succinct des solutions qui pourraient se révéler peu coûteuses pour améliorer la flexibilité des différents systèmes, en précisant celles qui pourraient être adaptées à chaque contexte.

Chapitre 5 : Récapitulatif : un plan d'innovation en huit étapes. Ce chapitre achève le rapport en présentant les actions recommandées pour un futur alimenté en énergies renouvelables.

FIGURES

Figure R1 Schéma du projet Panorama des innovations 9

Figure R2 Solutions de flexibilité issues de la combinaison d'innovations dans l'ensemble du secteur énergétique 11

Figure 1 Vers un système énergétique sobre en carbone, fiable,abordable et sûr. 20

Figure 2 Nouvelles options de flexibilité du secteur de l'électricité favorisées par l'innovation 22

Figure 3 Innovations de la chaîne d'approvisionnement de l'électricité . . . 30

Figure 4 Tendances en matière d'innovations 31

Figure 5 Applications numériques émergentes dans le réseau électrique 32

Figure 6 Appareils connectés à l'Internet des Objets dans le monde (milliards), 2015-2020 33

Figure 7 Ressources énergétiques distribuées . . 34

Figure 8 Panorama des innovations. 39

Figure 9 Innovations en matière de technologies génériques 41

Figure 10 Innovations en matière de modèle économique 48

Figure 11 Innovations en matière d'organisation du marché 51

Figure 12 Innovations en matière d'exploitation du système 55

Figure 13 Panorama des innovations pour l'intégration des énergies renouvelables variables 59

Figure 14 Innovation systémique permettant la transformation du secteur de l'électricité. 61

Figure 15 Fournisseurs conventionnels de flexibilité (à gauche) et émergents (à droite) 63

Figure 16 Solutions créées en associant des innovations en matière de technologies génériques, de modèles économiques, d'organisation de marché et d'exploitation de système 64

Figure 17 Synergies entre les innovations pour réduire l'intermittence de la production d'ERV grâce aux outils de prévision avancée 67

Figure 18 Synergies entre les innovations pour une production plus flexible 71

Figure 19 Coûts et avantages d'une tarification nodale 74

Figure 20 Production d'énergie par les centrales nucléaires et centrales thermiques au charbon et au lignite, et demande en Allemagne, du 23 au 30 mars 2016 75

Figure 21 Besoins de flexibilité en Allemagne. Exemple de courbes de charge sur deux semaines d'hiver en Allemagne 76

Figure 22 Principales caractéristiques de l'organisation du marché nordique 77

Figure 23 Synergies entre les innovations pour stimuler la flexibilité par les interconnexions et marchés régionaux . 79

Figure 24 Synergies entre les innovations pour aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux 84

Figure 25 Synergies entre les innovations pour les investissements destinés au renforcement du réseau de transport. 87

Figure 26 Structure illustrant l'initiative Surf 'n' Turf 89

Figure 27 Synergies entre des innovations permettant des services au réseau basés sur des ressources énergétiques distribuées 93

Figure 28 Synergies entre innovations permettant la gestion du côté de la demande 99

Figure 29 Synergies entre innovations permettant à des mini-réseaux de fournir des services au réseau principal. 104

Figure 30 Synergies entre innovations permettant d'optimiser l'exploitation du système de distribution avec des ressources énergétiques distribuées . . . 108

TABLEAUX

Figure 31 Synergies entre innovations avec des batteries à l'échelle industrielle 114

Figure 32 Signal des services de régulation de PJM et réponse sur batterie 118

Figure 33 Synergies entre innovations pour des solutions power-to-X 120

Figure 34 Intégration des ERV dans les utilisations finales grâce à l'hydrogène 121

Figure 35 Utilisation d'électrolyseurs pour accélérer la réponse en fréquence. 123

Figure 36 Innovation maximisant les avantages pour le système 129

Figure 37 Innovation réduisant les coûts totaux du système pour augmenter la part des ERV 130

Figure 38 Solutions libérant la flexibilité du système 131

Figure 39 Potentiel de flexibilité comparé aux coûts de la technologie 134

Figure 40 Potentiel de flexibilité comparé aux aspects non technologiques des solutions 135

Figure 41 Guide de solutions en fonction de la densité de population dans les villes. 143

Figure 42 Guide de solutions en fonction de la saisonnalité 144

Figure 43 Guide de solutions en fonction des possibilités d'interconnexion. 145

Figure 44 Guide de solutions en fonction de la distance entre les ressources d'ERV et les centres de demande. 145

Figure 45 Guide de solutions en fonction du profil de charge net. 146

Figure 46 Solutions pour tous les contextes 146

Figure 47 Plan d'innovation en huit étapes pour la transformation du secteur de l'électricité. 150

Tableau 1 Vue d'ensemble des notes d'information sur les innovations. 11

Tableau 2 Convenance de plusieurs technologies de batteries pour différentes applications en réseau. 115

Tableau 3 Besoins de flexibilité couverts par les solutions. 132

Tableau 4 Défis liés à la mise en œuvre de différentes innovations et solutions. . . . 133

Tableau 5 Tableau résumé 140

ABRÉVIATIONS

CA	Courant alternatif
IA	Intelligence Artificielle
APS	Arizona Public Service Company
AUD	Dollar australien
BMWi	Ministère fédéral allemand de l'Économie et de l'Énergie
CAISO	Gestionnaire du réseau de transport de Californie
CHP	Chauffage et production d'énergie combinés (de l'anglais « Combined heat and power »)
CO	Propriété communautaire (de l'anglais « Community ownership »)
CREZ	Zone d'énergie renouvelable compétitive (de l'anglais « Competitive renewable energy zone »)
CC	Courant continu
DLR	Évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques (de l'anglais « Dynamic Line Rating »)
DUoS	Utilisation décentralisée du système (de l'anglais « Distributed Use of System »)
EaaS	Énergie-en-tant-que-service
EIM	Marché du déséquilibre énergétique (de l'anglais « Energy Imbalance Market »)
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (de l'anglais « European Network of Transmission System Operators »)
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
UE	Union européenne
EUR	Euro
VE	Véhicule électrique
FCAS	Services auxiliaires de contrôle de fréquence (de l'anglais « Frequency Control Ancillary Services »)
FERC	Commission fédérale de régulation de l'énergie (de l'anglais « Federal Energy Regulatory Commission »)
GBP	Livre sterling
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
CVC	Chauffage, ventilation et climatisation
CCHT	Courant continu haute tension
Hz	Hertz
TIC	Technologies de l'information et de la communication
IdO	Internet des Objets
ISO-NE	Independent System Operator – New England
TI	Technologies de l'information
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
kg	Kilogramme
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Coût actualisé de l'énergie (de l'anglais « levelised cost of electricity »)
MISO	Midcontinent Independent System Operator
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NEM	Marché national de l'énergie (de l'anglais « National Electricity Market »)
NYISO	New York Independent System Operator
P2P	Peer-to-peer (pair-à-pair)
PAYG	Paiement à l'utilisation
PEM	Membrane échangeuse de protons (de l'anglais « Proton Exchange Membrane »)
PG&E	Pacific Gas and Electric
PJM	Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection
PV	Photovoltaïque
SAPP	Pool énergétique de l'Afrique australe
SIDE	Énergie décentralisée intégrée et intelligente (de l'anglais « Smart Integrated Decentralised Energy »)
TWh	Térawattheure
CCUHT	Courant continu à ultra haute tension
UK	Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord
US DOE	Ministère de l'Énergie des États-Unis d'Amérique
USD	Dollars des États-Unis d'Amérique
VPP	Centrale électrique virtuelle (de l'anglais « Virtual Power Plant »)
ERV	Énergie renouvelable variable



1 TRANSFORMATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ



1.1 VERS UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE SOBRE EN CARBONE, FIABLE, ABORDABLE ET SÛR

Le monde s'est engagé dans une phase de transition du secteur de l'énergie vers un avenir plus inclusif, sûr, rentable, sobre en carbone et durable. Et l'énergie renouvelable est l'un des maillons essentiels de ce processus. Cette transition est encouragée par une pression publique et une action politique sans précédent, motivées par les Objectifs de développement durable des Nations Unies, l'augmentation de la pollution atmosphérique et du stress hydrique, mais aussi les inquiétudes croissantes liées au changement climatique. Tous ces éléments ont conduit à la signature de l'Accord de Paris en 2015, dont l'urgence et l'importance sont dévoilées dans le récent rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, 2018). Aujourd'hui, cette transition énergétique évolue plus encore grâce à un moteur supplémentaire essentiel, celui de l'innovation.

Le secteur de l'énergie dirige la transition énergétique en cours générée par la diminution rapide des coûts liés à la production d'électricité renouvelable, notamment dans les domaines du solaire photovoltaïque et de l'éolien. Entre 2010 et 2018, le coût des modules solaires photovoltaïques (PV) a diminué de 90 % et celui de l'électricité (LCOE) produite à partir du solaire photovoltaïque a chuté de 77 %. Le prix unitaire des éoliennes a diminué de moitié (selon les marchés) sur la même période, et le LCOE de l'électricité éolienne terrestre a chuté de près de 30 %, alors que des baisses tout aussi significatives sont attendues sur la prochaine décennie (données extraites de la base de données des coûts des énergies renouvelables 2019 de l'IRENA).

La production d'énergie renouvelable représentait environ un quart de la production d'énergie totale dans le monde en 2017, avec une croissance spectaculaire, ces dernières années, enregistrée par les énergies renouvelables variables (ERV), et notamment les technologies éolienne et solaire photovoltaïque. À la fin de l'année 2017, la capacité installée des énergies renouvelables atteignait 2 337 gigawatts (GW), soit 34 % de la capacité totale installée de production d'énergie (AIE, 2018a). La plus grande part provenait de l'hydroélectrique (54 %), suivi de l'éolien (22 %) et du solaire (principalement photovoltaïque, lequel représentait près de 17 %). Entre 2005 et 2016, la capacité du solaire photovoltaïque installé dans le monde a été multipliée par plus de sept, tandis que celle de l'éolien terrestre a pratiquement triplé. Rien qu'en 2017, 98 GW de solaire photovoltaïque et 48 GW d'éolien supplémentaires ont été installés.

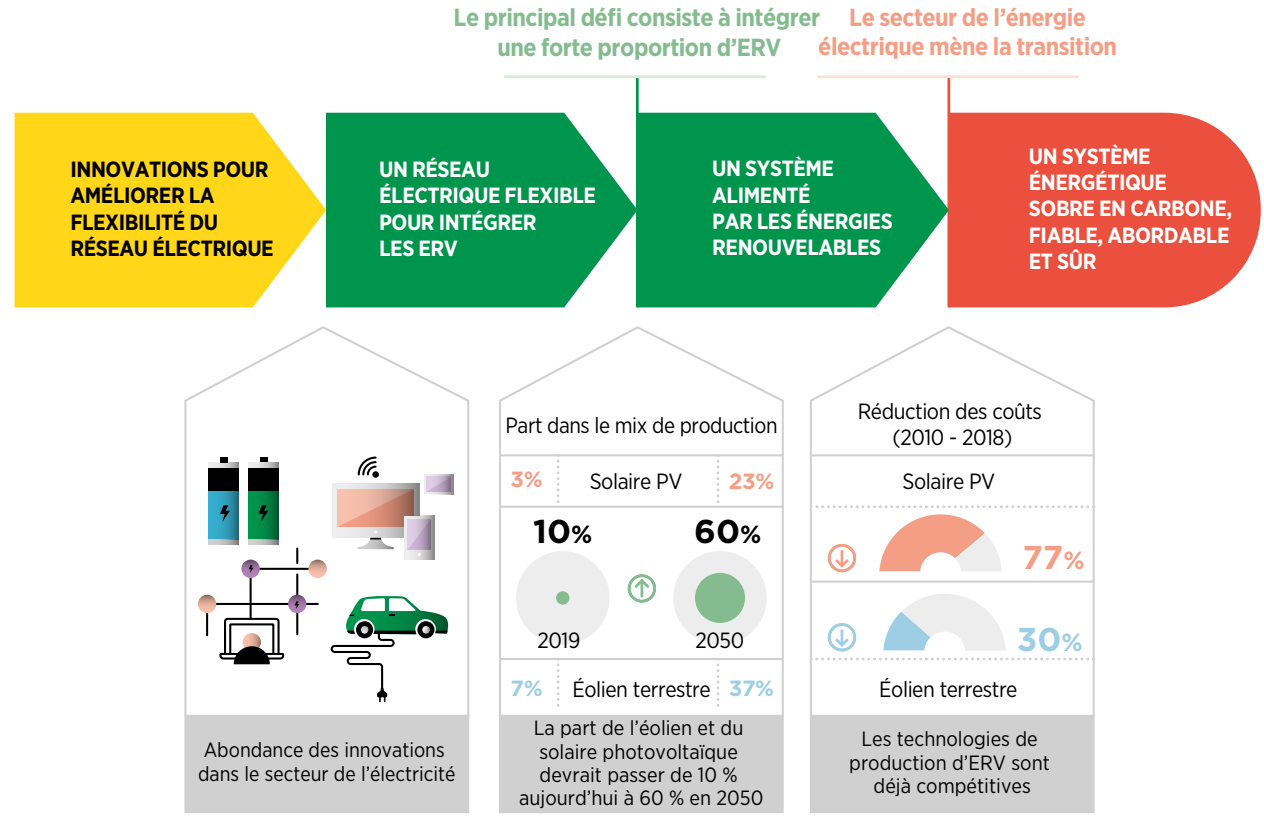
Cette transition énergétique doit néanmoins accélérer encore sa croissance. Selon l'analyse réalisée par l'IRENA (2018b), une décarbonisation du secteur de l'électricité en conformité avec les objectifs pour le climat établis dans l'Accord de Paris nécessiterait une part de 85 % d'énergies renouvelables dans la production totale d'électricité en 2050. À cette date, la capacité de production du solaire et de l'éolien devrait passer des 900 GW actuels à 13 000 GW, et représenter 60 % de la puissance totale produite. Cela nécessite de tripler les ajouts de capacité éolienne annuelle et de doubler les ajouts de capacité solaire photovoltaïque par rapport aux niveaux de 2017.

Par ailleurs, la proportion d'électricité au sein de la demande totale en énergie des trois principaux secteurs d'utilisation finale (industrie, bâtiments et transports) doit augmenter de 20 % en 2015 à 40 % en 2050. Les avancées réalisées dans les technologies

de production d'énergie renouvelable offrent la possibilité d'utiliser l'électricité renouvelable comme vecteur de la décarbonisation des secteurs d'utilisation finale. Les approches d'électrification intelligente, reposant sur des organisations de marché et des modèles économiques innovants, sont cruciales pour réaliser ces synergies et tirer parti de la flexibilité potentielle offerte par les nouvelles charges.

D'autres innovations sont nécessaires dans le domaine des technologies liées aux énergies renouvelables afin d'améliorer leur efficacité, de mieux les adapter à des conditions météorologiques spécifiques, de mieux les intégrer dans l'espace de vie (par exemple, au niveau des systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments) et d'en réduire davantage les coûts. Cependant, hormis les technologies de production d'énergie renouvelable, l'innovation dans les stratégies d'intégration au réseau est devenue essentielle pour accroître la part des ERV dans le réseau électrique, et ainsi améliorer sa flexibilité de manière rentable. La Figure 1 résume le chemin à suivre pour atteindre un système énergétique plus propre, fiable et sûr.

Figure 1 Vers un système énergétique sobre en carbone, fiable, abordable et sûr





1.2 AMÉLIORATION DE LA FLEXIBILITÉ DES SYSTÈMES POUR L'INTÉGRATION DES ERV

À l'ère d'une production d'énergie renouvelable à faible coût, la réussite de la transition énergétique passera par la mise en œuvre de stratégies visant à intégrer de fortes proportions d'ERV dans les réseaux électriques au plus faible coût possible. À l'heure actuelle, la part des ERV dans la production d'électricité des pays du G20 est de l'ordre de 10 %. Certains pays, notamment en Europe, ont atteint des parts d'ERV significativement plus élevées : en 2017, la part des ERV était de 53 % au Danemark, de 48 % en Australie-Méridionale, et de plus de 20 % en Lituanie, en Irlande, en Espagne et en Allemagne.

Les trois plus grands réseaux électriques au monde (la Chine, l'Inde et les États-Unis d'Amérique) devraient doubler la part des ERV pour atteindre plus de 10 % de leur production annuelle d'ici à 2022 (IRENA, AIE et REN21, 2018). L'Inde, par exemple, a couvert la demande à hauteur de 7,7 % de sa charge avec les ERV entre 2017 et 2018, et devrait atteindre le chiffre de 9 % en 2019. Aux États-Unis, en 2017, 7,6 % de l'électricité provenait de sources éoliennes et solaires (AIE, 2018a).

Néanmoins, la part du solaire photovoltaïque et de l'éolien dans la production mondiale d'électricité devra augmenter d'environ 10 % à 60 % d'ici à 2050 (IRENA, 2018b). Compte tenu de la variabilité et de l'intermittence des sources d'énergie éolienne et solaire, des solutions innovantes sont nécessaires pour apporter la flexibilité et l'adéquation nécessaires aux réseaux électriques. Entre 2015 et 2050, des investissements similaires à ceux nécessaires pour l'emploi de technologies supplémentaires en matière d'énergie renouvelable pourraient être nécessaires pour renforcer les infrastructures des réseaux et élargir les options de flexibilité pour l'intégration des ERV. Les besoins d'investissements dans les réseaux et en flexibilité sur cette période passeraient de 9 milliards d'USD sans ces ERV supplémentaires à environ 18 000 milliards d'USD (IRENA, 2018b). Ces investissements doivent souligner l'importance de multiplier les efforts en faveur de la flexibilité, dans la mesure où l'intégration des ERV dans les réseaux peut devenir le goulot d'étranglement technique ou économique de la transformation mondiale du secteur de l'énergie.

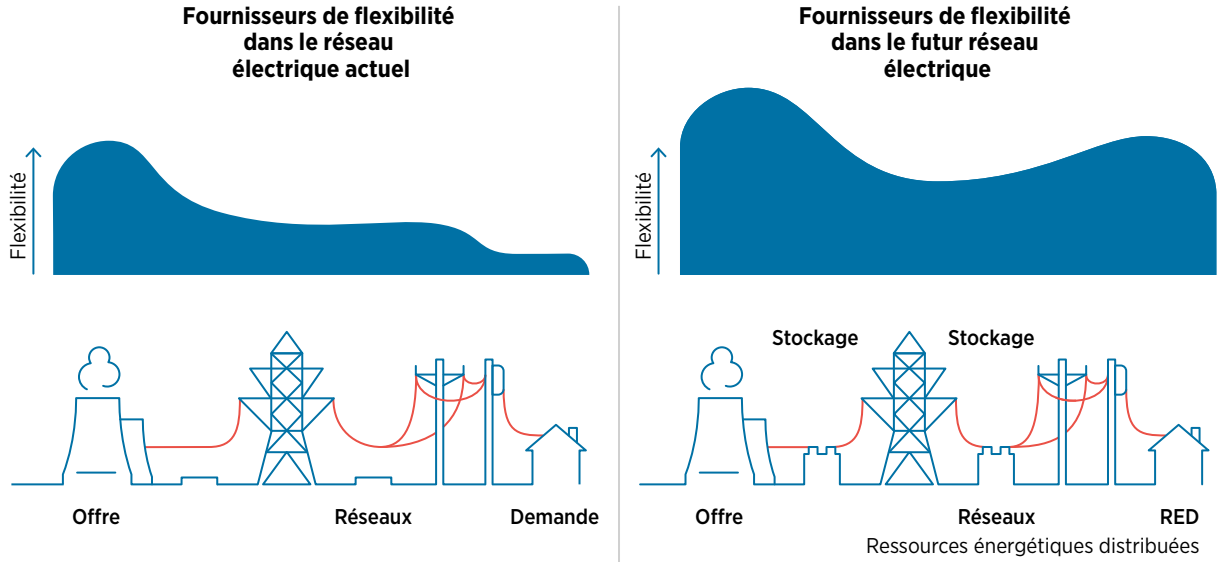
La prochaine étape consiste donc à concentrer les efforts de l'innovation sur l'intégration des ERV dans une plus large proportion au sein des réseaux électriques et à réduire les coûts de cette intégration à travers des solutions augmentant la flexibilité de ces réseaux. La flexibilité, définie comme la capacité à répondre à des changements de charge et de production, a toujours fait partie intégrante des réseaux électriques, dans la mesure où la demande normale d'électricité varie grandement d'un jour ou d'une saison à l'autre (IRENA, 2018c). Avec des parts d'ERV de plus en plus importantes, la flexibilité du réseau électrique est aussi directement liée à sa capacité de s'adapter à une production variable tout en conservant un équilibre fiable entre l'offre et la demande au plus faible coût possible.

Une flexibilité insuffisante pourrait conduire au délestage des charges (si la montée en puissance de la capacité complémentaire du système n'est pas suffisante pendant les périodes de faible production d'ERV) ou à l'effacement des ERV (si le système ne peut pas ralentir sa production pendant les périodes de haute production d'ERV). Cela peut donc réduire la valeur opérationnelle de la part des nouvelles ERV et augmenter les coûts d'exploitation en raison du besoin d'une capacité complémentaire pour répondre aux réserves ou à la demande de pointe. Dans un tel contexte, la flexibilité correspond à la capacité d'un réseau électrique à supporter la variabilité et l'intermittence introduites par la production d'ERV sur des échelles de temps différentes, du très court au très long terme, en évitant l'effacement des ERV et en fournissant de manière fiable toute l'énergie demandée par les clients (IRENA, 2018c).

Traditionnellement, dans les réseaux électriques conventionnels, l'offre apportait la flexibilité en adaptant la production à la demande. La demande ne fournissait qu'une très faible flexibilité, car elle ne réagissait pratiquement pas. Les innovations émergentes augmentent la flexibilité du côté de l'offre, tout en l'introduisant également au niveau de tous les segments du réseau électrique. La Figure 2 illustre la transition d'un contexte dans lequel la production est la seule source de flexibilité vers un système véritablement flexible.

- **Flexibilité du côté de l'offre :** il est nécessaire d'encourager une plus grande flexibilité de l'offre, par un comportement plus flexible, aussi bien de la part des centrales conventionnelles existantes que des producteurs d'énergie renouvelable (dans la limite de leurs possibilités).
- **Flexibilité du réseau :** la flexibilité du réseau est obtenue par une plus grande capacité du réseau et par la mise en place de marchés régionaux, qui permettent à l'électricité d'être transportée plus facilement au sein d'un secteur d'équilibrage plus vaste, à travers plusieurs zones de contrôle, et même à l'échelle d'un continent. Un élargissement de la diversité géographique des ressources peut donc être utilisé pour équilibrer l'offre et la demande en tirant parti de la diversité des conditions météorologiques et des ressources. La capacité

Figure 2 Nouvelles options de flexibilité du secteur de l'électricité favorisées par l'innovation



et la gestion des réseaux de distribution sont également importantes pour intégrer davantage les énergies renouvelables connectées à ces réseaux.

- **Flexibilité du côté de la demande :** en ce qui concerne la demande, l'apparition de ressources énergétiques distribuées (comme les centrales solaires photovoltaïques en toiture, les micro-éoliennes, les systèmes de stockage d'énergie sur batterie, les mini-réseaux, les véhicules électriques rechargeables, etc.) offre la possibilité d'améliorer considérablement la flexibilité du système en les faisant participer activement au réseau électrique. L'électrification de secteurs d'utilisation finale comme les transports, les bâtiments et l'industrie, à travers une approche intelligente visant à gérer ces nouvelles charges à travers des programmes de pilotage de la demande, une élasticité des prix et un couplage des secteurs, ouvre la voie vers une plus grande flexibilité pour l'intégration des ERV dans le réseau. De plus, les technologies numériques émergentes viennent aider les ressources énergétiques distribuées à répondre aux conditions du système et à fournir des services au réseau, pour en faire des fournisseurs de flexibilité.
- **Flexibilité de stockage à l'échelle de tout le système :** les technologies de stockage de l'énergie sont des fournisseurs de flexibilité pour l'ensemble du secteur de l'énergie, et ont la capacité d'augmenter de façon considérable la part des ERV dans le système. Du côté de l'offre, les batteries à l'échelle industrielle et les applications « Power-to-X » (par exemple, la conversion de l'électricité en chaleur ou hydrogène, respectivement en anglais « power-to-heat » et « power-to-hydrogen ») peuvent augmenter la flexibilité si elles sont connectées à des centrales d'ERV en vue de stocker leur production excédentaire. Au niveau de la demande, elles peuvent apporter une importante flexibilité par l'électrification directe ou indirecte de secteurs d'utilisation finale si la charge est correctement gérée, ou encore contribuer à l'amélioration de la flexibilité des réseaux et à la réduction de leur congestion si elles sont connectées à de telles fins.

La meilleure stratégie à adopter pour améliorer la flexibilité d'un système et intégrer les ERV dans une plus forte proportion demeure incertaine. D'autre part, les stratégies sont spécifiques de chaque pays et chaque contexte, et dépendent entre autres du taux d'augmentation de la demande en électricité, du niveau d'interconnectivité du réseau existant et de la répartition des ressources naturelles sur le territoire. Plusieurs ensembles de solutions d'innovations sont déjà en cours de déploiement au sein de différents réseaux électriques.

L'innovation est cruciale pour créer et mettre en œuvre les solutions qui permettent d'améliorer la flexibilité des réseaux électriques et de réduire le coût de l'intégration des ERV (en s'adaptant aux contextes des différents réseaux) et de créer de nouveaux flux de valeur pour les différents acteurs de la chaîne de valeur, des producteurs aux consommateurs.

1.3 PRÉSENTATION D'INNOVATIONS

Des pays comme le Danemark, l'Allemagne, le Portugal, l'Espagne et l'Uruguay ont démontré qu'il était faisable de gérer une proportion d'ERV de plus de 25 % pendant une année dans les réseaux électriques. Un nombre croissant de sous-régions, et même de pays entiers, ont géré une proportion d'ERV de près de 100 % sur de courtes périodes (IRENA, 2018a). Les tableaux ci-dessous récapitulent les innovations que plusieurs réseaux électriques mettent en œuvre pour améliorer la flexibilité du système et la part des ERV.

DANEMARK

Pénétration des ERV :	Défis :
Plus de 40 % depuis 2014, atteignant 53 % en 2017 (IEEFA, 2018), avec une prépondérance de l'énergie éolienne. **Cible :** 100 % d'énergies renouvelables dans le secteur énergétique d'ici à 2050, avec 50 % d'électricité éolienne.	• Équilibrer l'offre et la demande, en veillant à ce que la puissance soit suffisante pour alimenter la charge de base en l'absence de vent. • Maintenir la valeur de l'énergie éolienne lorsque la production est élevée. À l'heure actuelle, de grandes quantités d'énergie éolienne sont vendues à des prix bas ou négatifs (Zaman, 2018).

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- La forte pénétration de l'énergie éolienne au Danemark est due à la forte interconnexion de son réseau. Le pays exporte principalement son surplus d'énergie éolienne aux autres pays nordiques qui peuvent utiliser ces importations pour remplacer leur production d'hydroélectricité et ainsi conserver l'eau dans des réservoirs. Le réseau de transport interne du Danemark est solide, et sa capacité d'interconnexion avec le reste de la Scandinavie ou avec l'Allemagne est presque égale à la charge de pointe de 6,5 GW (capacité d'importation de 2,2 GW depuis l'Allemagne, 2 GW depuis la Suède et 1,6 GW depuis la Norvège).
- Les principales priorités du gestionnaire du réseau de transport danois sont de développer les mesures de pilotage de la demande, l'électrification des secteurs du chauffage, les réseaux intelligents et le stockage d'énergie par air comprimé (SEDC, 2017).
- L'organisation du marché a été ajustée pour encourager des habitudes flexibles dans le domaine de la production conventionnelle et redéfinir les produits d'équilibrage afin de mieux contrebalancer la variabilité de la production. Les centrales au charbon ont été modifiées pour devenir plus flexibles et réduire leur charge minimale de 50 à 20 %.
- Des systèmes de prévision météorologique avancés ont été mis en œuvre dans l'exploitation du réseau électrique, pour avoir des prévisions plus précises, avec des mises à jour toutes les cinq minutes.



RÉPUBLIQUE D'IRLANDE ET IRLANDE DU NORD

Pénétration des ERV :	Défis :
Les ERV représentent 29,7 % de la demande en électricité en 2017, avec une prépondérance de l'éolien (26,4 %). En janvier 2015, l'Irlande a affiché une pénétration instantanée maximale de l'éolien de 66,2 %. **Cible :** 40 % de pénétration du renouvelable d'ici à 2020, principalement d'origine éolienne.	• Les interconnexions limitées font du système un réseau pratiquement isolé. • L'énergie éolienne s'efface pour maintenir la stabilité du système, en raison de niveaux de pénétration maximaux non synchrones, entre autres contraintes liées au réseau. En 2017, l'effacement représentait 4 % de la production éolienne totale.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Réorganiser le marché des services auxiliaires en définissant un ensemble de services destinés à prendre en charge les niveaux croissants de génération d'ERV (réponse non synchrone) (Zaman, 2018).
- Mettre en œuvre les infrastructures de réseau : l'Irlande a déployé un plan de transport d'électricité destiné à développer une meilleure intégration du réseau avec le Royaume-Uni (RU). Des liaisons entre l'Irlande du Nord et l'Écosse, et entre l'Irlande et le Pays de Galles sont désormais en place.
- Des projets de gestion du côté de la demande et de stockage sur batterie devraient assurer une exploitation fiable du réseau électrique (EirGrid, 2016).

ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS (ERCOT)

Pénétration des ERV :	Défis :
Le Texas est le premier État des États-Unis en termes de capacité éolienne, avec une proportion de 14,8 % d'éolien dans le mix de production en 2017 (US DOE, 2018). En 2016, le solaire représentait 1 % du mix de production de l'ERCOT (Seel et al., 2018). L'ERCOT prévoit des ajouts de 9 GW sur 2018/19, ce qui augmente le total des ERV de 40 %, jusqu'à 29 GW d'ici la fin 2019.	• Les interconnexions limitées font de l'ERCOT un système pratiquement isolé. • Les contraintes en matière de transport et le manque de flexibilité de la production entraînent l'effacement de l'énergie éolienne, pour pouvoir maintenir un réseau électrique fiable et sûr. • Les zones dans lesquelles l'éolien et le solaire montrent le plus haut potentiel sont situées à l'écart des centres de charge, et les raccordements disponibles sont très limités.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Planification d'un transport à grande échelle, avec la construction de nouvelles lignes de transport et le renforcement de celles qui existent.
- Le régulateur du Texas (Public Utility Commission of Texas), en consultation avec l'ERCOT, a créé cinq zones d'énergie renouvelable compétitive (CREZ), qui ont aidé à développer un plan de transport destiné à fournir aux clients de l'électricité renouvelable à partir des CREZ tout en maintenant la fiabilité et les conditions économiques. La mise en œuvre des CREZ a favorisé l'ajout de plus de 18 GW de capacité de production éolienne dans le réseau électrique du Texas, tout en résolvant des problèmes techniques tels que l'effacement et la congestion du transport (ACEG, 2017).
- Des changements dans l'organisation du marché permettant à un plus grand nombre de ressources, y compris l'éolien, de participer aux marchés journalier et en temps réel, rendant toutes les parties responsables de la gestion des variabilités dans les charges et les ressources.
- Pour minimiser les erreurs de prévision, le marché d'équilibrage en temps réel a été raccourci de 15 à 5 minutes. La solution s'est accompagnée également d'un réglage affiné et continu du volume de services auxiliaires fourni, obligeant les producteurs d'énergie renouvelable à fournir des services primaires de réponse en fréquence (Du *et al.*, 2017).

CALIFORNIE

Pénétration des ERV :	Défis :
En 2017, près de 20 % du mix de production provenait de l'éolien et du solaire (CEC, 2018). Il y a une forte proportion de ressources d'énergies renouvelables distribuées dans le réseau, avec 5 900 mégawatts (MW) de capacité solaire photovoltaïque en toiture. **Cible :** 33 % de la production d'énergie renouvelable d'ici à 2020, 50 % à l'horizon 2026 et 60 % pour 2030 (Roberts, 2018).	• Offre excédentaire d'énergies renouvelables et congestion du réseau, conduisant à l'effacement. • Fortes rampes de production le matin et le soir, créées par une augmentation de la production solaire décentralisée.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Organisation du marché : le gestionnaire du système a développé un produit de rampe flexible pour éviter les fortes rampes de production le soir. Cela permettra aux producteurs d'être payés pour qu'une partie de leur capacité reste en veille pendant les périodes à faible taux de rampe, de sorte qu'elle soit disponible et utilisable dans les périodes à taux de rampe élevé, à la demande du gestionnaire du réseau (dispatching) (Zaman, 2018).
- Stockage de l'énergie : une partie de la solution de flexibilité adoptée par la Californie a consisté à mettre en œuvre des politiques destinées à atteindre une cible de 1 325 GW d'approvisionnement en stockage d'ici à la fin 2020, sur l'ensemble du réseau de transport et de distribution et du côté du client. Quatre projets de stockage d'énergie de Pacific Gas & Electric ont été approuvés par la California Public Utilities Commission en novembre 2018, représentant un total de 567 MW/2 270 mégawattheures (MWh) de stockage (Bade, 2018), le plus grand contrat de stockage à ce jour dans le monde.
- Marché régional du déséquilibre énergétique : en 2014, le gestionnaire de réseau a commencé à mettre en place un marché régional du déséquilibre énergétique qui permettrait aux autorités d'équilibrage voisines de partager leurs réserves et d'intégrer les ressources renouvelables au sein d'une plus grande région géographique. Cela devrait aider le marché régional à atténuer les événements d'offre excédentaire, et potentiellement à éviter l'effacement en Californie et sur ses marchés d'équilibrage voisins (PacifiCorp, 2018).



AUSTRALIE-MÉRIDIONALE* (AUSTRALIE)

Pénétration des ERV :	Défis :
En 2017, 48,4 % de la production d'énergie provenait de sources éoliennes et solaires, à raison de 39,2 % pour l'éolien et 9,2 % pour le solaire en toiture. Plus de 30 % des foyers ont un système photovoltaïque d'installé, ce qui représente un total de 781 MW. **Cible :** 50 % d'énergies renouvelables dans le mix de production d'ici à 2020, 75 % à l'horizon 2025 (Morton, 2018).	La production d'énergie synchrone fournit les niveaux de fiabilité et d'inertie adéquats pour pouvoir sécuriser un réseau électrique. En 2016, l'Australie-Méridionale a connu un événement météorologique extrême, dans lequel une tempête de vent a renversé une partie du réseau, déclenchant un événement en cascade et une importante panne de courant.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Stockage de l'énergie : en 2017, l'Australie-Méridionale a installé un système de stockage sur batterie de 100 MW / 129 MWh qui est rechargé avec de l'énergie renouvelable provenant du parc éolien de Hornsdale. Le système de stockage délivre ensuite son électricité aux heures de pointe, ce qui contribue à assurer la fiabilité de l'exploitation des infrastructures électriques en Australie-Méridionale tout en réduisant considérablement les coûts du réseau de services auxiliaires pour les consommateurs.
- Entre autres actions récentes visant à accroître les options de flexibilité du réseau, une gestion du côté de la demande à raison de 1 000 MW a été souscrite et 833 MW provenant de centrales à gaz existantes flexibles ont été remis sur le marché, en association avec la construction d'une centrale solaire thermique flexible ayant une capacité de stockage de 10 heures.
- Une augmentation significative de la capacité d'interconnexion du réseau est programmée (avec l'ajout prévu d'une nouvelle liaison entre l'Australie-Méridionale et la Nouvelle-Galles du Sud pour plus que doubler l'interconnexion actuelle entre l'Australie-Méridionale et Victoria).

** Le système de l'Australie-Méridionale est l'un des cinq sous-systèmes qui forment le marché de l'électricité national australien (les autres sont le Queensland, la Nouvelle-Galles du Sud, Victoria et la Tasmanie).*

URUGUAY

Pénétration des ERV :	Défis :
En 2017, 48,4 % de la production d'énergie provenait à 28 % de l'éolien et du solaire. Avec l'hydroélectricité et la biomasse, la production renouvelable totale représentait 98 %. **Cible :** • Production hydroélectrique flexible • Des profils de production complémentaire pour l'hydroélectricité et l'éolien.	• Avec une multiplication par huit de la production éolienne de 2013 à 2014, le principal défi de l'Uruguay était de maintenir la fiabilité du système, compte tenu de l'augmentation de sa variabilité à court terme. • L'un des défis majeurs est l'effacement des ERV, car la biomasse fonctionne comme charge de base tout au long de l'année et la pénétration de l'éolien dépasse la demande minimale. La production excédentaire pourrait être exportée à travers l'interconnexion à 2,57 GW avec l'Argentine et le Brésil, mais aucun marché transfrontalier actif n'est établi avec les pays voisins.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Le gestionnaire du réseau de transport a investi dans des composants de contrôle de production automatisés pour gérer l'intermittence et les besoins d'équilibrage à court terme.
- Des options Power-to-X sont à l'étude, en particulier la conversion de l'électricité en chaleur, afin d'augmenter la demande en électricité et de réduire l'effacement.

ALLEMAGNE

Pénétration des ERV :

En 2017, la production éolienne et solaire variable était de 25 %. La production totale d'énergie renouvelable (hydroélectricité, éolien, solaire et biomasse) a augmenté de 15 % par an pour atteindre 210 térawattheures (TWh), soit 38,2 % du total de 2017 (Fraunhofer ISE, 2018).

Cible :

65 % d'énergies renouvelables en électricité d'ici à 2030.

Défis :

- Un défi majeur est l'effacement de la production éolienne pour maintenir la stabilité du réseau et éviter les goulots d'étranglement dans le réseau de transport. L'effacement est particulièrement élevé dans le nord, où sont situés la plupart des parcs éoliens, surtout en raison de la congestion du réseau entre le nord et le sud. Les producteurs d'énergie renouvelable perçoivent une compensation de perte de revenus pendant la plupart des périodes d'effacement. Les gestionnaires de réseaux sont tenus d'effectuer un re-dispatching des centrales dans le sud et augmentent leur rendement pour répondre à la demande croissante, tandis que l'interconnexion avec le nord reste congestionnée. Les coûts d'exploitation supplémentaires causés par le re-dispatching font l'objet de compensations financières, qui rendent la procédure très coûteuse pour le système.
- En 2017, l'Allemagne a enregistré un record de 144 heures de prix de gros de l'électricité négatifs sur le marché journalier.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Renforcement du réseau, notamment nouvelle capacité de transport entre le nord et le sud ; de nouvelles lignes de transport à courant continu nord-sud transportant 8 GW sont prévues pour éviter l'effacement, le re-dispatching et les flux de bouclage. Des capacités d'interconnexion supplémentaires avec certains pays du voisinage sont prévues.
- La loi sur l'énergie exige des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution qu'ils élargissent la capacité de leurs systèmes pour permettre la production d'énergie renouvelable, sauf pour un effacement possible de 3 % au maximum de la production totale d'énergie.
- Les centrales à énergie fossile, notamment celles de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE), doivent être incorporées aux procédures de gestion de la congestion dans une plus large mesure qu'aujourd'hui.
- La coopération entre les quatre gestionnaires de réseaux de transport allemands réduit les besoins de re-dispatching et augmente la flexibilité.
- Des modèles de prévision améliorés intégrant explicitement l'effet des énergies renouvelables et l'utilisation de prévisions météorologiques journalières améliorées ont déjà été adoptés en Allemagne.
- Changements dans l'organisation du marché pour simplifier la flexibilité :
  - Formation libre des prix sur les marchés de gros (pas de plafonnement des prix)
  - Renforcement des obligations pour respecter les programmes prévisionnels de l'offre et de la demande
  - Périodes d'échange et d'équilibrage raccourcies (à 15 minutes)
  - Introduction de prix négatifs de l'électricité
  - Marchés d'équilibrage ouverts aux nouveaux fournisseurs
  - Règles pour les agrégateurs
  - Introduction progressive de compteurs intelligents
  - Investissement dans la production de PCCE, en raison de sa flexibilité (EPE et BMWi, 2017).

INDE – TAMIL NADU

Pénétration des ERV :	Défis :
14 % de production éolienne et solaire en 2016-2017, contre 32 % de la capacité totale installée. **Cible :** Part d'éolien et de solaire de 17,5 % à atteindre entre 2021 et 2022 ; 21 % d'ici à 2027 (CEA, 2018).	• Capacité insuffisante du réseau en Inde du Sud pour exporter l'énergie éolienne, ce qui a entraîné son effacement. • Accroissement des fluctuations en fréquence.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Organisation du marché : sur les dix dernières années, l'Inde a progressivement évolué vers un réseau électrique national unique, avec une connectivité accrue entre les États.
- Les interconnexions avec le Bangladesh, le Bhoutan et le Népal ont été renforcées. Un raccordement par câble sous-marin avec le Sri Lanka est également envisagé.
- Le Tamil Nadu est en train d'étudier la viabilité de la proposition de pompage-turbinage de 500 MW de Kundah.
- La production flexible existante dans le système a constitué un important catalyseur.

AUSTRALIE – KING ISLAND, TASMANIE

Pénétration des ERV :	Défis :
Pénétration de l'éolien de 65 % ; une part instantanée de 100 % des ERV a été atteinte en 2013. Les coûts élevés du carburant diesel importé ont conduit à l'installation de trois éoliennes de 250 kilowatts (kW) en 1998, suivies de deux éoliennes de 850 kW en 2013, puis 3 MW/1,6 MWh de stockage sur batterie (Zaman, 2018). **Cible :** Un réseau 100 % énergie renouvelable.	Maintenir la fiabilité des sources renouvelables intermittentes dans un système de petites dimensions sans aucune interconnexion.

Innovations mises en œuvre et planifiées :

- Intégration dans le système de charges à réaction rapide, flexibles et fiables, comme les résistances dynamiques
- Systèmes de contrôle avancés pour gérer de façon dynamique une réserve de production adéquate
- Volants d'inertie pour une véritable inertie de rotation garantissant une exploitation sûre du réseau lorsque toute la production thermique est désactivée
- Stockage sur batterie : 3 MW de contribution ont été installés, stockant 1,6 MWh d'énergie utilisable
- Intégration d'une technologie de réseau intelligent permettant de contrôler la demande des clients afin de s'aligner sur la variabilité de l'approvisionnement par les énergies renouvelables (Hydro Tasmania, 2014)

1.4 TENDANCES EN MATIÈRE D'INNOVATION ET RÔLES CHANGEANTS DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE DEMAIN

Les stratégies politiques des ERV doivent combiner les besoins actuels (de déploiement) et futurs (d'intégration des ERV dans le système énergétique à grande échelle). Un véritable compromis doit être trouvé entre les solutions rapides et les stratégies sur le long terme. En visant un niveau élevé de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables, les décideurs politiques ne doivent pas trop se concentrer sur les solutions rapides, mais plutôt anticiper la période à laquelle le déploiement des énergies renouvelables sera effectif, et concevoir les marchés/systèmes en se projetant dans ce futur.

Pour cela, il est nécessaire d'adopter une approche holistique de la planification du système, du profil de croissance de la demande en électricité, des permis, de la tarification et des droits d'accès au réseau, ainsi que du traitement de l'équilibrage et des services du système pour tirer parti de la flexibilité (que ce soit dans le cadre d'un marché libéralisé ou d'un système plus centralisé). Dans cet avenir, la valeur ne résiderait pas dans le nombre de kWh d'électricité produits et consommés, mais plutôt dans une flexibilité combinée, fournie par tous les acteurs, permettant de garantir l'exploitation abordable et sûre d'un système sobre en carbone basé sur la production d'ERV.

Un certain nombre de changements sont déjà en train de se produire :

- **Production** : une grande part d'une production thermique rigide est progressivement remplacée par une production renouvelable à plus petite échelle, dont une grande partie ne possède aucune flexibilité commerciale (coût marginal nul) et qui dépend des conditions météorologiques (ressources non sensibles aux prix de l'énergie). À court terme, les producteurs conventionnels doivent devenir plus flexibles, et améliorer leur capacité à fournir un taux de rampe plus rapide pour réagir à la volatilité croissante de la charge nette. À long terme, la flexibilité proviendra également de la gestion de la demande et d'une meilleure interconnectivité du réseau.
- **Couplage des secteurs/demande** : une tendance à l'électrification de secteurs d'utilisation finale, comme les transports (véhicules électriques) ou potentiellement le chauffage, finira par se développer, augmentant considérablement la charge sur les réseaux de distribution. Ces nouvelles charges pourraient avoir, d'un point de vue relatif, une capacité élevée et/ou une énergie faible si elles ne sont pas correctement gérées, tout en demeurant intrinsèquement flexibles : parmi les technologies d'électrification se trouve le stockage sur batterie ou thermique, qui pourrait contribuer à lisser la demande pour l'aligner sur la disponibilité de la production et la capacité du réseau de distribution. Cette contribution optimale à la flexibilité du système ne se produira que si l'intégration de ces nouvelles charges est correctement gérée, et si les clients acceptent que leurs habitudes de consommation ne soient pas seulement un choix personnel.
- **Stockage de l'énergie** : la technologie à base de batteries devient de plus en plus abordable. Même les utilisateurs particuliers, notamment les foyers équipés de systèmes solaires photovoltaïques souhaitant maximiser leur autoconsommation, sont en train d'installer des batteries à grande échelle à partir de leurs préférences personnelles, et non d'impératifs économiques. Les gestionnaires de réseaux de distribution distribution (GRD) se tournent vers des batteries de taille moyenne pour éviter les mises à niveau du réseau. D'autre part, les applications « Power-to-X » émergentes, qui contribuent au couplage des secteurs (conversion de l'électricité en chaleur ou en hydrogène), représentent un potentiel considérable de stockage de l'énergie sous différentes formes.
- **Réseau de distribution** : la prise de conscience croissante d'un besoin de « prévoir et fournir » de la capacité au réseau (prévoir la charge et fournir la puissance disponible pour équilibrer l'offre et la demande) deviendra insoutenable, en particulier avec l'électrification. Les flux à travers les réseaux de distribution deviendront moins prévisibles. De plus, les gestionnaires de réseaux de distribution auront besoin d'une meilleure visibilité sur les tronçons à basse tension de leurs réseaux, ainsi que de meilleurs outils de contrôle.



Agrégation/pilotage de la demande : plusieurs facteurs élargissent la possibilité d'augmenter le pilotage de la demande, notamment l'amélioration de la préparation des technologies, la disponibilité de produits et marchés de services auxiliaires, ainsi que de nouveaux modèles économiques et plates-formes. Les consommateurs actifs d'énergie, souvent désignés par le terme de prosommateurs (en anglais, « prosumers ») car ils sont à la fois producteurs et consommateurs d'électricité, sont en train de changer la dynamique du secteur, et leur potentiel d'amélioration de la flexibilité du côté de la demande est considérable.

Le réseau électrique présente aujourd'hui un aspect très différent de celui qu'il avait il y a seulement quelques années (cf. Figure 3).

La transformation en cours du secteur de l'électricité est accélérée par les trois principales tendances en matière d'innovation aujourd'hui observées dans le domaine énergétique, comme le montre la Figure 4 : 1) numérisation, 2) décentralisation et 3) électrification. Ces tendances sont en train de changer les modèles, en augmentant la flexibilité du système, entraînant une plus grande pénétration des ERV. Elles changent les rôles et responsabilités des acteurs actuels, et ouvrent les portes à de nouveaux acteurs au sein du secteur.

Figure 3 Innovations de la chaîne de valeur de l'électricité

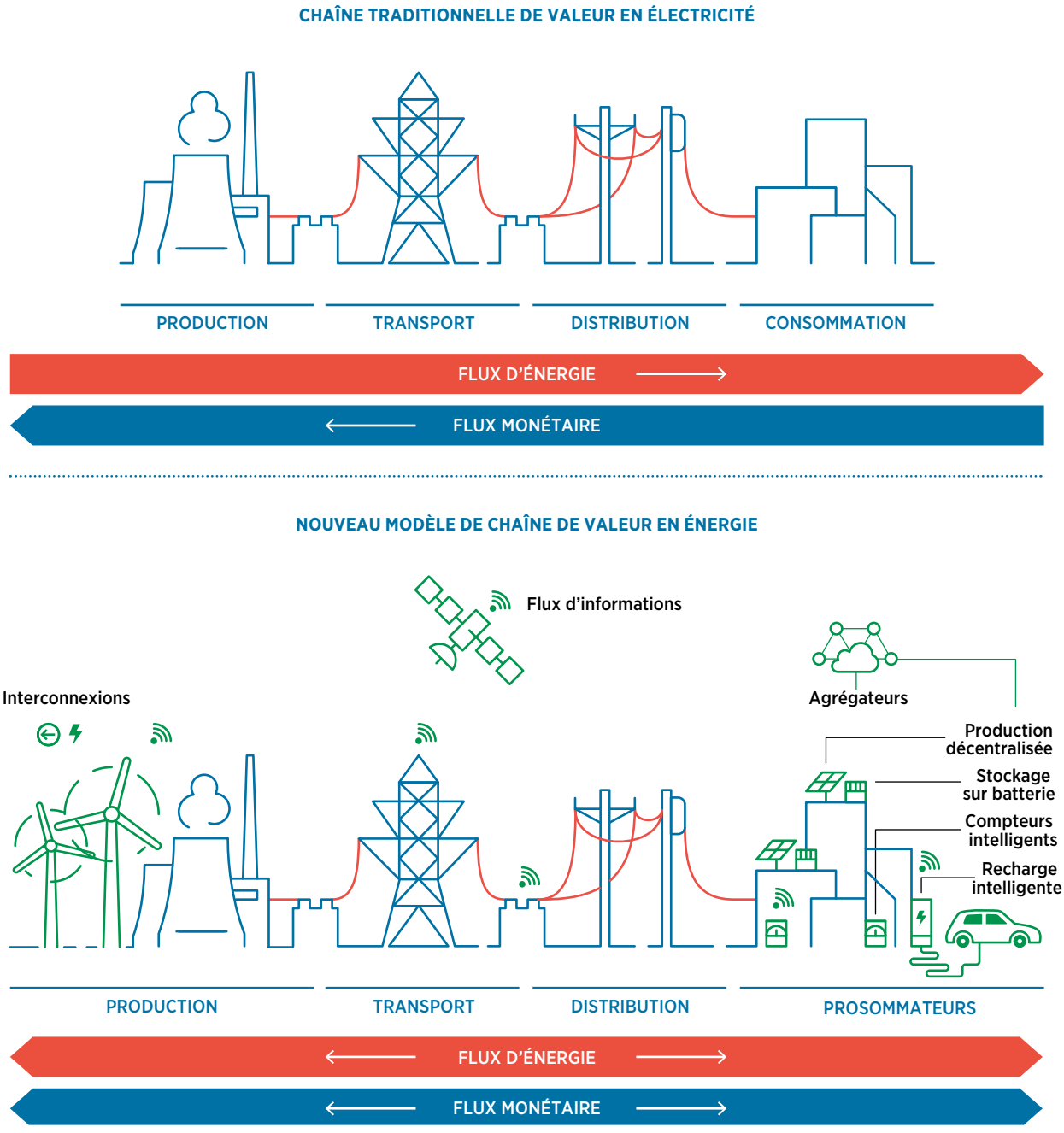
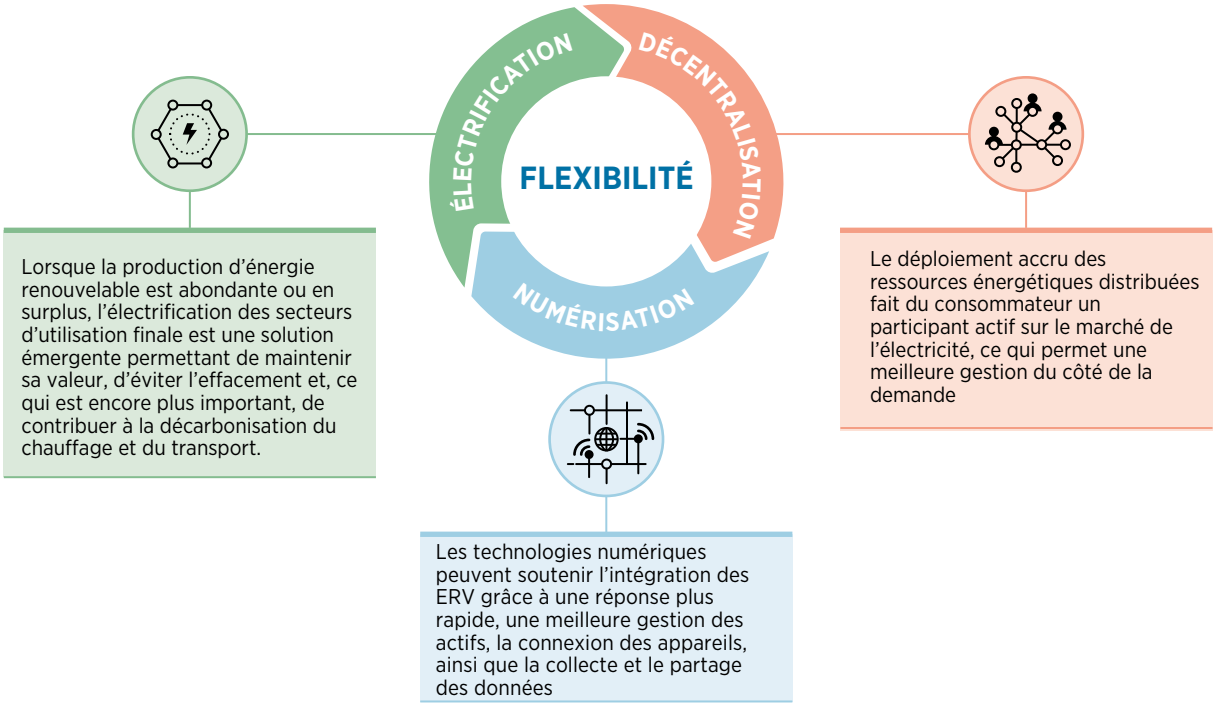


Figure 4 Tendances en matière d'innovations



Numérisation du secteur de l'énergie

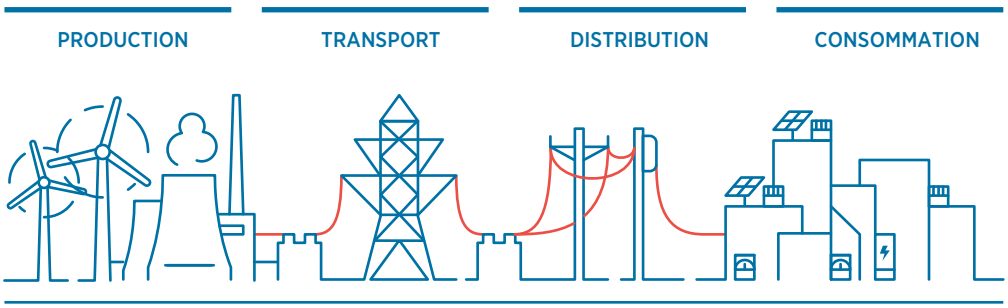
La numérisation peut se définir comme la valorisation des données pour le secteur de la production d'énergie. L'application de la surveillance numérique et des technologies de contrôle aux domaines de la production et du transport d'énergie, tendance importante pendant plusieurs décennies, a récemment commencé à s'introduire plus profondément dans les réseaux électriques (voir Figure 5). L'utilisation accrue de compteurs et capteurs intelligents, l'application de l'Internet des Objets et le recours à de grandes quantités de données combinées à l'intelligence artificielle ont alimenté la possibilité de fournir de nouveaux services au système. Les technologies numériques encouragent la transformation du secteur de l'énergie de différentes manières, y compris via : une meilleure surveillance des actifs et de leurs performances, des opérations plus précises et un contrôle plus proche du temps réel, une mise en œuvre de nouvelles formes d'organisation du marché, et l'émergence de nouveaux modèles économiques.

L'importance croissante de la numérisation est aussi due aux progrès en matière de décentralisation et d'électrification. En effet, la décentralisation permet la mise en place d'un plus grand nombre de petits producteurs, principalement à partir de solaire photovoltaïque en toiture. L'électrification des transports et du chauffage implique de nombreuses nouvelles charges, telles que les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les chaudières électriques. Tous ces nouveaux actifs du côté de l'offre (du fait de la décentralisation) et du côté de la demande (du fait de l'électrification) ont un impact sur les réseaux électriques, en rendant la surveillance, la gestion et le contrôle essentiels pour garantir une transformation énergétique réussie.

La numérisation est ainsi un élément clé dans la transformation énergétique, car elle permet de gérer de grandes quantités de données et d'optimiser les systèmes à partir d'unités de production plus petites, mais plus nombreuses. Une communication et un contrôle accrus, et, à l'avenir, des contrats intelligents automatisés basés sur la technologie Blockchain, permettent l'agrégation des ressources énergétiques distribuées par des « agrégateurs ».

En plus de fournir une variété de services énergétiques utiles, la production décentralisée et les technologies génériques sont devenues des sources de données précieuses. Les informations détaillées et fournies en temps réel sur les habitudes des consommateurs, les profils de consommation, la performance des composants au sein des systèmes électriques et les cas de pannes permettent aux gestionnaires de mieux organiser et gérer leurs réseaux. Les modèles de comportement du passé permettent aussi d'améliorer les prévisions de production et de consommation d'électricité par des sources décentralisées. Ces caractéristiques permettent au système de fonctionner avec une plus forte proportion d'ERV, dans la mesure où elles réduisent l'intermittence de l'offre et de la demande et atténuent les risques associés sans pour autant augmenter les coûts d'exploitation.

Figure 5 Applications numériques émergentes dans le réseau électrique



	PRODUCTION	TRANSPORT	DISTRIBUTION	CONSOMMATION
ÉTAT D'AVANCEMENT DE LA NUMÉRISATION	Stade précoce	Avancé	Stade précoce	Stade précoce
PROCHAINES ÉTAPES	Modernisation des centrales, contrôles automatiques du réseau	Algorithmes avancés pour l'optimisation de certaines opérations	Automatisation complète pour la stabilité et l'optimisation du réseau	Pilotage de la demande agrégée à réaction rapide, centrales virtuelles
APPLICATIONS NUMÉRIQUES	Maintenance préventive			Exploitation de micro-réseaux, mise en œuvre de transactions P2P
	Prévision et échanges d'énergies renouvelables	Maintien de la stabilité et fiabilité du réseau		
			Gestion d'actifs de ressources énergétiques distribuées pour assurer l'équilibrage et différer les investissements dans le réseau	Gestion automatique de la demande en énergie
	Flexibilité améliorée par contrôle automatique			Rendement énergétique



Les réseaux les plus complexes sont ceux qui tirent le meilleur parti de la numérisation, dans la mesure où les acteurs et dispositifs qui injectent ou consomment de l'électricité y sont nombreux. La numérisation permet la gestion des données, et donc l'optimisation des systèmes. La numérisation devient importante pour les réseaux de grandes dimensions ainsi que pour l'optimisation du marché de gros (par ex., modèle de réseau commun européen, ENTSO-E Awareness System, Transparency Platform), mais elle joue un rôle tout particulièrement crucial en ce qui concerne les ressources énergétiques distribuées et les réseaux décentralisés. Elle facilite l'intégration physique des ressources énergétiques distribuées et met en jeu de nouvelles formes d'exploitation auparavant impossibles. La numérisation renforce les liens, la coordination et l'interaction entre tous les acteurs du système autour des investissements et du comportement des consommateurs (par ex., pendant les pénuries d'énergie).

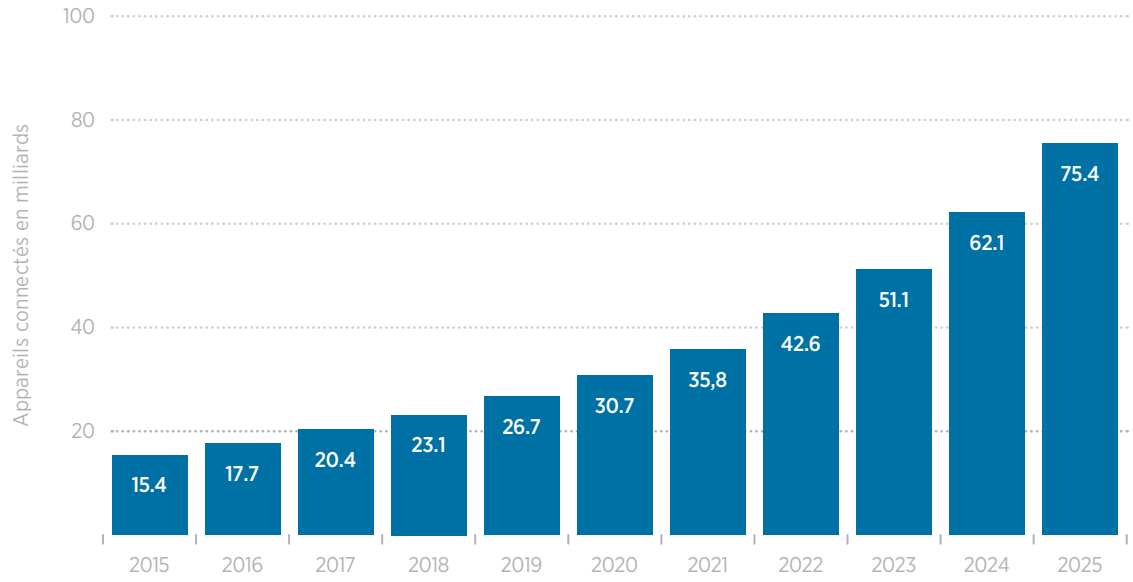
La numérisation peut se définir comme la valorisation des données pour le secteur de la production d'énergie

Les entreprises de technologie de l'information entrent dans le secteur de l'électricité

D'ici à 2025, il est prévu que 75 milliards de dispositifs électriques seront connectés et partageront leurs données dans le monde entier, offrant une mine d'informations aux consommateurs, aux fabricants et aux réseaux publics (Statista, 2018). L'essor de l'Internet des Objets va de pair avec celui de l'intelligence artificielle, renforcée par le Big Data, dans la mesure où elle fournit les informations granulaires nécessaires pour alimenter les algorithmes d'apprentissage automatique.

Un grand nombre d'entreprises, consortiums, fondations et groupes du domaine des technologies de l'information et de la communication (TIC) pénètrent dans le secteur de l'énergie à différents niveaux : couche application, couche données, couche connectivité et couche appareil. Elles sont en train de développer plusieurs nouvelles applications dans le secteur, notamment dans les domaines suivants : nouveaux services aux consommateurs, gestion de la demande, efficacité énergétique, prévisions relatives aux énergies renouvelables, gestion des actifs, échange d'énergie et exploitation des mini-réseaux, technologies de l'Internet des Objets (cf. Figure 6).

Figure 6 Appareils connectés à l'Internet des Objets dans le monde (milliards), 2015-2020



Source : Statista, 2018.

1

Décentralisation des réseaux électriques

Les particuliers et les communautés ont davantage de contrôle sur la production et la consommation d'énergie. L'apparition de ressources énergétiques distribuées connectées du côté du consommateur (comme les centrales solaires photovoltaïques en toiture, les micro-éoliennes, les systèmes de stockage d'énergie sur batterie, les véhicules électriques rechargeables et le pilotage de la demande) entraîne une décentralisation du système. De plus, l'optimisation de la consommation d'électricité qui est aujourd'hui produite à l'échelon local offre de grands avantages au système, en réduisant le besoin d'autres mesures de flexibilité coûteuses.

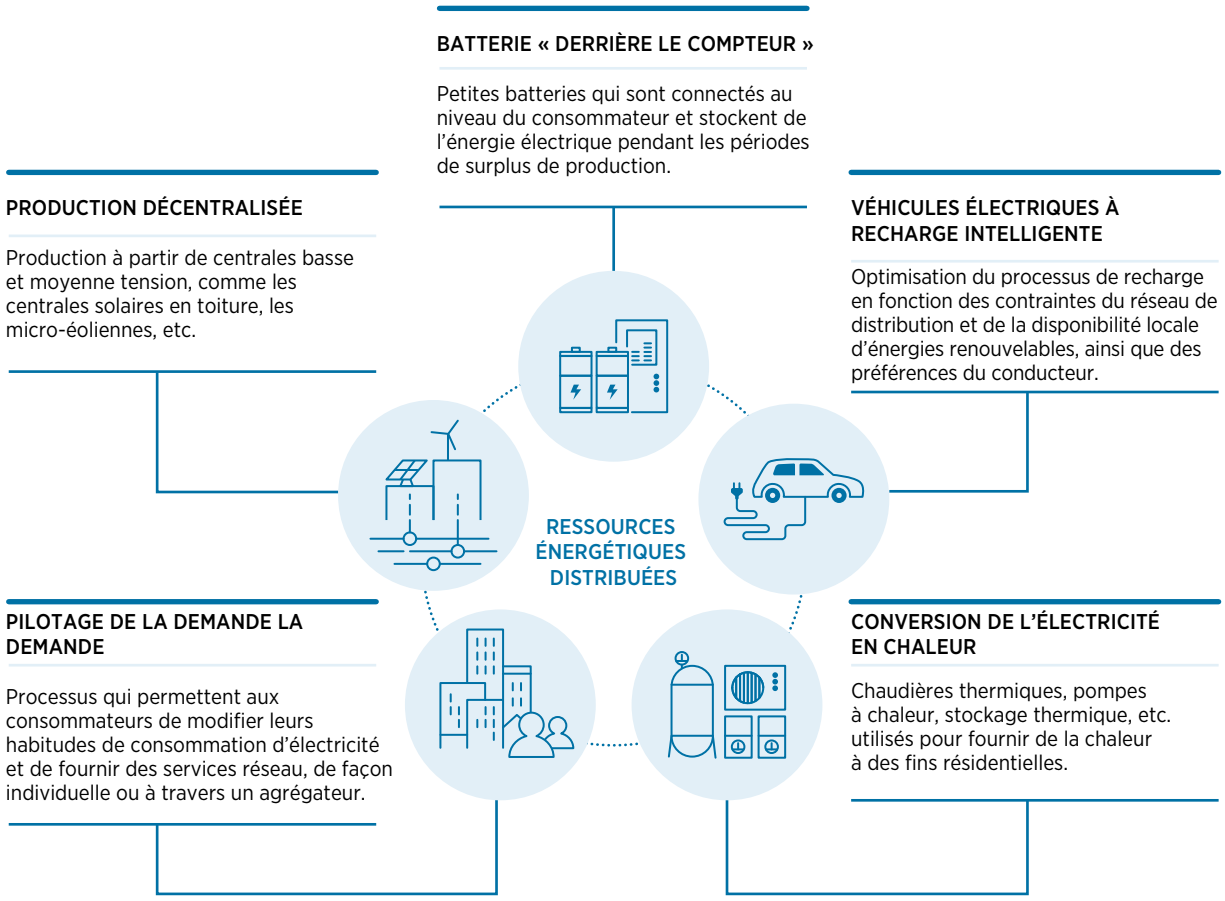
L'installation de panneaux solaires photovoltaïques a considérablement augmenté ces dernières années. Le stockage décentralisé s'est également intensifié. Un modèle économique basé sur le stockage « derrière le compteur » permet aux clients de stocker l'électricité produite par leurs panneaux solaires en toiture pour l'utiliser ultérieurement en cas de besoin ou la vendre en l'injectant dans le réseau. La Figure 7 illustre les sources d'énergie distribuées qui décentralisent le réseau électrique.

Le nouveau consommateur et les nouveaux modèles économiques

Le déploiement accru d'une production décentralisée a renforcé le contrôle des particuliers et des communautés sur la production et la consommation d'électricité. Les consommateurs cherchent des moyens d'optimiser leur consommation et de mieux gérer leurs factures d'électricité. Les besoins en énergie des consommateurs des segments résidentiel, commercial et industriel évoluent. Pour les consommateurs résidentiels, la disponibilité d'appareils ménagers intelligents a ouvert la voie à un marché pour la surveillance et le contrôle en continu de la consommation d'électricité. Les consommateurs commerciaux et industriels, quant à eux, évaluent les différentes options pour réduire le coût de l'approvisionnement en électricité en se tournant vers des sources de production basées sur les énergies renouvelables, comme le solaire photovoltaïque en toiture, et en adoptant des appareils intelligents qui peuvent faire fonctionner, surveiller, contrôler et optimiser la consommation énergétique.

Les appareils intelligents comme les thermostats pour le chauffage et/ou le refroidissement et la sécurité

Figure 7 Ressources énergétiques distribuées



domestique gagnent en popularité, même si ce n'est pas un domaine récent. Les appareils plus élaborés que l'on voit aujourd'hui émerger vont au-delà de la simple surveillance de la consommation d'électricité en milieu résidentiel, et optimisent la consommation et la production, y compris celle d'origine solaire en toiture, même s'ils restent encore relativement chers. Ces appareils pourraient améliorer la rentabilité du solaire résidentiel en supprimant les exportations vers le réseau, par exemple en stockant l'électricité produite dans des batteries et/ou sous forme d'eau chaude.

Les consommateurs, jusqu'ici passifs et captifs, sont en passe de devenir de véritables acteurs de la transition énergétique. Désormais devenus des « prosommateurs », ils peuvent produire, échanger et stocker de l'électricité, et fournir des services au réseau. La numérisation ne se contente pas de permettre ces nouvelles applications : elle assure également la communication entre elles et optimise leurs interactions avec le réseau. La numérisation est étroitement liée à la décentralisation.

Néanmoins, les consommateurs ne joueraient pas un rôle actif dans la prise de décision si cela les obligeait à changer radicalement leurs habitudes ou à investir beaucoup de temps. Les consommateurs n'accepteraient de participer activement à la prise de décision que s'ils en voyaient les avantages et si l'automatisation simplifiait la réaction aux signaux-prix. De nouveaux modèles économiques proposant des services « prêts à l'emploi » aux clients apparaissent donc, permettant à ces derniers de jouer un rôle actif dans le secteur de la production d'électricité et de libérer le pilotage de la demande. Le rôle des fournisseurs d'électricité a également évolué : il s'agit aujourd'hui de fournisseurs de services énergétiques, qui répondent aux changements dont ont besoin les clients.

Les appareils intelligents permettent de mettre en œuvre et/ou de tester de nouveaux modèles économiques et plates-formes dans le secteur énergétique. Le développement de la numérisation et du comptage intelligent a permis de recueillir et rassembler de grands volumes de données, qui constitueront la base du développement de systèmes de vente et d'échange d'électricité. La numérisation permet la communication des données aux différentes parties prenantes. Elle assure la transparence des services, le relevé des compteurs, l'automatisation et la précision de la facturation, la réduction et/ou la suppression du besoin d'estimation, la réduction de l'intervention humaine, l'efficacité énergétique, la mise à disposition de données instantanées pour un meilleur dispatching par le gestionnaire du réseau, etc. Dans ce nouveau modèle d'informations partagées entre l'ensemble des acteurs, le risque majeur auquel sont exposés les consommateurs concerne la cybersécurité et la confidentialité.

Adapter le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution

La pénétration croissante de ressources énergétiques distribuées et l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché, comme les « prosommateurs » et les consommateurs actifs, inaugurent une nouvelle ère. Pour tirer parti de ces nouvelles possibilités, et suivre le rythme de la transformation du secteur de la production d'électricité et de l'évolution des besoins des clients, les gestionnaires de réseaux de distribution devront ajuster leur rôle actuel et transformer leurs procédures d'exploitation. Pour garantir à ces gestionnaires la réussite d'une telle transition, il est essentiel de changer le cadre réglementaire et d'introduire de nouvelles incitations destinées à adapter l'exploitation des réseaux de distribution au nouveau modèle de ressources énergétiques distribuées.

Avec l'émergence d'une production décentralisée et d'autres ressources énergétiques distribuées, le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution s'élargira. Ils seront amenés à gérer les actifs connectés à leur réseau, au bénéfice du propre réseau et des consommateurs. Dans leur nouveau rôle, ils auront besoin d'exploiter les ressources énergétiques distribuées (ou tout au moins leur fournir des signaux-prix à haute résolution) afin d'optimiser l'utilisation des réseaux et d'éviter de nouveaux investissements en actifs, tout en alimentant de nouvelles charges, compte tenu de l'électrification des secteurs d'utilisation finale (comme c'est le cas des bornes de recharge pour les véhicules électriques). Dans le cadre d'une initiative pertinente, une proposition de la Commission européenne datée du mois de novembre 2016 oblige les États membres à veiller à ce que la réglementation permette et encourage les sociétés de distribution à obtenir des services flexibles auprès des utilisateurs des réseaux (CE, 2016a).

Nouveaux défis et nouvelles responsabilités des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

Un élément clé d'innovation pour les gestionnaires de réseaux consiste à leur garantir de pouvoir utiliser de nouveaux fournisseurs de services système et la flexibilité (gestion du côté de la demande, autres ressources décentralisées, etc.) plutôt que de recourir à la production thermique (laquelle verra son importance diminuer au profit des énergies renouvelables dans le système).

Avec la décentralisation du système, une surveillance et un contrôle au niveau micro sont nécessaires pour garantir une exploitation optimale du système et l'intégration de ces ressources.

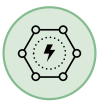
Parallèlement, les sources de flexibilité sont décentralisées. L'apport de cette flexibilité à

l'exploitation du système ou au marché dépend du parti que l'on tire des nouvelles réponses à la demande à petite échelle et des batteries. Mis à part la flexibilité, les ressources énergétiques distribuées peuvent apporter un avantage de disponibilité immédiate aux gestionnaires du système, puisqu'elles peuvent permettre d'éviter des investissements supplémentaires en réseaux de transport. Elles peuvent par ailleurs éviter le déploiement d'interventions destinées à garantir la sécurité et la fiabilité du système à travers des ordres de re-dispatching.

Tout cela vient majorer les coûts du réseau électrique, alors que ces derniers peuvent être réduits si tous les appareils déjà connectés au réseau sont exploités. La numérisation et l'Internet des Objets sont nécessaires pour surveiller, exploiter et contrôler les micro-sources de flexibilité. Une plus grande coopération avec les gestionnaires de réseaux de distribution est essentielle pour que ces derniers aient une meilleure visibilité des ressources énergétiques connectées au réseau de distribution.

Or, un autre prérequis est que le consommateur accepte que ses actifs puissent être utilisés de façon flexible. Des mécanismes de développement et des formes d'organisation du marché qui récompensent la flexibilité sont essentiels dans un système énergétique où la part d'énergies renouvelables est forte. De plus, la clé consiste à faire en sorte que ces incitations soient mises à disposition de tous les acteurs connectés au réseau. Tant que le modèle réglementaire n'est pas établi, l'acceptation et l'engagement du consommateur ne peuvent pas être assumés, et la forme précise des algorithmes numériques pour le contrôle automatique ne peut pas être définie.

Électrification des secteurs d'utilisation finale



La tendance à l'électrification des secteurs d'utilisation finale résulte des préoccupations de sécurité énergétique des pays qui dépendent excessivement des importations de pétrole et de diesel, mais s'explique aussi par la disponibilité croissante d'une électricité bon marché provenant de sources d'énergie renouvelables, ce qui constitue un fort potentiel de décarbonisation de ces secteurs. Si elle est effectuée intelligemment, l'électrification peut transformer ces nouvelles charges en sources de flexibilité.

Sans une stratégie réseau intelligente, l'électrification augmenterait les coûts de l'approvisionnement énergétique, et pourrait même nuire à la sécurité de ce dernier. Heureusement, certaines caractéristiques de l'électrification viennent compléter efficacement la nature variable des énergies renouvelables. À condition d'être planifiée de façon réfléchie, l'électrification conduira à une réorganisation de l'ensemble du système énergétique centrée autour des énergies renouvelables, rendant celui-ci plus durable. Une stratégie est nécessaire pour créer les synergies entre l'électrification et l'énergie renouvelable.

Les tendances actuelles à l'électrification de la demande d'utilisation finale vont de pair avec les tendances à la numérisation, rendant les appareils plus intelligents et de plus en plus connectés. Il en résulte un accroissement de la complexité des caractéristiques de la demande énergétique, pouvant conduire à la transition fondamentale d'un réseau électrique conçu pour faire face à des charges de pointe clairement définies vers un autre qui tire pleinement parti de la demande en tant que source de flexibilité.

Les véhicules électriques (VE), par exemple, ne font pas que transformer le secteur du transport : ils sont également sur le point de redéfinir le marché de l'énergie. Le nombre croissant de VE constitue à la fois un défi et une occasion pour la future intégration des ERV et décarbonisation du secteur. Plus de 4 millions de véhicules électriques à usage personnel étaient déjà en circulation dans le monde en juin 2018, dont 40 % en Chine (BNEF, 2018). Or, ces 4 millions de VE représentent une consommation d'environ 1,2 TWh d'électricité par an. Ce n'est qu'une entaille par rapport à la demande mondiale d'électricité, mais si cela n'est pas géré intelligemment, il peut y avoir un impact sur la charge de distribution. D'autre part, le réseau de distribution et le système dans son ensemble pourraient tirer un grand avantage des petites batteries des VE connectées au réseau, si les véhicules sont chargés de façon intelligente.

Les nouvelles immatriculations de véhicules électriques ont atteint un record mondial en 2017, avec plus d'un million de ventes, soit environ 1,3 % de l'ensemble des ventes de véhicules. Les ventes de VE en Chine ont augmenté de 56 % d'une année à l'autre, pour atteindre un total de 1,05 million de VE en circulation en 2018 (NBS, 2018 ; CAM, 2019). Plus encore, les applications industrielles ont commencé à utiliser des formes d'énergie transformées, comme l'hydrogène ou la chaleur, permettant ainsi l'absorption de la production des ERV aux heures creuses.

L'entrée des compagnies pétrolières et gazières dans le secteur de l'électricité

Dans la mesure où plusieurs types d'industries entreprennent des efforts d'électrification dans les secteurs d'utilisation finale, la demande en pétrole et en gaz diminue. Cet impact puissant conduit les compagnies pétrolières et gazières à pénétrer le secteur de l'électricité. Pour elles, le secteur de l'électricité laisse apparaître des opportunités commerciales intéressantes, notamment sous forme de nouveaux services aux consommateurs, ou dans le domaine de l'électrification du secteur des transports. Par exemple, des chargeurs pour VE ont été installés dans des stations-service.

En outre, l'adoption de la production d'hydrogène à partir de l'électricité par électrolyse (qui peut indirectement être utilisé pour électrifier les secteurs du chauffage, des transports et de l'industrie) offre aux compagnies gazières un grand avantage, tout particulièrement parce que l'hydrogène peut être stocké et transporté à travers les réseaux de gaz naturel existants. Les investissements requis pour adapter les infrastructures de gaz naturel au transport de l'hydrogène sont faibles : les gazoducs existants peuvent supporter de 10 à 20 % d'hydrogène sans aucun ajustement (ARENA, 2018). À condition qu'il soit produit à partir d'électricité renouvelable, l'hydrogène joue un rôle important dans la décarbonisation de ces secteurs. L'hydrogène peut également être utilisé pour la production d'énergie. Le savoir-faire acquis dans ce secteur, associé à l'accès aux gazoducs, confère aux compagnies gazières un avantage de poids dans cette nouvelle activité.

Royal Dutch Shell est un exemple classique de compagnie pétrolière et gazière ayant pénétré le secteur de l'électricité. En février 2018, Shell est entrée dans le secteur des fournisseurs de services énergétiques grâce à l'acquisition du fournisseur d'énergie britannique indépendant First Utility (Shell, 2018), qui est devenu une filiale à part entière, rattachée à l'entité « Nouvelles énergies » de Shell. En 2017, Shell avait également acquis NewMotion (Shell, 2017), une entreprise basée aux Pays-Bas possédant l'un des plus grands réseaux de recharge de VE d'Europe, avec plus de 30 000 bornes en Europe occidentale. Il est estimé qu'environ 1 à 3 millions de bornes de recharge publiques pourraient être nécessaires en Europe occidentale d'ici à 2030 (De Clercq et Steitz, 2017), et Shell a bien l'intention d'être de la partie.

En août 2016, la compagnie française Total a acquis le fabricant français de batteries Saft pour la somme de 1,1 milliard d'USD, comme un moyen de profiter des possibilités offertes par le stockage sur batterie (Total, 2016). Auparavant, en 2011, Total avait acquis l'un des plus grands constructeurs au monde du secteur solaire photovoltaïque, SunPower. Total s'est par ailleurs récemment introduite dans le marché de détail de l'électricité, avec une nouvelle unité portant le nom de Total Spring, dont les tarifs sont 10 % inférieurs aux prix régulés (Felix, 2017).

La compagnie espagnole Repsol, autre acteur majeur sur le marché pétrolier et gazier, a récemment mis à jour sa stratégie et s'est lancée dans le développement de nouvelles activités liées à la transition énergétique, après son désinvestissement dans Naturgy (ancienne Gas Natural Fenosa). Depuis son arrivée récente dans le secteur de l'électricité, Repsol a acquis un projet de solaire photovoltaïque de 264 MW, créé une compagnie de vente d'électricité au détail et investi dans une entreprise espagnole de domotique et une start-up américaine se consacrant au développement de VE. Elle s'est également associée à Enagás (un gestionnaire espagnol du réseau de transport de gaz) pour promouvoir la production d'hydrogène renouvelable, et a participé au lancement d'une entreprise d'autopartage de véhicules hybrides (El Periódico de la Energía, 2018).

Or, le secteur pétrolier et gazier est très différent de celui de l'électricité. Alors que le pétrole et le gaz sont tous deux des produits échangés sur le marché mondial, dans une large mesure à la merci de la géopolitique, la production et la consommation d'électricité se limitent à un marché régional, ou tout au plus continental. Deux activités qui se déploient à des échelles différentes pour ce qui est de la couverture géographique et des revenus. De plus, l'électricité est un secteur beaucoup plus réglementé que celui du pétrole et du gaz, où les possibilités pour les entreprises sont bien supérieures.



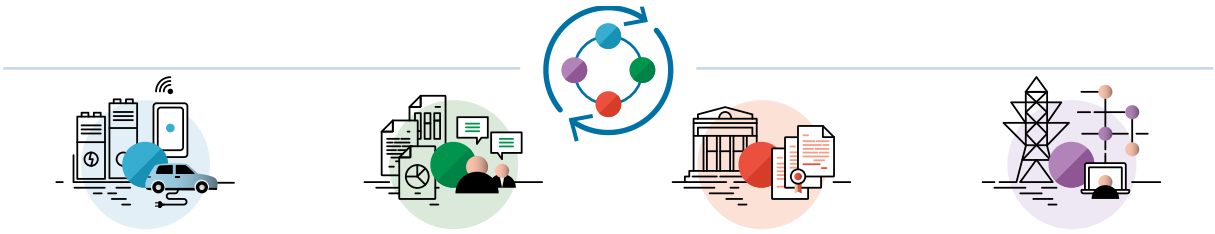
2 LE PANORAMA DES INNOVATIONS POUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES



La diminution rapide des coûts de production de l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne a placé ces technologies au cœur de la transformation que connaît actuellement le secteur de l'électricité. Selon une analyse de l'IRENA (2018b), la part des ERV dans la production mondiale d'électricité a besoin de passer des 4,5 % qu'elle représentait en 2015 à plus de 60 % d'ici à 2050 pour permettre la décarbonisation du secteur énergétique. De nombreuses solutions innovantes intégrant plus d'ERV sont testées et mises en œuvre dans plusieurs pays et régions. Cependant, seul un nombre limité de pays est sur le point d'atteindre des parts élevées d'ERV dans leur mix de production, en sachant que seules des méthodes d'exploitation particulières du système électrique permettent d'y parvenir. Le défi d'une telle transition est immense.

L'IRENA a étudié le panorama des innovations susceptibles de faciliter l'intégration d'une forte proportion d'ERV. Les innovations ont été classées en 30 types autour de quatre dimensions : technologie générique, modèle économique, organisation du marché et exploitation du système (cf. Figure 8).

Figure 8 Panorama des innovations



TECHNOLOGIES GÉNÉRIQUES	MODÈLES ÉCONOMIQUES	ORGANISATION DU MARCHÉ	EXPLOITATION DU SYSTÈME
1 Batteries à l'échelle industrielle	12 Agrégateurs	17 Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros	25 Rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution
2 Batteries « derrière le compteur »	13 Échange d'électricité via réseau P2P	18 Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros	26 Coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport
3 Recharge intelligente des véhicules électriques	14 Énergie-en-tant-que-service	19 Services auxiliaires innovants	27 Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable
4 Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur	15 Modèles de propriété communautaire	20 Réorganisation des marchés de capacité	28 Exploitation innovante des stations de pompage-turbinage
5 Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène	16 Modèles « pay-as-you-go »	21 Marchés régionaux	29 Lignes électriques virtuelles
6 Internet des Objets		22 Tarification dynamique	30 Évaluation dynamique des lignes électriques
7 Intelligence Artificielle et Big Data		23 Intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés	
8 Blockchain		24 Facturation nette	
9 Mini-réseaux d'énergie renouvelable			
10 Super-réseaux			
11 Flexibilité des centrales conventionnelles			

● **Les technologies génériques** pour le développement des infrastructures jouent un rôle important dans l'intégration des énergies renouvelables variables. Le stockage sur batterie, associé aux technologies numériques, est en train de transformer les modèles du secteur de l'électricité, ouvrant la porte à plusieurs nouvelles applications qui améliorent la flexibilité du système. L'électrification des secteurs d'utilisation finale, à condition d'être effectuée de manière intelligente, peut constituer non seulement un nouveau marché pour les énergies renouvelables, mais encore flexibiliser la demande à l'avenir. Le système doit être flexible pour pouvoir absorber l'électrification, et cette dernière peut apporter encore plus de flexibilité, à condition d'être gérée intelligemment.

● **Les modèles économiques** sont essentiels pour monétiser la nouvelle valeur créée par ces technologies et ainsi permettre leur déploiement. Plusieurs modèles économiques innovants émergent au niveau du consommateur, grâce au déploiement de ressources énergétiques distribuées et de projets innovants qui permettent un approvisionnement par les énergies renouvelables dans des régions aux options limitées, comme les zones hors réseau ou à forte densité de population.

● L'innovation en matière de réglementation et d'**organisation du marché** est nécessaire, mais il doit y avoir un équilibre entre une réglementation suffisamment stable et prévisible pour garantir les investissements du secteur privé, et suffisamment souple pour permettre l'innovation. Par ailleurs, l'évolution de l'innovation réglementaire doit se dérouler parallèlement à celle du modèle économique et de l'innovation technologique. L'adaptation de l'organisation du marché aux nouvelles installations devient cruciale pour accélérer la transition énergétique et permettre la création de valeur et de flux de revenus adéquats. De plus, l'innovation est nécessaire aussi bien dans le marché de gros que de détail, afin de développer le plein potentiel de flexibilité du réseau électrique.

● Mises à part les nouvelles technologies et une organisation adéquate du marché de l'électricité, des innovations tout aussi nécessaires apparaissent en ce qui concerne **l'exploitation du système,** en réponse à l'intégration d'une plus grande part d'ERV dans le réseau. Ces innovations ont été regroupées en deux catégories : celles qui permettent d'atténuer l'intermittence, et celles qui améliorent l'exploitation du système en intégrant des ressources énergétiques distribuées.

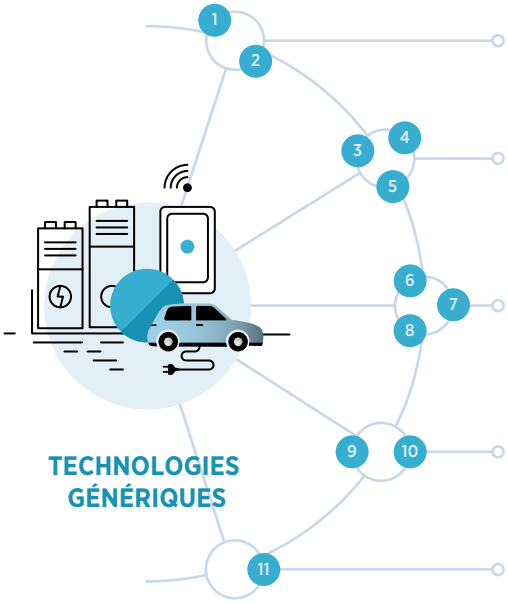
Les innovations requises ont pour objectif immédiat l'amélioration de la flexibilité des réseaux électriques en vue d'augmenter la part des ERV. L'objectif final est la décarbonisation du secteur énergétique.



2.1 TECHNOLOGIES GÉNÉRIQUES

Les technologies génériques sont celles qui facilitent l'intégration des technologies de production d'ERV. Parmi celles-ci figurent le stockage sur batterie, les technologies permettant l'électrification d'autres secteurs à partir d'électricité renouvelable, la numérisation et le développement des TIC, ou encore les solutions de réseau intelligent (cf. Figure 9). Toutes ces avancées créent de nouvelles possibilités en faveur d'une plus forte intégration des énergies renouvelables, dans la mesure où elles encouragent de nouvelles manières d'exploiter et d'optimiser les réseaux électriques.

Figure 9 Innovations en matière de technologies génériques



Stockage de l'électricité

- **1** Batteries à l'échelle industrielle
- **2** Batteries « derrière le compteur »

Électrification des secteurs d'utilisation finale

- **3** Recharge intelligente des véhicules électriques
- **4** Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- **5** Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène

Technologies numériques

- **6** Internet des Objets
- **7** Intelligence Artificielle et Big Data
- **8** Blockchain

Nouveaux réseaux

- **9** Mini-réseaux d'énergie renouvelable
- **10** Super-réseaux

Production dispatchable

- **11** Flexibilité des centrales conventionnelles



2

Stockage de l'électricité

Avec un coût qui continue de diminuer (IRENA, 2017a), le stockage voit s'accélérer le déploiement d'applications en cours (kWh de stockage) et devient un fournisseur de nouveaux services pour les réseaux électriques (services du type kW pour le contrôle de fréquence). Tout particulièrement dans les réseaux soumis à de fortes limitations en matière de transport, le stockage offre des approches innovantes pour la mise en œuvre de solutions destinées à améliorer la flexibilité du système. Le stockage peut procurer d'importants avantages aux réseaux électriques, notamment pour les services auxiliaires et pour répondre aux pointes de demande résiduelle (c'est-à-dire, éviter les investissements en centrales de pointe). Au-delà de ces applications initiales, des pistes de déploiement innovant de services de stockage peuvent émerger dans les pays en fonction des spécificités de chaque réseau.

INNOVATION 1 : BATTERIES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE

Description	Développements en cours
Les batteries à l'échelle industrielle servent principalement à offrir une fonction d'assistance aux réseaux, mais elles peuvent aussi être directement associées à une source d'énergie renouvelable pour contrôler et/ou compléter la production. Contribution à l'intégration des ERV : • Déplacement de charge (recharge de batteries pour éviter l'effacement de la consommation en cas de production excédentaire) • Fourniture de services auxiliaires • Apport de réserve de capacité • Fiabilité de l'alimentation pour les réseaux isolés • Compensation des mises à niveau des infrastructures de transport et de distribution	• Capacité installée dans le monde dans des systèmes de stockage sur batterie à grande échelle : 10 gigawattheures (GWh) à la mi-2017 (IRENA, 2017a). • Principaux pays utilisant les batteries à grande échelle (2017) : Australie, Chine, Allemagne, Italie, Japon, République de Corée, Royaume-Uni, États-Unis. • Technologie de stockage sur batterie à grande échelle la plus utilisée : les batteries lithium-ion représentent plus de 90 % de la capacité actuellement installée pour le stockage sur batterie à grande échelle (AEI, 2018b). • Les coûts ont chuté de 80 % entre 2010 et 2017 (IRENA, 2018b). • En novembre 2018, en Californie, PG&E a adjugé les deux plus grands contrats jamais signés jusqu'à ce jour pour la fourniture de batteries, de 300 MW/2 270 MWh et 182 MW/730 MWh (Bade, 2018). • Les gestionnaires de réseaux de transport au Royaume-Uni (National Grid) et aux Pays-Bas (TenneT) ont également fait l'acquisition de batteries à grande échelle pour les services d'équilibrage.

INNOVATION 2 : BATTERIES « DERRIÈRE LE COMPTEUR »

Description	Développements en cours
Le stockage « derrière le compteur » s'effectue sur le site de consommation d'énergie, ou à proximité, en aval du point de raccordement entre le réseau public et le client. Il est généralement appliqué dans les foyers et lieux de travail. Contribution à l'intégration des ERV : • Il permet une intégration efficace de la production d'énergie renouvelable locale, visant à tirer parti des avantages de la production décentralisée. • Il atténue le profil de charge de pointe. • Il facilite les services de pilotage de la demande et participe au marché des services auxiliaires, en apportant de la flexibilité au système. • Il réduit le coût des énergies renouvelables décentralisées en maximisant l'auto-consommation.	• Principaux pays utilisant de petites batteries (2017) : Allemagne, Italie, Royaume-Uni, Australie, Japon, Pays-Bas, Chine. • Allemagne : 100 000 batteries installées (août 2018), 60 % des nouveaux systèmes photovoltaïques en toiture équipés de batteries (IRENA, 2018b). • En octobre 2018, le gouvernement d'Australie-Méridionale a lancé un programme pour installer 40 000 batteries dans les foyers (Skyes, 2018).

Électrification des secteurs d'utilisation finale

Une analyse de l'IRENA sur la transformation énergétique mondiale d'ici 2050 (IRENA, 2018b) indique que pour réaliser un scénario énergétique compatible avec l'Accord de Paris, la part de l'électricité utilisée dans la consommation énergétique finale totale doit augmenter, passant de 20 % en 2015 à 40 % à l'horizon 2050. D'autres études récentes indiquent même qu'une augmentation de 50 % à 60 % pourrait être réalisable. Le remplacement de l'utilisation directe ou indirecte des combustibles fossiles dans les secteurs d'utilisation finale des transports, des bâtiments et de l'industrie par de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables s'accélère, grâce à la baisse des coûts de l'électricité renouvelable.

L'électrification se produit de deux manières : en décarbonant les secteurs d'utilisation finale à travers l'électricité renouvelable et, si cela se fait de manière intelligente, en devenant une source de flexibilité pour renforcer l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Dans le secteur des transports, selon le scénario REmap de l'IRENA*, la part de l'électricité augmenterait d'un peu plus de 1 % en 2015 à 33 % d'ici à 2050. Plus d'un milliard de VE circuleraient sur les routes en 2050, et leur consommation représenterait l'équivalent de plus de 10 % de la demande mondiale actuelle en électricité. D'autre part, la proportion d'électricité dans l'utilisation énergétique finale passerait de 31 % en 2015 à 56 % dans les bâtiments, et de 27 % en 2015 à 43 % dans le secteur industriel. Les pompes à chaleur dans les bâtiments sont une solution clé, et leur nombre devrait pouvoir augmenter de 20 millions en 2015 à plus de 250 millions en 2050 (IRENA, 2018b). La recompression mécanique de vapeur et le chauffage par diélectrique font partie des solutions d'électrification industrielle. L'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable peut également jouer un rôle important à l'avenir (IRENA, 2018d).

Mais le principal défi consiste à veiller à ce que l'électrification se produise de façon favorable pour les réseaux. Cela signifie que dans la mesure du possible, la consommation d'électricité doit se produire aux moments de forte disponibilité des ERV. Par exemple, l'idéal est que les appareils de climatisation fonctionnent lorsque le soleil brille. Les VE devraient être connectés pour être rechargés/déchargés chaque fois qu'ils sont stationnés, et leurs batteries devraient être utilisées pour fournir des services au réseau. De plus, il faudrait que leur charge soit effectuée lorsque les conditions sont optimales (par ex., solaire de toiture en journée, que ce soit à la maison ou sur le parking du bureau). Cela produit de profondes répercussions sur les infrastructures de charge, ainsi que sur le régime de tarification de l'électricité destinée à la charge, dans l'optique de créer une incitation appropriée.

INNOVATION 3 : RECHARGE INTELLIGENTE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Description	Développements en cours
La recharge intelligente des VE adapte le cycle de charge aux événements se produisant dans le réseau électrique, ce qui rend l'intégration des véhicules favorable à la fois au réseau et à l'utilisateur. • La recharge intelligente des VE (selon les profils de production d'énergie renouvelable) peut contribuer à minimiser l'effacement de la consommation d'énergie renouvelable, tout en évitant d'ajouter des charges à la demande de pointe et d'augmenter le coût des infrastructures. • Les technologies « Vehicle-to-grid » (V2G) pourraient augmenter encore davantage la flexibilité du système en réapprovisionnant le réseau en cas de besoin. • La capacité de la recharge intelligente à adapter le temps de charge dépend dans une large mesure des types de véhicules, de l'emplacement, et de la puissance et vitesse de l'équipement de charge. Dans un cas extrême, des taxis collectifs électriques autonomes pourraient effectuer des recharges rapides de 150 kW à 500 kW en 10 minutes plusieurs fois par jour, sans pratiquement aucune flexibilité pendant la journée, sinon seulement pendant la nuit.	• 4 millions de VE en circulation en 2017, dont 40 % en Chine (BNEF, 2018). • Taux de croissance annuel composé des ventes de 57 % sur les six dernières années (IRENA, à paraître a). • Les plus gros marchés pour les VE : Chine, Allemagne, Norvège, Royaume-Uni, États-Unis. • Part de la demande totale d'électricité si tous les véhicules particuliers étaient électriques, en 2016 : 24 % aux États-Unis ; 10 à 15 % en Europe, avec un impact sur la demande de pointe faute d'employer une technologie de recharge intelligente (IRENA, à paraître a).

** La feuille de route REmap de l'IRENA, exposée dans son « REmap Scenario », analyse le déploiement de technologies sobres en carbone, basées dans une large mesure sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique, pour induire une transformation dans le système énergétique mondial, en vue de limiter l'augmentation de la température dans le monde à moins de 2 °C au-dessus des niveaux de l'ère pré-industrielle d'ici à la fin du siècle*

INNOVATION 4 : CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN CHALEUR

Description	Développements en cours
La conversion de l'électricité renouvelable en chaleur (« renewable power-to-heat »), notamment par l'emploi de pompes à chaleur ou de chaudières électriques, permet de produire une énergie thermique utile pour les bâtiments et les processus industriels. La conversion de l'électricité en chaleur pourrait : • Permettre de stocker de l'énergie à grande échelle par le stockage thermique. • Réduire l'effacement de la consommation d'énergie renouvelable en transformant celle-ci en chaleur : un combustible pouvant contribuer à décarboner d'autres secteurs énergétiques. • Assurer la gestion du côté de la demande à l'aide de pompes à chaleur, qui ont un meilleur rendement énergétique que d'autres formes de chauffage.	• Coût de la production de chaleur avec des pompes à chaleur : entre 0,06 et 0,12 EUR/kWh, soit moins de la moitié du coût de la production de chaleur à l'aide de chaudières à condensation au gaz naturel. • Pompes à chaleur installées dans l'UE des 21 (2017) : 10,5 millions d'unités, ayant une capacité de stockage de 368 GW, contribuant à hauteur de 116 TWh d'énergie renouvelable (EHPA, 2018). • Principaux pays où des systèmes de conversion de l'électricité en chaleur ont été implantés (2017) : Europe (surtout Danemark, Suède, Allemagne, Royaume-Uni, Suisse), États-Unis, Chine, Canada.

INNOVATION 5 : CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN HYDROGÈNE

Description	Développements en cours
L'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable par électrolyse peut être utilisé comme moyen de stockage de l'énergie. Il peut être distribué aux utilisateurs à travers des réseaux de gaz naturel reconvertis. Il peut être réactivé dans des piles à combustible pour produire de l'électricité, brûlé pour actionner un générateur, utilisé comme carburant de transport ou de chauffage, et ajouté à des réseaux de distribution de gaz ou employé comme matière première dans d'autres secteurs. L'hydrogène issu des énergies renouvelables pourrait : • Permettre de stocker de l'énergie à grande échelle et sur le long terme, dans des cavernes de sel ou des réservoirs de stockage. • Réduire l'effacement de la consommation d'ERV. • Décarboner les domaines de l'industrie et des transports grâce à des stratégies de couplage des secteurs. • Remplacer l'hydrogène « gris » produit à partir de gaz naturel dans certains processus industriels.	• Coût de la production d'hydrogène par électrolyse PEM (membranes échangeuses de protons), en 2017 : 6,7 EUR par kilogramme (kg), avec la possibilité de passer à 4,1/kg dès 2025 (Tractebel, 2017)*. (la technologie PEM est plus apte à fournir de la flexibilité). • D'ici à 2030, entre 70 et 88 % du coût de la production d'hydrogène correspondra à celui de l'énergie ; l'augmentation de la part des énergies renouvelables bon marché étant à même d'accélérer l'adoption de la technologie (CORFO, 2018). • 4 % de l'approvisionnement mondial en hydrogène est produit par électrolyse, le reste provenant de centrales à combustible fossile (IRENA, 2018d) • Une étude du Conseil de l'hydrogène estime que l'hydrogène pourrait répondre à 18 % de la demande énergétique finale mondiale à l'horizon 2050, soit environ 78 exajoules (IRENA, 2018d)

* Remarque : les prix correspondent uniquement au marché européen



Technologies numériques

La numérisation peut se définir comme la valorisation des données pour le secteur de la production d'énergie. Le renforcement de la numérisation permet de recueillir de plus amples informations sur le système. La saisie des informations et la reconnaissance des comportements permettent une exploitation proactive du réseau afin d'éviter les pannes ou de réduire les temps d'arrêt. De même, par l'amélioration de la certitude et de la prévisibilité de la réponse, le système peut être exploité avec une plus forte proportion d'ERV, sans pour autant augmenter les coûts d'exploitation.

Les réseaux électriques décentralisés basés sur les ERV ont principalement besoin d'une combinaison adéquate d'énergie et d'informations pour pouvoir fonctionner de manière optimale et améliorer leur flexibilité. L'exploitation et le contrôle d'un grand nombre de composants de production et consommation décentralisés ne sont possibles que par une utilisation intensive des toutes dernières technologies d'information et de communication dans le secteur énergétique. La numérisation des réseaux électriques permet la collecte et la gestion d'un gigantesque volume de données d'exploitation. Cela ouvre la voie à des possibilités en matière de contrôle et d'optimisation et de réduction du coût de l'intégration des ERV.

Les technologies numériques sont en train de redéfinir le système énergétique :

- **Collecte massive et analyse de données :** les applications qui créent un gros volume de données, comme les réseaux ou les ménages, pourraient voir des avantages significatifs par l'emploi de techniques de Big Data (comme exemple de ces « techniques de Big Data », citons le stockage sur le cloud, la gestion de l'énergie domestique ou les réseaux intelligents). Aujourd'hui, seulement 10 % des données générées par les sociétés de distribution sont utilisées à des fins d'analyse.
- **Amélioration de la contrôlabilité :** si les actifs peuvent être contrôlés à distance, il est possible de les employer dans des applications allant au-delà de leur finalité initiale, notamment pour agréger la production « derrière le compteur » pour fournir de l'énergie à la communauté (par exemple, pilotage de la demande, production « derrière le compteur », gestion de l'énergie domestique et véhicules électriques).
- **Flexibilité accrue :** la plupart des formes d'énergies renouvelables ont besoin de charges et d'actifs de production flexibles, capables de s'adapter à leur intermittence. Les technologies numériques permettent cette flexibilité à partir de différentes sources (par exemple, systèmes de gestion de batteries, VE, pilotage de la demande, etc.). Tout simplement, des dispositifs qui dirigent intelligemment la production solaire vers les charges diurnes ou le stockage en vue d'une utilisation nocturne permettront de réduire le coût de l'intégration dans le réseau. De tels dispositifs sont déjà disponibles dans le domaine des applications résidentielles : par exemple, pour supprimer les exportations de production solaire vers le réseau et utiliser la production en toiture pour recharger des batteries ou faire fonctionner des pompes à chaleur électriques, entre autres appareils. Néanmoins, pour qu'une adoption à grande échelle soit possible, leur coût doit encore baisser.
- Les compteurs intelligents améliorent l'électrification de marchés émergents comme celui de l'Inde, grâce à l'utilisation de paiements anticipés pour réduire les pertes dues aux débiteurs, ainsi que pour éviter les effacements (vols).

INNOVATION 6 : INTERNET DES OBJETS

Description	Développements en cours
L'IdO permet une communication en temps réel, à travers Internet, entre les différents dispositifs des centres de demande en électricité (foyers, commerces et installations industrielles) et le réseau, facilitant ainsi la collecte et le partage d'informations. L'IdO, combiné avec des algorithmes d'optimisation, pourrait : • Accroître la flexibilité du système en permettant des modifications automatiques rapides ou gérées à distance des ressources distribuées et de la demande. • Améliorer les prévisions de production et d'échanges d'énergies renouvelables, réduisant ainsi l'intermittence.	• À l'horizon 2025, on estime que 75 milliards d'appareils seront connectés à travers le monde, contre 15 milliards en 2015 (Statista, 2018). • Un grand nombre d'entreprises, de consortiums, de fondations et de groupes travaillent sur les technologies IdO, à différents niveaux : couche application, couche données, couche connectivité et couche appareil. • Tous les pays nordiques évoluent vers la mise en œuvre de hubs de données pour les données des compteurs d'électricité et les processus de marché. Au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède, les gestionnaires de réseaux de transport sont responsables de l'introduction d'un hub de données dans chacun des marchés de détail de l'électricité (NordREG, 2018).

INNOVATION 7 : INTELLIGENCE ARTIFICIELLE ET BIG DATA

Description	Développements en cours
La combinaison du Big Data et de l'intelligence artificielle (IA) s'est avérée être l'un des développements les plus importants dans de nombreux domaines. Même si beaucoup de technologies d'IA existent depuis plusieurs décennies, auparavant, elles n'étaient pas en mesure de tirer parti d'ensembles de données d'une taille suffisante, et de fournir des connaissances et des résultats utiles aux applications du marché de l'énergie. Cette combinaison pourrait favoriser l'intégration des ERV dans le réseau électrique : • Améliorer la précision des prévisions de production d'énergies renouvelables. • Améliorer l'exploitation du système et la gestion des sources décentralisées. • Améliorer la gestion des actifs par la surveillance à distance, l'analyse et l'optimisation de la maintenance.	• Principales régions où l'IA est mise en œuvre dans des applications énergétiques : États-Unis, Europe (France, Allemagne, Espagne, Royaume-Uni, etc.).

INNOVATION 8 : BLOCKCHAIN

Description	Développements en cours
Une Blockchain est une technologie de base de données décentralisée qui peut servir à enregistrer de façon sécurisée toutes les transactions se produisant sur un réseau donné. Une Blockchain offre les possibilités suivantes : • Accroître l'échange direct et le partage d'informations vérifiables, en supprimant le besoin d'intermédiaires et en permettant la mise en œuvre de modèles d'exploitation plus récents, moins coûteux, à plus petite échelle. • Améliorer la flexibilité du système, en permettant à des sources d'énergie flexibles décentralisées de fournir des services au réseau électrique. • Permettre de nouveaux marchés et de nouvelles transactions avec des produits ayant une empreinte énergétique certifiée et fiable. • Apporter des avantages potentiels en matière de cybersécurité.	• Trois premiers pays en nombre d'initiatives pilotes de Blockchain dans le secteur énergétique : Allemagne, Pays-Bas, États-Unis (avec la plupart des start-ups du secteur énergétique consacrées aux Blockchains concentrées en Europe). • À l'heure actuelle, l'application la plus visible dans le domaine énergétique est l'échange d'énergie P2P. Toutefois, les modèles économiques qui permettent aux ressources énergétiques distribuées de fournir des services au réseau sont à ce jour beaucoup plus intéressants. • 466 millions d'USD avaient été investis en technologie Blockchain jusqu'au mois d'octobre 2018.

Nouveaux réseaux

Pour atteindre une forte pénétration des ERV dans le système, il est nécessaire de mettre en œuvre une nouvelle approche d'exploitation du réseau, utilisant des données et des outils de communication pour gérer la variabilité et l'intermittence associées aux ERV. Les technologies de réseaux intelligents peuvent contribuer à intégrer efficacement les ERV dans une forte proportion, en intégrant les technologies de l'information et de la communication à tous les niveaux de la production, du transport et de la consommation d'électricité. Ce qui améliore la flexibilité d'exploitation du réseau, réduit les coûts d'exploitation et améliore le rendement (Kempener *et al.*, 2013). Deux tendances sont en train de naître en ce qui concerne les types de réseaux : 1) les solutions de mini-réseaux, qui offrent une énergie fiable et propre aussi bien aux collectivités connectées qu'à celles se trouvant hors réseau, et 2) les super-réseaux, qui constituent une solution pour le transport d'énergie renouvelable sur de longues distances. À l'avenir, il se développerait un « réseau de réseaux » (en anglais, « grid of grids ») obéissant à différents niveaux d'exploitation et d'échange, permettant d'optimiser la production et la demande d'énergie renouvelable.

INNOVATION 9 : MINI-RÉSEAUX D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Description	Développements en cours
Les mini-réseaux d'énergie renouvelable sont des infrastructures énergétiques intégrées combinant des charges et des ressources d'énergie renouvelable, et qui sont conçues pour fonctionner de manière autonome. Un mini-réseau repose généralement sur une production d'énergie renouvelable, une commutation et une protection intelligentes, un contrôleur et un système de stockage d'énergie. Lorsqu'ils sont connectés au réseau principal, les mini-réseaux peuvent constituer une source de flexibilité, fournir une réponse en fréquence, réduire la congestion du réseau et la gestion des charges. Les mini-réseaux en courant continu (CC) constituent une solution capable d'augmenter le rendement du réseau. Néanmoins, le contrôle intégré de réseaux hybrides en courant alternatif (CA) et en CC est un véritable défi, encore peu testé à ce jour.	• 12 000 MW de mini-réseaux dans le monde. • Principales régions où des mini-réseaux connectés au réseau sont en développement : Australie, Pays-Bas, États-Unis.

INNOVATION 10 : SUPER-RÉSEAUX (SUPERGRIDS)

Description	Développements en cours
Les super-réseaux en CC ont la capacité de transporter l'électricité sur de longues distances de façon plus efficace que les systèmes en courant alternatif. Le couplage d'une production d'énergie renouvelable et de centres de charge électrique sur des longues distances avec une diminution des pertes dans les lignes réduit le coût du transport de l'électricité lorsque les sources renouvelables sont éloignées des consommateurs.	• Principales régions où des super-réseaux sont en développement : Europe, Inde-Bangladesh-Népal-Bhoutan, Asie septentrionale (Chine-Japon-Fédération de Russie-République de Corée-Mongolie). • Coût moyen du développement de lignes de transport à 500 kilovolts (kV) en CC : environ 570 000 d'USD par kilomètre (AIE, 2018b).

Production dispatchable

De nombreux pays commencent à adopter l'amélioration de la flexibilité thermique en tant que solution à court ou moyen terme (IRENA, 2018c). Certaines technologies de production sont, par nature, plus flexibles que d'autres. Néanmoins, les technologies les plus anciennes, moins flexibles, peuvent être rénovées moyennant un coût.

INNOVATION 11 : FLEXIBILITÉ DES CENTRALES CONVENTIONNELLES

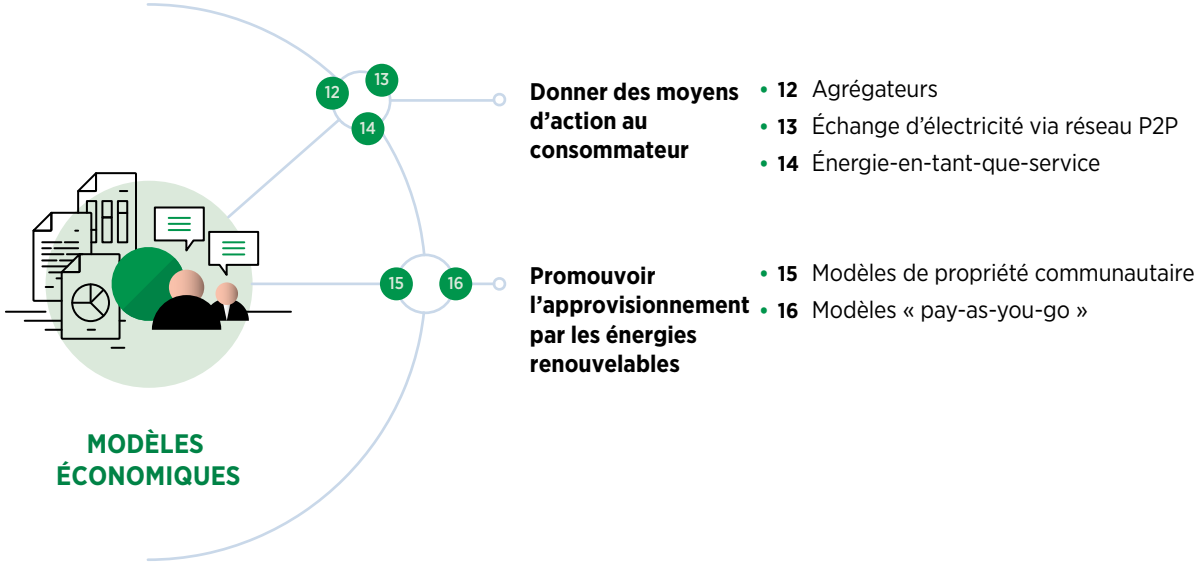
Description	Développements en cours
• Les centrales thermiques conventionnelles peuvent être rendues plus flexibles en rénovant certains de leurs composants et en modifiant leur fonctionnement, de façon à réduire leur charge minimale, raccourcir les temps de démarrage et augmenter les taux de rampe. Cette mise à niveau technologique pourrait : • Améliorer la flexibilité du système et renforcer l'intégration des ERV. • Accroître la rentabilité des producteurs conventionnels.	• Les principales régions dans lesquelles des centrales thermiques ont été rénovées : Australie, Chine, Danemark, Allemagne, Inde, États-Unis. • En Allemagne, la charge minimale de la centrale au charbon de Bexbach a été réduite de 170 à 90 MW.

2

2.2 MODÈLES ÉCONOMIQUES

Les modèles économiques jouent un rôle essentiel dans la monétisation de la nouvelle valeur créée par ces technologies et l'accélération de leur déploiement. Dans le sillage du déploiement des ressources énergétiques distribuées, naissent des modèles économiques innovants destinés à donner des moyens d'action aux consommateurs et à en faire de véritables acteurs. Les agrégateurs permettent aux petits consommateurs de participer aux marchés de l'électricité, à travers des plates-formes d'échange P2P ou selon le modèle de l'énergie-en-tant-que-service, avec l'aide des compteurs intelligents et de la numérisation. D'autre part, les modèles économiques permettent l'approvisionnement en énergie renouvelable des régions hors réseau (suivant le modèle du « Pay-as-you-go ») ou des endroits dans lesquels la propriété et la gestion collectives des actifs énergétiques sont préférées à une approche individuelle (modèles de propriété communautaire).

Figure 10 Innovations en matière de modèle économique





Donner des moyens d'action au consommateur

Avec l'augmentation de la proportion de production décentralisée, de plus en plus, les consommateurs deviennent des prosommateurs. Ils ne se limitent pas à consommer l'énergie du réseau : ils la produisent, la stockent et la fournissent également. Les ressources énergétiques distribuées, associées aux applications des technologies de l'information et de la communication dans le secteur énergétique, placent les consommateurs au cœur du système, en les informant et en leur permettant de prendre des décisions éclairées sur leur approvisionnement et leur consommation d'énergie. Il apparaît aujourd'hui plusieurs modèles économiques innovants qui pourraient définir le rôle des prosommateurs dans le secteur de l'électricité de demain.

INNOVATION 12 : AGRÉGATEURS

Description	Développements en cours
Un agrégateur est en mesure d'exploiter plusieurs sources d'énergie renouvelable distribuées ensemble, pour créer ainsi une capacité considérable, similaire à celle d'une centrale conventionnelle. Il porte également le nom de « centrale virtuelle » (en anglais, « virtual power plant »). De cette manière, les agrégateurs peuvent ensuite vendre de l'électricité ou des services auxiliaires sur le marché de gros ou dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau. Un agrégateur facilite l'intégration des ressources énergétiques distribuées dans le réseau électrique, en leur permettant de fournir de l'énergie au marché de gros et des services auxiliaires au gestionnaire du réseau. En ce sens, il contribue à la flexibilité du système.	• Pays ayant établi un cadre réglementaire pour les agrégateurs : Australie, Belgique, France, Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni, États-Unis. • Nombre d'agrégateurs au Royaume-Uni : 19 (National Grid ESO, 2018). • Capacité installée des agrégateurs au Royaume-Uni : environ 10 GW.

INNOVATION 13 : ÉCHANGE D'ÉLECTRICITÉ VIA RÉSEAU P2P

Description	Développements en cours
Les modèles économiques qui reposent sur plates-formes sont parfois surnommés « Uber ou Airbnb de l'énergie ». Ils constituent un marché en ligne de l'énergie où les consommateurs et les fournisseurs d'énergie décentralisée réalisent des transactions pair-à-pair. Le principal objectif d'un marché P2P est de fournir aux prosommateurs un mécanisme transparent et fiable leur permettant d'équilibrer équitablement leurs préférences et leurs exigences. L'échange P2P encourage le développement d'installations de production d'énergie renouvelable décentralisées et augmente l'utilisation locale des ressources énergétiques. Toutefois, le cadre réglementaire, notamment en ce qui concerne les frais d'utilisation du réseau, a encore besoin d'évoluer avant que la mise en œuvre à grande échelle de l'échange P2P ne puisse apporter de véritables avantages aux consommateurs.	Pays dans lesquels des projets sont implantés : • Bangladesh (SOLShare) • Allemagne (Lumenaza, sonnenCommunity) • Pays-Bas (Vandebron, Powerpeers) • Royaume-Uni (Piclo – Open Utility) • États-Unis (TransActive Grid).



INNOVATION 13 : ÉNERGIE-EN-TANT-QUE-SERVICE

Description	Développements en cours

L'énergie-en-tant-que-service (EaaS) est un concept qui fait référence au passage de la vente de kWh à la prestation de services aux clients, et repose sur le potentiel de services « derrière le compteur ». Ces services incluent la gestion de la demande, l'assistance portée aux clients avec la production décentralisée et le stockage d'énergie, et l'échange d'électricité via les réseaux locaux, les recommandations sur les économies d'énergie, les mesures destinées à améliorer le confort et la sécurité, entre autres services (par ex., E.ON Cloud, les solutions de maison intelligente d'EDP, ENECO, etc.)
 	
L'EaaS permet le déploiement d'une production décentralisée et simplifie la gestion du côté de la demande, renforçant ainsi la flexibilité du côté de la demande. Par exemple, elle fournit un contrôle automatique de l'échange de compensations financières pour les consommateurs. Les compteurs intelligents et technologies TIC deviennent des catalyseurs essentiels de ce processus.
	• Pays où des modèles d'EaaS ont été mis en œuvre : Australie, Chine, Finlande, Irlande, Italie, Japon, Suède, Royaume-Uni, États-Unis.
	• Investissements dans des modèles d'EaaS : environ 14,3 milliards d'USD (SEI, 2016).
	• Compteurs intelligents et compteurs avancés installés :
	  • Monde : env. 700 millions (2016) (SEI, 2016), et 88,2 millions d'unités installées rien qu'en 2017 (GlobalData, 2018)
	  • Chine : 408 millions (2017) (SEI, 2017).
	  • États-Unis : 78,9 millions (2017) (AIE, 2017).
	  • Royaume-Uni : 8,61 millions (2017) (BEIS, 2017).
	  • Finlande : 3,4 millions (2016) (Finnish Energy, 2017).

Promouvoir l'approvisionnement par les énergies renouvelables

Des modèles économiques innovants naissent également en réponse à des préoccupations croissantes sur l'environnement et les objectifs de développement durable, en l'absence de possibilité financière ou physique d'installer une centrale à énergie renouvelable.

INNOVATION 15 : MODÈLE DE PROPRIÉTÉ COMMUNAUTAIRE

Description	Développements en cours
Les modèles de propriété communautaire font référence à une propriété et une gestion collectives des actifs liés à l'énergie, permettant aux membres d'une communauté de partager les bénéfices d'une centrale à énergie renouvelable. La propriété communautaire permet d'approvisionner en énergie renouvelable des consommateurs qui ne peuvent pas, ou ne veulent pas, installer de centrale chez eux. Ces systèmes encouragent le déploiement de la production décentralisée et l'utilisation d'énergie issue de sources renouvelables locales.	• Nombre de projets en propriété communautaire : plus de 4 000 dans le monde (principalement aux États-Unis, en Europe, en Australie) (REN21, 2016). • Dimensions des projets basés sur le modèle de la propriété communautaire : environ de 50 kW à 10 MW ; ils peuvent cependant être beaucoup plus importants (par ex., les éoliennes de 66 MW en propriété communautaire à Dardesheim, Allemagne ; un projet éolien de 102 MW en propriété communautaire à Krammer, Pays-Bas). • Premiers pays à mettre en œuvre des projets basés sur le modèle de la propriété communautaire : Australie, Danemark, Allemagne, Pays-Bas, Norvège, Royaume-Uni, États-Unis.

INNOVATION 16 : MODÈLES « PAY-AS-YOU-GO »

Description	Développements en cours
• Les modèles « pay-as-you-go » (PAYG) rendent les petites centrales de production électrique (par ex., systèmes domestiques de panneaux solaires) abordables pour l'utilisateur final, grâce aux technologies mobiles de paiement aisément accessibles dans les régions reculées. Au lieu de paiements réguliers et fixes, les clients paient directement pour le service qu'ils utilisent, souvent sous la forme d'un ensemble d'appareils et l'alimentation électrique associée ; ils ne reçoivent aucun service s'ils n'ont pas préalablement payé pour celui-ci. De cette manière, les montants des paiements sont souvent moins importants, et les clients ont une plus grande maîtrise de leur consommation, et donc de leurs dépenses. Le PAYG rend l'énergie renouvelable accessible aux régions situées hors réseau, mais connectées à Internet.	• Ventes de systèmes solaires PAYG par région (2016) : Afrique de l'Est 7,3 millions d'unités ; Afrique de l'Ouest 30 000 unités ; Amérique latine 10 000 unités ; Asie du Sud 20 000 unités. • Potentiel du marché : 772 millions ou environ 64 % des consommateurs hors réseau ont accès à la téléphonie mobile (en 2016). • Valeur totale des investissements réalisés dans des sociétés solaires PAYG : plus de 770 millions d'USD (de 2012 à 2017).

2.3 ORGANISATION DU MARCHÉ

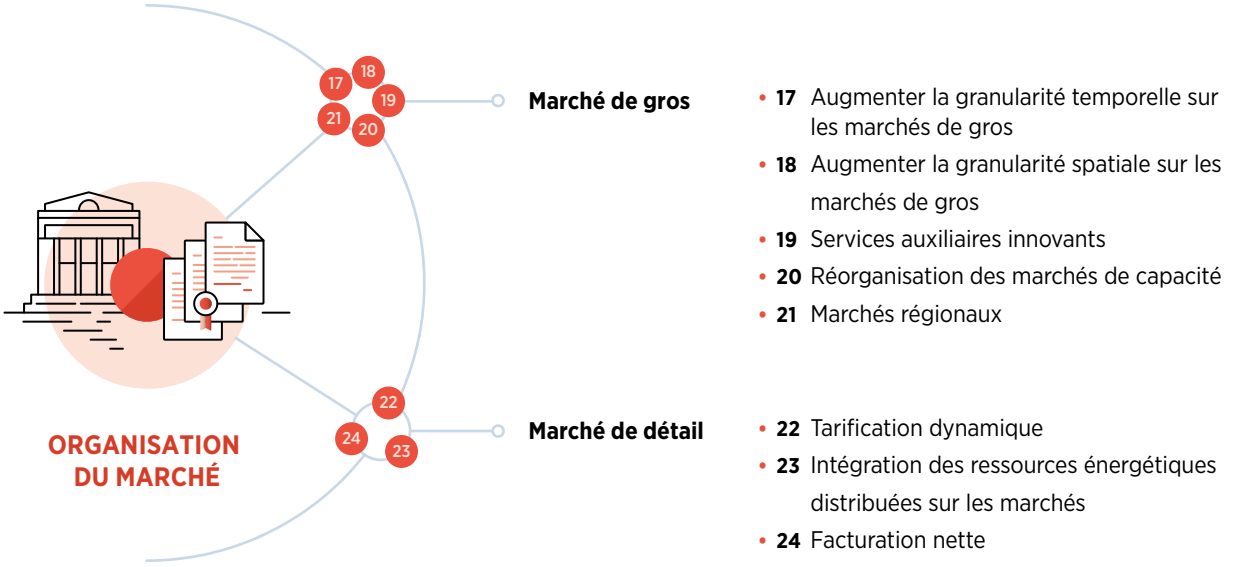
Les réglementations sur certains marchés de l'électricité montrent qu'il est possible de les adapter pour refléter les besoins des réseaux électriques ayant une forte proportion d'ERV et répondre aux tendances en matière de numérisation, de décentralisation et d'électrification. Et pour maintenir la cohérence de l'ensemble, le marché doit permettre aux prix de rétribuer de manière appropriée l'énergie, les services d'équilibrage, et plus généralement, tous les acteurs capables de fournir ces services. Plus le marché s'éloigne de cette condition (par exemple, en fixant des plafonds trop bas ou en socialisant les coûts de la congestion), plus il faut de correctifs, comme un re-dispatching en fonction des coûts ou des marchés de capacité, pour payer les investissements nécessaires. Et aucun de ces correctifs n'apporte de la valeur aussi efficacement qu'un marché de l'énergie et des services qui fonctionne comme il se doit. Une amélioration progressive des tarifs du marché de l'énergie est essentielle, indépendamment des correctifs d'urgence à court terme qui pourraient être adoptés.

Pour l'avenir, il est nécessaire d'établir des objectifs ambitieux et de compter sur un cadre réglementaire qui favorise l'innovation. Parmi les innovations proposées par la Commission européenne dans le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » se trouvent le renforcement des marchés à court terme, des prix de gros qui reflètent la valeur réelle de l'électricité dans le temps, de nouvelles règles de dispatching, une meilleure participation à la demande pour garantir la flexibilité, un meilleur cadre économique pour les ressources énergétiques distribuées, l'autoconsommation et le couplage des marchés[1].

Les comportements flexibles doivent être encouragés dans les marchés de gros, à travers une augmentation de la granularité temporelle et spatiale et une réorganisation des services d'équilibrage. De plus, dans le nouveau contexte du réseau électrique, il est essentiel de récompenser correctement le pilotage de la demande sur le marché de détail. Des régulations comme la tarification dynamique, la facturation nette pour l'autoconsommation ou la participation des ressources énergétiques distribuées aux marchés de gros (à travers des agrégateurs) sont autant de pratiques innovantes qui émergent aujourd'hui au sein de plusieurs systèmes. Cette section se fonde sur le rapport de l'IRENA *Adapter l'organisation du marché à une forte proportion d'énergies renouvelables variables* (IRENA, 2017b). Pour de plus amples informations, veuillez vous reporter à ce document.

Les nouvelles formes d'organisation requises pour les marchés de gros et de détail sont, entre autres, les suivantes :

Figure 11 Innovations en matière d'organisation du marché



1 D'après les débats qui se sont tenus dans le cadre de la table ronde ministérielle sur l'innovation à l'occasion de la 9e Assemblée de l'IRENA, janvier 2019.

2

Organisation d'un marché de gros innovant

Pour favoriser plus encore la forte pénétration des ERV dans les réseaux électriques, les règles commerciales sur les marchés de l'électricité doivent changer. Elles doivent s'adapter aux nouvelles conditions du marché, et encourager les comportements flexibles, qui sont nécessaires pour contrebalancer la variabilité à court terme et l'intermittence des énergies renouvelables.

De nouveaux produits doivent être conçus, et de nouveaux participants doivent être autorisés à offrir leurs services de flexibilité. Par exemple, la réponse du côté de la demande doit être capable de participer à tous les marchés de gros (énergie, services auxiliaires et marché de capacité, s'il existe), de la même façon que les producteurs du côté de l'offre.

INNOVATION 17 : AUGMENTER LA GRANULARITÉ TEMPORELLE SUR LES MARCHÉS DE GROS

Description	Développements en cours
De nouvelles réglementations qui permettent de mieux exploiter la flexibilité dont le système a besoin, en fournissant de meilleurs signaux-prix aux sources de flexibilité afin qu'elles participent au marché : il s'agit là d'un point essentiel pour compenser l'intermittence et la variabilité de la production d'ERV. L'augmentation de la granularité temporelle en introduisant de nouveaux produits (par ex., les contrats 15 minutes) et en rapprochant les intervalles d'échange du temps réel est un moyen de valoriser la flexibilité des technologies qui sont capables de répondre rapidement à un brusque changement (mais sont moins performantes lorsque les délais sont plus longs) ou des énergies renouvelables qui ne peuvent contribuer à un marché assujetti à une grande intermittence que si les délais sont très courts.	• L'Australie est passée d'un règlement financier de 30 à 5 minutes, et d'une fermeture de guichet de 2 heures à 30 minutes. • En 2016, Nord Pool, Fingrid et Elering ont lancé une initiative pilote avec une fermeture de guichet de 30 minutes sur le marché infra-journalier à la frontière entre l'Estonie et la Finlande, pour remplacer la précédente, qui était de 60 minutes. • En Autriche, en Belgique, en Allemagne et au Luxembourg (seulement dans certaines zones du gestionnaire du réseau de transport), la fermeture du guichet du marché infra-journalier local se produit cinq minutes avant le commencement de la livraison physique (ACER, 2018). • La Californie est en train de proposer de déplacer l'intervalle du programme prévisionnel de 1 heure à 15 minutes. • La France, l'Allemagne, le Luxembourg, la Suisse et le Royaume-Uni ont introduit des produits 30 minutes pour les échanges continus sur les marchés infra-journaliers. • Des produits 15 minutes pour les échanges continus sont disponibles en Autriche, en Belgique, en Allemagne, en Hongrie, au Luxembourg, dans les Pays-Bas, en Slovénie et en Suisse. Les produits 15 minutes sont mis aux enchères (au lieu d'échanges continus) en Allemagne et au Luxembourg (ACER, 2018).

INNOVATION 18 : AUGMENTER LA GRANULARITÉ SPATIALE SUR LES MARCHÉS DE GROS

Description	Développements en cours
L'augmentation de la granularité spatiale en utilisant des prix zonaux ou nodaux ou des signaux-prix au niveau du transport et de la distribution (y compris les coûts du re-dispatching ou les marchés de flexibilité) permet de tirer parti des nouvelles contraintes du réseau et de transmettre des signaux de localisation efficaces. Dans la mesure où une forte proportion d'ERV pourrait augmenter les contraintes pesant sur le réseau de transport, la détermination des prix à un niveau granulaire spatial permettrait de correspondre à une telle condition, ce qui éviterait les re-dispatchings coûteux, favoriserait le pilotage de la demande et transmettrait des signaux-prix qui encouragent les investissements en capacité de production aux endroits du réseau les plus appropriés.	• Aux États-Unis, plusieurs gestionnaires de réseaux indépendants ont mis en place une tarification spatiale : ISO-NE (ISO New England) ; NYISO (New York ISO) ; ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) ; MISO (Midcontinent ISO) ; PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection) et CAISO (California ISO) (NPTEL, 2012). • Le marché paneuropéen utilise un mécanisme de tarification zonale, et certains pays ont divisé leur système national de transport en plusieurs zones de formation de prix, notamment le Danemark (deux zones), l'Italie (six zones), la Norvège (cinq zones) et la Suède (quatre zones) (IRENA, 2017b).

INNOVATION 19 : SERVICES AUXILIAIRES INNOVANTS

Description	Développements en cours
Pour répondre à la variabilité et à l'intermittence de la part croissante des ERV dans le réseau, il est nécessaire d'adapter les produits de services auxiliaires pour améliorer la flexibilité du système, encourager la rapidité de réponse et le taux de rampe, et rétribuer chaque service en conséquence. Le marché des services auxiliaires doit également s'ouvrir à de nouveaux participants, comme le stockage sur batterie, le pilotage de la demande et les autres ressources énergétiques distribuées, ou encore les producteurs d'ERV.	• Au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Allemagne, de nouveaux produits de flexibilité ont été conçus, et les batteries sont autorisées à participer. • PJM, un gestionnaire de réseau aux États-Unis, a mis au point plusieurs produits de régulation de la fréquence pour les ressources conventionnelles les plus lentes, ainsi que pour celles de stockage sur batterie les plus rapides. • Au Royaume-Uni, un nouveau produit a été introduit pour le stockage sur batterie : la réponse en fréquence améliorée. • Au Chili, la première initiative pilote a été mise en œuvre pour permettre à une centrale solaire photovoltaïque de fournir des services auxiliaires au réseau de distribution d'énergie et assurer sa stabilité. • Au Royaume-Uni, en 2018, le gestionnaire du réseau a augmenté les frais pour les fournisseurs et producteurs qui ne prévoient pas l'offre et la demande en électricité de façon précise, afin de les encourager à investir en flexibilité. • EirGrid, le gestionnaire du réseau de transport irlandais, a défini plusieurs produits de service supplémentaires pour compenser les fluctuations de l'énergie éolienne.

INNOVATION 20 : RÉORGANISATION DES MARCHÉS DE CAPACITÉ

Description	Développements en cours
Des mécanismes de capacité sont conçus pour garantir la disponibilité d'une capacité complémentaire suffisante, de sorte que l'adéquation au système soit assurée sur le long terme. Les innovations dans le domaine des marchés de capacité sont entre autres les suivantes : • Permettre aux énergies renouvelables de participer sur les marchés de capacité, même si leur production est intermittente et que la production d'ERV peut être intégrée dans le système. Parfois, elles offrent de la fiabilité, surtout s'il existe une certaine complémentarité avec d'autres sources dans le système ou à travers des projets hybrides éolien-solaire-batterie intégrés. • Introduire une exigence de flexibilité dans le marché de capacité. Cela garantit la flexibilité de la future production et l'intégration des ERV. • Permettre le pilotage de la demande, le stockage d'énergie et les interconnexions transfrontalières pour participer aux marchés de capacité.	• Les principaux changements sont en train de se produire aux États-Unis et en Europe, les mécanismes de capacité les plus récents étant approuvés en Belgique, en France, en Allemagne, en Grèce, en Italie et en Pologne en 2018. • La Californie est en train d'implanter des exigences flexibles dans la structure de son marché de capacité. • PJM aux États-Unis, et la France, permettent la participation de charges répondant à la demande et de ressources d'ERV sur les marchés de capacité.

INNOVATION 21 : MARCHÉS RÉGIONAUX

Description	Développements en cours
Les marchés régionaux introduisent des règles harmonisées sur le marché de gros, le marché des services auxiliaires et les marchés de capacité dans la région. La création d'un marché régional en tirant parti des interconnexions renforce les zones d'équilibrage et améliore la flexibilité. Grâce au partage des ressources dans les grandes régions, les besoins en matière de réserves d'exploitation, ou encore les contraintes en matière d'effacement et les coûts diminuent.	• Marchés régionaux : Marché journalier et infra-journalier européen, Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain (WAPP), Pool Énergétique d'Afrique australe (SAPP), Marché électrique régional d'Amérique Centrale (MER), Western energy Imbalance Market (États-Unis), etc. • Le Danemark a pu atteindre une part de 50 % d'ERV en 2017 grâce à de fortes interconnexions avec l'Allemagne, la Suède et la Norvège.

2

Organisation d'un marché de détail innovant

Traditionnellement, les marchés de l'électricité se sont adaptés à des centrales de grandes dimensions raccordées au réseau qui fournissaient de l'électricité à une demande facilement prévisible, passive et anélastique. Le déploiement accru d'une production décentralisée, associé à une technologie de stockage du côté du consommateur et à une amélioration du pilotage de la demande, a transformé les consommateurs en acteurs du marché. La régulation du marché est essentielle pour stimuler la flexibilité du côté de la demande.

INNOVATION 22 : TARIFICATION DYNAMIQUE

Description	Développements en cours
Le pilotage de la demande peut être satisfait en exposant les consommateurs à des prix de l'électricité variant dans le temps, afin qu'ils puissent réagir volontairement à ces prix, en particulier pour les périodes de « super pointe » peu fréquentes (il s'agit de ce que l'on appelle pilotage implicite de la demande, en anglais « implicit demand response »), avec ou sans automatisation. Sur la base de signaux-prix, les consommateurs peuvent choisir de déplacer leur consommation depuis des périodes de pointe vers des heures creuses. Cela peut permettre de réduire l'effacement de la consommation d'ERV ou les congestions dans le réseau de distribution, et ainsi économiser au niveau des investissements en capacité de pointe.	• Le réseau public américain Con Ed offre un programme de tarification dynamique permettant aux consommateurs de déplacer leur charge et d'économiser ainsi environ 15 % sur leur facture d'électricité. • En Finlande, les consommateurs ont accès à une tarification dynamique basée sur le prix spot du marché de gros, qui est choisie par 10 % des consommateurs. • La tarification dynamique en temps réel pour l'approvisionnement en électricité est utilisée dans cinq pays européens : l'Estonie, la Roumanie, l'Espagne, la Suède et le Royaume-Uni. En Espagne et en Estonie, les clients domestiques peuvent choisir un tarif qui varie en fonction de l'heure sur la base du prix spot. Entre 25 et 50 % des consommateurs l'ont choisi (ACER, 2016). • Il existe d'autres méthodes de tarification dynamique appliquées à l'électricité domestique au Danemark, en Norvège et en Suède, où la tarification est basée sur le prix de gros moyen mensuel du marché au comptant (ACER, 2016).

INNOVATION 23 : INTÉGRATION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES SUR LES MARCHÉS

Description	Développements en cours
Le pilotage de la demande peut être satisfait en permettant aux ressources énergétiques distribuées de participer au marché de gros, en se soumettant aux prix du marché (c'est ce que l'on appelle « pilotage explicite de la demande », en anglais « explicit demand response »). Mis à part le déplacement de la charge, les ressources énergétiques distribuées peuvent également apporter des services auxiliaires ou de l'électricité au réseau, ce qui augmente la flexibilité dans le système tout en permettant d'obtenir une rétribution à ce titre.	• Le gestionnaire du réseau de New York a publié une proposition de marché qui permettra la participation des ressources énergétiques distribuées et leur pleine intégration dans les marchés de l'énergie et des services auxiliaires. • Le Code de réseau européen sur l'équilibrage propose de plus faibles quantités (MW) et des délais plus courts afin de rendre le marché de l'équilibrage accessible à des sources plus petites, comme le solaire photovoltaïque et l'éolien, mais aussi pour satisfaire le pilotage de la demande. • Marchés dans lesquels les ressources énergétiques distribuées sont autorisées à participer par l'intermédiaire d'agrégateurs : Belgique, France, Allemagne, etc.

INNOVATION 24 : FACTURATION NETTE

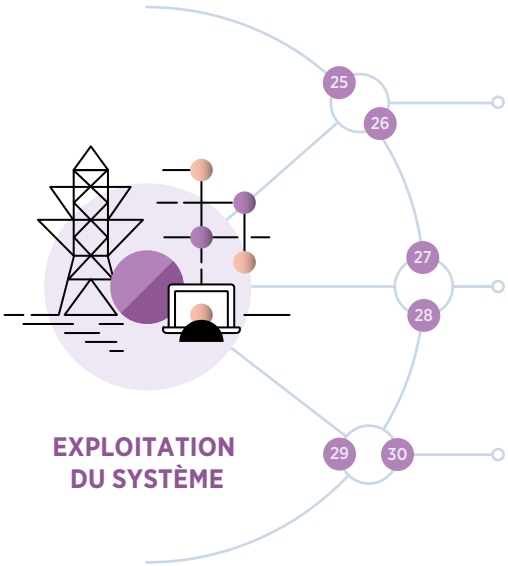
Description	Développements en cours
En vertu des mécanismes de facturation nette, l'électricité injectée dans le réseau par le propriétaire d'une installation photovoltaïque en toiture est compensée sur la base de la valeur du kWh injecté à ce moment. La facture émise se base sur la valeur de l'énergie consommée, une fois déduite la valeur de l'énergie injectée, contrairement aux mécanismes de comptage net, où la facture se base sur la différence entre la quantité d'électricité injectée et celle consommée. En ce sens, le prosommateur est un participant actif et peut contribuer à la flexibilité du réseau sur la base des signaux-prix.	• Régions qui mettent en œuvre la facturation nette : le Mexique (tarification dynamique déterminée à l'avance), la Californie (tarification dynamique), le Mexique et New York (tarification spatiale), l'Arizona (tarification basée sur le coût évité de l'électricité).

2.4 EXPLOITATION DU SYSTÈME

L'exploitation des réseaux électriques, qui change au gré des nouvelles technologies et régulations du marché, doit faire face à de nouveaux défis. Tout d'abord, l'augmentation de la part de la production décentralisée et la décentralisation du système créent au sein du réseau de distribution un flux bidirectionnel d'énergie qui exige de nouvelles pratiques en matière d'exploitation. Pour faciliter l'intégration de ces technologies, les sociétés de distribution doivent assumer de nouveaux rôles. De plus, une coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport est nécessaire pour mieux intégrer les ressources énergétiques distribuées à l'ensemble du système.

En second lieu, de nouvelles pratiques en matière d'exploitation destinées à gérer l'intermittence de la production des ERV sont nécessaires. Des méthodes et outils avancés de prévision de la production d'ERV ont été développés pour réduire l'intermittence. D'autres pratiques destinées à améliorer la flexibilité apparaissent, comme l'exploitation de stations de pompage-turbinage. Les zones riches en ERV étant éloignées des centres de demande (en particulier pour l'éolien), la congestion du réseau se produit pendant des périodes limitées. Des pratiques d'exploitation innovantes naissent pour remplacer les lourds investissements nécessaires au renforcement des lignes : il peut s'agir de l'utilisation d'installations de stockage, ou de l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques.

Figure 12 Innovations en matière d'exploitation du système



Exploitation de ressources énergétiques distribuées

- **25** Rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution
- **26** Coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport

Gérer l'intermittence

- **27** Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable
- **28** Exploitation innovante des stations de pompage-turbinage

Report du renforcement du réseau

- **29** Lignes électriques virtuelles
- **30** Évaluation dynamique des lignes électriques



2

Exploitation de ressources énergétiques distribuées

Les réseaux électriques passent par une profonde transformation dans le monde entier. Ils occupent une part plus importante de l'ensemble du spectre énergétique. Traditionnellement considérés comme la partie « dormante » du secteur, ils acquièrent aujourd'hui un rôle important et actif dans l'intégration des ERV.

Les ressources énergétiques distribuées comme le solaire photovoltaïque en toiture, les micro-éoliennes, les systèmes de stockage d'énergie sur batterie, les mini-réseaux, les véhicules électriques rechargeables, les appareils ménagers intelligents, etc., ont transformé les consommateurs en participants actifs du système électrique. Cela aura un impact significatif sur les rôles et responsabilités des gestionnaires de réseaux. Plus particulièrement, les gestionnaires des réseaux de distribution passeraient de simples transporteurs d'électricité à un rôle actif dans l'exploitation du réseau et l'augmentation de la participation des ressources énergétiques distribuées au système. De plus, la coordination avec les gestionnaires de réseaux de transport aurait besoin d'être renforcée, pour favoriser les flux d'informations dans les deux directions.

INNOVATION 25 : RÔLE FUTUR DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

Description	Développements en cours
La responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution devrait être élargie pour leur permettre de gérer efficacement les ressources énergétiques distribuées connectées à leurs réseaux, afin d'encourager leur intégration et de maximiser leurs effets bénéfiques. Ce nouveau rôle engloberait : • La fourniture de services au réseau à partir des ressources énergétiques distribuées. • L'exploitation des ressources énergétiques distribuées pour optimiser l'utilisation des réseaux existants et reporter les investissements inutiles, que ce soit par un contrôle direct ou l'emploi de signaux-prix.	• Principaux pays dans lesquels les gestionnaires de réseaux de distribution sont en train d'élargir leur rôle : États-Unis, Royaume-Uni, autres pays d'Europe. • Principales étapes de la transformation mise en œuvre par les sociétés de distribution : développement de compteurs intelligents, systèmes de recharge pour VE, contrats avec des agrégateurs, établissement de marchés en ligne (par ex., pour la flexibilité, la gestion de la congestion, un meilleur ratio coûts/bénéfices que la planification du réseau basée sur les contraintes techniques). • Le projet Open Networks, au Royaume-Uni, jette les fondements pour que les exploitants de réseaux de distribution deviennent des gestionnaires de réseaux de distribution. • Dans le cadre des services à fournir par les exploitants de réseaux dans le cadre du « Paquet Énergie Propre » de l'UE, la gestion de la congestion deviendra un problème. Pour le résoudre, les gestionnaires de réseaux de distribution pourraient utiliser une flexibilité « derrière le compteur », qui devra être encouragée par la création de marchés de services de gestion de la congestion.

INNOVATION 26 : COOPÉRATION ENTRE LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT

Description	Développements en cours
Le gestionnaire du réseau de distribution devrait jouer le rôle de facilitateur neutre du marché pour la participation des ressources énergétiques distribuées aux marchés de services amont. Pour que ces ressources puissent participer aux marchés de gros, une coordination efficace entre les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport s'avère indispensable. Les gestionnaires de réseaux de distribution devraient également contribuer ou jouer le rôle de plate-forme d'échange de données entre les gestionnaires de réseaux de transport et les propriétaires de ressources énergétiques distribuées, afin d'améliorer la visibilité des gestionnaires des réseaux de transport sur le type et la disponibilité de ces ressources. En favorisant ainsi l'intégration des ressources énergétiques distribuées dans le système, ce dernier améliorerait sa flexibilité et optimiserait les bénéfices des actifs déjà connectés.	• Principales régions où des programmes ont été mis en œuvre pour assurer la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution : Belgique, Autriche, Italie, tous les pays nordiques, Estonie, Espagne, Pays-Bas. • En Belgique, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ont collaboré pour développer une plate-forme informatique centralisée partagée. Ce hub permet de partager les données liées à l'approvisionnement en ressources énergétiques distribuées pour la flexibilité, et tous les utilisateurs et producteurs connectés au réseau de distribution ou de transport peuvent fournir au quotidien des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux de transport (Elia, 2018). Les autres pays précédemment mentionnés ont également développé des hubs de données. • Le projet SmartNet, lancé par la Commission européenne, a pour objectif d'identifier des modèles d'interactions entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Gérer l'intermittence

La variabilité et l'intermittence de la production éolienne et solaire posent un défi majeur à l'exploitation des réseaux électriques. L'équilibrage de la production avec des charges en temps réel exige une plus grande flexibilité du réseau. L'apport de plus de capacité de secours, ou capacité de réserve (en anglais, « reserve capacity »), est nécessaire pour compenser cette variabilité. Les stations de pompage-turbinage existantes sont des centrales flexibles qui peuvent être exploitées de manière à augmenter la capacité du réseau afin de pouvoir réagir à la variabilité de la production. Des outils et modèles permettant de mieux prévoir la production d'énergie renouvelable sont également en cours de développement.

INNOVATION 27 : OUTILS DE PRÉVISION AVANCÉE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE VARIABLE

Description	Développements en cours
Il serait possible d'améliorer la précision et le détail des prévisions de production d'énergie renouvelable en utilisant de nouveaux modèles comme l'informatique en nuage, les modèles mathématiques améliorés (produisant des prévisions en 15 minutes au lieu d'une heure), les prévisions météorologiques à très haute résolution et l'apprentissage automatique et/ou l'IA. L'amélioration de la prévision de la production d'énergie renouvelable permet aux gestionnaires de réseaux de réduire l'intermittence, ce qui contribue ainsi à une meilleure intégration des énergies renouvelables. Les prévisions à long terme (à savoir, quotidiennes et saisonnières) sont également importantes pour que les gestionnaires de réseaux de transport puissent prévoir des conditions météorologiques défavorables (par ex., les effets négatifs de l'oscillation nord-atlantique en Europe sur la vitesse du vent). L'amélioration des prévisions saisonnières peut permettre au gestionnaire du réseau de prévoir la mise en œuvre d'une capacité de remplacement pendant la période où se produiront ces événements extrêmes.	• Amélioration de la précision des prévisions météorologiques : 10-30 %. • Pays ayant mis en œuvre des projets pilotes de prévision météorologique avancée : États-Unis, Allemagne, Pays-Bas, Espagne, Chine.

INNOVATION 28 : EXPLOITATION INNOVANTE DES STATIONS DE POMPAGE-TURBINAGE

Description	Développements en cours
Les stations de pompage-turbinage sont des installations flexibles qui peuvent être exploitées de manière à compléter la production d'énergie éolienne et solaire à court terme, en réagissant à la variabilité par des rampes rapides de production, mais aussi à long terme, compte tenu de la complémentarité des modèles de production quotidiens, hebdomadaires ou saisonniers.	• Principales régions exploitant les stations de pompage-turbinage de façon innovante : Australie, Autriche, Brésil, Chine, France, Italie, Japon, Norvège, Portugal, République de Corée, Espagne, Suisse, Royaume-Uni, États-Unis.



2

Report du renforcement du réseau

La complexité du système de transport de l'électricité s'accroît avec l'augmentation de la proportion de production d'énergie renouvelable. L'évolution des habitudes de la demande et les nouveaux actifs de production d'ERV à l'échelle industrielle ont besoin d'une gestion efficace pour éviter la congestion et l'effacement de la consommation d'énergie renouvelable. Lorsque la pénétration des ERV est élevée, une congestion des réseaux peut se produire pendant des périodes limitées. Des options non filaires apparaissent dans le système pour remplacer les mises à niveau coûteuses des infrastructures de transport, utilisant des batteries, des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie intégrés aux bâtiments ou l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques.

INNOVATION 29 : LIGNES ÉLECTRIQUES VIRTUELLES

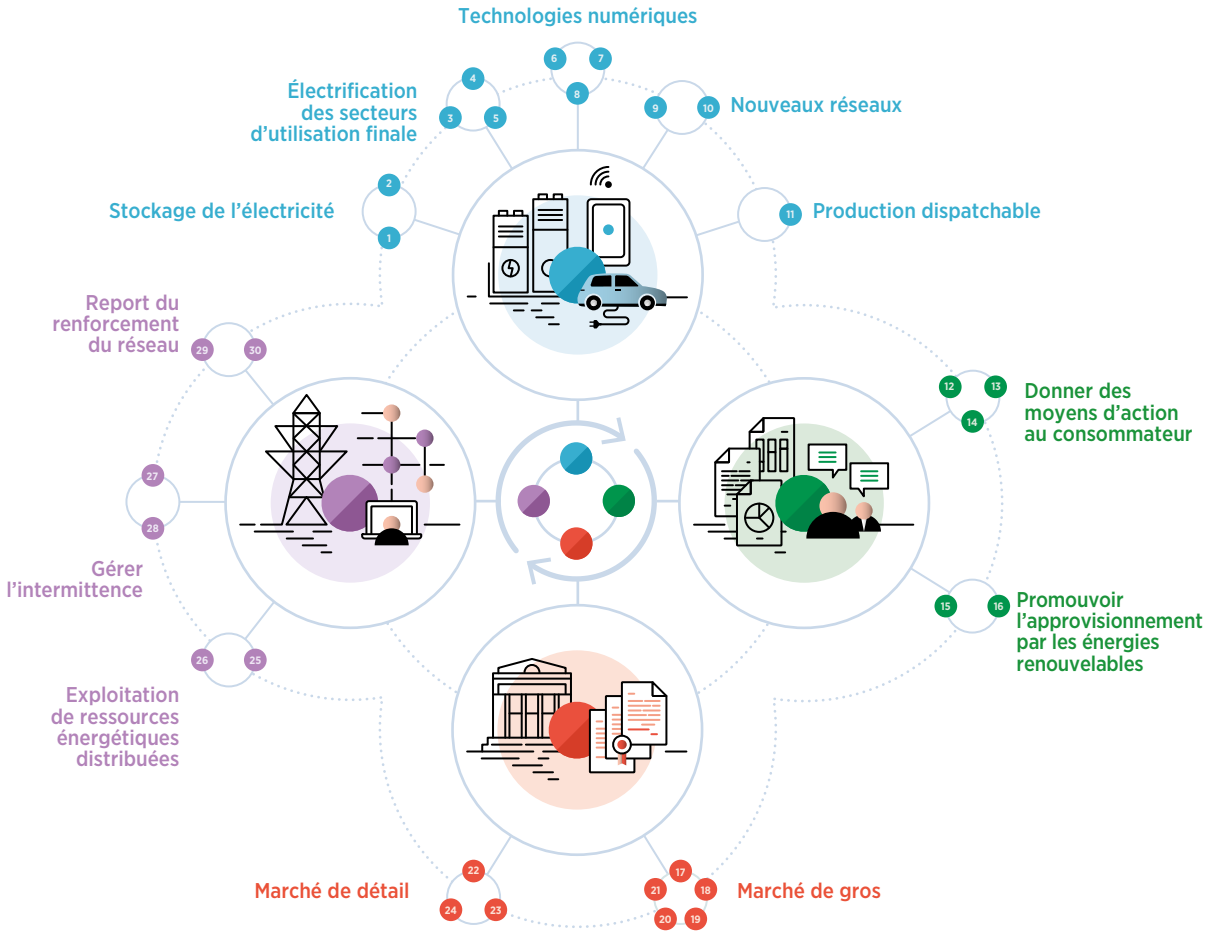
Description	Développements en cours
Situées de part et d'autre d'un point congestionné du réseau, les batteries peuvent assurer un stockage d'énergie de secours pour soulager une surcharge thermique en cas d'imprévu. Ces lignes de transport virtuelles reportent ou évitent le besoin de mettre les lignes de transport physiques à niveau. Une quantité relativement modeste d'énergie ainsi stockée peut couvrir la faible partie de la demande de pointe dépassant la capacité de la ligne de transport, ce qui diminuerait l'effacement de la consommation d'ERV en cas de congestion du réseau.	• Le gestionnaire du réseau de transport français RTE est en train de conduire un projet pilote (Ringo) dont l'objectif est d'installer 100 MW de stockage d'énergie pour soulager les congestions et améliorer la part des ERV dans le réseau. • Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien, envisage d'utiliser des batteries pour soulager la congestion entre le Nord et le Sud et de limiter l'effacement de la consommation d'énergie éolienne et solaire. • Après le succès de la batterie Tesla de 100 MW/129 MWh en Australie-Méridionale, l'Australie est en train d'installer des batteries à l'échelle industrielle en certains points de congestion du réseau (80 MW sur deux sites ont été mis en service dans la région de Victoria en 2018). • La République de Corée est en train d'installer plusieurs systèmes décentralisés de batteries lithium-ion à l'échelle industrielle (représentant un total de 245 MWh) (Kenning, 2018).

INNOVATION 30 : ÉVALUATION DYNAMIQUE DES CAPACITÉS DE TRANSPORT DES LIGNES ÉLECTRIQUES (DE L'ANGLAIS « DYNAMIC LINE RATING »)

Description	Développements en cours
L'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques (DLR, de l'anglais « Dynamic Line Rating ») implique que la capacité des lignes de transport varie de façon dynamique en fonction des conditions météorologiques (par ex., la capacité thermique de la ligne est plus élevée lorsque le vent souffle ou lorsque la température chute, en raison d'un meilleur refroidissement). La DLR atténue la congestion du réseau, facilite l'intégration de l'énergie éolienne, dégage des bénéfices économiques et améliore la fiabilité des réseaux électriques.	• En Allemagne, des systèmes de DLR ont été examinés et installés pour renforcer l'intégration de la production éolienne dans le réseau de transport et pour améliorer la gestion des congestions. • En Europe, 11 gestionnaires de réseaux de transport ont des DLR en fonctionnement. • La DLR est également utilisée dans les réseaux de distribution. Tel est le cas, par ex., de UK Power Networks et Northern Power Grid au Royaume-Uni.



Figure 13 Panorama des innovations pour l'intégration des énergies renouvelables variables



TECHNOLOGIES GÉNÉRIQUES

1	Batteries à l'échelle industrielle
2	Batteries « derrière le compteur »
3	Recharge intelligente des véhicules électriques
4	Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
5	Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène
6	Internet des Objets
7	Intelligence Artificielle et Big Data
8	Blockchain
9	Mini-réseaux d'énergie renouvelable
10	Super-réseaux
11	Flexibilité des centrales conventionnelles

MODÈLES ÉCONOMIQUES

12	Agrégateurs
13	Échange d'électricité via réseau P2P
14	Énergie-en-tant-que-service
15	Modèles de propriété communautaire
16	Modèles « pay-as-you-go »

ORGANISATION DU MARCHÉ

17	Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros
18	Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros
19	Services auxiliaires innovants
20	Réorganisation des marchés de capacité
21	Marchés régionaux
22	Tarification dynamique
23	Intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés
24	Facturation nette

EXPLOITATION DU SYSTÈME

25	Rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution
26	Coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport
27	Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable
28	Exploitation innovante des stations de pompage-turbinage
29	Lignes électriques virtuelles
30	Évaluation dynamique des lignes électriques

3 INNOVATIONS CRÉANT DES SOLUTIONS POUR UN AVENIR ALIMENTÉ PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

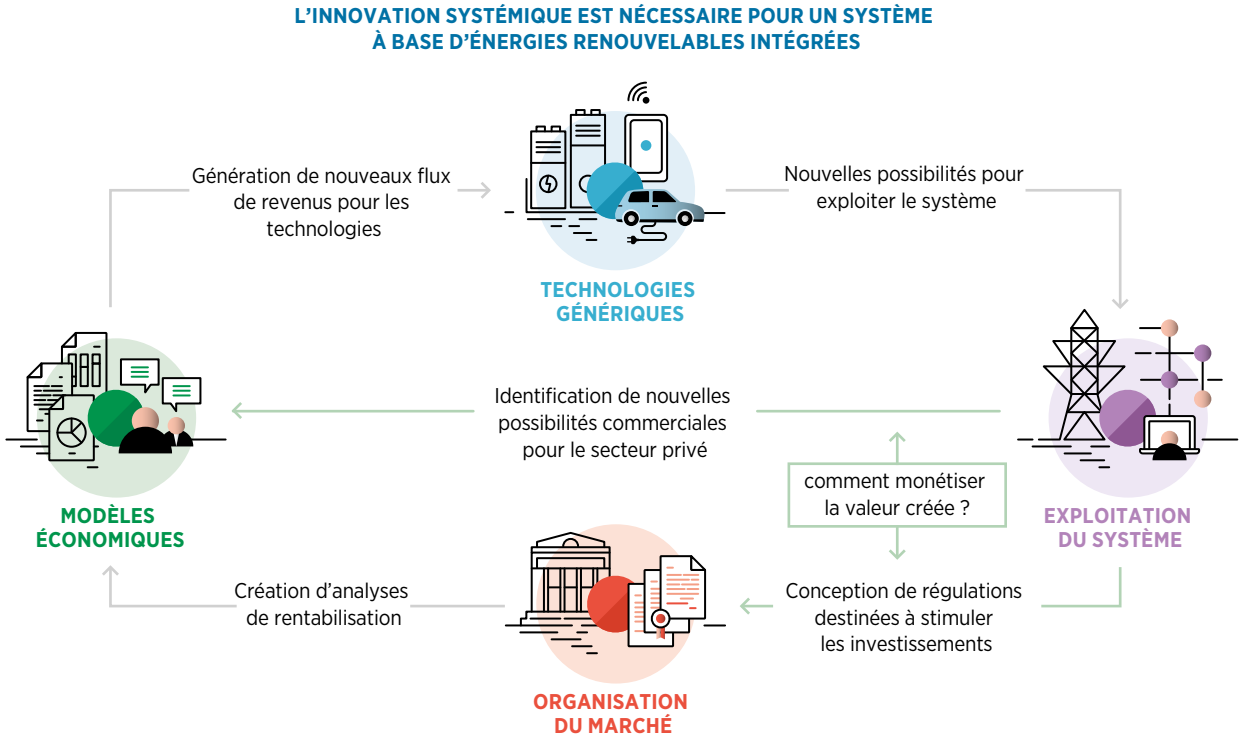


Partant des innovations cartographiées au chapitre 2, ce chapitre expose 11 solutions émergentes qui illustrent la manière dont le rapprochement complémentaire de plusieurs innovations peut faciliter l'intégration des ERV à raison d'une plus forte proportion dans le système.

Les innovations ne sont pas mises en œuvre de façon isolée. Les solutions innovantes visant à l'intégration des ERV sont le fruit des synergies entre différentes innovations issues des quatre dimensions : technologie, marchés, modèles économiques et exploitation du système.

Sans un modèle économique approprié, les innovations dans le domaine des technologies n'ont pas de réel impact. Par ailleurs, il est nécessaire d'adapter les réglementations pour créer un environnement capable de rétribuer les nouvelles sources de valeur ou permettant aux gestionnaires de réseaux d'inscrire les nouvelles technologies dans le cadre de la pratique réelle du système. L'alignement et la mise en valeur des synergies entre les innovations au niveau de plusieurs composants du réseau électrique, en vue de formuler des solutions pour la création d'un système basé sur les énergies renouvelables, constituent le concept d'« innovation systémique » tel qu'il est illustré à la figure 14.

Figure 14 Innovation systémique pour la transformation du secteur de l'électricité



Les technologies émergentes qui permettent l'intégration d'énergies renouvelables dans un réseau électrique **sont à l'origine de nouvelles modalités d'exploitation du système électrique**. Apportant de nouveaux services qui renforcent la flexibilité du système, elles contribuent à relever les défis posés par la variabilité et l'intermittence de la production d'énergie renouvelable. Par exemple, des batteries à grande échelle peuvent être utilisées pour répondre aux besoins de flexibilité à court terme, ce qui permet aux systèmes de fonctionner avec une énergie de secours pendant tout au plus quelques heures, parfois moins. La numérisation et l'automatisation pourraient permettre de répondre à la demande dans les conditions actuelles du système, et de libérer ainsi le gigantesque potentiel de flexibilité du côté de la demande.

La flexibilité opérationnelle permet aux gestionnaires de réseaux de faire face aux fluctuations journalières, horaires ou infra-horaires de l'offre et de la demande. Traditionnellement, ce type de flexibilité opérationnelle à court terme n'a jamais été explicitement valorisé. L'éventail de technologies aujourd'hui disponible pourrait fournir les services nécessaires à l'intégration des ERV dans une large proportion. La question clé est de savoir comment monétiser les nouveaux flux de valeur créés, pour faire en sorte que des modèles économiques appropriés puissent contribuer au développement et au déploiement de ces technologies.

Une façon de permettre la création de valeur et de flux de revenus adéquats consiste à mettre en œuvre une réglementation favorable. Il est important de compter sur des **formes d'organisation du marché** appropriées pour atteindre les objectifs politiques à travers un marché de l'électricité qui fonctionne bien, comme l'explique le rapport de l'IRENA *Adapter l'organisation du marché à une forte proportion d'énergies renouvelables variables* (IRENA, 2017b). Les incitations qui stimulent la flexibilité en encourageant les comportements flexibles du côté de l'offre, ou encore en récompensant correctement la demande par une réponse adaptée à celle-ci, sont autant de réglementations innovantes. Celles-ci, à leur tour, favorisent les **modèles économiques** innovants. Il est important d'adapter l'organisation du marché aux changements observés dans les réseaux électriques pour accélérer la transition énergétique.

Toutefois, même en l'absence de réglementation, le secteur privé pourrait identifier de nouveaux modèles économiques rendus possibles par les avancées technologiques. Par exemple, en l'absence de programmes de pilotage de la demande mis en œuvre par l'organisme de réglementation, les entreprises privées commencent à offrir à leurs clients des services énergétiques, comme les déplacements de charge et les économies d'énergie, utilisant les batteries et l'intelligence artificielle au service d'une facture d'électricité moins lourde. L'essor du marché des contrats d'achat d'électricité pour les entreprises a été une avancée majeure en 2017/18, les entreprises cherchant à réduire leurs coûts totaux d'électricité en se procurant des ERV à prix fixe et à bas prix, aux États-Unis, en Europe et en Australie.

Solutions pour stimuler la flexibilité sur l'ensemble du système électrique

Comme nous l'avons expliqué au Chapitre 1, traditionnellement, la flexibilité était apportée par la production, qui suivait la demande. Cependant, compte tenu de la part croissante de la production d'ERV, le système requiert une plus grande flexibilité à tous les niveaux de la chaîne de valeur. Une approche émergente et puissante pour stimuler encore plus la flexibilité provient du côté de la demande. Avec l'accroissement de la décentralisation et de la numérisation du système, de nombreuses technologies de production sont connectées au consommateur, tandis que les technologies numériques peuvent contribuer à apporter un pilotage de la demande et fournir d'autres services au réseau. Par ailleurs, la flexibilité du réseau augmente avec le renforcement de la capacité de transport et l'établissement de marchés régionaux. La Figure 15 illustre la transition d'un contexte dans lequel la production est la seule source de flexibilité, vers un système où les sources de flexibilité jalonnent l'ensemble de la chaîne de valeur.

La meilleure stratégie pour intégrer les ERV dans une encore plus large mesure est spécifique de chaque pays et chaque contexte. Les solutions issues des synergies entre les innovations au niveau de toutes les dimensions du système permettront de créer des réseaux électriques fiables et abordables, reposant principalement sur des énergies renouvelables. Ce chapitre identifie 11 solutions actuellement implantées dans le monde, qui favorisent la flexibilité des réseaux électriques, comme la montre la Figure 16.

Les sous-sections suivantes développent chacune de ces 11 solutions. Les types d'innovations nécessaires pour parvenir à une solution rationnelle, ainsi que l'impact potentiel de celle-ci sur le système électrique, y sont exposés en détail. Quelques études de cas de mise en œuvre de ces solutions sont également mentionnées.

Figure 15 Fournisseurs traditionnels de flexibilité (gauche) et fournisseurs de flexibilité émergents (droite)

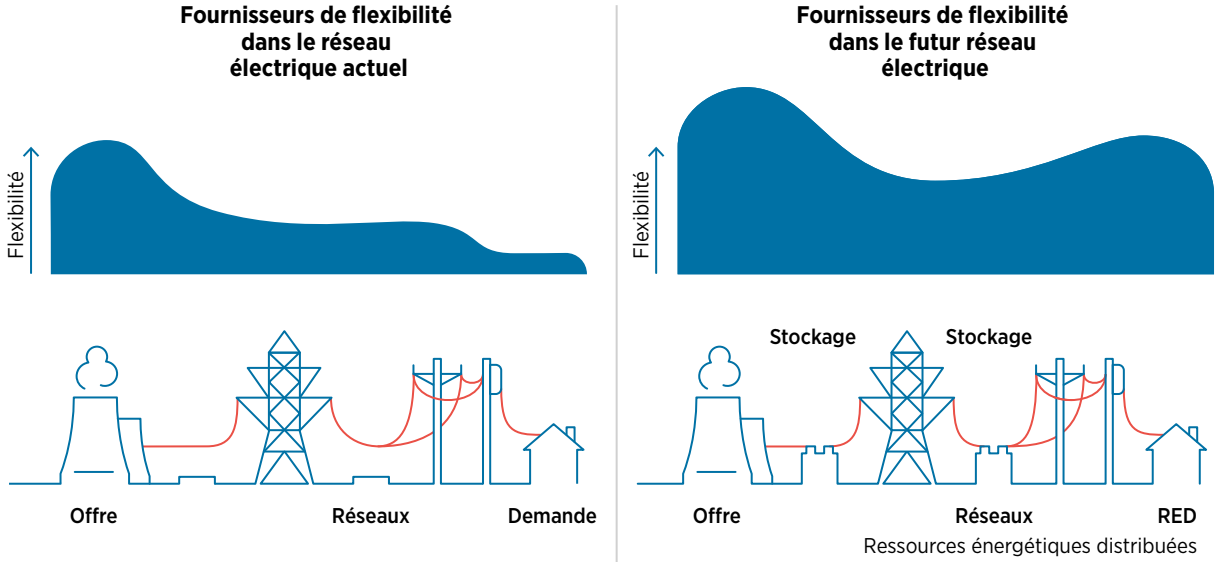




Figure 16 Solutions créées en associant des innovations en matière de technologies génériques, de modèles économiques, d'organisation du marché et d'exploitation du système

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE L'OFFRE

Solution I :
Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées
- Internet des Objets
- Intelligence Artificielle et Big Data
- Augmentation de la granularité temporelle des marchés de l'électricité
- Augmentation de la granularité spatiale des marchés de l'électricité
- Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable

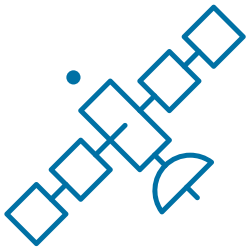
Solution II :
Production flexible pour s'adapter à la variabilité
- Flexibilité des centrales conventionnelles
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Blockchain
- Augmentation de la granularité temporelle des marchés de l'électricité
- Services auxiliaires innovants
- Réorganisation des marchés de capacité
- Exploitation innovante des stations de pompage-turbinage

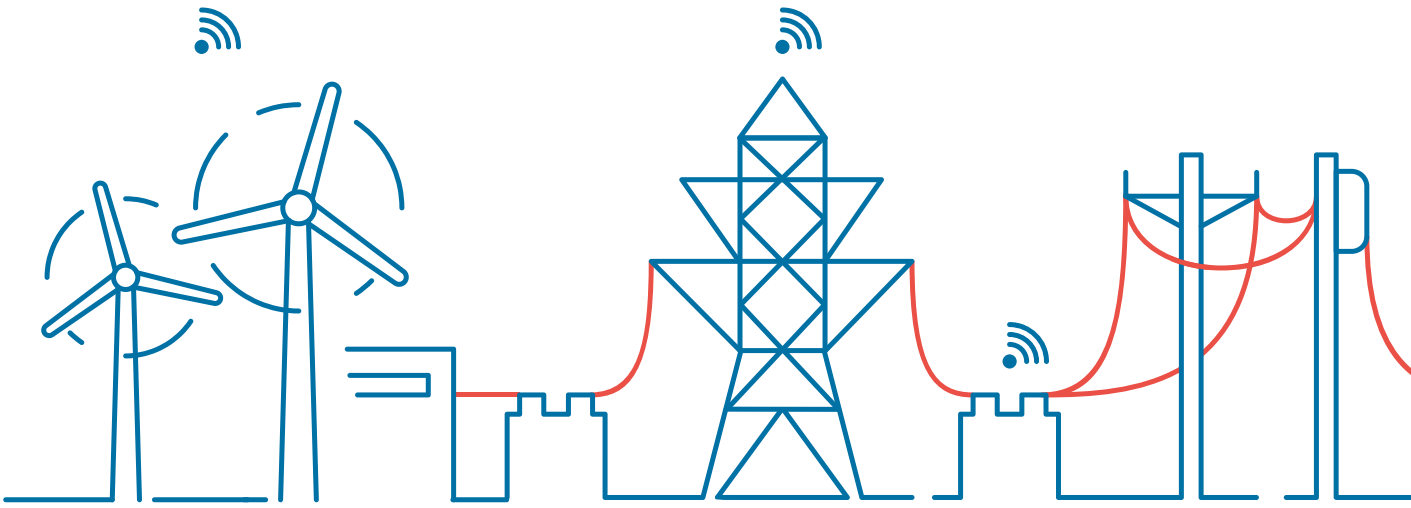
SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU

Solution III :
Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Blockchain
- Marchés régionaux
- Augmentation de la granularité temporelle des marchés de l'électricité

Solution IV :
Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux
- Super-réseaux
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Marchés régionaux

Solution V :
Déployer des solutions de stockage à grande échelle et une nouvelle exploitation du réseau pour reporter les investissements destinés au renforcement du réseau
- Batteries à l'échelle industrielle
- Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Augmentation de la granularité spatiale des marchés de l'électricité
- Lignes électriques virtuelles
- Évaluation dynamique des lignes électriques





SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE LA DEMANDE

Solution VI : Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour fournir des services au réseau

- Batteries « derrière le compteur »
- Recharge intelligente des véhicules électriques
- Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Blockchain
- Agrégateurs
- Intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés
- Services auxiliaires innovants
- Coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport

Solution VII : Gestion du côté de la demande

- Batteries « derrière le compteur »
- Recharge intelligente des véhicules électriques
- Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Énergie en tant que service
- Tarification dynamique
- Facturation nette
- Outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable

Solution VIII : Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal

- Mini-réseaux d'énergie renouvelable
- Batteries « derrière le compteur »
- Recharge intelligente des véhicules électriques
- Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Blockchain
- Échange d'électricité via réseau P2P
- Modèles de propriété communautaire
- Intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés

Solution IX : Optimiser l'exploitation du système de distribution avec les ressources énergétiques distribuées

- Internet des Objets
- Batteries « derrière le compteur »
- Recharge intelligente des véhicules électriques
- Intelligence artificielle et Big Data
- Agrégateurs
- Facturation nette
- Rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution
- Lignes électriques virtuelles

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DE STOCKAGE À L'ÉCHELLE DU SYSTÈME

Solution X : Solutions de batteries à l'échelle industrielle

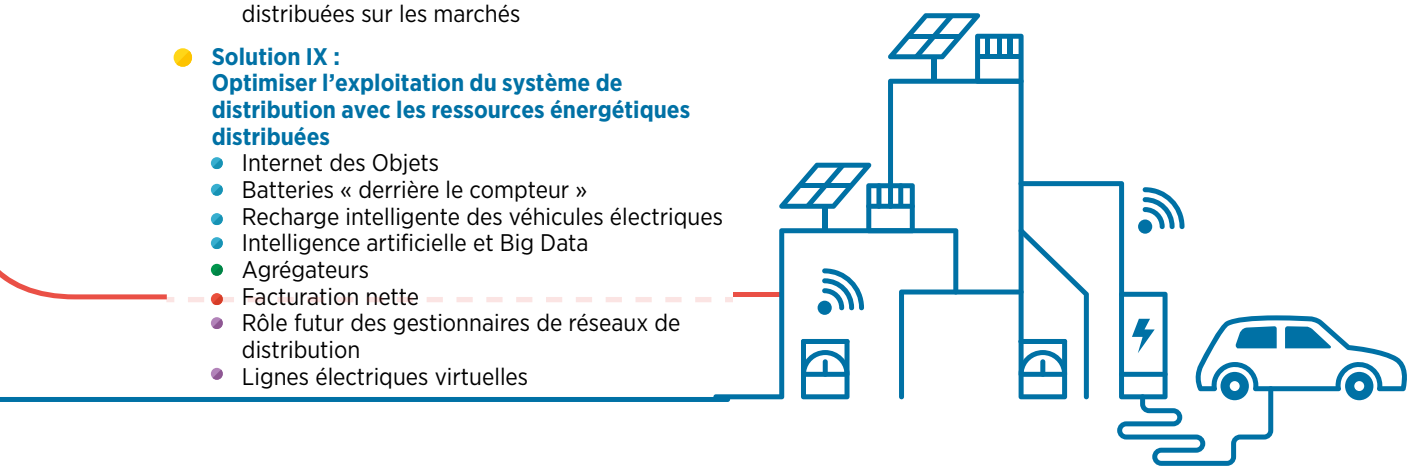
- Batteries à l'échelle industrielle
- Internet des Objets
- Intelligence artificielle et Big Data
- Agrégateurs
- Services auxiliaires innovants
- Augmentation de la granularité temporelle des marchés de l'électricité
- Augmentation de la granularité spatiale des marchés de l'électricité
- Réorganisation des marchés de capacité
- Ligne électrique virtuelle

Solution XI : Solutions « power -to-X »

- Conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène
- Conversion de l'électricité renouvelable en chaleur
- Intelligence artificielle et Big Data
- Services auxiliaires innovants
- Lignes électriques virtuelles



- Technologies génériques
- Modèles économiques
- Organisation du marché
- Exploitation du système
- Solutions



3

3.1 SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE L'OFFRE

Le problème de la variabilité et de l'intermittence sur l'équilibrage du réseau n'est pas une nouveauté dans l'exploitation du système électrique. Dans une certaine mesure, la demande a toujours été variable et intermittente, mais relativement facile à prévoir. Or, plus la part des ERV augmente, plus la variabilité et l'intermittence de la production des ERV deviennent fréquentes et significatives, ce qui pose des défis supplémentaires à l'exploitation d'un réseau. Les solutions suivantes permettent de résoudre ce problème du côté de l'offre :

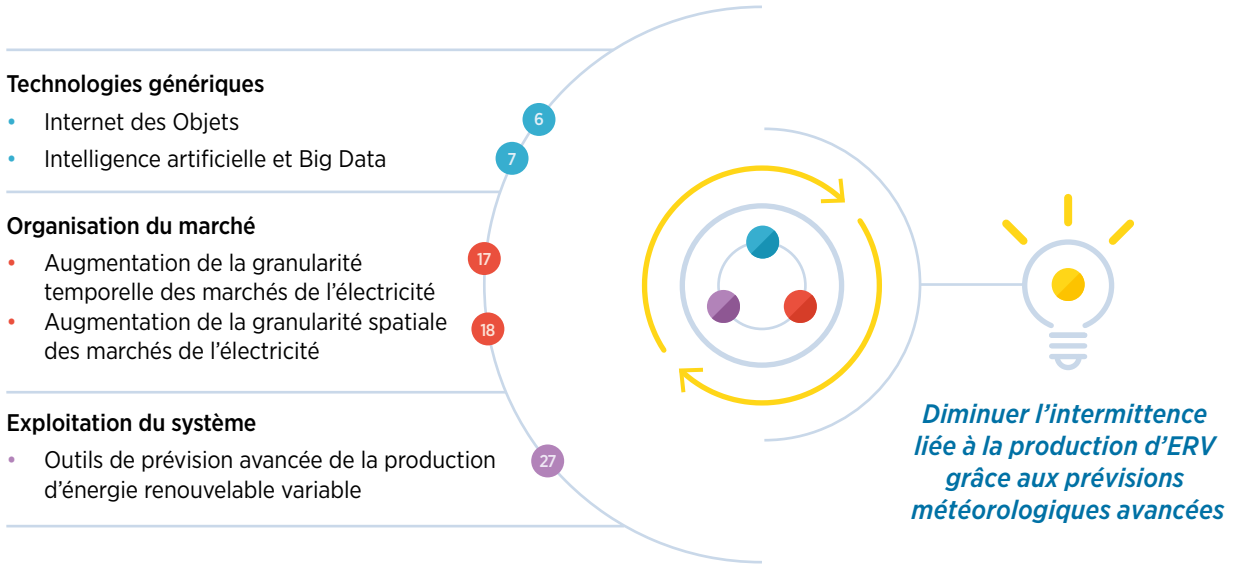
- **Minimiser l'intermittence de la production éolienne et solaire grâce aux prévisions météorologiques avancées.** Cette solution dépend de la méthodologie et de la technique employées. Les améliorations apportées par l'utilisation et la gestion du Big Data et de l'intelligence artificielle peuvent augmenter la précision des prévisions, et donc la fiabilité globale du système. (Solution I)
- **Encourager la production existante à adopter un comportement plus flexible**, par exemple par le pompage-turbinage à réponse rapide ou la production de gaz à taux de rampe rapide. Cela implique également de stimuler les centrales non flexibles afin qu'elles deviennent flexibles à travers des mises à niveau techniques. Cette solution se concentre sur l'innovation en matière de technologie et d'organisation du marché, qui peut avoir un impact significatif sur la flexibilité du système. (Solution II)



SOLUTION I

Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées

Figure 17 Synergies entre les innovations pour réduire l'intermittence de la production d'ERV grâce aux outils de prévision avancée



En ce qui concerne l'exploitation du système, il est crucial de compter sur une prévision efficace de la production des ERV pour pouvoir intégrer les ressources éoliennes et solaires dans le réseau, surtout à des niveaux de pénétration élevés. La prévision avancée, qui constitue l'un des outils les plus rentables mis à la disposition des gestionnaires de réseaux, contribue à réduire l'intermittence de la production d'ERV en aidant à planifier l'exploitation de façon à contrebalancer la variabilité. L'amélioration des prévisions n'efface pas le besoin d'agir, mais elle donne plus de temps pour planifier. La disponibilité de prévisions précises peut contribuer à améliorer l'unit commitment et le dispatching de manière efficace, ainsi qu'à atténuer les problèmes de fiabilité, réduisant ainsi les réserves d'exploitation dont le système a besoin. Elle permet également d'employer les ERV pour fournir des services au système, comme des réserves d'exploitation. Par exemple, en changeant le pas d'une éolienne, il est possible d'alimenter une réserve en amont ou en aval. Lorsqu'il est possible d'obtenir des services système à partir des ERV, le réseau électrique peut en intégrer davantage (IRENA, IEA et REN21, 2018).

Des prévisions météorologiques de haute qualité permettent d'anticiper précisément la production sur un intervalle de deux à six heures, ce qui améliore considérablement la fiabilité du système électrique. Aujourd'hui, les erreurs de prévision varient généralement entre 3 et 6 % de la capacité nominale une heure à l'avance, et entre 6 et 8 % un jour à l'avance sur une base régionale (par rapport à une seule centrale). En comparaison, les erreurs de prévision de charge varient généralement de 1 à 3 % un jour à l'avance (Lew *et al.*, 2011). Même de légères améliorations dans les prévisions de production peuvent se traduire par de grands bénéfices opérationnels et économiques. *(Innovation clé : outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable)*

Grâce aux technologies génériques, les modèles avancés de prévisions météorologiques prennent désormais en compte les paramètres spécifiques de chaque site et les données en temps réel collectées par des dispositifs météorologiques avancés. La considérable puissance de traitement qu'offrent les TIC d'aujourd'hui, comme l'informatique en nuage, les modèles mathématiques améliorés (produisant des prévisions sur 15 minutes au lieu d'une heure) et l'intelligence artificielle, associée aux données Big Data issues des modèles météorologiques et des valeurs de production passées, pourrait permettre d'améliorer la précision et la distribution spatiale des prévisions de production d'ERV. D'autres modèles de prévisions météorologiques utilisent

également une technologie d'imagerie nuageuse avancée, des caméras orientées vers le ciel pour suivre les mouvements des nuages, et des capteurs (installés sur les éoliennes) pour surveiller la vitesse, la température et la direction du vent. *(Innovations clés : intelligence artificielle et Big Data ; Internet des Objets)*

Un exemple réussi est EWeLiNE, un logiciel basé sur l'apprentissage automatique utilisé en Allemagne. Il utilise l'intelligence artificielle et les données provenant des capteurs solaires, des capteurs d'éoliennes et des prévisions météorologiques pour prévoir la production d'énergie. De cette manière, il contribue à la minimisation des pertes dues à une production excédentaire et de l'intermittence des énergies renouvelables intégrées au système. Un autre exemple est Utopus Insights, une entreprise implantée à New York et en Inde qui a pour vocation d'améliorer les prévisions à l'attention des réseaux électriques. Elle utilise l'apprentissage automatique pour répondre à l'augmentation de la part des énergies renouvelables, qui pose un véritable défi pour ce qui est de l'équilibrage de l'offre et de la demande. En plus de prévoir et de gérer les pointes de charge, le logiciel Utopus Insights permet d'anticiper les épisodes de gel qui peuvent dégrader les lignes électriques, paralyser les panneaux solaires et provoquer des émissions sonores désagréables au niveau des éoliennes (Polhamus, 2017).

- **L'organisation du marché** aura besoin de s'adapter afin de mieux tirer parti des avantages d'une amélioration des prévisions. L'amélioration des prévisions météorologiques permet de mettre à jour plus fréquemment les programmes prévisionnels en matière de commitment, dispatching et transport. Il en résulte un meilleur programme prévisionnel pour le système et une réduction des besoins en réserves d'exploitation coûteuses. Une prévision précise de la production solaire et éolienne peut donner aux producteurs conventionnels suffisamment de temps pour faire monter en puissance ou ralentir la production, et ainsi réduire les émissions et équilibrer le système de façon rentable.

L'augmentation de la granularité temporelle et spatiale sur le marché de gros aide à tirer parti des prévisions météorologiques avancées pour la production d'ERV sur le marché et le programme prévisionnel du dispatching. ERCOT, au Texas, a réduit les intervalles de dispatching de 15 à 5 minutes, ce qui permet de modifier les programmes prévisionnels de production jusqu'à 10 minutes avant le dispatching réel. Cette modification de la règle permet de minimiser les erreurs de prévision et de réduire l'effacement de consommation d'énergie éolienne grâce à une meilleure précision des prévisions (Bridge to India, 2017). *(Innovations clés : Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros ; Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros)*



88 % → 94 %
de PRÉCISION pour les prévisions de production d'énergie renouvelable



30 %
d'AMÉLIORATION dans la précision des prévisions du rayonnement solaire

Impact d'une meilleure prévision grâce aux technologies numériques :

- **L'intelligence artificielle peut améliorer les prévisions de production d'énergie renouvelable de 88 à 94 %.**

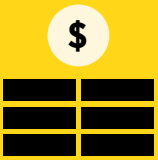
Lorsqu'elles sont appliquées aux informations météorologiques et aux données relatives au productible des centrales électriques, les technologies numériques comme les algorithmes d'apprentissage automatique sont à même d'améliorer la précision des prévisions de production d'énergie renouvelable jusqu'à 94 %, alors qu'elle se situe à environ 88 % dans le secteur. La plupart de ces systèmes sont en phase pilote. De plus, la rénovation des systèmes numériques peut améliorer l'intégration des ERV en permettant aux données opérationnelles d'être mises directement à la disposition des gestionnaires (BENF, 2017).

- **30 % d'amélioration dans la précision des prévisions du rayonnement solaire grâce à l'intelligence artificielle.**

En 2015, un projet entre IBM et une équipe de partenaires, développé à travers l'initiative SunShot du Département américain de l'énergie, a été en mesure de montrer une amélioration de la précision de 30 % sur les prévisions du rayonnement solaire, grâce à la construction d'un meilleur modèle de prévision basé sur une technologie d'apprentissage automatique profond. Le modèle météorologique combiné à la technologie de prévision de la production d'énergie renouvelable par apprentissage automatique, nommé Watt-Sun, a collecté de grands volumes de données historiques et des mesures en temps réel issues de stations météorologiques locales, réseaux de capteurs, satellites et caméras orientées vers le ciel (NREL, 2015a).



10 %
de RÉDUCTION de l'effacement de la production éolienne



60
MILLIONS D'USD
d'ÉCONOMIES grâce à une amélioration de 37 % des prévisions de production éolienne



JUSQU'À 146
MILLIONS D'USD
d'ÉCONOMIES grâce à une amélioration de 50 % des prévisions de production éolienne à court terme

Impact sur l'effacement des ERV :

- **Une réduction de 10 % de l'effacement de l'énergie éolienne à partir d'une installation hybride solaire-éolienne de 670 MW permet d'approvisionner quelque 14 000 foyers.**

IBM a créé la solution Hybrid Renewable Energy Forecasting (HyRef) pour le réseau chinois Jibei Electricity Power Company Limited. Son objectif : effectuer une analyse de données avancée et améliorer les prévisions de la production éolienne pour une installation hybride solaire-éolienne de 670 MW. HyRef utilise des capacités de modélisation météorologique, une technologie avancée d'imagerie nuageuse et des caméras orientées vers le ciel pour suivre les mouvements des nuages, ainsi que des capteurs installés sur les éoliennes, des prévisions météorologiques et des images de nuages pour prévoir les productibles énergétiques sur des périodes allant de 15 minutes à un mois à l'avance. La technologie a contribué à une meilleure intégration de l'énergie renouvelable dans le réseau grâce à une réduction de 10 % de l'effacement de l'énergie éolienne. Cette énergie supplémentaire peut approvisionner de l'ordre de 14 000 foyers (NREL, 2013).

Impact sur les coûts :

- **60 millions USD d'économies entre 2009 et 2016 pour un investissement de 3,8 millions USD qui a permis d'améliorer les prévisions de la production éolienne de 37,1 % dans le Colorado, aux États-Unis.**

Le réseau public du Colorado, Xcel Energy, a calculé que l'amélioration de 37,1 % des prévisions de production éolienne a permis à ses clients d'économiser 60 millions USD entre 2009 et 2016. Les prévisions reposaient auparavant sur des mesures au niveau du sol, alors que la hauteur moyenne du moyeu d'une éolienne est de 80 à 100 m. De plus, certaines stations de mesure se trouvaient à environ 50 km des éoliennes. Les prévisions ont pu être améliorées en déployant un système de prévision du vent à l'avant-garde de la technologie, spécifique de chaque parc et fournissant des vitesses de vent à hauteur du moyeu mises à jour toutes les 15 minutes. Chaque année, sa production éolienne évite environ 11,7 millions de tonnes d'émissions de dioxyde de carbone (Baskin, 2016 ; RAL, 2014).

- **Entre environ 5 millions USD et 146 millions USD d'économies annuelles (en réserve de capacité, réserve de régulation de fréquence et coûts de production) grâce à une meilleure prévision de la production éolienne à court terme en Californie.**

Une étude réalisée pour le gestionnaire indépendant de réseau californien CAISO (California Independent System Operator) montre qu'une amélioration des prévisions éoliennes à court terme sur le marché de CAISO peut se traduire par des économies annuelles totales (réserve de capacité, réserve de régulation de fréquence et coûts de production) de 5 à 146 millions USD suivant les différents scénarios possibles (NREL, 2015b). La capacité éolienne totale disponible attendue est de 7 299 MW dans un scénario de vent faible, et 11 109 MW dans un scénario de vent fort. La variabilité temporelle de la vitesse du vent détermine le niveau de pénétration instantané et l'influence de la précision des prévisions sur le dispatching réel de la production.

Scénario de vent	Amélioration des prévisions	Économies annuelles (millions USD)
Faible	10 %	5 050
Fort		25 100
Faible	25 %	14 800
Fort		62 900
Faible	50 %	34 700
Fort		146 000

Source : NREL, 2015

3

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

L'Allemagne utilise les prévisions météorologiques avancées pour atteindre sa cible en matière d'énergies renouvelables

Depuis 2012, le Deutscher Wetterdienst (Service météorologique allemand) s'efforce d'optimiser ses prévisions météorologiques au service des applications d'énergie renouvelable, dans le cadre de deux projets de recherche, EWeLiNE et ORKA, financés par le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi). À la vue des résultats positifs obtenus par le projet ORKA en décembre 2015, cette coopération a été renouvelée dans le cadre d'un nouveau projet, ORKA2, mis en œuvre dès janvier 2016 et dont le champ de travail a été élargi à la prévision de la capacité de transport de courant des lignes électriques.

Dans le cadre du projet EWeLiNE, le Service météorologique allemand et l'Institut Fraunhofer pour la technologie de l'énergie éolienne et des systèmes énergétiques collaborent avec les trois gestionnaires de réseaux de transport allemands : Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH et 50 Hertz Transmission GmbH. Leur objectif : améliorer les prévisions météorologiques et de production des éoliennes et centrales solaires photovoltaïques, et développer de nouveaux produits de prévision tout particulièrement axés sur la stabilité du réseau. EWeLiNE collecte les données en temps réel des panneaux solaires et des éoliennes de toute l'Allemagne et les injecte dans un algorithme qui utilise l'apprentissage automatique pour calculer la production d'énergie renouvelable sur les 48 heures à venir. Les chercheurs comparent ensuite les données réelles avec les prévisions d'EWeLiNE pour affiner l'algorithme et améliorer sa précision.

PerduS, autre projet de recherche financé par le BMWI et lancé en mars 2016, s'intéresse aux poussières de sable sahariennes et à l'amélioration des prévisions météorologiques et de la production photovoltaïque sous de telles conditions, contribuant ainsi à l'intégration d'une part croissante d'énergie renouvelable dans le mix allemand (DWD, 2018). Par exemple, le 5 avril 2014, une grosse erreur de prévision de la production photovoltaïque à l'échelle de l'Allemagne s'est produite un jour à l'avance de l'ordre de 10 GW. Ce jour-ci et les jours précédents, des poussières sahariennes avaient été transportées jusqu'en Allemagne.

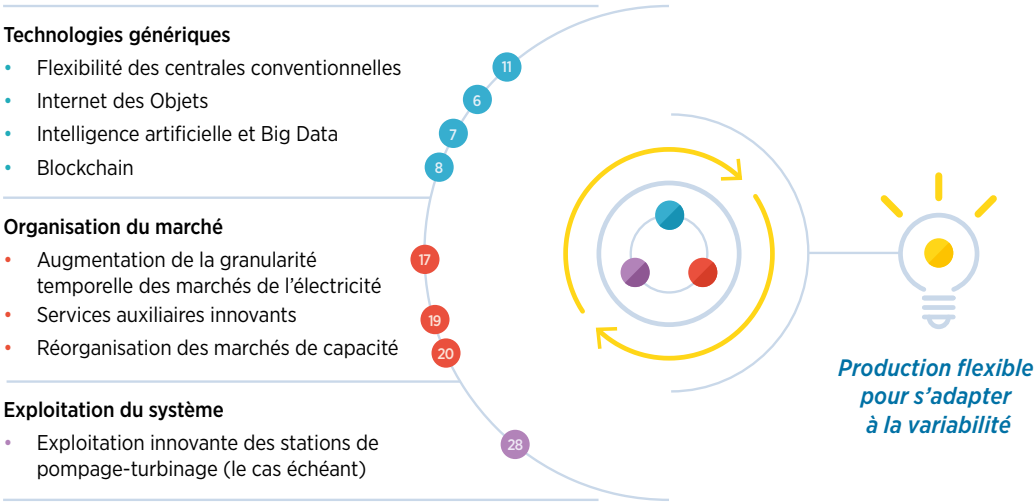
TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE LA DIMINUTION DE L'INTERMITTENCE LIÉE AUX ERV GRÂCE AUX PRÉVISIONS MÉTÉOROLOGIQUES AVANCÉES

Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques minutes à plusieurs semaines			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures				
Besoin de modifier le cadre réglementaire				
	la réglementation peut encourager cette solution, par ex. donner aux ERV la responsabilité de l'équilibre pour améliorer leurs prévisions			
Besoin de modifier le rôle des acteurs				
Autres défis	• disponibilité des données météorologiques historiques pour les petits acteurs			

SOLUTION II

Production flexible pour s'adapter à la variabilité

Figure 18 Synergies entre les innovations pour une production plus flexible



En ce qui concerne l'exploitation du système électrique, les ressources du côté de l'offre caractérisées par un taux de rampe rapide, une activation à court terme et un temps de réaction court peuvent apporter une grande flexibilité au réseau. Généralement, les centrales hydroélectriques et au gaz offrent des taux de rampe et des temps de réaction rapides. Les centrales hydroélectriques ont la capacité de réagir instantanément, à coût nul. Pour les centrales au gaz, le coût de la flexibilité augmente avec la pente et la longueur de la rampe. Elles sont par ailleurs fortement exposées au coût du combustible, surtout dans le cas des marchés tributaires des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Les centrales de pompage-turbinage peuvent apporter une grande flexibilité, aussi bien du côté de l'offre (électricité complémentaire selon les besoins) que de la demande (pompage pour remplir les réservoirs en période d'offre excédentaire). *(Innovation clé : exploitation innovante des stations de pompage-turbinage)*

Du côté de la technologie, avec des améliorations techniques, les technologies de production normalement inflexibles peuvent également contribuer à la flexibilité du système (Jacobs *et al.*, 2016). Au niveau de la centrale, la flexibilité opérationnelle se distingue par trois caractéristiques principales : l'intervalle global de fonctionnement (taux de variation, compris entre la charge minimale et maximale) ; la vitesse à laquelle l'injection de puissance nette peut être ajustée (taux de rampe) ; et le temps nécessaire pour atteindre un fonctionnement stable en cas de démarrage à l'arrêt (temps de démarrage) (Agora Energiewende, 2017). Des recherches ont montré que les centrales au charbon, bien que considérées comme relativement peu flexibles, peuvent en réalité fournir une production flexible, à condition de mettre en œuvre les mises à niveau techniques et opérationnelles nécessaires (Cochran *et al.*, 2013) et d'encourager ou contraindre le propriétaire à fonctionner à un taux moyen d'utilisation de capacité bien inférieur au taux de conception optimal de 70 à 85 %. L'Inde et l'Australie envisagent toutes deux de rénover les parcs existants pour s'adapter à des taux d'utilisation plus faibles et à une gestion plus souple du taux de rampe. *(Innovation clé : flexibilité des centrales conventionnelles)*

Pour ce qui est de l'organisation du marché, pour pouvoir encourager les centrales à fonctionner comme des charges d'équilibrage plutôt que comme des charges de base, de nouvelles sources de revenus devront être créées pour compenser la mise en œuvre des changements nécessaires par les gestionnaires et les coûts supplémentaires pour l'exploitation de la centrale. Par exemple, pour qu'une centrale au charbon passe d'une charge de base à une charge d'équilibrage, son gestionnaire devra être capable d'investir dans de nouveaux équipements, et

de faire face à des facteurs de charge annuels inférieurs, ainsi qu'à des arrêts forcés plus fréquents. Des régulations de marché innovantes doivent être conçues pour rétribuer les gestionnaires de façon adéquate et les inciter à faire fonctionner ces centrales à des fins d'équilibrage, sans perte de bénéfices.

Un moyen d'y parvenir consiste à augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros de l'énergie. Cela reflète mieux les conditions à un moment donné et assure la rétribution de l'efficacité de la réponse des producteurs existants. L'échange de produits ou de contrats sur des intervalles plus courts, ainsi que le plus près possible du temps réel, permet de prendre intrinsèquement en compte dans le prix la valeur de la flexibilité, et de créer ainsi de la valeur pour les sources flexibles qui sont capables de répondre facilement, en temps quasi réel, par une montée en puissance ou un ralentissement. Plus les prix reflètent les conditions de l'offre et de la demande à court terme, meilleurs sont les signaux-prix envoyés aux producteurs, lesquels peuvent rapidement ajuster leur production aux besoins du réseau. La hausse des parts de production d'énergie éolienne et solaire entraînera une augmentation du volume nécessaire d'échanges infra-journaliers et du besoin d'ajuster les programmes prévisionnels de production aux prévisions les plus récentes. Pour cela, les délais du marché (à savoir la période de règlement et les fermetures de guichet) doivent s'adapter pour exploiter pleinement le potentiel des sources d'énergie renouvelable et la flexibilité des autres producteurs existants dans le système, afin de contrebalancer la production d'ERV.

Le jour de la livraison, lorsque les marchés infra-journaliers sont en place, les participants doivent présenter leurs soumissions pour l'offre et la demande dans n'importe quel intervalle d'échange donné, également dénommé « période de règlement » (en anglais « settlement period »). Les acteurs du marché peuvent échanger jusqu'à un certain point avant la période de règlement, qui s'appelle la fermeture du guichet (en anglais, « gate closure »). Un exemple de faible granularité temporelle est l'Allemagne, où le guichet se ferme entre 5 et 30 minutes avant le début de la livraison physique, pour une période de règlement de 15 minutes (EPEX SPOT, 2019), tandis qu'en Angleterre, le guichet se ferme 16 à 19 minutes avant une période de règlement de 30 minutes (IEEFA, 2018). Une fermeture de guichet plus étroite réduit les erreurs de prévision de la production d'énergie renouvelable et minimise le volume de production des réserves qui doivent être constituées, à un coût élevé, pour répondre à la variabilité non prévue. *(Innovation clé : Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros)*

En temps réel, les gestionnaires de réseaux utilisent des réserves primaires, secondaires ou tertiaires pour gérer l'écart en temps réel entre la demande et l'offre prévues. Ces produits de services auxiliaires ont besoin d'être adaptés pour améliorer la flexibilité du système, encourager la rapidité de réponse et le taux de rampe, et rétribuer chaque service en conséquence. Par exemple, PJM Interconnection, un gestionnaire de réseau de transport aux États-Unis, a développé plusieurs produits de régulation de la fréquence pour les ressources conventionnelles les plus lentes, ainsi que pour les ressources de stockage sur batterie les plus rapides. En outre, le fait d'ouvrir le marché à tous les nouveaux producteurs, y compris aux petits acteurs et aux ressources énergétiques distribuées, et de les responsabiliser vis-à-vis de l'équilibrage du réseau pourrait améliorer la flexibilité du système. La tarification marginale de l'équilibre énergétique et la suppression du plafonnement permettront aux prix de refléter la valeur réelle de l'électricité. Cela apportera également les incitations requises pour pouvoir investir dans la flexibilité et la fourniture de services d'équilibrage d'énergie et de réserve. *(Innovation clé : services auxiliaires innovants)*

En utilisant des mécanismes de marché de capacité, une capacité complémentaire fiable et suffisante peut être assurée si 1) ces mécanismes de capacité sont conçus de manière à permettre la participation équitable de tous les fournisseurs de services de flexibilité, notamment la réponse du côté de la demande, les interconnecteurs et les gestionnaires de stockage, et 2) ces mécanismes sont conçus pour répondre à des problèmes d'adéquation réels et identifiés. Cependant, dans la perspective d'un futur système comprenant une part élevée d'ERV, la flexibilité est nécessaire en raison de la variabilité introduite par ces sources renouvelables. En introduisant des exigences de flexibilité dans les produits du marché de capacité, il est possible d'encourager les investissements au niveau des centrales. *(Innovation clé : réorganisation des marchés de capacité)*

- Un système dans lequel l'énergie est échangée plus rapidement, plus proche du temps réel et selon des incréments plus courts, est plus difficile à gérer, et demande un plus grand degré d'automatisation. **Les technologies génériques**, comme les systèmes numériques, peuvent superviser les producteurs à distance et envoyer de simples instructions et corrections automatiques aux gestionnaires. La publication des données des producteurs et des bourses de l'électricité peut répondre aux attentes des gestionnaires de réseaux en leur permettant de prendre de meilleures décisions en matière d'approvisionnement en énergie et en services. Les

progrès en matière de TIC et les centres de contrôle avancés ouvriront des possibilités et pourront potentiellement changer la façon dont les systèmes énergétiques sont exploités, en offrant une plus grande flexibilité au système.

Encore récemment, l'installation d'un nombre suffisant de capteurs, la transmission de données à haute fréquence, le stockage de grands volumes de données, la réalisation d'analyses de données intelligentes et l'ajustement du processus pour optimiser les performances étaient coûteux. Ces contraintes disparaissent au fur et à mesure que les technologies numériques déclenchent une « pleine numérisation » du processus. Le réseau devient intelligent et flexible, capable de gérer la variabilité et l'intermittence. Au niveau de l'exploitation, l'Internet des Objets peut augmenter la flexibilité de production en abaissant le facteur de charge minimal et en augmentant le taux de rampe. *(Innovations clés : intelligence artificielle et Big Data ; Internet des Objets)*



Impact de l'augmentation de la granularité temporelle sur les marchés de gros :

- **Aux États-Unis, les coûts d'intégration sont d'autant plus faibles que le dispatching est plus rapide : 0 USD/MWh à 4,40 USD/MWh dans les zones à dispatching en cinq minutes, contre 7 USD/MWh à 8 USD/MWh dans les zones à dispatching horaire.**

Le dispatching en cinq minutes est actuellement la norme pour les gestionnaires de réseaux indépendants aux États-Unis, qui desservent plus des deux tiers de la charge nationale. Plus le dispatching est rapide, plus les niveaux de production peuvent s'aligner sur la charge, ce qui réduit le besoin de constituer des réserves de régulation plus coûteuses. Un programme prévisionnel de cinq minutes a été adopté, non pas pour permettre l'intégration de la production d'énergie renouvelable, mais parce que cela réduit les coûts d'exploitation du réseau électrique. Le programme prévisionnel de cinq minutes a contribué à réduire les exigences de régulation à moins de 1 % de la charge journalière de pointe. Les coûts d'intégration se sont avérés plus faibles dans les zones où le dispatching était plus rapide. Par exemple, les coûts d'intégration ont oscillé entre 0 USD/MWh et 4,40 USD/MWh dans les zones à dispatching en cinq minutes, et entre 7 USD/MWh et 8 USD/MWh dans celles à dispatching horaire (WGA, 2012).

- **L'augmentation de 15 minutes des appels aux enchères infra-journaliers a amélioré le rendement du marché infra-journalier de l'électricité en Allemagne, et contribue à définir un signal-prix clair. La modernisation des centrales au charbon a favorisé l'amélioration de la flexibilité et la part de la production renouvelable.**

En décembre 2014, EPEX a lancé un appel aux enchères intra-journalières de 15 minutes supplémentaires à 15 h la veille (J-1), ce qui a permis d'optimiser les contraintes liées au produit horaire sur les marchés journalier et infra-journalier. Il s'agit d'une enchère à prix uniforme sur les 96 quarts d'heure pour le lendemain. Celle-ci a augmenté le rendement du marché infra-journalier de l'électricité en Allemagne, et contribué à définir un signal-prix clair. La variation du prix a également diminué depuis la mise en place d'appels aux enchères infra-journaliers de 15 minutes (EPEX SPOT, n.d.). Les centrales au charbon ajustent leur production sur une base de 15 minutes pour participer au marché infra-journalier. Les mises à niveau de la centrale de Weisweiler ont permis de réduire la charge minimale de 170 MW et 110 MW dans deux unités de production, et d'augmenter le taux de rampe de 10 MW/minute. La rénovation de la centrale au charbon de Bexbach a permis de réduire la charge minimale de 170 à 90 MW. Ces rénovations, associées à une exploitation flexible des centrales, entraînent une augmentation des coûts d'exploitation et de maintenance. Néanmoins, ces derniers sont faibles par rapport aux économies de carburant rendues possibles par le renforcement de la part de la production renouvelable dans le réseau (Agora Energiewende, 2017).

- **Le besoin d'équilibrage diminue de plusieurs centaines de GWh par an lorsque la fermeture du guichet est réduite de 75 à 15 minutes avant la livraison.**

En Allemagne, par exemple, Amprion, le gestionnaire du réseau de transport de RWE, a révélé dans la documentation fournie à l'organisme de réglementation de l'énergie que si la période de 75 minutes pouvait être réduite à seulement 15 minutes avant la livraison, le besoin d'équilibrage dans sa seule zone pourrait diminuer de plusieurs centaines de GWh par an.

3



Impact des innovations sur le marché des services auxiliaires :

- **National Grid, le gestionnaire du réseau de transport au Royaume-Uni, pourrait économiser 262 millions USD en introduisant un nouveau produit de services auxiliaires.**

Les gestionnaires de réseaux doivent faire face à une volatilité croissante avec l'augmentation de la part des énergies éolienne et solaire. Le déploiement d'une réponse en fréquence améliorée en moins d'une seconde au Royaume-Uni devrait permettre à National Grid de mieux contrôler les écarts de fréquence, ce qui se traduirait par une réduction potentielle des coûts de 200 millions GBP (262 millions USD) (KPMG, 2016).

- **Le fait de permettre aux producteurs d'énergie renouvelable, aux systèmes de stockage sur batterie et aux charges industrielles de fournir des services auxiliaires pourrait représenter une économie de 70 % sur les coûts d'approvisionnement pour les gestionnaires de réseaux de transport, et une augmentation de 200 % de la capacité installée en ERV.**

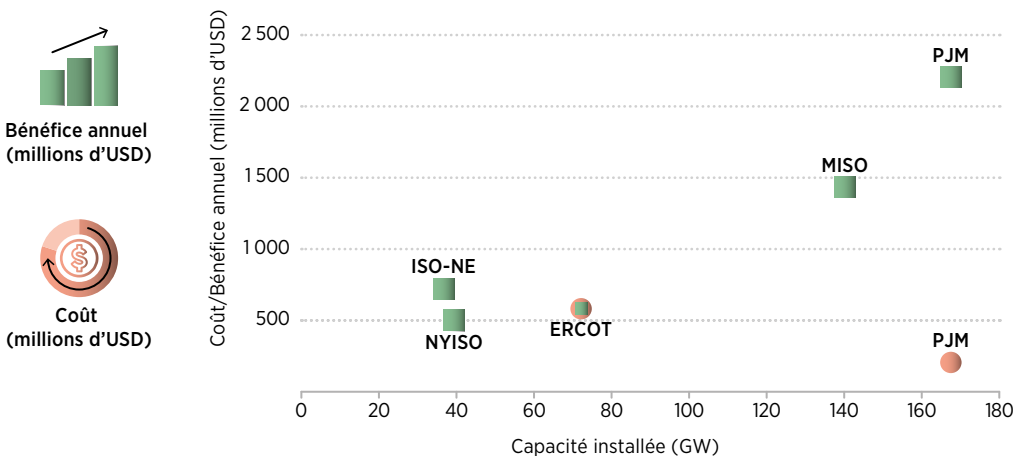
En Allemagne, dès 2009, non seulement les producteurs conventionnels, mais aussi les producteurs d'énergies renouvelables, les systèmes de stockage sur batterie et les charges industrielles ont également été autorisés à participer aux marchés d'équilibrage. De 2009 à 2015, la taille du marché d'équilibrage (en GW) a reculé de 20 %, les coûts des services auxiliaires pour les gestionnaires de réseaux de transport ont diminué de 70 %, alors que sur la même période, la stabilité du système s'est renforcée et la capacité installée des ERV s'est accrue de 200 %. Cela indique qu'en permettant aux autres ressources d'énergie de participer aux marchés des services auxiliaires, il est possible de contribuer à renforcer la stabilité du système tout en réduisant les coûts (Wang, 2017).

Impact des prix zonaux ou nodaux :

- **Aux États-Unis, plusieurs gestionnaires de réseaux indépendants ont récupéré les investissements réalisés dans la transition vers un système de tarification nodal en l'espace d'un an.**

Le système de tarification nodale mis en œuvre aux États-Unis s'est traduit par une gestion améliorée de la congestion, un renforcement de la fiabilité du réseau, ainsi que de l'accès et de la concurrence sur le marché de détail, une réduction des coûts de transition, une meilleure planification et une meilleure coordination avec les organismes de réglementation (Eto *et al.*, 2005). Comme le montre la Figure 19, plusieurs gestionnaires de réseaux indépendants ont récupéré les investissements réalisés dans la transition vers un système de tarification nodal en l'espace d'un an.

Figure 19. Coûts et avantages d'une tarification nodale



ISO-NE = Independent System Operator – New England ; NYISO = New York Independent System Operator ; ERCOT = Electric Reliability Council of Texas ; MISO = Midcontinent Independent System Operator ; PJM = Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection.

Source : Neuhoff et Boyd, 2011.



8 %
d'AUGMENTATION de la production d'ER grâce à la numérisation



25 %
DE RÉDUCTION DE L'EFFACEMENT grâce à la numérisation



10 %
de RÉDUCTION DES COÛTS d'exploitation et de maintenance grâce à la numérisation

Impact de la numérisation sur le marché de gros :

- **La mise en œuvre de systèmes numériques et l'analyse de données ont entraîné une augmentation de 8 % de la production d'énergie renouvelable, une diminution de 25 % de l'effacement et une réduction de 10 % des coûts d'exploitation et de maintenance.**

General Electric estime que la mise en œuvre de systèmes numériques et d'analyse de données peut entraîner une réduction de 10 % des coûts d'exploitation et de maintenance des systèmes d'énergie renouvelable, une augmentation de 8 % de la production et une diminution de 25 % de l'effacement (Neuhoff and Boyd, 2011).

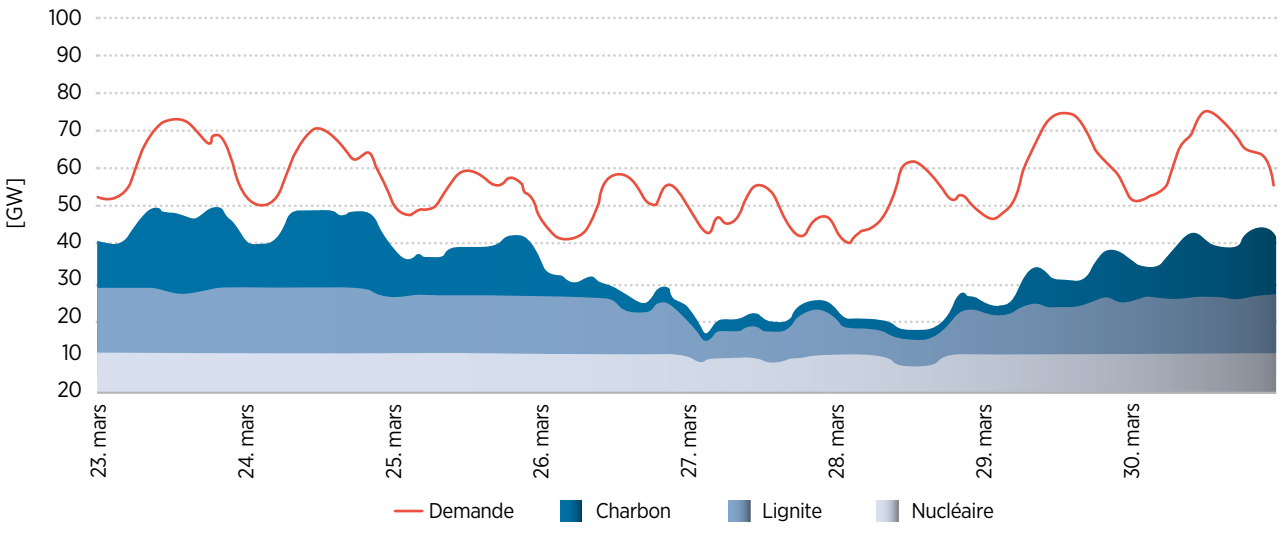
SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Flexibilité accrue des centrales au charbon et organisation du marché en Allemagne

Les gestionnaires des centrales au charbon peuvent techniquement apporter bien plus de flexibilité que ce qui est souvent imaginé. Dans des pays comme l'Allemagne et le Danemark, les mesures de rénovation ciblées mises en œuvre dans des centrales existantes ont grandement amélioré leur flexibilité technique. Plus encore, des incitations effectives ont été introduites sur les marchés (y compris les marchés infra-journaliers de l'électricité) pour rétribuer l'apport de flexibilité. Ces mesures ont permis d'intégrer la production d'énergie renouvelable plus facilement et d'une façon plus rentable, et donc de limiter le gaspillage lié à l'effacement de la consommation.

Les centrales au charbon les plus avancées peuvent fonctionner à des charges minimales de 25 à 40 % de la charge nominale. Les centrales au lignite les plus avancées peuvent quant à elle atteindre des charges minimales de 35 à 50 % de la charge nominale. En revanche, les centrales construites il y a 10 à 20 ans dans les pays industrialisés avaient des niveaux de charge minimale compris entre 40 % (charbon) et 60 % (lignite). La rénovation peut réduire encore davantage les charges minimales. En Allemagne, par exemple, des niveaux de charge minimale de 12 % ont été atteints (Agora Energiewende, 2017). La Figure 20 illustre la façon dont les centrales au charbon, et dans une moindre mesure celles au lignite, fournissent déjà une flexibilité opérationnelle significative en Allemagne, en ajustant leur production à la variation de l'offre et de la demande d'énergie renouvelable.

Figure 20 Production d'énergie par les centrales nucléaires et centrales thermiques au charbon et au lignite, et demande en Allemagne, du 23 au 30 mars 2016



Source : Agora Energiewende, 2017.

La faisabilité et la rentabilité des mesures de rénovation en faveur de la flexibilité varient au cas par cas en fonction des caractéristiques de chaque centrale et de la conjoncture du marché (par ex., l'ancienneté de la centrale, la part de marché des énergies renouvelables, l'organisation générale du marché, les options de rétribution de la flexibilité). Il a néanmoins été constaté que la rénovation en faveur de la flexibilité peut être rentable en Allemagne, à condition que le marché soit correctement organisé pour rétribuer cette flexibilité. L'introduction de marchés de l'électricité à court terme et l'ajustement des mécanismes d'équilibrage de l'énergie sont des mesures importantes pour rétribuer la flexibilité. L'introduction d'un marché infra-journaliser 15 minutes a encouragé la rénovation de centrales au charbon.

En Allemagne, certains gestionnaires poussent délibérément à la flexibilité, même si cela réduit la durée de vie des centrales. Cela est dû en partie à la tendance de la politique énergétique vers la décarbonisation sur les prochaines décennies. Et cela explique également que la flexibilité des centrales allemandes est relativement plus élevée que celle d'autres pays.

Dans les systèmes à forte proportion d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, les centrales conventionnelles doivent alimenter la charge qui n'est pas couverte par les énergies renouvelables variables, c'est-à-dire la courbe de charge résiduelle. Il faut donc flexibiliser beaucoup plus l'exploitation de ces centrales, et adapter l'organisation du marché. Le besoin de flexibilité et les défis auxquels sont confrontées les centrales conventionnelles en Allemagne sont illustrés à la Figure 21.

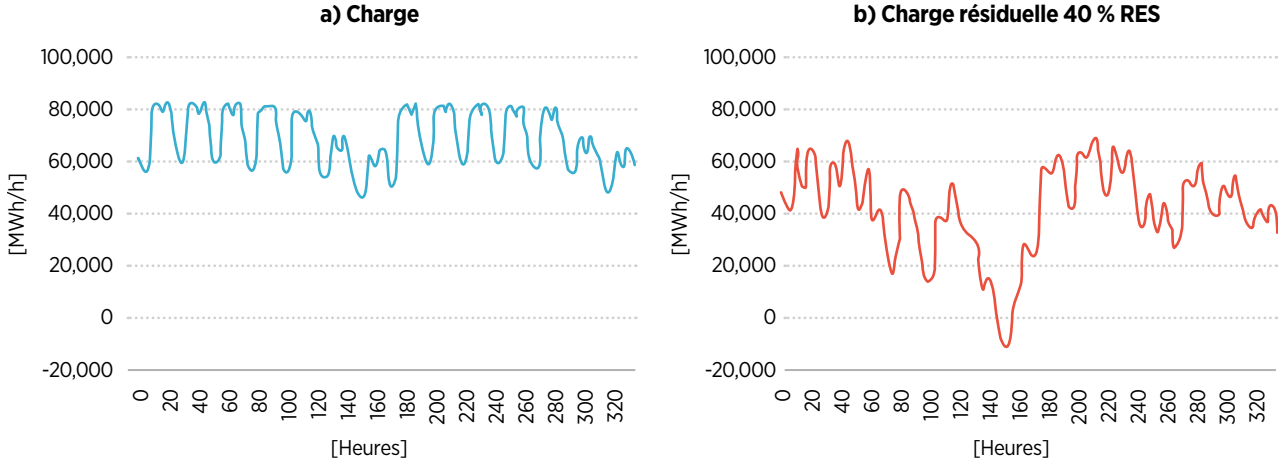
Organisation du marché et fournisseurs de flexibilité au Danemark

Au Danemark, le développement du marché de l'électricité constitue le fondement de l'intégration des ERV. Il permet un meilleur équilibrage des ERV sur une large zone de marché en favorisant l'augmentation de la flexibilité des centrales thermiques, et par la mise en place d'un couplage entre marché dynamique et de proximité.

Le Danemark fait partie du marché nordique de l'électricité depuis 2000. Le mix de production danois se compose de sources éoliennes et thermiques, le parc des centrales thermiques étant presque exclusivement dédié à la production combinée de chaleur et d'électricité. Avec l'augmentation des ERV, les centrales PCCE ont cessé de constituer la principale charge de base du système électrique pour devenir une source essentielle de flexibilité.

Le taux de rampe par défaut d'une centrale thermique conçue pour fournir une quantité continue d'énergie est généralement égal à 1 % du productible énergétique maximal par minute. Les centrales thermiques danoises sont construites ou rénovées pour fournir un taux de rampe moyen de 4 % par minute, en réponse à la demande de flexibilité du parc de production, exprimée par les fluctuations des prix de l'électricité tout au long de la journée. L'amélioration des taux de rampe permet à la centrale d'augmenter ou de réduire plus rapidement sa participation au marché et de suivre la volatilité des prix de l'électricité. De même, la charge minimale de certaines centrales thermiques danoises est très faible, de l'ordre de 15 %, au lieu de 30 à 40 % pour

Figure 21 Besoins de flexibilité en Allemagne. Exemple de courbes de charge sur deux semaines d'hiver en Allemagne



Source : Agora Energiewende, 2017.

la charge standard d'une centrale non optimisée (Energinet, 2018).

Un certain nombre de problèmes liés à l'organisation du marché ont une influence sur la flexibilité. Certaines des caractéristiques principales de l'organisation du marché nordique sont mentionnées à la Figure 22.

L'un des avantages d'une très faible charge minimale dans les centrales thermiques est qu'elles peuvent participer au marché journalier avec cette charge minimale, par exemple de 20 %, puis participer aux marchés infra-journaliers et marchés d'équilibrage avec le reste de leur capacité. S'il existe une grande demande de flexibilité, les prix auront tendance à être plus élevés dans les marchés infra-journalier et d'équilibrage. Pour cela, les centrales avec des niveaux de flexibilité plus élevés seront en mesure de minimiser la production vendue à bas prix et de maximiser celle à haut prix, pour générer ainsi de plus grands bénéfices (Energinet, 2018).

Incitation à la flexibilité sur le marché de l'électricité en Californie

Le gestionnaire du réseau indépendant de Californie, CAISO, a proposé plusieurs changements sur le marché de l'électricité en vue d'encourager la flexibilité du système compte tenu de la forte production d'énergie solaire photovoltaïque. L'un de ces changements consisterait à faire passer la granularité de 1 heure à 15 minutes sur le marché journalier[2] (CAISO, 2018a). La réduction de l'intervalle du programme prévisionnel permettrait aux ressources productrices d'électricité de suivre au plus près la courbe de charge telle qu'elle a été prévue par CAISO. CAISO peut également réduire l'approvisionnement auprès du marché en temps réel, notamment au moment des pointes de production le matin et le soir.

En novembre 2016, CAISO a mis en place un produit de rampe flexible séparé sur le marché des services auxiliaires : Flexible Ramp Up et Flexible Ramp Down Uncertainty Awards, qui sont des produits conçus pour fournir une capacité de montée en puissance et de ralentissement sur des intervalles de 15 minutes et 5 minutes à travers le marché des services auxiliaires. Le produit apporté s'exprime en mégawatts de rampe requis pendant cinq minutes, et toute ressource en mesure de répondre au besoin de rampe peut participer. Le prix pour la fourniture d'un service de montée en puissance est plafonné à 247 d'USD/MWh, et celui d'un service de ralentissement est plafonné à 152 d'USD/MWh (CAISO, 2018b).

Suite à cette mise en œuvre réussie par CAISO, le New York Independent System Operator (NYISO) à son tour a proposé un produit de rampe flexible similaire dans le cadre de son Plan directeur 2018 (Avallone, 2018).

Figure 22. Principales caractéristiques de l'organisation du marché nordique

	JOURNALIER	INFRA-JOURNALIER	ÉQUILIBRAGE
Type de marché	Enchères/Au coût marginal	Alignement continu des soumissions	Activation de soumissions prioritaires/mix de prix au coût marginal et prix discriminatoire
Taille minimale de produit	1 MW	1 MW	5 MW
Heure de fermeture du guichet	12-35 heures	60 minutes	45 minutes
Liaison des soumissions	Oui	Non	Non
Périodes de validité	60 minutes	60 minutes	60 minutes
Règlement des déséquilibres	1 heure (modèle à 2 prix)		

Source : Energinet, 2018.

2 Parmi les autres changements proposés se trouvent la combinaison entre l'Integrated Forward Market (IFM) et Residual Unit Commitment (RUC), ou encore l'acquisition de réserves de déséquilibre qui auront l'obligation de soumettre sur le marché en temps réel.

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS D'UNE PRODUCTION FLEXIBLE POUR S'ADAPTER À LA VARIABILITÉ

Production flexible pour s'adapter à la variabilité	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs heures			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures			modernisation des centrales thermiques	
Besoin de modifier le cadre réglementaire				
Besoin de modifier le rôle des acteurs				
Autres défis	• Pour être flexible et efficace, la production a besoin d'outils de modélisation améliorés qui tiennent compte des paramètres associés à la flexibilité comme les rampes, le taux de variation ou le temps de démarrage, et les simulations auront besoin d'une résolution temporelle inférieure afin de capturer la variabilité.			

3.2 SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU

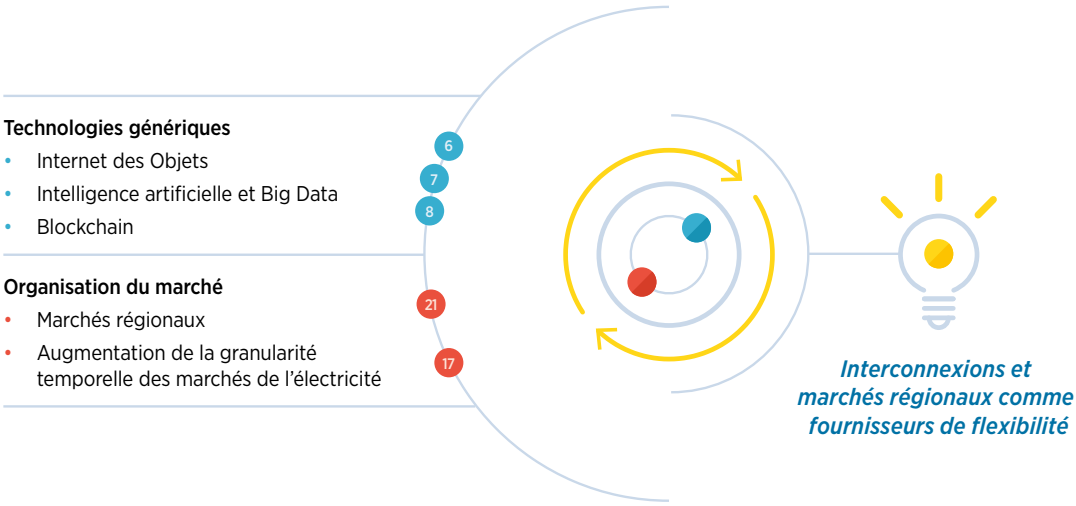
Le réseau en lui-même est un puissant fournisseur de flexibilité, à condition qu'il soit solide et bien interconnecté. Solutions innovantes émergentes susceptibles d'accroître encore plus la flexibilité du réseau :

- **Créer des marchés de l'électricité régionaux qui peuvent contribuer à exploiter les synergies** du développement des énergies renouvelables dans la région. Les marchés régionaux peuvent contribuer à gérer les fluctuations de leur production d'électricité en augmentant la portée géographique et donc en réduisant la probabilité d'un manque simultané d'énergie renouvelable (Solution III).
- **Construire un réseau à haute tension, ou super-réseau, pour transporter l'électricité vers une autre région et éviter l'effacement** dans les endroits où il est possible d'injecter de grandes quantités de production excédentaire d'énergie renouvelable dans le système. Le coût de la construction d'un tel réseau est élevé et doit être évalué sur la base des bénéfices économiques des deux systèmes reliés par le réseau. (Solution IV)
- **Faciliter l'intégration d'une part plus importante de production d'énergie renouvelable tout en évitant les renforcements du réseau**, grâce à des solutions innovantes comme celles-ci :
  - L'utilisation du stockage sur batterie.
  - L'emploi de solutions « power-to-X » (par ex., conversion de l'électricité en hydrogène ou en chaleur), à savoir la transformation de l'électricité en un autre vecteur énergétique capable d'être ensuite stocké ou transporté, selon le concept des lignes électriques virtuelles (en anglais, « virtual power lines »).
  - L'emploi de l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques pour augmenter la part des ERV dans le réseau, lorsque les conditions météorologiques le permettent. (Solution V)

SOLUTION III

Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité

Figure 23 Synergies entre les innovations pour stimuler la flexibilité par les interconnexions et marchés régionaux



La création d'un marché régional en tirant parti des interconnexions entre les réseaux est un moyen très efficace d'accroître la flexibilité des systèmes électriques. L'augmentation de la capacité de transport et des interconnexions permet à l'électricité d'être transportée plus facilement au sein d'un secteur d'équilibrage, ce qui signifie qu'il est possible de tirer parti d'un plus grand nombre de ressources dans une zone déterminée pour équilibrer l'offre et la demande. Par conséquent, les gestionnaires des différents réseaux peuvent s'acheter et se vendre de l'électricité, entre autres services réseau, pour créer des marchés régionaux (Aggarwal et Orvis, 2016).

En ce qui concerne **l'organisation du marché**, la création d'un marché régional de l'électricité exigera une harmonisation des règles de tous les marchés participants, afin que l'électricité puisse circuler librement en réponse aux signaux-prix. Pour une véritable intégration des marchés régionaux, il est nécessaire d'harmoniser les règles du marché de gros, du marché des services auxiliaires et du marché de capacité dans la région. En général, lorsqu'un portefeuille diversifié de ressources énergétiques est équilibré sur une vaste zone géographique, les fluctuations de la production ont tendance à rester localisées, ce qui minimise considérablement la variabilité du réseau électrique. De plus, les marchés régionaux tirent parti des complémentarités spatiales des différentes sources d'énergies renouvelables. *(Innovation clé : marchés régionaux)*

Voici plusieurs moyens d'améliorer la coordination entre les différents systèmes :

- **Le partage des réserves** : les autorités de plusieurs zones d'équilibrage maintiennent, allouent et fournissent le même ensemble de réserves d'exploitation à chaque zone d'équilibrage.
- **Coordination du programme prévisionnel** : les autorités des zones d'équilibrage échangent de l'énergie sur des intervalles de temps plus courts (dispatching à court terme sur une échelle de 5 minutes à 1 heure), ce qui améliore l'efficacité du dispatching en rendant disponible un plus large éventail de ressources pour le commitment. La coordination du programme prévisionnel exige une amélioration de la communication et de la planification, et la conception de mécanismes de marché veillant à compenser les participants à la production d'énergie.
- **Une exploitation consolidée** : la combinaison de deux zones d'équilibrage ou plus auprès d'un seul gestionnaire de réseau, ce qui rassemble l'ensemble des échelles de temps de l'exploitation du système, y compris l'unit commitment (24 heures), le dispatching à court terme (5 minutes à 1 heure) et l'apport de réserves (Zaman, 2018). *(Innovation clé : Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros)*

Les technologies génériques peuvent aider un gestionnaire du marché régional à gérer les ordres de tous les pays participants de façon transparente. Au fur et à mesure de la pénétration des ERV, une augmentation de la granularité temporelle et spatiale du marché de l'électricité peut contribuer à intégrer davantage d'ERV dans le réseau. Plus la granularité augmente, plus la modélisation des marchés de l'électricité devient complexe. L'interconnexion des marchés de l'électricité dans une région déterminée peut donner lieu à une plus grande complexité, dans la mesure où le gestionnaire du marché et/ou du réseau doit garantir la sécurité énergétique des pays participants avant que l'électricité ne puisse circuler à travers les interconnexions. Le nombre de soumissionnaires et de contrats augmentera considérablement une fois que les marchés de l'électricité auront fusionné.

Des systèmes de TI robustes sont essentiels pour que le gestionnaire du marché puisse traiter les ordres de façon efficace et sans incidents. Les innovations numériques, telles que l'Internet des Objets, l'intelligence artificielle et le Big Data, peuvent jouer un rôle important sur la gestion de cette complexité. La technologie Blockchain, en tant que couche de technologie interopérable permettant à différentes parties du système de communiquer à moindre coût, peut faciliter les transactions et les paiements sur les marchés régionaux de grande envergure, au sein desquels participent de nombreux acteurs. *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data ; Blockchain)*



PLUS DE 700 000 GWh
grâce à la suppression de l'effacement (2014-2018)



49 %
de production éolienne au Danemark grâce aux interconnexions



50 %
DE RÉDUCTION DE L'EFFACEMENT grâce aux interconnexions

Impact sur l'intégration des ERV :

- **En quatre ans, l'effacement de 715 405 GWh d'énergie renouvelable a été évité grâce au marché régional, ce qui représente 0,5 % de la production totale d'ERV en Californie (États-Unis).**

Le Western Energy Imbalance Market a permis d'éviter l'effacement de 715 405 GWh d'énergie renouvelable de 2014 à la mi-2018, empêchant ainsi l'émission de 306 112 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (CAISO, 2018).

- **49 % de production éolienne intégrée au réseau électrique danois grâce aux interconnexions.**

Une importante interconnexion avec les pays voisins (Allemagne, Suède et Norvège) permet au Danemark d'intégrer environ 49 % de son énergie éolienne sans effacement majeur. Entre 2008 et 2015, la production d'énergie éolienne n'a fait l'objet d'un effacement que deux fois (de 200 MW à 300 MW pendant 6 à 8 heures, en 2008 et en 2010) à la suite d'une panne au niveau des interconnecteurs (DEA, 2015). L'énergie éolienne excédentaire est utilisée ou stockée selon une technique de pompage-turbinage par les pays voisins (IEEFA, 2018).

- **L'Irlande réduit ses effacements de 50 % grâce à l'interconnexion avec le Royaume-Uni.**

Les exportations d'électricité de l'Irlande vers le Royaume-Uni (à travers deux interconnexions sous-marines) ont contribué à réduire les effacements d'environ 50 % en 2013. L'Irlande a restreint l'interconnexion transfrontalière pour l'équivalent de seulement 7 % de sa production installée totale, soit 10 % de moins que l'objectif de tous les États membres de l'UE d'ici à 2020 (IEEFA, 2018).

- **Les marchés régionaux libèrent des synergies au sein de la production d'énergie renouvelable en Europe.**

Une meilleure utilisation des interconnexions existantes et le déploiement de nouvelles interconnexions offrent un certain nombre d'avantages, comme la flexibilité accrue du système européen grâce à l'exploitation de l'accès aux réserves hydroélectriques en Norvège, ou la prévisibilité de la production d'énergie solaire dans des pays comme l'Italie, l'Espagne et la Grèce (Neuhoff and Boyd, 2011).

260 MILLIONS EUR
d'ÉCONOMIES en Allemagne grâce à la coopération des GRT

JUSQU'À 8 MILLIARDS D'USD
d'ÉCONOMIES ANNUELLES grâce aux échanges régionaux en Afrique de l'Ouest

40 MILLIARDS EUR
de BÉNÉFICE ANNUEL grâce à l'intégration du marché UE

JUSQU'À 208 MILLIONS D'USD
d'ÉCONOMIES ANNUELLES grâce à des services d'équilibrage des échanges aux États-Unis

Impact des interconnexions et des marchés régionaux sur les coûts d'exploitation :

- **Économies annuelles de 260 millions d'euros grâce à une coopération accrue entre les gestionnaires des réseaux de transport en Allemagne.**

Les instructions données par l'organisme de réglementation allemand, visant à intensifier la coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport et à acquérir collectivement plusieurs types d'équilibrage auprès des producteurs, devraient permettre d'économiser environ 260 millions d'euros par an (Knight, 2010). Le re-dispatching annuel, dû à la congestion, coûte 138,2 millions d'euros en Allemagne. La coordination de l'utilisation des capacités de transport génère des coûts annuels de 56,4 millions d'euros, ce qui permet des économies considérables sur le re-dispatching (DIW, 2013).

- **Économies annuelles de 5 à 8 milliards d'USD grâce à l'échange régional dans le Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain.**

La Banque mondiale a estimé que le bénéfice économique de l'échange régional dans le Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain serait d'environ 5 à 8 milliards d'USD par an en raison de la réduction des coûts d'exploitation, tout en rendant la production d'énergie plus écoresponsable, grâce au déplacement de la production d'énergie au fioul vers des sources d'électricité plus propres telles que le gaz naturel, le solaire et l'hydroélectricité (World Bank, 2018).

- **Bénéfice économique de 40 milliards d'euros par an d'ici 2030 grâce à l'intégration du marché européen** dans un scénario à forte part d'énergie renouvelable (Neuhoff and Boyd, 2011).
- **Des économies de 72 à 208 millions d'USD par an grâce à l'échange de services d'équilibrage entre régions aux États-Unis.**

Aux États-Unis, des marchés spéciaux se développent pour échanger des services d'équilibrage de réseau entre des régions auparavant exploitées indépendamment les unes des autres. Sans qu'il soit nécessaire de construire de nouvelles capacités de transport, simplement en permettant les échanges entre les régions, les clients devraient économiser entre 72 et 208 millions d'USD par an (Aggarwal et Orvis, 2016).



3

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP)

Le Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP, Southern African Power Pool) a été créé en août 1995 pour promouvoir la coopération et la coordination régionales en matière de planification et d'exploitation du secteur de l'électricité (Beta, 2016). À ce jour, le SAPP comprend 12 pays de la Communauté de développement d'Afrique australe (CDAA)[3]. Le pool a une capacité de production installée totale de 62 GW, une capacité de production prévue (2015-2019) de 23,6 GW et une demande de pointe de 55 GW. Le SAPP utilise principalement la source de production d'énergie la moins chère de la région pour répondre à la demande.

D'après une évaluation réalisée par l'IRENA sur le SAPP, à l'horizon 2030, la part des énergies renouvelables pourrait passer de 10 à 46 %. Cela signifierait que de l'ordre de 80 % de la nouvelle capacité ajoutée entre 2010 et 2030 proviendrait des technologies d'énergie renouvelable. L'investissement financier requis pour renforcer les interconnexions serait minime (seulement 0,2 % de l'investissement total requis) par rapport aux avantages qui en résulteraient en matière d'échange international d'électricité. L'un des plus grands projets de production d'énergie propre dans la région est le « Grand Inga », en République démocratique du Congo. Il s'agit d'un projet hydroélectrique de 40 000 MW qui ne peut être viable d'un point de vue économique que si la capacité de transport entre les pays est renforcée.

Western Energy Imbalance[4] Market (EIM), États-Unis

En novembre 2014, CAISO et PacifiCorp ont lancé le Western Energy Imbalance Market (EIM) (PacifiCorp, 2018). À l'heure actuelle, l'EIM possède huit membres actifs[5], auxquels devraient s'ajouter quatre nouveaux membres[6] d'ici à 2020. Le Western EIM avait pour vocation d'équilibrer la demande en électricité toutes les cinq minutes à partir de l'énergie au plus faible coût disponible au sein du réseau combiné. Il tire parti des ressources de secours flexibles et de la demande à travers le réseau combiné. Hormis le fait de réduire le coût de l'électricité[7], le Western EIM améliore également l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau (EIM, 2018). L'EIM a contribué à éviter l'effacement de 715 405 GWh depuis sa création (jusqu'aux deux premiers trimestres de 2018), empêchant ainsi l'émission de 306 112 tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (CAISO, 2018c).

Projet XBID en Europe

Dans le cadre du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (Règlement CACM), les gestionnaires de réseaux de transport de 11 pays ont lancé une initiative conjointe avec les bourses de l'électricité EPEX SPOT, GME, Nord Pool et OMIE : le couplage infra-journalier unique, connu sous son nom commercial de « Projet XBID ». Le projet XBID a pour objectif de créer un marché transfrontalier infra-journalier intégré. Le projet, qui a vu le jour en juin 2018 avec 14 pays[8], devrait accroître la liquidité sur les marchés infra-journaliers, en particulier pour les marchés nouvellement ralliés, les soumissions/ordres qui n'ont pas été honorés sur les marchés locaux pouvant désormais s'aligner sur le marché intégré, plus vaste.

Ce projet devrait également améliorer l'efficacité du marché, dans la mesure où l'allocation de la capacité et le processus d'alignement énergétique se produisent, de façon implicite, simultanément. L'augmentation de la liquidité et de l'efficacité du marché devrait faciliter plus encore l'intégration des énergies renouvelables au réseau. De plus, le besoin de réserves devrait diminuer avec l'augmentation du nombre de ressources disponibles sur le marché intégré, ce qui s'accompagnera d'une baisse du coût de l'énergie (Nord Pool, 2018). Les autres pays de l'UE et de l'Europe du Sud-Est devraient se rallier au projet dans les prochaines années.

3 Angola, Botswana, République démocratique du Congo, Eswatini, Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibie, Afrique du Sud, République-Unie de Tanzanie, Zambie et Zimbabwe.

4 Aux États-Unis, le terme « imbalance market » (littéralement, marché du déséquilibre) correspond à ce que l'on appelle ailleurs un « balanced market », ou marché équilibré.

5 Idaho Power Company, Powerex, Portland General Electric, Puget Sound, Arizona Public Service, NV Energy, PacifiCorp et CAISO.

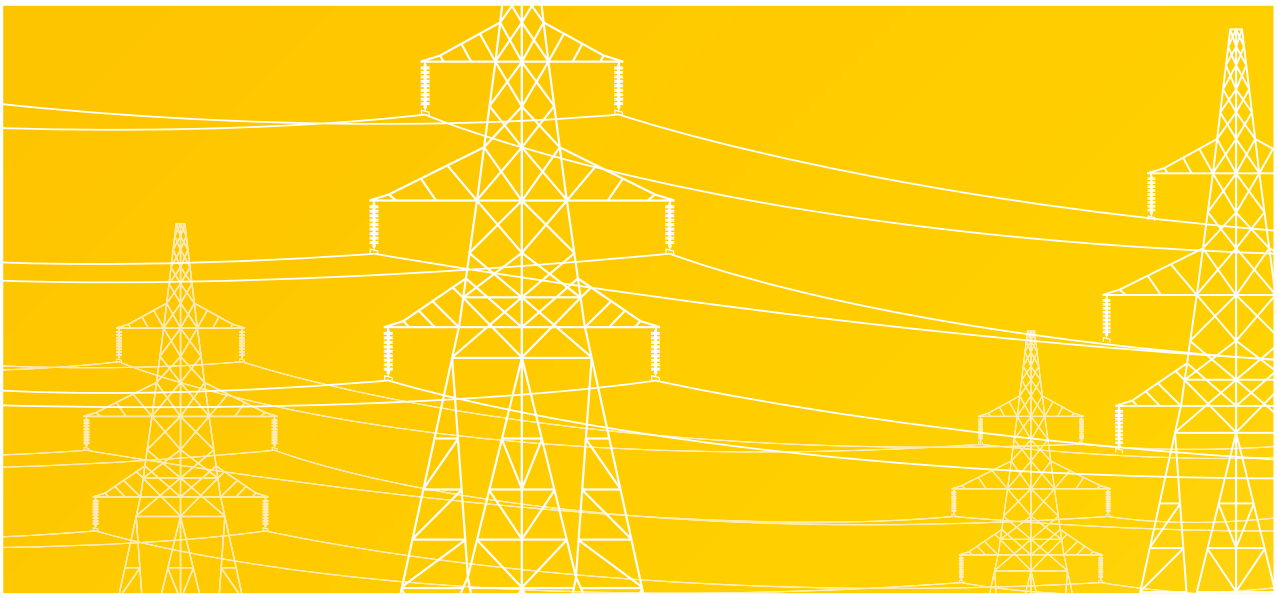
6 Balancing Authority of Northern California / SMUD, Los Angeles Department of Power & Water, Salt River Project, Seattle City Light.

7 Le Western EIM a permis d'économiser 401 millions USD de coûts en électricité depuis sa création jusqu'au deuxième trimestre 2018 (CAISO, 2018c).

8 Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Lettonie, Lituanie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Espagne et Suède.

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DES INTERCONNEXIONS ET MARCHÉS RÉGIONAUX COMME FOURNISSEURS DE FLEXIBILITÉ

Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs jours (avec une région suffisamment grande, les marchés régionaux peuvent apporter de la flexibilité sur un plus long terme)			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures				en l'absence d'interconnexions
Besoin de modifier le cadre réglementaire		vers des marchés partiellement intégrés	vers des marchés pleinement intégrés	
Besoin de modifier le rôle des acteurs		coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et les intervenants sur différents marchés – pour des marchés partiellement intégrés	coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et les intervenants sur différents marchés – pour des marchés pleinement intégrés	
Autres défis	• Défis en matière politique et réglementaire • Approche régionale et confiance, dispositifs institutionnels solides et modèle de gouvernance			

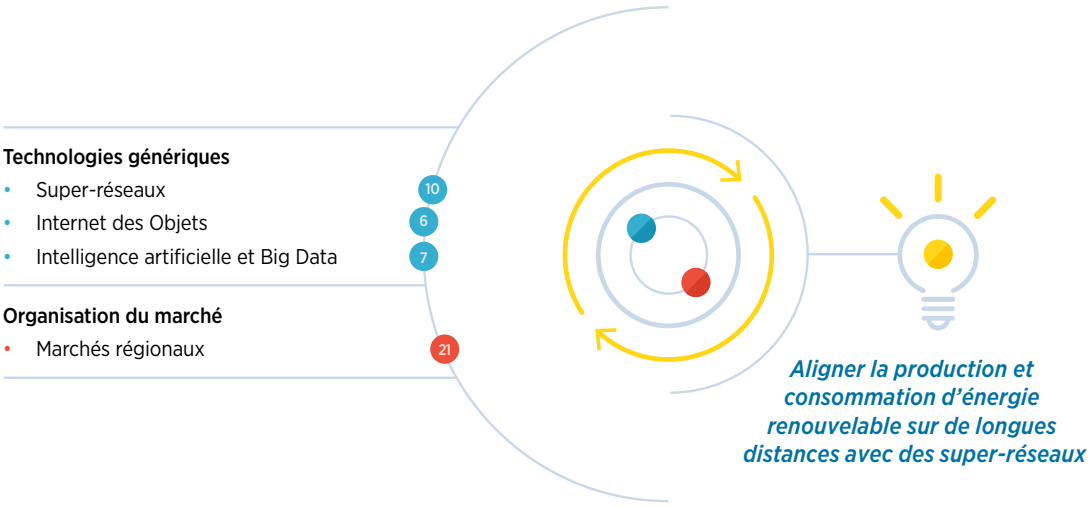


3

SOLUTION IV

Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de grandes distances avec des super-réseaux

Figure 24 Synergies entre les innovations pour aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de grandes distances avec des super-réseaux



En tant **qu'infrastructure générique**, un super-réseau est un réseau de transport de grande envergure qui permet d'échanger d'importants volumes d'électricité sur de grandes distances. Les super-réseaux sont des lignes électriques en courant continu à haute tension (CCHT) (supérieure ou égale à 500 kV) ou des lignes électriques en courant continu à ultra-haute tension (CCUHT) (supérieure ou égale à 800 kV). Le courant continu est préférablement utilisé pour développer les super-réseaux, car le transport de l'énergie sur de grandes distances en courant alternatif est difficile, en raison de la production de puissance réactive et de pertes en ligne supérieures de 30 à 40 % dans les systèmes CA par rapport à la technologie CC (Siemens 2018). Les super-réseaux maillés sont généralement construits indépendamment du réseau CA conventionnel et peuvent interagir avec lui au niveau d'un nombre variable de nœuds.

Les zones riches en ressources, telles que les territoires fortement ensoleillés et/ou caractérisés par une vitesse du vent élevée, ne sont pas nécessairement situées à proximité des principaux centres de demande, comme les villes ou les centres industriels. Aussi, les super-réseaux sont-ils l'une des solutions actuellement à l'étude pour transporter de gros volumes d'électricité sur de longues distances, entre les sites riches en ressources et les centres de demande. Par exemple, le potentiel éolien est bien supérieur sur les sites offshore que sur les sites terrestres (Cuffari, 2018). Les territoires à fort rayonnement solaire, comme le désert africain, peuvent être optimaux pour le déploiement d'une production solaire photovoltaïque, mais la demande locale d'énergie n'est pas forcément importante.

Les réseaux CA prédominent, car jusqu'à ce jour, les lignes CC ne peuvent être utilisées que pour un transport point-à-point, et il est difficile de leur faire former des réseaux maillés comme ceux existant aujourd'hui. La recherche et le développement menés par les fabricants d'équipements ont été intenses ces dernières années dans le domaine des disjoncteurs CC, et certains produits désormais disponibles pourraient permettre la réalisation de réseaux CC maillés. Le projet européen PROMOTioN a pour vocation de relever les défis liés au développement de réseaux offshore CCHT à structure maillée (PROMOTioN, 2018).

Plus la distance est longue, et plus la puissance à transmettre est élevée, plus un réseau CCHT peut être économiquement avantageux. Les réseaux CC sont potentiellement plus efficaces pour assurer la connexion des zones de demande situées à grande distance des sources d'énergie renouvelable, ce qui permet de répartir les variations locales de la production éolienne et solaire tout en apportant

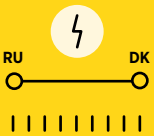
de l'énergie aux zones peu ensoleillées ou peu ventées. L'énergie solaire du Sahara pourrait alimenter le ciel nuageux d'Allemagne, et l'énergie éolienne de toute l'Europe permettrait de garder les lumières allumées la nuit. Cela permettrait l'intégration des énergies renouvelables à grande échelle. *(Innovation clé : super-réseaux)*

L'Internet des Objets, l'intelligence artificielle et le Big Data peuvent contribuer à l'exploitation de ces réseaux. *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data)*

- En ce qui concerne **l'organisation du marché**, dans la mesure où les super-réseaux permettent généralement l'échange d'électricité entre des systèmes électriques différents, l'harmonisation des règles commerciales et de la création d'un certain type de marché régional est nécessaire. *(Innovation clé : marchés régionaux)*



576 MW
d'ÉOLIEN EN MER INTÉGRÉS au réseau électrique par des lignes CCHT



770 KM
de ligne de raccordement CCHT pour équilibrer la production éolienne et la demande entre le RU et le DK

Impact sur l'intégration des énergies renouvelables :

- **576 MW d'énergie propre offshore intégrés au réseau électrique allemand à travers une ligne CCHT.**

Dans le cadre de l'Energiewende, le HelWin1 CCHT a été construit pour intégrer l'énergie éolienne offshore au réseau allemand. Il s'agit d'une ligne à 250 kV CCHT de 130 km de long détenue et exploitée par TenneT et destinée à transporter l'énergie des parcs éoliens Nordsee Ost et Meerwind Süd/Ost. Elle est capable de transporter 576 MW d'énergie propre à plus de 700 000 consommateurs (Offshorewind.biz, 2015).

- **Renforcement de l'utilisation des énergies renouvelables et meilleure fiabilité du système grâce à une connexion entre le Royaume-Uni et le Danemark.**

Viking Link est une ligne CCHT de 1 400 MW offshore et terrestre composée de câbles sous-marins et souterrains entre le Royaume-Uni et le Danemark. La ligne de transport, de 770 km de long, devrait permettre une utilisation efficace des énergies renouvelables et accroître la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans les deux pays. L'objectif du Danemark est que d'ici 2020, la moitié de l'électricité qu'il utilise provienne de l'énergie éolienne (Viking Link, 2018).

Pour une transition efficace vers un avenir énergétique vert, il est essentiel de pouvoir équilibrer la production d'énergie éolienne et la demande entre les pays et de parvenir à une intégration plus étroite entre les réseaux électriques. Il est prévu que le projet soit opérationnel dès 2022 (Viking Link, 2018).



3

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Consortium du North Sea Wind Power Hub

Le North Sea Wind Power Hub est un complexe insulaire énergétique dont la construction est envisagée au milieu de la mer du Nord dans le cadre de la stratégie européenne pour une électricité durable. Les estimations parlent d'un déploiement de 70 GW à 150 GW d'éolien offshore en mer du Nord d'ici à 2040 (NSWPH, 2018). Une île artificielle, dénommée Power Link Island, se chargera de gérer un grand nombre de liaisons avec des éoliennes et/ou des parcs éoliens offshore et de faciliter la distribution et le transport d'électricité éolienne à travers des raccordements CC vers les pays de la mer du Nord (Pays-Bas, Belgique, Royaume-Uni, Norvège, Allemagne et Danemark). Ces raccordements, ou connecteurs éoliens, ne se contenteront pas de transporter l'électricité éolienne entre les parcs éoliens et le hub/l'île, puisqu'ils serviront simultanément d'interconnecteurs entre les marchés de l'énergie de ces pays, en leur permettant de procéder à des échanges transfrontaliers d'électricité (TenneT, 2017a).

Un consortium de gestionnaires de réseaux de transport est en charge de l'initiative : TenneT Netherlands, TenneT Germany et le Danois Energinet. En septembre 2017, le gestionnaire du réseau de transport de gaz danois Gasunie, intéressé par l'économie basée sur la conversion de l'électricité en hydrogène, s'est rallié à l'initiative : l'énergie éolienne peut également être convertie en hydrogène pour être transportée à grande échelle jusqu'au rivage, ou à des fins de stockage ou de tampon (TenneT, 2017a).

Projet Raigarh-Pugalur de 800 kV en CCUHT en Inde

La Powergrid Corporation of India Limited (PGCIL), un gestionnaire de réseau de transport en Inde, s'est associé avec ABB pour construire un réseau CCUHT de 800 kV entre Raipur, au centre du pays, et Pugalur, dans le sud. Une fois construite, cette ligne de transport, de quelque 1 830 km, figurera parmi les plus longues au monde. Desservant environ 80 millions de personnes, le projet transportera l'énergie éolienne depuis le sud de l'Inde jusqu'aux centres de demande du nord en période de production éolienne excédentaire, tandis que l'énergie thermique produite dans le nord sera transportée vers le sud lorsque la production éolienne sera faible (ABB, 2017).

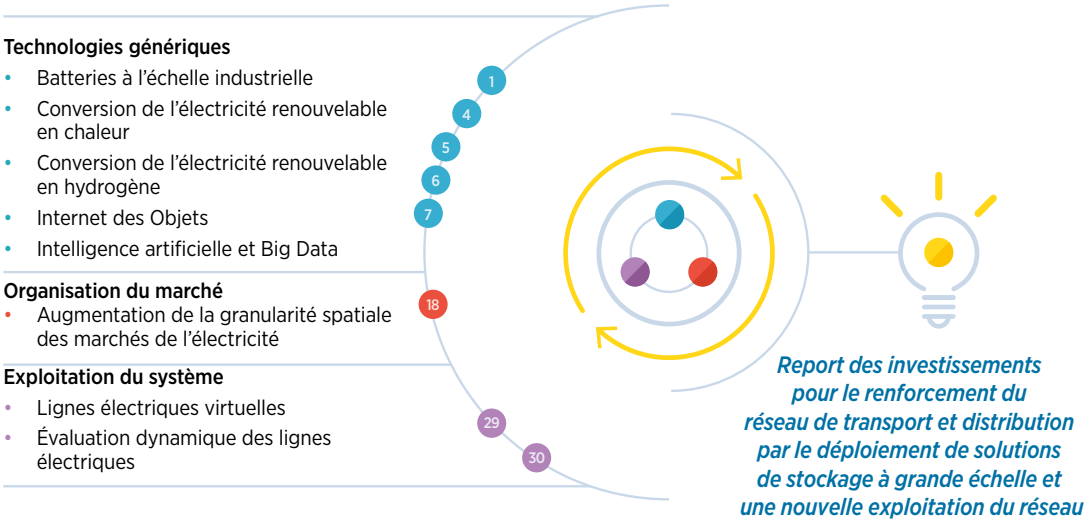
TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE L'ALIGNEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE À LA DEMANDE SUR DE LONGUES DISTANCES PAR LE BIAIS DES SUPER-RÉSEAUX

Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux	**Faible**	**Modéré**	**Fort**	**Très élevé**
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs semaines (non pas en tant que solution exclusive, mais contribution précieuse)			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures				coût du super-réseau
Besoin de modifier le cadre réglementaire				cadres réglementaires convenus entre les régions connectées
Besoin de modifier le rôle des acteurs				
Autres défis	• à l'échelon international, politique, concernant la propriété, les droits, l'allocation de revenus, etc.			

SOLUTION V

Déployer des solutions de stockage à grande échelle et une nouvelle exploitation du réseau pour reporter les investissements destinés au renforcement du réseau

Figure 25 Synergies entre les innovations pour les investissements destinés au renforcement du réseau de transport



L'augmentation du déploiement des ERV peut entraîner des congestions du réseau, aussi bien au niveau de la distribution que du transport. **En ce qui concerne l'organisation du marché**, l'application de prix zonaux ou nodaux aiderait à tenir compte des contraintes de réseau et à fournir de meilleurs signaux opérationnels et d'investissement. *(Innovation clé : Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros)*

Les interconnexions et renforcements des réseaux sont des catalyseurs essentiels pour l'intégration d'une forte proportion de la production d'ERV. Cependant, des investissements importants peuvent être nécessaires, et la plupart du temps, il est possible que la capacité totale du réseau ne soit pas pleinement utilisée. Pour cette raison, naissent des solutions innovantes en matière **d'exploitation du système électrique**, qui visent à augmenter l'intégration des ERV tout en reportant les investissements dans le réseau.

Une solution consiste à utiliser des **technologies génériques** comme 1) le stockage sur batterie à l'échelle industrielle ou 2) des solutions de conversion de l'électricité en hydrogène ou en chaleur. L'exploitation de ces technologies permet dans une certaine mesure de les utiliser comme des lignes électriques virtuelles.

Une autre solution réside dans 3) l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques, qui implique d'autoriser un courant « dynamique » plus élevé, et donc davantage d'ERV à travers le réseau, lorsque les conditions atmosphériques réelles permettent un meilleur refroidissement (par ex., les câbles et les lignes peuvent être utilisés à leur capacité maximale sans risque de surchauffe). Les variables météorologiques qui ont une influence sur l'état thermique d'un conducteur sont : la vitesse et la direction du vent, la température ambiante et le rayonnement solaire.

1: Systèmes de stockage sur batterie à l'échelle industrielle

Des systèmes de stockage à l'échelle industrielle peuvent être déployés en différents points du réseau de distribution et de transport pour stocker l'énergie excédentaire aux heures creuses. Ces systèmes peuvent ensuite être utilisés pour répondre aux besoins de charge au niveau local pendant les heures de pointe, sans qu'il soit nécessaire de transporter de l'électricité à travers des lignes congestionnées. Cela réduit la congestion du réseau et crée des lignes électriques virtuelles. Dans ce cas, les batteries ne sont plus des actifs marchands, mais des actifs du réseau, détenus par le gestionnaire et utilisés exclusivement à des fins de gestion. Terna, par exemple, qui est un gestionnaire de réseau de transport en Italie, a mis en œuvre un projet pilote de stockage sur batterie de 35 MW sur une partie de son réseau de 150 kV, dans le sud de l'Italie, afin de résoudre les problèmes de congestion (Terna, n.d.). RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, est en train de mener un projet similaire intitulé Ringo. *(Innovations clés : lignes électriques virtuelles ; batteries à l'échelle industrielle)*

2: Conversion de l'électricité en hydrogène ou en chaleur

Certaines des meilleures ressources éoliennes sont situées offshore ou dans des zones rurales. L'énergie éolienne peut être convertie en hydrogène, lequel peut être liquéfié et transporté vers des régions présentant des déficits énergétiques ou vers des centres de demande. C'est une solution qui facilite le développement de l'énergie éolienne sans qu'il soit nécessaire d'effectuer de gros investissements dans de nouvelles capacités de transport, mais les coûts et les pertes d'énergie au niveau des électrolyseurs sont encore très élevés. De façon similaire, l'énergie renouvelable peut être convertie en chaleur afin de réduire la congestion et d'éviter les investissements dans les infrastructures des réseaux. *(Innovations clés : lignes électriques virtuelles ; conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène ; conversion de l'électricité renouvelable en chaleur)*

3: Évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques (de l'anglais « Dynamic Line Rating »)

À une température donnée, les lignes électriques ne peuvent transporter qu'une quantité spécifique de courant. Si plus de courant est autorisé à circuler, les câbles peuvent surchauffer. La quantité de courant électrique qu'une ligne de transport ou de distribution peut transporter en toute sécurité sans surchauffe est souvent exprimée sous forme d'estimations statiques, que les gestionnaires de réseaux utilisent pour calculer la capacité de la ligne. Or, ces estimations statiques ignorent l'impact du refroidissement des lignes électriques sous l'effet des conditions météorologiques (la vitesse et la direction du vent, la température ambiante et le rayonnement solaire), en particulier dans les zones ventées où des parcs éoliens sont également installés. Dans ces zones, où les lignes sont situées au même endroit que des centrales éoliennes, l'équipement de surveillance météorologique peut servir à estimer la température de la ligne électrique, et l'augmentation consécutive de sa capacité de transport de courant. *(Innovation clé : évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques)*



30 %
d'AUGMENTATION DE L'INTÉGRATION de l'énergie éolienne par l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques



10-15 %
de capacité de transport SUPPLÉMENTAIRE disponible grâce à l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques



67 %
de GAIN en capacité de transfert d'énergie

Impact sur l'intégration des énergies renouvelables :

- Au Royaume-Uni, E.ON Central Networks a appliqué des systèmes d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques, et considère que l'intégration de l'énergie éolienne dans le réseau a augmenté de 30 % (Fernandez *et al.*, 2016).
- Le projet TWENTIES, impliquant un certain nombre de parties prenantes comme les gestionnaires de réseaux de transport européens, les sociétés de production, les fabricants de technologies de l'énergie et d'équipements éoliens, etc., a conclu que les prévisions de l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques se situent à une augmentation moyenne de 10 à 15 % (Alen Pavlinić, 2017).

Impact sur les coûts opérationnels :

- Une étude de l'Université de Durham, ScottishPower Energy Networks, Imass, PB Power et AREVA T&D a conclu que l'adoption de l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques peut augmenter la capacité de transfert d'énergie de 67 %, pour 62 % du coût du re-tensionnement (Roberts *et al.*, 2008).



SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Projet RINGO – Ligne électrique virtuelle en France

La ligne virtuelle conçue par le réseau public français RTE dans le cadre du projet Ringo entrera en service en 2020 pour une période d'essai de trois ans. Le projet utilisera des systèmes de stockage d'énergie pour réduire la congestion au lieu de construire de nouvelles lignes électriques. Le concept repose sur des solutions d'intelligence artificielle destinées à faciliter le processus de dispatching et à optimiser la gestion du courant électrique dans le réseau.

Dans la mesure où le gestionnaire ne peut pas perturber le marché en injectant de l'électricité, un système simultané de stockage et de récupération à partir de batteries a été conçu pour fonctionner en trois points du réseau. Ces systèmes de stockage sur batterie seront placés aux points de congestion des lignes, et absorberont de grandes quantités de ressources d'ERV. La capacité des batteries de chaque site sera de 12 MW/24 MWh.

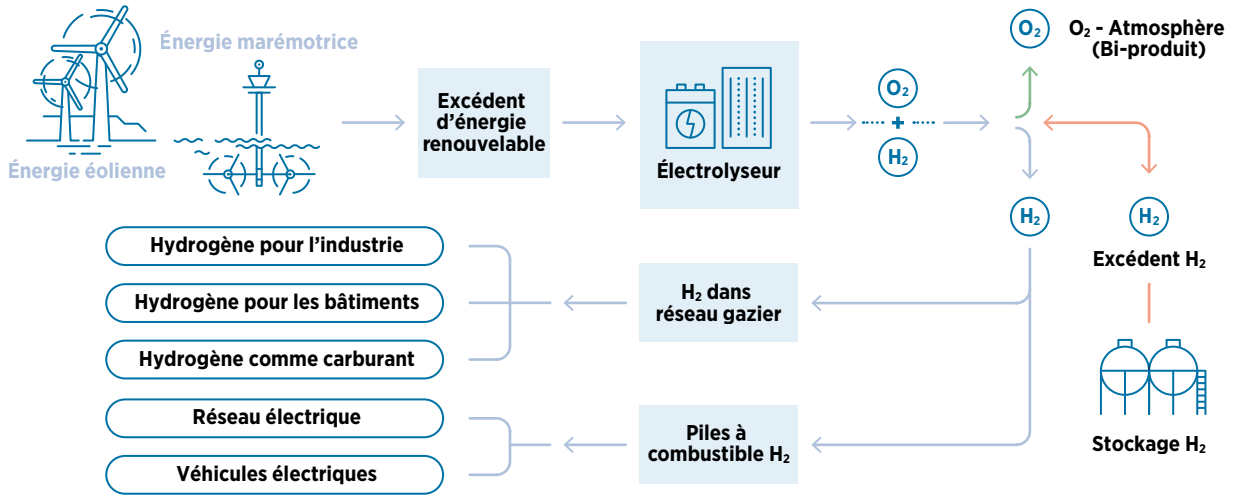
Le projet prévoit que de 2020 à 2023, les batteries seront exploitées comme des lignes virtuelles uniquement par RTE. À partir de 2023, leur utilisation sera accessible à des tiers dans le cadre de plusieurs utilisations potentielles, comme la régulation en fréquence, l'ajustement de l'offre et de la demande, la résolution de la congestion et l'arbitrage de l'énergie, entre autres.

Initiative Surf 'n' Turf – Projet de conversion de l'électricité en hydrogène dans les Orcades, Royaume-Uni

L'initiative Surf 'n' Turf utilise l'électricité générée à partir de l'énergie marémotrice et éolienne produite sur l'île d'Eday, dans les Orcades. Eday compte 150 habitants, qui sont collectivement propriétaires d'une éolienne de 900 kW susceptible d'effacement en cas de surproduction pour diverses raisons, notamment par manque d'infrastructures de réseau. Aujourd'hui, l'initiative Surf 'n' Turf permet de convertir l'énergie éolienne et marémotrice excédentaire pour produire de l'hydrogène à l'aide d'un électrolyseur de 500 kW à Eday. À Kirkwall, capitale des Orcades, des systèmes sont en cours de développement pour utiliser l'hydrogène produit, qui est transporté depuis Eday en bateau (Initiative Surf 'n' Turf, 2018). L'hydrogène peut être utilisé en cas d'urgence dans le secteur industriel ou domestique, ou bien pendant les saisons creuses, lorsque la production d'énergie renouvelable est faible. La Figure 26 montre la structure schématique de l'initiative.

Plus tard, un autre électrolyseur de 1 MW a été ajouté dans l'île de Shapinsay, d'où l'hydrogène était également transporté jusqu'à Kirkwall. Un projet du nom de BIG HIT est désormais en cours, avec comme objectif de démontrer que l'archipel des Orcades, en Écosse, constitue un modèle reproductible, et que l'hydrogène peut être employé comme un moyen local flexible de stockage de l'énergie. L'hydrogène est utilisé à de nombreuses fins, notamment pour produire de l'énergie auxiliaire, chauffer les ferries dans le port de Kirkwall, alimenter une flotte de véhicules particuliers fonctionnant à l'hydrogène et chauffer des bâtiments dans les environs de Kirkwall (BIG HIT, 2018).

Figure 26 Structure illustrant l'initiative Surf 'n' Turf



Adapté à partir de : Surf 'n' Turf Initiative, 2018

3

Applications pilotes de Terna pour l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques.

Le gestionnaire de réseau de transport italien Terna est en train de mener des applications pilotes d'évaluation dynamique des capacités de transport sur quatre de ses lignes électriques : Spezia-Vignole (380 kV), Bargi-Calenzano (380 kV), Misterbianco-Melilli (220 kV) et Benevento2-Foiano (150 kV). Le projet consiste à déployer deux groupes d'équipements d'évaluation dynamique des capacités de transport sur la propre ligne et au niveau des deux sous-stations d'extrémité. Les données de prévisions météorologiques extraites de l'Epson Meteo Center sont par ailleurs utilisées pour calculer la valeur d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques. Cela a permis d'augmenter la capacité des lignes de transport pendant des conditions météorologiques favorables, et d'intégrer ainsi davantage la production éolienne issue des parcs éoliens situés à proximité (Carlini *et al.*, 2013).

Système d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques aux États-Unis

Oncor Electric Delivery Company, un réseau public de transport et distribution opérant au Texas, a mis en place un système d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques dans le cadre d'un projet financé par le Smart Grid Demonstration Program du Département de l'Énergie. Le système d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques supervisait la capacité en temps réel de huit lignes de transport utilisées dans le cadre d'opérations journalières et de transactions sur le marché de gros. Oncor a observé que pendant environ 84 à 91 % du temps, les capacités en temps réel des lignes de transport étaient supérieures aux estimations corrigées sur la base de la température ambiante : de 8 à 12 % pour les lignes de transport à 132 kV, et de 6 à 14 % pour les lignes à 345 kV. Oncor prévoit désormais de déployer de nouveaux systèmes d'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques dans l'ouest du Texas en vue de réduire la congestion (US DOE, 2014).

E.ON Central Networks a proposé d'effectuer une évaluation dynamique des capacités de transport de la ligne Skegness-Boston dans son système de contrôle (ENMAC) à partir des mesures météorologiques locales en vue de coordonner la production autorisée de façon automatique. Le modèle tient compte de l'effet de refroidissement du vent. L'amélioration obtenue grâce à l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques devrait faciliter le raccordement d'environ 30 % de production supplémentaire par rapport aux estimations fixes hiver/été (Yip *et al.*, 2009).



TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE LA SUPPRESSION DES INVESTISSEMENTS POUR LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION

ÉVITER LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU GRÂCE À UNE TECHNOLOGIE DE STOCKAGE

Éviter le renforcement du réseau grâce à une technologie de stockage	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures		pour des solutions de conversion de l'électricité en chaleur	pour des batteries à l'échelle industrielle	pour des solutions de conversion de l'électricité en hydrogène
Besoin de modifier le cadre réglementaire			Réglementation claire établie pour les technologies utilisées comme des actifs de réseau, par opposition aux actifs de marché	
Besoin de modifier le rôle des acteurs		Nouvelles tâches pour les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport		

ÉLIMINATION DU RENFORCEMENT DES RÉSEAUX PAR UNE EXPLOITATION INNOVANTE DES LIGNES EXISTANTES

Élimination du renforcement des réseaux par une exploitation innovante des lignes existantes	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures	Coût potentiel du système de contrôle			
Besoin de modifier le cadre réglementaire				
Besoin de modifier le rôle des acteurs				

Remarque : cette comparaison coûts-bénéfices se cantonne aux limites du système et ne s'intéresse qu'au secteur de l'électricité. De plus amples bénéfices, non pris en considération dans cette comparaison, peuvent être largement supérieurs aux coûts.

3.3 SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE LA DEMANDE

Une approche émergente, puissante, permettant d'accroître la flexibilité du système consiste à faciliter cette flexibilité du côté de la demande grâce à une meilleure gestion de la charge et des ressources énergétiques distribuées :

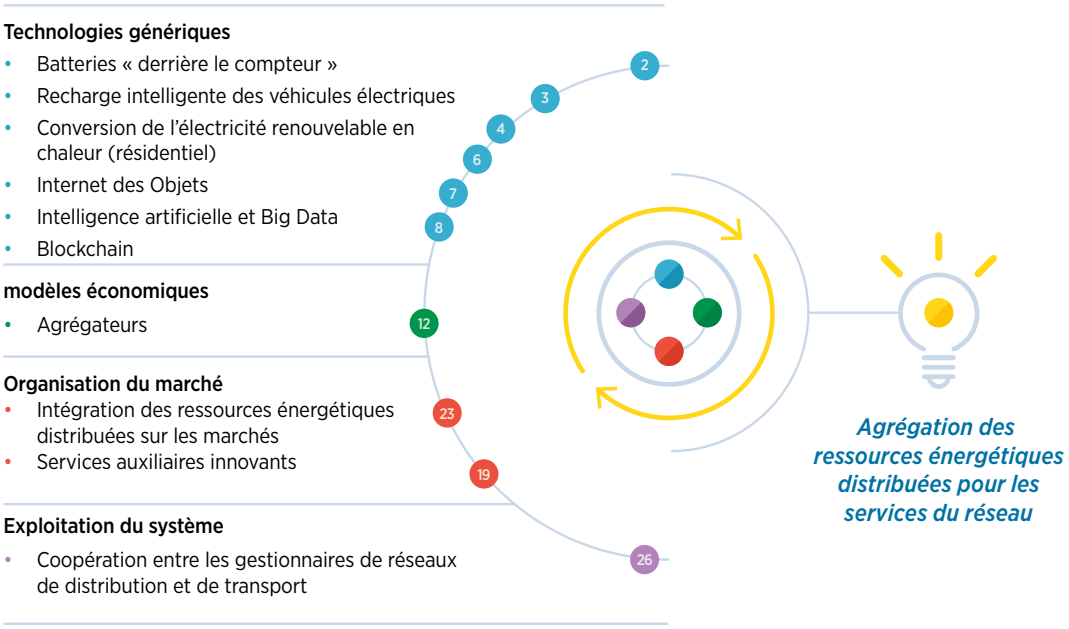
- **Si les ressources énergétiques distribuées bénéficient d'une meilleure visibilité pour les gestionnaires et exploitants de réseaux, elles peuvent aider à équilibrer le réseau et à fournir des services auxiliaires** (réserve tournante, réponse en fréquence rapide pour la stabilité et la sécurité, et puissance réactive pour la régulation de la tension). Outre le déploiement de ressources énergétiques distribuées, cette solution exige une modification du cadre réglementaire, pour faire en sorte que ces ressources soient autorisées à fournir de tels services. Étant donné que le déploiement de technologies de ressources énergétiques distribuées est déjà en train de se produire, l'utilisation de ces technologies pour maximiser leurs bénéfices pour le système est vitale. L'impact sur la flexibilité du système peut être considérable, pour un coût relativement limité (TIC pour les agrégateurs, etc.) (Solution VI)
- **Les progrès actuels réalisés au niveau des infrastructures de comptage, de communication et de contrôle permettent de mettre en œuvre des programmes de gestion de la demande** ciblant différents types de clients grâce à des incitations appropriées. Les processus d'automatisation, rendus possibles par l'utilisation d'appareils intelligents (transformant les maisons en maisons intelligentes), peuvent améliorer la réactivité du consommateur face aux signaux-prix. La gestion de ces grandes quantités de données grâce à l'intelligence artificielle peut améliorer plus encore l'efficacité du pilotage de la demande, et augmenter ainsi la capacité de prévision et la fiabilité du système. (Solution VII)
- **Les nouvelles solutions de mini-réseaux fournissant un accès à l'énergie dans les zones les plus reculées, tout en étant connectés au réseau principal, peuvent non seulement fonctionner de manière indépendante, mais encore offrir une flexibilité au réseau**. Les solutions d'électricité peer-to-peer qui sont en train d'apparaître au sein des mini-réseaux constituent pour les consommateurs et prosommateurs un marché sur lequel il est possible d'échanger de l'électricité sans besoin d'un détaillant. La technologie Blockchain est en mesure de changer la donne dans ces transactions peer-to-peer, en remplaçant l'intermédiaire (Solution VIII).
- **L'utilisation de ressources énergétiques distribuées pour éviter la congestion du réseau de distribution ou de transport et minimiser les besoins de renforcement du réseau** est une autre façon d'intégrer la production décentralisée dans le réseau. L'emploi de ces ressources de façon intelligente au sein du réseau local peut accroître la flexibilité et autoriser une part d'ERV plus importante. (Solution IX)



SOLUTION VI

Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour fournir des services au réseau

Figure 27 Synergies entre des innovations permettant des services au réseau basés sur des ressources énergétiques distribuées



Les ressources énergétiques distribuées regroupent plusieurs catégories de ressources et technologies pouvant être associées à des réseaux basse ou moyenne tension, y compris des centrales de production décentralisées du type solaire photovoltaïque en toiture, entre autres **technologies génériques** telles que les batteries « derrière le compteur », les véhicules électriques, les pompes à chaleur résidentielles et le pilotage de la demande, etc. *(Innovations clés : batteries « derrière le compteur » ; recharge intelligente des véhicules électriques ; conversion de l'électricité renouvelable en chaleur).* Dans la plupart des systèmes, ces ressources sont exploitées selon une approche « plug-and-forget ». Si le déploiement est poussé plus en avant, il s'agit d'une approche qui peut endommager le système.

En ce qui concerne **l'organisation du marché**, l'amélioration de la gestion des ressources énergétiques distribuées représente une solution émergente, puissante, pour accroître la flexibilité du réseau et s'adapter à l'état général du système. Pour y parvenir, une innovation clé consiste à permettre à ces ressources de participer au marché de gros, au marché des services auxiliaires et au marché de capacité (s'il existe) et d'être exposées aux signaux-prix du marché. Cela peut se faire soit à travers des agrégateurs, soit en réduisant la limite de capacité sur ces marchés. Les ressources énergétiques distribuées devraient être autorisées à participer aux marchés journalier et infra-journalier, au même titre que les producteurs du côté de l'offre qui sont en mesure de soumissionner.

Cette approche a été un succès pour certains gestionnaires du marché de gros aux États-Unis. Par exemple, PJM, le plus important gestionnaire du marché dans le pays, a réussi à mettre en œuvre le pilotage de la demande afin de pouvoir soumissionner sur ses marchés de services auxiliaires et fournir des services de régulation. ERCOT n'obtient que la moitié de ses réserves tournantes à partir du pilotage de la demande. En décembre 2017, le NYISO a publié une proposition d'organisation qui permettrait la participation des ressources énergétiques distribuées aux marchés de gros et de services auxiliaires. D'après cette proposition, les ressources énergétiques distribuées seraient traitées de la même manière que les autres ressources du marché, et seraient capables de participer aux marchés de réserve de capacité, aux marchés de service de régulation, etc., soit directement, soit par l'intermédiaire des agrégateurs des ressources énergétiques distribuées à petite échelle (< 100 kW) (NYISO, 2017). *(Innovations clés : intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés ; services auxiliaires innovants)*

En permettant aux ressources énergétiques distribuées de participer aux marchés de gros, les consommateurs seraient incités à devenir des participants actifs à part entière, ce qui serait bénéfique pour l'ensemble du système et faciliterait l'intégration de ces producteurs d'énergies renouvelables dans le système. Pour permettre cette interaction, des innovations dans le domaine de **l'exploitation du système** sont nécessaires : les sociétés de distribution peuvent devenir des facilitateurs du marché en validant techniquement les offres soumises par les ressources énergétiques distribuées aux marchés amont, et en veillant au respect de toutes les contraintes de distribution.

Ce rôle serait similaire à ce que fait aujourd'hui un gestionnaire de réseau avec les résultats du marché de gros. Une coopération et une coordination étroites entre les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution dans le système électrique s'avèrent essentielles pour tirer parti des options de flexibilité croissantes mises à disposition dans un système décentralisé. Comme les flux d'électricité évoluent considérablement et que la capacité de réserve d'équilibrage est située de plus en plus au niveau de la distribution, le gestionnaire du réseau de distribution doit coopérer avec le gestionnaire du réseau de transport responsable de l'équilibrage de l'ensemble du réseau. *(Innovations clés : coopération entre les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport)*

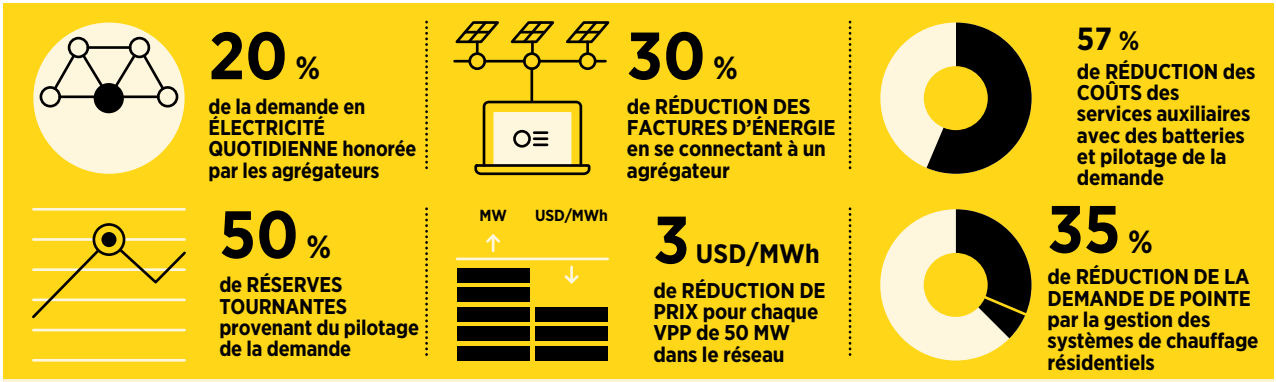
La quantité de tension ou de fréquence prise en charge individuellement par chaque ressource peut être faible. **Des modèles économiques** rendant possible l'agrégation de ces ressources peuvent effectivement faire en sorte que celles-ci se comportent comme une seule grande source prévisible en coordonnant le comportement d'un grand nombre d'appareils décentralisés, avec l'aide de dispositifs TIC (concept des centrales virtuelles, ou VPP). En substance, une VPP est un système qui utilise un logiciel et un réseau intelligent pour assurer automatiquement et à distance le dispatching et l'optimisation des ressources énergétiques distribuées. En orchestrant une production décentralisée du solaire photovoltaïque, des systèmes de stockage, des charges contrôlables et flexibles, ainsi que d'autres ressources énergétiques distribuées, les VPP sont à même de fournir des services auxiliaires à taux de rampe rapide, capables de remplacer les réserves à base de combustibles fossiles. PJM, aux États-Unis, montre que 80 % de la capacité des ressources énergétiques distribuées provient de centrales virtuelles (VPP). *(Innovation clé : agrégateurs)*

Les **technologies génériques** numériques permettent l'automatisation de la distribution nécessaire à la gestion des conséquences imprévues des actifs décentralisés, tels que les flux inverses d'énergie. Toutefois, cela peut s'avérer insuffisant. Le contrôle direct des ressources énergétiques distribuées à travers des VPP permettra aux gestionnaires de réseaux de mieux équilibrer l'intermittence et les flux d'énergie. Les systèmes numériques contribueront à ce processus en améliorant la surveillance des appareils terminaux et l'intégration des données entre les réseaux publics. L'automatisation de la distribution et les systèmes numériques sont déjà introduits dans le réseau, et les systèmes de gestion des ressources énergétiques distribuées (DERMS) et les VPP le seront aussi bientôt.

Par exemple, tous les pays nordiques évoluent vers la mise en œuvre de hubs de données pour les données des compteurs d'électricité et les processus de marché. Au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède, les gouvernements et organismes de réglementation ont donné aux gestionnaires de réseaux de transport la responsabilité d'introduire un hub de données dans chacun des marchés de détail de l'électricité. Le hub de données danois, déjà entièrement implanté, gère toutes les communications entre les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution. Les données norvégiennes étaient programmées pour février 2019. Selon les gestionnaires de réseaux de transport nationaux respectifs, le hub de données sera mis en service dès le printemps 2021 en Finlande, et au début 2021 en Suède (NordREG, 2018).

Les hubs de données connecteront tous les compteurs intelligents du réseau de distribution, ce qui permettra de collecter des informations sur le réseau. Il sera ainsi possible de réduire le coût de la facturation et, plus important encore, d'utiliser les informations pour faire fonctionner le système plus efficacement. Les agrégateurs utiliseront ces informations et créeront des services à l'attention à la fois des clients et du réseau, ce qui apportera encore plus de flexibilité aux consommateurs. La demande serait ainsi numérisée, de sorte à pouvoir être gérée par les marchés et les agrégateurs.

L'apprentissage automatique en est encore au stade expérimental. La technologie Blockchain peut contribuer à rendre le processus plus efficace. *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data ; Blockchain)*



Impact sur la demande :

- **En Australie-Méridionale, les agrégateurs permettent de réduire de 20 % la demande électrique journalière, et de faire des économies de 30 % sur les factures d'énergie.**

Le gouvernement d'Australie-Méridionale et Tesla sont en train de développer un réseau de 50 000 panneaux solaires photovoltaïques domestiques connectés à un agrégateur. La VPP devrait répondre à environ 20 % de la demande moyenne d'énergie journalière en Australie-Méridionale (250 MW). De plus, la nouvelle centrale devrait réduire les factures d'électricité des ménages participants d'environ 30 %, et réduira les prix de l'électricité tout en améliorant la stabilité énergétique pour l'ensemble des habitants d'Australie-Méridionale (Gouvernement australien, 2018).

- **Un essai mené sur le terrain avec PowerMatcher Suite aux Pays-Bas a montré que la demande de pointe peut être réduite de 30 à 35 % grâce à la gestion des systèmes de chauffage (micro-cogénération et pompes à chaleur) (TNO, 2016).**

Impact sur la fourniture de services auxiliaires :

- **Réduction de 57 % des fournitures de services auxiliaires en Australie orientale grâce à la participation des batteries et le pilotage de la demande.**

Sur le marché national de l'électricité (National Electricity Market, NEM) d'Australie orientale, le pilotage de la demande joue un rôle de plus en plus important dans la transportion vers les énergies renouvelables : environ 180 MW de nouvelles ressources de pilotage de la demande ont pénétré les marchés des services auxiliaires au cours du premier semestre 2018. Pour la première fois et à compter du mois de juillet 2017, le NEM a autorisé les agrégateurs indépendants de ressources énergétiques distribuées à soumissionner sur ses marchés des services auxiliaires de contrôle des fréquences (Frequency Control Ancillary Services, FCAS). La nouvelle batterie à l'échelle industrielle (connue sous le nom de « Hornsdale Power Reserve ») et les ressources énergétiques distribuées ont été les principaux moteurs d'une réduction de 57 % des coûts associés aux FCAS entre le quatrième trimestre 2017 et le premier trimestre 2018.

- **50 % des réserves tournantes proviennent du pilotage de la demande dans le système américain ERCOT, et 10 % des besoins d'adéquation des ressources sont couverts par lle pilotage de la demande dans le système PJM.**

PJM a réussi à mettre en œuvre le pilotage de la demande afin de pouvoir soumissionner sur son marché de services auxiliaires et fournir des services de régulation. PJM couvre par ailleurs environ 10 % de ses besoins totaux d'adéquation des ressources avec le pilotage de la demande. ERCOT obtient la moitié de ses réserves tournantes à partir du pilotage de la demande.

Impact sur les coûts de l'énergie pour les consommateurs :

- **Réduction du prix de gros de 3 d'USD/MWh pour chaque tranche supplémentaire de 50 MW de capacité introduite dans le système à travers la VPP.**

En Australie-Méridionale, le prix de gros pour l'ensemble des clients devrait baisser d'environ 3 d'USD/MWh pour chaque tranche supplémentaire de 50 MW de capacité introduite dans le système à travers la VPP. La proposition de Tesla en faveur d'une VPP australienne pourrait réduire le prix de gros d'environ 8 d'USD/MWh, ou 90 millions d'USD par an pour l'ensemble des clients d'Australie-Méridionale, ce qui représente 30 % de la facture totale d'énergie (Frontier Economics, 2018).

Report des investissements en capacité de production :

- **L'Energy Information Administration des États-Unis a estimé le coût d'une nouvelle centrale au charbon entre 2 934 et 6 599 d'USD par kW selon la technologie utilisée, et le coût de l'installation d'une centrale au gaz entre 676 et 2 095 d'USD par kW.** Les VPP peuvent fournir des bénéfices financiers aux propriétaires d'actifs de ressources énergétiques distribuées tout en maintenant l'équilibre entre la demande et l'offre à un coût d'environ 80 d'USD par kW (Enbala, n.d.).

3

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

La VPP Next Kraftwerke fournit des services réseau au GRT en Belgique

La Belgique a mis en œuvre des solutions pratiques de pilotage de la demande dans ses opérations sur le marché journalier de l'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité Elia accepte la capacité des ressources énergétiques distribuées pour compenser les désalignements entre la production et la demande de pointe, en donnant la priorité absolue aux clients industriels. Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ont collaboré pour développer une plate-forme informatique centralisée partagée, qui permet l'échange de toutes les données liées à l'approvisionnement en ressources énergétiques distribuées pour la flexibilité. Grâce à ce hub de données, tous les utilisateurs et producteurs connectés au réseau de distribution et/ou de transport peuvent fournir quotidiennement des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux (Elia, 2018).

Des agrégateurs de ressources énergétiques distribuées, comme REstore et Next Pool, fournissent les capacités requises à Elia. Cela est effectué dans des conditions de stress, dans lesquelles des centaines de mégawatts sont déjà sous contrat, afin de renforcer la flexibilité des opérations du réseau belge. REstore regroupe des capacités industrielles flexibles (un total de 1,7 GW) et surveille en permanence la charge du réseau. Aux moments des demandes de pointe, les entreprises du portefeuille de REstore aident à maintenir l'équilibre du réseau grâce au déplacement de la charge.

En tirant parti de la numérisation, Next Kraftwerke regroupe 5 000 unités de production et de consommation d'énergie dans la VPP Next Pool. Avec une capacité totale de plus de 4 100 MW (pas seulement en Belgique), la VPP échange l'énergie agrégée sur différents marchés de l'énergie au comptant. La VPP contribue de façon substantielle à stabiliser le réseau en distribuant intelligemment la puissance produite et consommée par les unités individuelles en période de pointe.

Les gestionnaires de réseaux de transport, comme Elia, utilisent une réserve de contrôle pour équilibrer le système électrique. Les réserves secondaires, qui doivent être entièrement activées en l'espace de 7,5 minutes, sont le produit d'équilibrage le plus important pour Elia. Pour tester si les agrégateurs peuvent fournir des réserves secondaires d'une qualité comparable à celle des unités actuelles, un projet pilote a été mené en 2017, dans lequel Next Kraftwerke et les autres participants ont prouvé que les VPP étaient capables de répondre aux exigences techniques (Trilations, n.d.).

En avril 2018, Elia a lancé son premier projet pilote de Blockchain qui étudiait les possibilités offertes par cette technologie en tant que système de paiement capable de répondre au défi commercial que représentent des transactions aussi rapides et complexes. Cette solution devrait faciliter la rétribution des ressources énergétiques distribuées pour les services fournis. Si le projet pilote réussit, il constituera une avancée majeure vers la mise en place d'un réseau électrique belge offrant un large éventail de sources d'énergie décentralisées et durables. Il ne s'agit là que d'un exemple de la façon dont la numérisation peut radicalement transformer le secteur de l'énergie dans les années et/ou décennies à venir.

Sonnen Baterie fournit des services de réseau en Allemagne

The sonnenCommunity est un agrégateur situé en Allemagne, composé d'environ 10 000 clients utilisant le stockage sur batterie, la production solaire photovoltaïque, ou les deux. Lancée en 2015, la sonnenCommunity a été principalement utilisée pour l'échange entre pairs dans le cadre de VPP ; cependant, à l'été 2017, les VPP sont devenues accessibles au réseau électrique pour assurer la régulation de la fréquence. Par rapport à d'autres solutions, comme le pompage-turbinage, cette ressource de stockage « virtuel » décentralisé peut réagir très rapidement (en moins d'une seconde), ce qui en fait un excellent fournisseur de services primaires de réponse en fréquence.

Une partie réduite de ce stockage est mise à la disposition du réseau électrique allemand. Cette ressource devrait donc contribuer à éviter l'effacement de la consommation éolienne, en chargeant les batteries de stockage en cas de surproduction, permettant ainsi de réduire la variabilité de la production d'énergie renouvelable, tout en limitant le coût associé aux besoins d'extension du réseau. Étant rétribuée pour ces bénéfices à travers le marché de la réponse en fréquence, la sonnenCommunity fournit en retour de l'électricité « gratuite » aux propriétaires de batteries. Dans la mesure où la batterie n'est nécessaire que sporadiquement, soit quelques minutes par semaine, sa disponibilité, ses performances et sa durée de vie ne sont pratiquement pas affectées.

En mai 2017, Sonnen s'est associé au gestionnaire du réseau allemand TenneT pour lancer le projet pilote Sonnen eServices. Ce projet consistait à incorporer des batteries au réseau électrique via une solution Blockchain (développée par IBM). En Allemagne,

des mesures de re-dispatching sont nécessaires, car l'énergie éolienne produite dans le nord ne peut pas être transportée vers les centres industriels du sud du pays. Ce projet pilote mettra à disposition un réseau de batteries solaires résidentielles destiné à contribuer à la réduction des limitations imposées à l'énergie éolienne pendant les périodes où la capacité de transport est insuffisante. En 2016, les mesures destinées à gérer la congestion du réseau ont coûté à l'Allemagne environ 800 millions d'euros, dont une grande partie correspondait à l'effacement de la consommation d'énergie éolienne (Grey Cells Energy, 2018).

La Blockchain offre au gestionnaire de TenneT un aperçu du pool de flexibilité disponible, prêt à être activé en appuyant sur un bouton. Après cela, la Blockchain enregistre la contribution des batteries. La technologie Blockchain pourrait être un catalyseur essentiel pour documenter, vérifier et sécuriser les transactions au sein d'un futur réseau électrique constitué par des millions de petites sources d'énergie décentralisées, comprenant à la fois des prosommateurs et des consommateurs. La plate-forme est conçue pour garantir la vérifiabilité et la transparence des transactions effectuées par les batteries à petite échelle. Cela simplifie la façon dont les fournisseurs d'énergie flexible distribuée localement peuvent fournir des services destinés à aider les gestionnaires de réseaux électriques à l'avenir. L'objectif du test est également de s'assurer que la plate-forme peut répondre aux exigences de TenneT en matière de sécurité des données, de restriction des accès et de confidentialité (TenneT, 2017b).



La VPP de Tesla contribue à l'intégration des énergies renouvelables et à la stabilité du réseau en Australie-Méridionale

Tesla a proposé de développer une VPP de 250 MW (la plus grande construite à ce jour dans le monde) afin de contribuer à stabiliser les infrastructures électriques de l'État australien et d'améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau dans une zone où près de la moitié de l'électricité est d'origine éolienne. L'initiative débutera par un essai dans 1 100 logements sociaux.

La technologie repose sur quatre piliers principaux :

- des compteurs intelligents installés dans chaque logement participant pour aider à contrôler l'énergie solaire et les batteries en toiture, ainsi que pour mesurer les flux d'énergie ;
- un réseau de systèmes solaires photovoltaïques en toiture installés sur des logements sociaux (système de panneaux solaires de 5 kW) ;
- stockage sur batterie installé dans des logements publics en Australie-Méridionale (batterie Tesla Powerwall 2 de 5 kW/13,5 kWh) ; et
- un système informatique pour contrôler le stockage, l'utilisation et le transfert de l'énergie renouvelable stockée sur batterie entre les logements et le réseau, afin de maximiser la valeur pour les clients tout en fournissant des services au réseau en cas de besoin.

Le modèle économique fait également partie des innovations. Les panneaux et les batteries ne supposeront aucun investissement initial pour les logements participants. L'ensemble sera en effet financé par la vente d'électricité, ainsi que par des fonds publics. L'État débloquera une subvention de 2 millions AUD (1,6 million d'USD), ainsi qu'un prêt de 30 millions AUD (23,8 millions d'USD) au budget du Fonds national pour les technologies renouvelables.

L'impact de cette solution sur l'intégration des énergies renouvelables serait considérable, avec environ 130 MW de capacité supplémentaire de production de panneaux solaires photovoltaïques en toiture et 130 MW/330 GWh de stockage sur batterie décentralisé et dispatchable. Ces chiffres pourraient doubler si le déploiement s'étendait à un nombre similaire de clients particuliers.

En ce qui concerne la flexibilité ajoutée au système, la participation de 50 000 logements au programme ajouterait 250 MW de capacité de pointe au système ou, au choix, réduirait la demande au niveau du réseau central de 250 MW, pour libérer ainsi de la capacité en faveur d'autres clients.

Pour ce qui est de la réduction des coûts, le prix de gros pour l'ensemble des clients, en Australie-Méridionale, devrait baisser d'environ 3 d'USD/MWh pour chaque tranche supplémentaire de 50 MW de capacité introduite dans le système et qui, autrement, ne serait pas exploitée. Cela signifie que même si les clients des logements sociaux étaient les seuls à participer à cette initiative, la proposition de Tesla pourrait réduire le prix de gros d'environ 8 AUD/MWh, soit environ une économie de 90 millions AUD par an pour l'ensemble des clients d'Australie-Méridionale. Et les économies pourraient doubler si le projet était en mesure d'atteindre sa pleine échelle de production de 250 MW. Le gouvernement a par ailleurs estimé que les factures d'électricité de ceux qui y souscrivent pourraient être réduites de 30 %.

Le stockage sur batterie supplémentaire, décentralisé et dispatchable, destiné à être agrégé et géré dans le cadre d'une VPP, améliorera la sécurité et la stabilité du système. Par exemple, sur le premier mois complet d'échange en décembre 2018, la batterie Tesla 100 MW a entraîné une réduction d'environ 75 % des coûts payés par les clients pour les services de contrôle de fréquence. Les résultats de la VPP pourraient être similaires (Frontier Economics, 2018).

- Grâce aux **technologies génériques**, l'automatisation est l'une des principales contraintes du pilotage de la demande et de la gestion du côté de la demande, sans laquelle les clients ne pourraient pas répondre aux signaux-prix en temps réel. Les technologies numériques commencent à apparaître

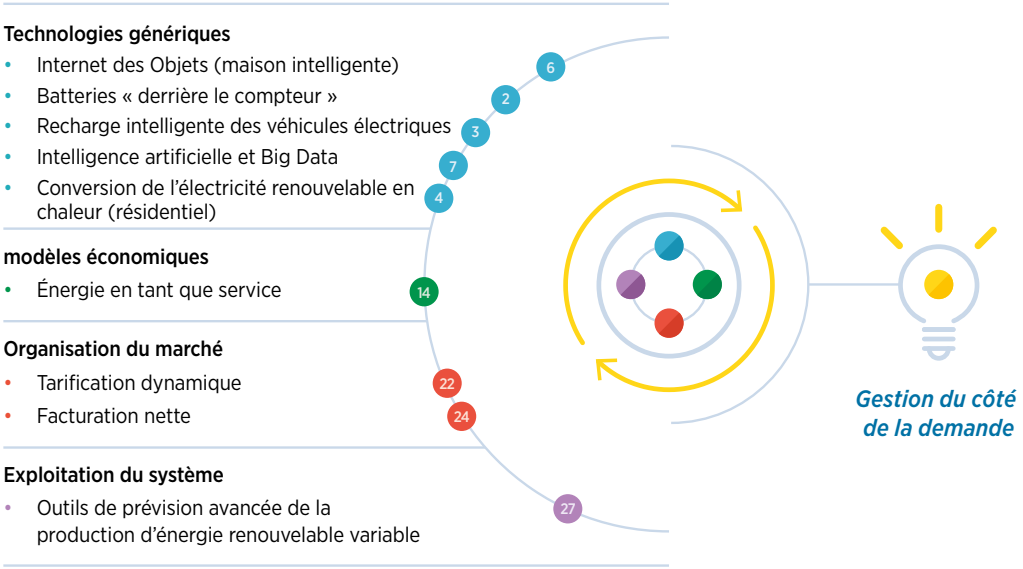
TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE L'AGRÉGATION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES POUR FOURNIR DES SERVICES AU RÉSEAU

Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour les services du réseau	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système			●	
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs heures			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures		●		
	Plate-forme TIC, à condition de compter sur des ressources énergétiques distribuées et des compteurs intelligents			
Besoin de modifier le cadre réglementaire			●	
Besoin de modifier le rôle des acteurs				●
				consommateurs actifs, gestionnaires de réseaux de distribution et transport, nouveaux acteurs, comme les agrégateurs
Autres défis	• Coordination étroite entre plusieurs parties prenantes, y compris les prosommateurs			

SOLUTION VII

Gestion du côté de la demande

Figure 28 Synergies entre innovations pour permettre la gestion du côté de la demande



dans les maisons intelligentes pour faciliter la gestion du côté de la demande. L'Internet des Objets assure la connexion de dispositifs comme les installations de stockage local sur batterie ou d'énergie solaire photovoltaïque en toiture, ou encore les appareils électroménagers et les compteurs intelligents via Internet, ce qui permet ainsi la collecte et l'échange d'informations.

L'Internet des Objets englobe essentiellement la numérisation des actifs, la collecte de données sur les actifs et des algorithmes de calcul permettant de contrôler le système formé par les actifs interconnectés. Des systèmes de contrôle en nuage permettraient la gestion de ces dispositifs. Les algorithmes de calcul utilisés pour contrôler le système pourraient être remplacés par l'intelligence artificielle. Fondamentalement, l'intelligence artificielle est un ensemble de systèmes qui agissent de façon intelligente, sont capables de reconnaître des modèles, tirent des inférences et prennent des décisions sur la base de leur propre jugement cognitif, comme le font les êtres humains. *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data)*

● En ce qui concerne **l'organisation du marché**, il est nécessaire de compter sur des signaux-prix permettant aux maisons intelligentes d'améliorer leur efficacité énergétique, mais aussi de constituer une source de flexibilité pour le système. Une tarification dynamique pourrait être conçue pour inciter les consommateurs à déplacer les charges sur des intervalles de temps spécifiques afin de soutenir le système et l'intégration d'une part importante d'ERV. Le résultat serait une augmentation de la consommation de production d'énergie renouvelable lorsqu'elle est disponible, et une diminution lorsque le système est soumis à des contraintes de production. Cette solution a potentiellement la capacité de réduire considérablement l'effacement des énergies renouvelables et d'améliorer la fiabilité et la prévisibilité du système.

Avec une tarification en temps réel, même les variations à court terme de la production d'énergie renouvelable peuvent être ajustées au pilotage de la demande. Dans la tarification dynamique, les clients ont la possibilité d'ajuster leur consommation électrique pour faire des économies sur leurs dépenses énergétiques. La réponse automatisée est plus bénéfique et efficace pour le client. Dans une maison intelligente équipée d'une installation solaire photovoltaïque en toiture également capable d'injecter de l'électricité dans le réseau, l'implantation d'un mécanisme de facturation nette serait capable de rétribuer correctement l'énergie renouvelable injectée. Avec les mécanismes de facturation nette, l'équilibre ne repose pas sur le nombre de kWh, mais sur la valeur du kWh consommé ou injecté

dans le réseau. La facture émise par le fournisseur correspond à la valeur de l'énergie consommée, de laquelle est déduite la valeur de l'énergie injectée.

En rendant les prosommateurs responsables de leurs interactions avec le réseau, il est possible de faciliter l'intégration de la production des ERV dans le réseau. Des outils avancés permettant de prévoir la production d'énergie renouvelable contribueraient à réduire l'intermittence. *(Innovations clés : tarification dynamique ; facturation nette ; outils de prévision avancée de la production d'énergie renouvelable variable)*

Avec la numérisation du côté du consommateur, de nouveaux modèles économiques sont apparus. L'Énergie-en-tant-que-service (EaaS) est un modèle économique innovant dans lequel un fournisseur de services ne se contente pas de fournir de l'électricité (à savoir, des kWh), mais propose également un certain nombre de services énergétiques. Avec l'aide de systèmes de contrôle automatique, les ressources énergétiques distribuées peuvent contribuer à produire la puissance réactive nécessaire au contrôle de la tension. La demande contrôlée par thermostat peut être modifiée de sorte que les points de consigne soient ajustés en fonction de la fréquence.

Les fournisseurs de services énergétiques peuvent utiliser des dispositifs intelligents contrôlés à distance pour gérer la consommation et réduire la charge aux heures de pointe, sans pour autant compromettre le confort du client. Des solutions de maison intelligente peuvent être regroupées sous forme de solution intégrée comprenant la surveillance, l'automatisation, le contrôle de la consommation d'énergie, la sécurité et le confort intelligents. Une enquête récente montre que le nombre de « maisons connectées[9] » ou maisons intelligentes est passé de 17 à 29 millions sur trois ans, de 2015 à 2017, soit un taux de croissance annuel composé de 31 % (McKinsey, 2017). *(Innovation clé : Énergie-en-tant-que-service)*



Impact sur la réduction de la demande :

- **17 % de la demande de pointe déplacée vers les heures creuses grâce à la tarification dynamique en Suède.**

La consommation d'électricité aux heures de pointe est passée de 23 à 19 % de la demande totale d'électricité dans le cadre d'un projet pilote utilisant des signaux-prix pour assurer un pilotage de la demande en Suède ; 17 % de la demande de pointe a donc été déplacée vers les heures creuses (WEF, 2017).

- **En 2015, aux États-Unis, 5 % du total des ventes d'électricité (environ 200 milliards de kWh) ont été économisés à travers un programme de pilotage de la demande.**

Pour un réseau public, une réduction de 1 % des ventes d'électricité signifie en moyenne une réduction de 0,66 % de la demande de pointe pour ce réseau (Nadel, 2017).

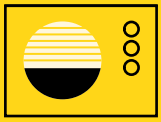
- **En moyenne, la demande de pointe des réseaux publics pourrait être réduite de 10 % avec le pilotage de la demande.**

L'American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) estime que l'utilisation de programmes de pilotage de la demande peut permettre de réduire la demande de pointe de 10 %, voire plus (Nadel, 2017).

- **Grâce à l'intelligence artificielle, un centre de données Google a réduit de 40 % sa demande en électricité destinée au refroidissement.**

DeepMind AI, de Google, a réduit de 40 % l'énergie utilisée pour le refroidissement de l'un des centres de données de l'entreprise (soit une réduction globale de 15 % de sa consommation d'électricité), en utilisant uniquement les données historiques recueillies auprès des censeurs et en appliquant un algorithme d'apprentissage automatique pour prédire la température et la pression au sein de centre de données et ainsi optimiser le rendement (Evans and Gao, 2016).

9 Une « maison connectée » est mise en réseau pour assurer l'interconnexion et l'interopérabilité de plusieurs appareils, services et applications, allant de la communication et du divertissement aux soins de santé, en passant par la sécurité et la domotique.



40 %
de RÉDUCTION DE LA DEMANDE en utilisant l'IA pour le refroidissement



15 %
d'ÉCONOMIES sur la facture d'électricité avec une tarification dynamique



40 %
d'ÉCONOMIES en utilisant l'IA pour la gestion de la demande

Impact sur les coûts de l'énergie pour les consommateurs :

- **15 % d'économies sur la facture d'électricité grâce à la tarification dynamique dans 350 foyers.**

Le projet pilote Community Power de Con Edison permettrait à 350 foyers de la New York City Housing Authority d'accéder à l'énergie solaire à un prix réduit. Les consommateurs ont réussi à économiser 15 % sur leurs factures d'électricité, soit environ 80 USD (Con Edison, 2018).

- **Jusqu'à 40 % d'économies sur la facture d'électricité grâce à l'intelligence artificielle pour la gestion du côté de la demande.**

BeeBryte, une société de « logiciel en tant que service » (SaaS, Software-as-a-Service) basée en France et à Singapour, commercialise un logiciel de veille basé sur le cloud qui peut surveiller la charge en temps réel dans les grands centres commerciaux et industriels. En faisant appel à l'intelligence artificielle à partir des prévisions météorologiques, de l'occupation, de l'utilisation et des signaux-prix de l'énergie, le logiciel peut automatiquement alimenter des charges telles que les systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (CVC) en utilisant le stockage sur batterie en fonction de la tarification dynamique, et économiser ainsi jusqu'à 40 % sur la note d'électricité (BeeBryte, n.d.).

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Réduire l'effacement des énergies renouvelables : un programme de réponse inversée à la demande en Arizona, aux États-Unis

L'Arizona Public Service Company (APS), réseau public américain, connaît des pointes de demande en été et des températures douces avec une demande plus faible pendant les trois saisons restantes. Plus les températures augmentent pendant les mois d'été, plus les climatiseurs représentent la charge principale, laquelle peut parfaitement être assumée par la production solaire photovoltaïque. Or, lorsque les températures sont plus modérées, sur les neuf derniers mois de l'année, le réseau public produit une électricité solaire photovoltaïque en excès, qui est souvent inutilisée. Durant certains intervalles sur la journée, les prix de l'électricité deviennent négatifs en raison d'une production solaire plus élevée de la part des ressources distribuées. Une stratégie était nécessaire pour déplacer la charge sur une base journalière en vue d'absorber la production excédentaire issue des énergies renouvelables dans le réseau.

Récemment, APS a proposé un nouveau programme visant à réduire le besoin de procéder à l'effacement de l'énergie solaire aux moments où les prix sont négatifs. Au lieu d'effacer la production d'énergie renouvelable, APS paiera ses clients pour utiliser cette énergie afin de maintenir les énergies renouvelables en ligne et de lisser la courbe de charge. Cela sera similaire au déplacement de charge, mais dans la mesure où il est moins prévisible que l'arbitrage sur la base du prix aux heures de pointe/heures creuses (en raison de l'intermittence des énergies renouvelables), le programme APS sera spécifiquement appliqué aux charges dispatchables non essentielles. Le plan d'APS comprend des incitations pour l'installation de thermostats intelligents, les infrastructures de recharge de véhicules électriques, le stockage d'énergie et les minuteries de chauffe-eau, ainsi qu'un nouveau produit de « réponse inversée à la demande » qui vise à équilibrer la charge du système avec l'excédent de la production renouvelable. Par exemple, les VE à recharge intelligente pourraient bénéficier de l'énergie gratuite lorsque la réponse inversée à la demande est activée. Pendant ces périodes, il est également possible de mettre en fonctionnement des appareils intelligents (par ex., lave-vaisselle, lave-linge, sèche-linge, etc.).

La réponse inversée à la demande d'APS permet d'éviter l'effacement des énergies renouvelables tout en créant une valeur pour les clients du réseau public.

Structure de prix dynamique et maisons intelligentes en Finlande

En Finlande, les consommateurs ont la possibilité de choisir une structure de tarification dynamique pour l'électricité. Les fournisseurs au détail offrent une tarification dynamique par choix (sans régulation). Le prix est déterminé sur la base du prix spot Nord Pool pour la zone tarifaire de la Finlande. Les clients qui choisissent une structure de tarification dynamique paient le prix horaire, la prime du détaillant et une mensualité fixe au détaillant avec lequel ils choisissent de conclure un contrat.

Fin 2017, environ 9 % des clients (soit 340 000) avaient choisi cette structure tarifaire (Finish Energy Authority, 2018) (Eurelectric, 2017), qui leur permettait de vérifier, sur le site web du détaillant choisi, les prix de l'électricité à chaque heure de la journée du lendemain. Les prix sont publiés sur la base du calendrier du marché au comptant. Les prix pour le lendemain (24 heures), qui commencent à partir de minuit, sont donc disponibles vers 14 heures. Le prix que le client paie pour un créneau horaire particulier dépendrait du moment de la consommation. Le client, comme tous les autres consommateurs finlandais, a besoin d'un comptage horaire qu'il peut voir, un jour après la livraison, sur le portail web ou dans l'application du gestionnaire de réseau de distribution local.

Avec la technologie aujourd'hui disponible, il est possible d'optimiser automatiquement, par exemple, l'éclairage, le chauffage, la ventilation en fonction des conditions météorologiques et des prix du marché. Certains détaillants offrent des heures de chauffage à tarif optimisé, en fonction des conditions météorologiques et de la capacité réelle de chauffage. Cela permet au système de chauffage de fonctionner efficacement, tout en économisant jusqu'à 15 % sur les dépenses correspondantes (Eurelectric, 2017).

Flex PowerPlay : domotique pour l'auto-consommation solaire en Australie

En fin de compte, le secret d'un bâtiment intelligent réside dans l'utilisation de l'énergie au bon moment et au bon endroit. Flex PowerPlay, une plate-forme énergétique de maison intelligente lancée en 2017 en Australie, est constituée par trois éléments : des panneaux solaires, une batterie domestique et un système de surveillance. L'application Energy permet aux utilisateurs de passer simplement d'un appareil à l'autre et de contrôler automatiquement les charges électriques, pour mieux maîtriser leur énergie et son coût. Des solutions d'optimisation comme celle-ci seront essentielles pour permettre aux utilisateurs de tirer le meilleur parti de leur système solaire et de réduire leurs notes d'électricité.

Les utilisateurs peuvent surveiller leur production d'énergie et la gérer en temps réel sur un smartphone, un ordinateur portable ou une tablette. PowerPlay, qui fonctionne avec des appareils dotés de technologie intelligente, peut être programmé pour allumer la lumière lorsque tombe l'obscurité et l'éteindre à nouveau dès que le jour revient. Les utilisateurs peuvent également contrôler à distance la climatisation, le téléviseur ou un système audio. La plate-forme n'affiche pas seulement la quantité exacte de production d'énergie en temps réel, elle permet aussi aux consommateurs d'optimiser automatiquement leur consommation.



Autres études de cas : L'energie-en-tant-que-service (EaaS) pour la gestion du côté de la demande

Ed, un réseau public basé à New York, offre une réduction de 85 d'USD aux clients qui souscrivent à son programme de pilotage de la demande. Les clients autorisent le réseau à ajuster leur thermostat au maximum 10 fois par an (Con Edison, 2016).

PassivSystems, au R.-U., fournit des solutions de surveillance et de gestion de l'énergie à domicile en intégrant des technologies domestiques (par ex., des chauffe-eau à accumulation, des pompes à chaleur) à la plate-forme Passiv et à des systèmes back-end pour former une solution connectée à Internet. Cette solution démontre que la consommation d'énergie dans les foyers pourrait être gérée à un niveau agrégé en réponse aux divers tarifs énergétiques et incitations du côté de la demande fournis par les gestionnaires et exploitants de réseaux (DECC, n.d.).

De la même façon, **STEM**, un fournisseur de services énergétiques basé aux États-Unis, aide les clients du secteur commercial et industriel à réduire leur facture d'énergie en utilisant l'énergie stockée dans leurs batteries durant les périodes de demande de pointe. En associant le stockage sur batterie et les systèmes d'analyse en nuage, l'entreprise est capable d'identifier le meilleur moment pour consommer l'énergie stockée dans les batteries (Colthorpe, 2017). STEM utilise une technologie basée sur l'intelligence artificielle pour maintenir un niveau constant d'utilisation d'énergie, ce qui aide les entreprises à contrôler la demande (Pickerel, 2018).

La « batterie en tant que service » est une variante du modèle économique EaaS, qui fournit aux clients des systèmes leur permettant de stocker de l'énergie pendant les périodes creuses de la demande, et de la consommer pendant les périodes de demande de pointe. Par exemple, le fournisseur européen de services énergétiques E.ON a développé la solution **Solar Cloud,** qui permet aux propriétaires de panneaux solaires photovoltaïques de stocker l'énergie excédentaire grâce à une solution en nuage. Ce compte d'électricité virtuelle est disponible non seulement pour répondre à la demande d'énergie dans les foyers, mais aussi ailleurs. L'avantage principal du cloud énergétique est que les consommateurs n'ont pas besoin d'investir dans une batterie physique. Les clients peuvent également économiser sur leurs factures d'énergie en évitant les utilisations aux heures de pointe (E.ON, 2018). En 2018, le seul marché allemand comptait plus de 1,6 million de gestionnaires de réseaux solaires. D'après E.ON, et sur la base des données de la coopération entre E.ON et Google pour les toitures solaires, dix autres millions de toitures en Allemagne sont adaptées à l'installation de systèmes photovoltaïques. Ces services présentent donc un grand potentiel de marché.

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE LA GESTION DU CÔTÉ DE LA DEMANDE

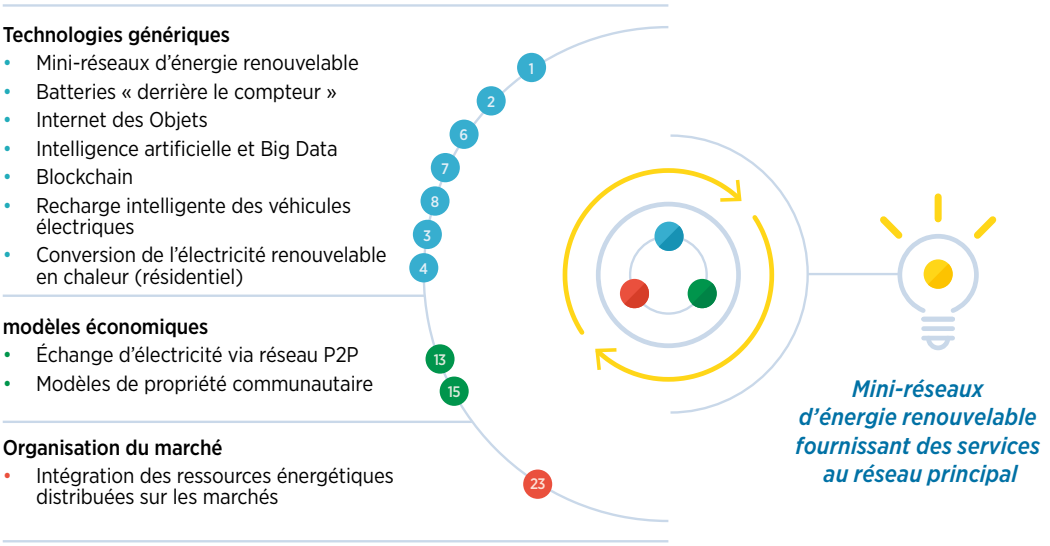
Gestion du côté de la demande	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques minutes à plusieurs jours			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures		compteurs intelligents, TIC		
Besoin de modifier le cadre réglementaire			signaux-prix adressés aux consommateurs	
Besoin de modifier le rôle des acteurs		consommateurs actifs - l'automatisation en tant que facilitateur		
Autres défis	• Participation des consommateurs et garantie de confidentialité			

3

SOLUTION VIII

Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal

Figure 29 Synergies entre innovations pour permettre à des mini-réseaux de fournir des services au réseau principal



En tant que **technologie générique**, les mini-réseaux d'énergie renouvelable sont des infrastructures énergétiques intégrées combinant des charges et des ressources d'énergie renouvelable. Les mini-réseaux associent la demande et les ressources énergétiques distribuées en une seule entité contrôlable, qu'il est possible d'exploiter à l'écart du réseau. Les mini-réseaux permettent le déploiement des énergies renouvelables à la fois dans les zones connectées (auxquelles la production locale peut, à certains moments, apporter une indépendance du réseau principal) et dans les zones en développement, où la production décentralisée peut permettre l'approvisionnement de collectivités reculées. *(Innovation clé : mini-réseaux d'énergie renouvelable)*

Il est possible de connecter tous types de ressources énergétiques distribuées à un mini-réseau : centrales de production décentralisées du type solaire photovoltaïque en toiture, gestion thermique des batteries, véhicules électriques, pompes à chaleur résidentielles, pilotage de la demande, etc. *(Innovations clés : batteries « derrière le compteur » ; recharge intelligente des véhicules électriques ; conversion de l'électricité renouvelable en chaleur)*

Ces actifs, connectés au mini-réseau, peuvent appartenir à des consommateurs individuels ou être partagés par une communauté. La propriété communautaire (CO) correspond à un **modèle économique innovant** qui permet le partage de la propriété et de la gestion des actifs liés à l'énergie, tels que les systèmes de production d'énergie, les systèmes de stockage d'énergie, les systèmes d'efficacité énergétique et les systèmes de refroidissement et de chauffage urbains. Dans les modèles CO, les coûts sont partagés, ce qui permet aux participants de posséder des actifs avec de moindres investissements. Il s'agit d'une solution qui encourage les gens à s'unir et à agir dans le domaine de l'énergie, mais aussi à relever d'autres défis socio-économiques spécifiques de leurs zones et collectivités locales. Elle encourage également la solidarité et la coopération au sein des collectivités. *(Innovation clé : modèles de propriété communautaire)*

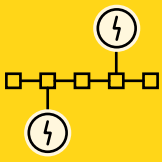
Les mini-réseaux permettent souvent un échange d'électricité P2P entre les participants. Le concept P2P consiste en un modèle économique basé sur une plate-forme de marché en ligne où les consommateurs et les fournisseurs d'énergie décentralisée négocient l'électricité au prix souhaité. Cette énergie peut être achetée par n'importe quel consommateur avec lequel il existe un raccordement direct. Les innovations récentes dans le domaine de la technologie Blockchain facilitent les transactions P2P. *(Innovations clés : échange d'électricité via réseau P2P ; Blockchain)*

S'il est connecté au réseau de distribution, le mini-réseau peut fournir des services de flexibilité au réseau principal, à condition que **l'organisation du marché** le permette. Les avancées récentes placent les mini-réseaux d'énergie renouvelable parmi les solutions innovantes, en facilitant la fourniture de services auxiliaires au réseau principal pour en améliorer le rendement et la rentabilité. Des capteurs intelligents peuvent être utilisés pour surveiller les opérations sur le réseau national, afin de commuter automatiquement entre celui-ci et le mini-réseau.

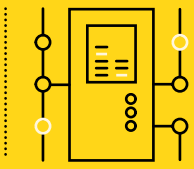
En commutant d'un réseau à l'autre, les mini-réseaux CC offrent un avantage supplémentaire, car ils permettent de se connecter/déconnecter rapidement du réseau national. Contrairement aux mini-réseaux CA, ils n'ont pas besoin de synchronisation de fréquence et peuvent ainsi garantir une alimentation continue en électricité pour des applications critiques telles que les grands centres de données. De plus, les mini-réseaux peuvent contribuer à réduire la congestion des interconnexions entre eux et le réseau national. Ces systèmes peuvent favoriser la réponse du côté de la demande en choisissant de se connecter au réseau national pendant les heures creuses et de s'en déconnecter aux heures de pointe. Pour que ces services soient correctement rétribués, les ressources énergétiques distribuées qui sont connectées au mini-réseau ont besoin de participer aux marchés de gros. *(Innovation clé : intégration des ressources énergétiques distribuées sur les marchés)*

Cependant, pour assurer l'alignement de la demande locale sur la production locale dans un mini-réseau, il est nécessaire de compter sur les outils complexes d'un gestionnaire. Seules les **technologies génériques** numériques permettent à un mini-réseau de prévoir automatiquement la demande, d'ajuster la production, d'optimiser les réserves, de contrôler la tension et la fréquence, et de se connecter ou se déconnecter du réseau principal (si possible). Plus l'équilibre entre ces sources est efficace, plus les coûts de production du mini-réseau diminuent et plus les revenus des services supplémentaires qu'il peut fournir au réseau principal augmentent. *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data)*

Des entreprises telles que Power Ledger et LO3 Energy, ainsi que des initiatives de recherche comme The Energy Collective, ont testé les échanges P2P avec des mini-réseaux locaux en utilisant la technologie Blockchain. Dans le cadre de contrats intelligents, des échanges peuvent être effectués automatiquement sur l'ensemble du réseau à l'aide de signaux-prix et de données de production d'énergie renouvelable en temps réel. Des entreprises se tournent aujourd'hui vers des réseaux intelligents qui utilisent la numérisation et les contrats intelligents pour automatiser la surveillance et la redistribution de l'énergie du mini-réseau.



30 %
d'ÉCONOMIES en électricité pour les résidents locaux



0,28
USD/KWh
Coût de l'électricité hors-réseau



10 %
de RÉDUCTION de la consommation d'énergie avec un mini-réseau CC

Impact des mini-réseaux :

- **30 % d'économies sur les coûts de l'électricité pour les résidents locaux en Allemagne, grâce à un mini-réseau qui injecte la production excédentaire d'électricité dans le réseau.**

Le village de Feldheim possède et exploite un mini-réseau local alimenté par des sources solaires, éoliennes et de biomasse, et équipé d'un système de stockage sur batterie. La centrale solaire produit plus de 2 700 MWh par an, la centrale de biogaz peut produire 4 GWh par an, et les éoliennes ont une capacité de 74,1 MW. L'excédent de production d'électricité est injecté dans le réseau national. De plus, le mini-réseau utilise son système de stockage sur batterie pour fournir des services de flexibilité destinés au contrôle de la fréquence sur le réseau principal. Grâce à ce système de mini-réseau, les coûts locaux de l'électricité ont baissé de plus de 30 % (Eid, 2016 ; Guevara-Stone, 2014).

- **En Bulgarie, un mini-réseau simple et rapide à installer permet de fournir de l'électricité hors réseau à un coût de 0,28 USD/kWh.**

En Bulgarie, International Power Systems a développé Exeron, un système simple et rapide à installer qui peut commuter efficacement plusieurs sources d'énergie telles que des panneaux solaires photovoltaïques, un parc éolien et un système de batterie. Il est ainsi possible pour les gestionnaires de mini-réseaux de surveiller et de contrôler à distance la charge totale, et de contribuer à l'amélioration du rendement global du système (Exeron, 2018). Cette solution permet de réaliser des économies significatives au niveau des coûts d'exploitation et peut fournir de l'électricité hors réseau à un coût de 0,28 USD/kWh.

3

- **Un système de mini-réseaux assure un soutien fiable et propre au réseau indien.**

IBM a installé des mini-réseaux CC à énergie solaire photovoltaïque pour son centre de données de Bangalore, en Inde. Le système, qui peut fournir 50 kW CC 330 jours par an, entraîne une réduction de 10 % de la consommation d'énergie par rapport au courant alternatif (IBM, 2011). Le système de mini-réseaux assure un soutien fiable et propre au réseau indien.

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Des mini-réseaux connectés aux Pays-Bas

Les Pays-Bas ont mis en œuvre des projets pilotes de mini-réseaux axés sur la gestion durable et intelligente de l'énergie. Ces projets pilotes, également appelés « système SIDE » (Smart Integrated Decentralized Energy), étudient l'intégration de plusieurs technologies à base d'énergies renouvelables dans les domaines de l'électricité et du chauffage. Les mini-réseaux locaux sont constitués par des panneaux solaires photovoltaïques pour la production d'électricité et des systèmes solaires thermiques, des chaudières électriques et des pompes à chaleur pour la production de chaleur. Un réseau SIDE fait appel à un système de gestion intelligent permettant d'intégrer les différents composants, d'équilibrer l'offre et la demande au niveau local, et de réduire ainsi les coûts. Par exemple, les panneaux solaires collectent de l'énergie lorsque le soleil brille, et chargent les véhicules électriques. La production excédentaire est soit stockée sur une batterie, soit envoyée à travers le système pour alimenter d'autres logements au sein de la communauté. Les données de l'étude montrent qu'à long terme, les systèmes SIDE sont moins chers que les systèmes conventionnels alimentés par le réseau, et leurs infrastructures ne requièrent pas de mises à niveau coûteuses (Wood, 2018).

Le mini-réseau local, également connecté au réseau national, permet d'alimenter ce dernier avec l'énergie excédentaire qu'il produit. Les résultats du projet pilote ont montré que le coût de l'électricité diminuait considérablement avec le solaire photovoltaïque, celui du chauffage également, mais dans une moindre mesure, grâce aux systèmes solaires thermiques, qui sont moins chers (de Graaf, 2018).



Des mini-réseaux connectés en Australie

L'Australian Renewable Energy Agency (ARENA) investira 8,7 millions d'USD sur les 21,9 millions d'USD d'une installation de stockage sur batterie de 30 MW/8 MWh située à proximité du parc éolien de Wattle Point. Ce système de batterie utilisera l'énergie éolienne locale et l'énergie solaire photovoltaïque pour créer un mini-réseau. Le système de mini-réseau serait capable de fournir une réponse rapide en cas de panne du réseau principal et de réduire la congestion au niveau de l'interconnexion entre l'Australie-Méridionale et Victoria. Le mini-réseau peut également isoler le réseau local en utilisant 90 MW du parc éolien et des modules solaires photovoltaïques (AGL, 2017).

Brooklyn Microgrid aux États-Unis

Brooklyn Microgrid, développé par la start-up LO3 Energy, basée à New York, est un micro-réseau pilote qui emploie la technologie Blockchain avec comme vocation première de devenir un « micro-réseau virtuel » fonctionnant à partir des lignes existantes, et finalement d'apporter une résilience physique. Les résidents et entreprises qui produisent de l'électricité localement peuvent vendre leurs excédents à un réseau connecté à d'autres participants situés dans les environs. Le micro-réseau a pour mission d'interconnecter les utilisateurs de manière fiable, soit par l'intermédiaire du réseau principal, soit à travers un réseau communautaire privé, s'il existe.

La plate-forme permet donc des transactions P2P tirant parti de la Blockchain. Le logiciel enregistre et comptabilise chaque unité d'énergie produite par les différents systèmes énergétiques des membres. Une application de contrats intelligents permet de mettre les unités d'énergie excédentaires à disposition sur le marché de TransActive Grid, où elles sont achetées et vendues par les membres de la communauté locale, les paiements s'effectuant à travers les factures d'électricité. Dans ces contrats, les prix sont déterminés par le marché et se basent sur la courbe entre l'offre et la demande. Le volume d'approvisionnement disponible auprès des vendeurs fluctue, tandis que les producteurs fixent leur prix de soumission, et l'échange se produit lorsque les deux sont alignés. Les prosommateurs (producteurs et consommateurs) peuvent également négocier avec

les fournisseurs conventionnels si leur soumission n'est pas suffisamment élevée pour une énergie locale propre. L'installation actuelle rassemble plus de 50 participants à Brooklyn.

Le concept d'un micro-réseau intelligent utilisant la technologie Blockchain a été introduit avec deux objectifs clés. Tout d'abord, proposer une solution de rechange aux résidents et aux entreprises souhaitant monétiser leur production excédentaire. Les résidents possédant des panneaux solaires photovoltaïques avaient déjà la possibilité de vendre leur énergie excédentaire à des réseaux publics, mais ils étaient limités à un seul consommateur, et à un prix prédéterminé. De plus, lorsqu'une panne d'électricité locale se produisait, leurs systèmes photovoltaïques se déconnectaient, malgré leur capacité à produire leur propre électricité. Depuis la série de pannes d'électricité provoquée aux États-Unis en 2012 par l'ouragan Sandy, la fiabilité du réseau a été remise en question.

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DES SOLUTIONS DE MINI-RÉSEAUX

Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité		de quelques secondes à plusieurs jours		
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures				mini-réseau, compteurs intelligents, TIC
Besoin de modifier le cadre réglementaire				
Besoin de modifier le rôle des acteurs				consommateurs actifs - l'automatisation en tant que facilitateur

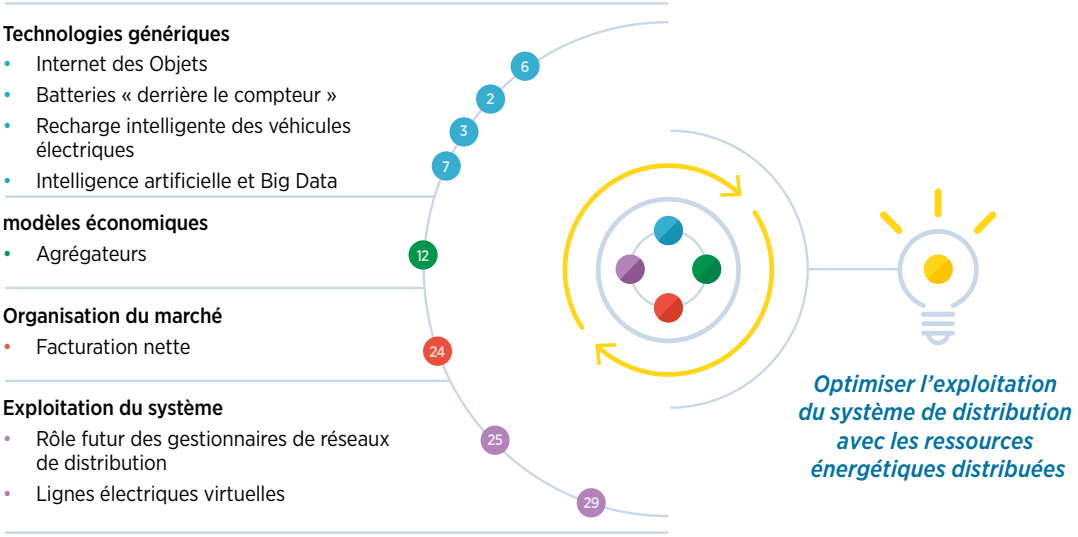


3

SOLUTION IX

Optimiser l'exploitation du système de distribution avec les ressources énergétiques distribuées

Figure 30 Synergies entre innovations pour optimiser l'exploitation du système de distribution avec les ressources énergétiques distribuées



La pénétration croissante de la production décentralisée a apporté un flux d'énergie imprévisible et inversé dans le réseau, susceptible de bouleverser la planification et l'exploitation traditionnelles des réseaux de distribution et de transport. Pour gérer efficacement les ressources énergétiques distribuées connectées au réseau de distribution, les sociétés de distribution doivent devenir de véritables acteurs, et ne plus se contenter d'être de simples exploitants de réseaux, à l'instar de la plupart des gestionnaires de réseaux de transport. En tant que gestionnaires de réseaux de distribution, ces entreprises devraient être capables de se procurer des services de flexibilité auprès des utilisateurs de leur réseau, tels que l'écrêtement des périodes de pointe et la régulation de la tension. En obligeant les unités d'énergie décentralisées à se conformer à certaines exigences de communication et signaux de dispatching, les sociétés de distribution peuvent exploiter activement ces technologies, ou tout au moins leur envoyer des signaux-prix, afin de prendre en charge les périodes de pointe et de gérer la congestion du réseau.

Avec le déploiement de **technologies génériques**, comme les véhicules électriques, et la nouvelle charge qu'ils connectent au réseau, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent également gérer les bornes de recharge de VE de façon intelligente, afin de tirer parti de cette capacité de stockage supplémentaire connectée au réseau. L'optimisation des combinaisons et des synergies entre les différentes ressources énergétiques distribuées peuvent considérablement améliorer la flexibilité du système. Les systèmes de stockage sur batterie mis en œuvre par les consommateurs finaux peuvent stocker la production excédentaire à partir de sources renouvelables comme le solaire photovoltaïque, ou peuvent être rechargés en utilisant l'électricité du réseau lorsqu'elle est bon marché. Les batteries peuvent ensuite être utilisées, à la demande du gestionnaire du réseau de distribution, pendant les périodes de pointe afin de répondre à la demande. *(Innovations clés : recharge intelligente des véhicules électriques ; batteries « derrière le compteur »)*

La possibilité de répondre aux demandes de pointe à partir de l'énergie stockée localement réduit le besoin de consommer de l'électricité auprès des gestionnaires de réseaux de transport, ce qui soulage la congestion et reporte le besoin d'investir dans le réseau. L'utilisation de ressources énergétiques distribuées pour éviter les investissements dans le réseau est également connue sous le nom de « lignes électriques virtuelles ». À titre d'exemple, UK Power Networks, un gestionnaire de réseau de distribution au Royaume-Uni, a récemment annoncé son intention de créer la première centrale virtuelle de Londres, à base de panneaux solaires et d'un parc de batteries installées dans quelque 40 logements de la ville. Un concept expérimental a été mené en

février 2018, dans lequel un parc de 45 batteries avait été utilisé pour répondre aux demandes de pointe. Le projet devrait constituer une option à l'approche traditionnelle consistant à augmenter la capacité du réseau pour répondre aux demandes de pointe (Hill, 2018). *(Innovations clés : lignes électriques virtuelles ; agrégateurs)*

Pour pouvoir intégrer de façon efficace la production décentralisée, il est nécessaire de promouvoir une gestion active du réseau afin de remplacer l'approche conventionnelle qui consiste à renforcer le réseau. Parmi les mécanismes régulateurs qui visent à encourager les nouveaux rôles des sociétés de distribution et leur interaction active avec les ressources énergétiques distribuées figurent notamment les accords de raccordement non fermes, les contrats de flexibilité bilatéraux et les marchés locaux. Une proposition de la Commission européenne datée du mois de novembre 2016 oblige les États membres à veiller à ce que la réglementation permette et encourage les sociétés de distribution à obtenir des services flexibles auprès des utilisateurs des réseaux (CE, 2016a). Cela peut se faire soit à travers des contrats bilatéraux entre agents et gestionnaires de réseaux de distribution, soit par le biais de incitations économiques (prix avec une certaine différenciation spatiale/temporelle). Au Royaume-Uni, une forme d'accès variable au réseau pour la production décentralisée, connue sous le nom d'accord de raccordement non ferme, permet au distributeur d'effacer temporairement l'électricité injectée ou consommée par l'utilisateur final, pour des raisons de sécurité. *(Innovation clé : rôle futur des gestionnaires de réseaux de distribution)*

La facturation nette est un mécanisme de compensation particulièrement bien conçu pour aider à minimiser les impacts négatifs et à maximiser la valeur de la production pour l'ensemble du système de distribution. Dans cette approche, la compensation pour l'énergie renouvelable injectée se base sur des tarifs variant dans le temps ou dans l'espace. Les consommateurs peuvent réagir aux signaux-prix et contribuer à l'équilibrage, réduisant ainsi la congestion du réseau. *(Innovation clé : facturation nette)*

Pour devenir exploitants et gestionnaires de réseaux, les sociétés de distribution auront besoin d'améliorer l'utilisation de technologies de l'information et de la communication et de systèmes innovants pour échapper aux contraintes de réseau. L'émergence d'un grand nombre de technologies numériques avancées, comme les capteurs, les compteurs intelligents, l'intelligence artificielle ou la robotique, a ouvert de nouvelles voies vers une gestion efficace des réseaux. Parmi ces solutions se trouvent notamment le contrôle automatisé de la tension ou la reconfiguration automatique du réseau pour réduire la charge d'un câble de distribution en transférant une partie de la production décentralisée à un autre situé à proximité. Les réseaux maillés rendus possibles par ces technologies sont souvent appelés « réseaux intelligents » (en anglais, « smart grids »). *(Innovations clés : Internet des Objets, intelligence artificielle et Big Data)*



3

1,32 MILLIARD D'USD
d'ÉCONOMIES grâce aux innovations dans les réseaux de distribution

5 MILLIARDS D'USD
d'ÉCONOMIES d'ici à 2030 grâce aux réseaux intelligents et flexibles

13 000 PROJETS
d'innovation au RU dans les réseaux gaziers et électriques



60 %
de RÉDUCTION DE LA DEMANDE DE POINTE par la gestion de ressources énergétiques distribuées

Impact de l'optimisation de la distribution sur la réduction des coûts :

- **1,32 milliard d'USD d'économies réalisées grâce aux innovations dans les réseaux énergétiques au Royaume-Uni.**

Les innovations déployées par les gestionnaires de réseaux de distribution au Royaume-Uni, notamment la création de réseaux plus intelligents, l'amélioration des processus de transport-distribution liée au raccordement d'une production décentralisée, la planification et les services partagés, l'évaluation des insuffisances au niveau de l'expérience client et la modification des exigences des systèmes de transport et de distribution, vont permettre aux consommateurs d'économiser près de 1,32 milliard d'USD entre 2018 et 2023 (Engerati, 2018). Western Power Distribution, un gestionnaire de réseau de distribution au Royaume-Uni, estime le coût total de la transition à 150 millions d'USD, y compris les coûts récurrents tels que les licences et les nouveaux employés (Engerati, 2018).

- **De l'ordre de 5,16 milliards d'USD (4 milliards de GBP) d'économies pourraient être dégagés d'ici 2030 au Royaume-Uni grâce à un réseau intelligent et flexible qui permet aux gestionnaires de réseaux de distribution d'accéder facilement à des actifs flexibles sur le réseau.**

Open Utility est en train de développer une plate-forme de marché en ligne qui pourrait permettre aux gestionnaires de systèmes de distribution d'accéder à des sources flexibles spécifiques de chaque emplacement. Ces gestionnaires joueront un rôle essentiel en équilibrant activement les réseaux intelligents locaux et en facilitant le déploiement de la production décentralisée, du stockage et des véhicules électriques. Les algorithmes d'optimisation de ressources d'Open Utility, fournis par l'intermédiaire d'un service en ligne intuitif, facilitent et gèrent le déploiement d'une flexibilité localisée de façon très efficace et évolutive (BEIS, 2018).

- **Depuis 2004, plus de 1 300 projets d'innovation ont été mis en œuvre sur les réseaux de gaz et d'électricité au Royaume-Uni,** permettant aux gestionnaires de réseaux de mieux comprendre comment intégrer de nouvelles technologies énergétiques comme les VE, la production renouvelable décentralisée et les sources de gaz décarbonées dans le système énergétique (Northern Powergrid, 2018).

Impact sur la réduction de la demande de pointe :

- **Réduction de 60 % de la demande de pointe sur le réseau grâce à la gestion des ressources énergétiques distribuées via un réseau de distribution au Royaume-Uni.**

UK Power Networks, une société de distribution au Royaume-Uni, installera un parc de systèmes de batteries dans une quarantaine de foyers de Londres déjà équipés de panneaux solaires photovoltaïques sur leurs toits. En tout, une capacité combinée de 0,32 MWh sera installée via des modules couplés à des batteries de 8 kWh. En regroupant les batteries dans une centrale électrique virtuelle, il serait possible de réduire la pointe de demande du soir de 60 % grâce à l'utilisation de batteries à distance (Willuhn and Brown, 2018). Les heures de pointe (de l'ordre de deux heures par jour en semaine) pourraient représenter 93 % des coûts d'une utilisation décentralisée du système. Pour ce faire, il est essentiel que les consommateurs soient encouragés à réduire leur consommation d'énergie pendant ces périodes.

Remarque : le montant initial de 1 milliard de GBP a été converti en d'USD sur la base du taux de change publié par les Nations Unies le 10 juillet 2018.

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

Projet Open Networks, Royaume-Uni

Open Networks est un projet lancé au Royaume-Uni par l'Electricity Networks Association, un organisme national industriel qui représente les réseaux de transport et de distribution. Le projet devrait jeter les fondements pour que les exploitants de réseaux de distribution deviennent des gestionnaires de réseaux de distribution. Parmi ses objectifs se trouvent le développement de processus améliorés de gestion des réseaux de transport/distribution, la planification de services partagés et une analyse des besoins et des lacunes des clients (Engerati, 2018).

Western Power Distribution, exploitant de réseau de distribution au Royaume-Uni, a publié un plan en quatre étapes pour devenir gestionnaire de réseau de distribution. Ce plan implique de déployer et mettre en œuvre des solutions de réseaux intelligents à des tensions plus élevées, de souscrire des contrats avec des agrégateurs et des clients pour plusieurs types de services, d'assurer la coordination des gestionnaires de réseaux de transport et/ou de distribution, et de garantir l'intégrité et la sécurité des réseaux à basse tension (Engerati, 2018).

Piclo, marché en ligne au Royaume-Uni

Open Utility est en train de développer un marché en ligne, portant le nom de Piclo, dont la vocation est de permettre aux gestionnaires de systèmes de distribution d'accéder à des ressources flexibles spécifiques de chaque emplacement. Ces gestionnaires joueront un rôle essentiel en équilibrant activement les réseaux intelligents locaux et en facilitant le déploiement de la production décentralisée, du stockage et des véhicules électriques. Un réseau intelligent et flexible pourrait permettre de réduire les émissions du Royaume-Uni provenant de la production d'électricité et de réaliser des économies pouvant s'élever à 4 milliards d'euros à l'horizon 2030. Néanmoins, pour ce faire, il faudra que les gestionnaires de réseaux de distribution puissent accéder rapidement et facilement à des actifs flexibles sur le réseau. Les algorithmes d'optimisation de ressources d'Open Utility, fournis par l'intermédiaire d'un service en ligne intuitif, facilitent et gèrent le déploiement d'une flexibilité localisée de façon très efficace et évolutive.

Le test a montré la bonne disposition des clients et des vendeurs. En effet, les parties prenantes se connectent régulièrement pour vérifier les détails des transactions d'électricité. Piclo assure l'alignement de la production sur la consommation en fonction des préférences et de l'emplacement, et offre aux clients une capacité de visualisation et d'analyse des données. Il a fourni à ses abonnés un mécanisme transparent, simple à utiliser, offrant de l'énergie renouvelable aux consommateurs qui souhaitent s'approvisionner à partir d'un producteur de ce type. La visualisation journalière, hebdomadaire et mensuelle s'est avérée très utile pour comprendre la demande d'énergie, ainsi que les frais liés à une « utilisation décentralisée du système » (DUoS, Distributed Use of System) qui sont destinés à couvrir les coûts de distribution de l'électricité. Comprenant que les heures de pointe (de l'ordre de deux heures par jour en semaine) pourraient représenter 93 % des coûts d'une DUoS, les consommateurs ont été encouragés à réduire leur consommation d'énergie pendant ces périodes (Open Utility, 2016). Les retours des clients ont montré que la distance à laquelle se trouvaient les producteurs était un facteur plus important dans la sélection du fournisseur que la technologie. Les clients préféraient les fournisseurs locaux à ceux plus éloignés. Dans le contexte du marché local de l'énergie de Cornouailles, quatre consommateurs de Cornouailles consommaient 54 % de la production du comté.

« Reforming the Energy Vision » à New York

L'État de New York a élaboré une feuille de route intitulée « Reforming the Energy Vision (REV) », en vertu de laquelle la Commission de services publics de New-York a demandé à six grands réseaux publics appartenant à des investisseurs privés d'entreprendre un certain nombre de mesures pour intégrer les ressources énergétiques distribuées. Parmi celles-ci se trouvent la mise en œuvre de systèmes de recharge de véhicules électriques, la création de marchés en ligne pour les produits et services énergétiques, la construction de centrales virtuelles et l'amélioration de la connectivité des ressources énergétiques distribuées au réseau, le développement d'un stockage à la demande, entre autres. Les coûts de ces produits et services seront récupérés par la modification des structures tarifaires. Les réseaux publics ont déjà lancé plusieurs projets de démonstration (État de New York, 2018).

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE L'OPTIMISATION DE L'EXPLOITATION DU SYSTÈME DE DISTRIBUTION AVEC LES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES

Optimiser l'exploitation du système de distribution avec les ressources énergétiques distribuées	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système			●	
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques minutes à plusieurs jours			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures		●		
	compteurs intelligents, TIC			
Besoin de modifier le cadre réglementaire			●	
	nouvelles incitations et nouveau cadre réglementaire pour les gestionnaires de réseaux de distribution			
Besoin de modifier le rôle des acteurs			●	
	nouveau rôle des gestionnaires de réseaux de distribution			
Autres défis	• Gestion de l'instabilité du réseau			



3.4 SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ À L'ÉCHELLE DE TOUT LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Certaines technologies génériques peuvent prendre en charge plusieurs types d'applications, améliorant ainsi la flexibilité au niveau de plusieurs parties du système électrique.

Les solutions de batteries à l'échelle industrielle sont capables de répondre à la variabilité infra-journalière de la production d'énergie renouvelable, et d'apporter une flexibilité aux niveaux suivants :

- **Du côté de l'offre :** des batteries de stockage, couplées à des centrales d'ERV, peuvent contrebalancer leur productible. Malgré la baisse considérable du coût des batteries ces dernières années, cette solution se situe toujours parmi les plus chères. Elle peut avoir un impact direct sur la flexibilité de la centrale elle-même, mais son impact sur la fiabilité du système dépend de l'adoption de solutions pour tous les producteurs variables.
- **Le réseau :** bien que les systèmes de stockage sur batterie aient pris de l'ampleur en raison de leurs bénéfices potentiels pour ce qui est de compléter le productible des énergies renouvelables et d'améliorer leur intégration, leurs avantages ne s'arrêtent pas là. Ils fournissent de plus larges services au réseau, comme le déplacement de charge, la régulation de la fréquence et les réserves. Pour devenir une solution véritablement compétitive, les coûts des batteries doivent encore diminuer. Cependant, un ajustement réglementaire permettant aux batteries de fournir des services auxiliaires pourrait leur permettre de constituer une nouvelle source de revenus, ce qui encouragerait plus encore leur adoption. En tant que technologie à réponse rapide, elles ont un impact significatif sur la flexibilité du système.
- **La réduction de la congestion :** l'utilisation de batteries pour réduire la congestion du réseau et permettre de reporter les investissements dans le réseau est également une solution émergente pour certains gestionnaires de réseaux de transport. Dans la mesure où la plupart de ces projets n'en sont qu'à un stade pilote, l'impact de l'utilisation de la batterie sur la flexibilité du système n'est pas bien défini. De plus, les réglementations existantes peuvent imposer des restrictions, par exemple, aux gestionnaires de réseaux de transport qui possèdent des batteries. (Solution X)

Les solutions « Power-to-X », comme la conversion de l'électricité en hydrogène et en chaleur, sont capables d'atténuer la variabilité à court terme de la production d'énergie renouvelable et peuvent également aider à lutter contre la variabilité saisonnière, en offrant la possibilité de stocker l'énergie sur des périodes plus longues. Il s'agit également d'une solution à l'échelle de l'ensemble du système qui offre une flexibilité du côté de l'offre, fournit des services de réseau et évite la congestion :

- **Du côté de l'offre :** les solutions « Power-to-X » peuvent dissocier la production de la demande en transformant la production renouvelable excédentaire en chaleur ou en hydrogène. Les deux ont un grand impact sur l'apport de la flexibilité nécessaire pour intégrer des parts élevées de production renouvelable, mais à des coûts variant avec les niveaux de maturité des technologies.
- **Le réseau :** en tant que charge flexible, un électrolyseur peut offrir des services d'équilibrage au réseau, à condition que sa capacité et sa réactivité soient suffisantes pour participer aux marchés d'équilibrage. L'hydrogène, qui peut être converti à nouveau en électricité pour fournir une énergie constante lorsque la source renouvelable n'est pas disponible, contribue à stabiliser le réseau (CE, 2016b). De plus, l'électrolyseur peut entrer en fonctionnement ou être mis à l'arrêt rapidement, ce qui permet de l'utiliser comme une charge flexible fournissant au réseau électrique des services d'équilibrage à faible coût.
- **La réduction de la congestion :** la conversion de l'électricité en hydrogène et en chaleur peut être utilisée pour stocker les énergies renouvelables produites lorsqu'il se produit une congestion du réseau et que cette énergie ne peut pas être transportée directement aux centres de demande (Solution XI)

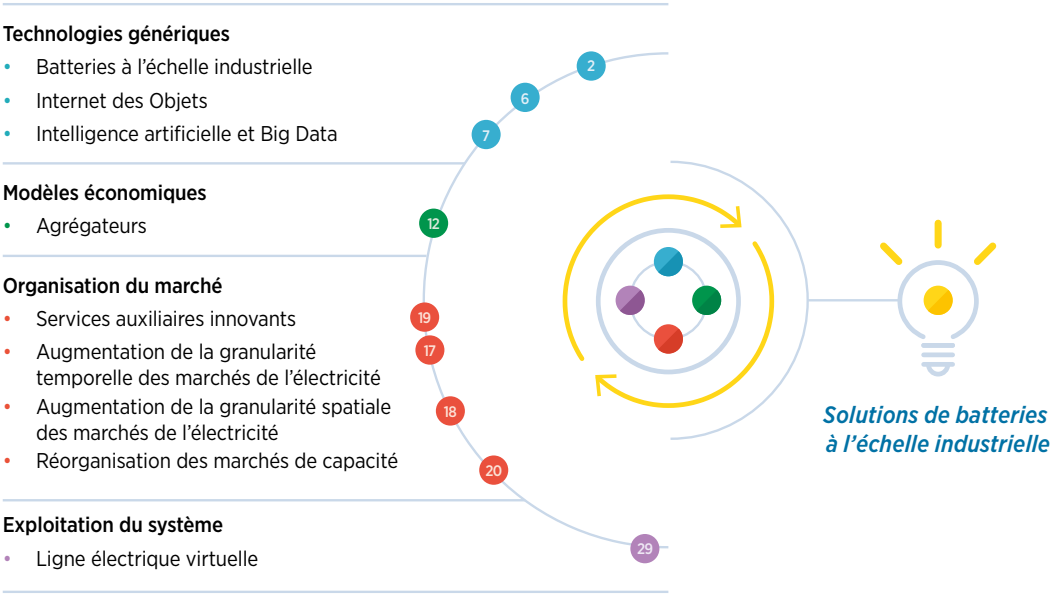


3

SOLUTION X

Solutions de batteries à l'échelle industrielle

Figure 31 Synergies entre innovations avec des batteries à l'échelle industrielle



Tout comme les **technologies génériques**, les batteries à l'échelle industrielle facilitent l'intégration des énergies renouvelables sur plusieurs fronts. En premier lieu, elles peuvent contribuer à atténuer la variabilité des énergies renouvelables en stockant de l'énergie en cas de production excédentaire, ce qui permet d'éviter l'effacement et de fournir de l'électricité au réseau lorsque les ressources sont rares. En second lieu, ce sont des technologies flexibles et à réponse rapide, qui aident à maintenir l'équilibre dans le système lorsque des changements brusques se produisent. Les batteries fournissent des services de stabilité et de fiabilité que la pénétration des énergies renouvelables a rendus critiques, comme le besoin d'une régulation de la fréquence et d'un contrôle de la tension plus rapides. (*Innovation clé : batteries à l'échelle industrielle)*

En ce qui concerne les **modèles économiques**, une batterie à l'échelle industrielle peut, selon sa taille, fonctionner comme un acteur indépendant du marché ou faire partie d'un agrégateur. *(Innovation clé : agrégateurs)*

Système de stockage sur batterie couplé à des centrales d'ERV

Le couplage d'une source de génération d'ERV spécifique à une batterie réduit la variabilité du productible énergétique au point d'interconnexion du réseau, ce qui facilite l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau. Le système de stockage sur batterie peut lisser le productible des sources d'ERV et contrôler le taux de rampe (MW par minute) pour éliminer les fluctuations rapides en tension et en fréquence dans le réseau électrique. De plus, grâce au lissage de la production, les producteurs d'énergies renouvelables peuvent améliorer le respect de leurs programmes prévisionnels de production et éviter le paiement de sanctions en cas d'écart. Le lissage de la production devrait également permettre aux producteurs d'énergie renouvelable de mieux se positionner dans les enchères basées sur le marché en matière d'énergie/de capacité, grâce à l'amélioration de la certitude et de la disponibilité de l'énergie 24 heures sur 24. S'il est prévu d'installer un volume important de capacité en énergie renouvelable dans un système électrique, le déploiement de systèmes de stockage sur batterie ayant une telle capacité en énergie renouvelable peut également être imaginé.

De plus, le stockage de batteries à grande échelle peut être couplé à des centrales décentralisées locales agrégées, comme le solaire photovoltaïque en toiture. Ces systèmes de stockage sur batterie sont connectés au réseau public et peuvent être contrôlés directement par celui-ci ou par des agrégateurs travaillant pour lui. L'électricité stockée peut être utilisée plus tard sur place, lorsque la demande

dépasse l'offre. Un projet pilote d'un système de batterie de 100 kW connecté à 40 logements est en cours à Walldorf, en Allemagne (GTAI, 2018).

Systèmes de stockage sur batterie fournissant des services au système

En raison de leur capacité de réponse rapide, les systèmes de stockage sur batterie peuvent être utilisés pour fournir des services au réseau. Les services auxiliaires du réseau, tels que la régulation de fréquence primaire (rapide), la régulation de fréquence secondaire, la régulation de la tension et la réserve de capacité, entre autres, prendront de l'importance à mesure que les ERV verront leur taux de pénétration augmenter, même si leurs dynamiques sont différentes quant à leurs performances, et varient selon le marché et la période de l'année. Certaines applications nécessitent une puissance élevée pendant de courtes durées (par ex., une réponse de régulation de fréquence rapide), d'autres pendant des périodes plus longues (par ex., un apport de capacité complémentaire). Ces différents services impliquent plusieurs cycles de charge/décharge. Par conséquent, chaque technologie est susceptible de trouver ses propres segments de marché, dans lesquels elle est capable de rivaliser en matière de performances et de coûts (IRENA, 2018a).

Le tableau 2 montre l'adéquation de plusieurs technologies de batterie avec différentes applications, ainsi que les détails de certains de ces services.

- En ce qui concerne **l'organisation du marché**, un aspect critique de la rentabilité du stockage de l'électricité réside dans la possibilité de créer plusieurs flux de valeur à travers toute une gamme de services à partir d'un seul et même système de stockage. Ce « cumul » des flux améliorera les revenus du projet. Dans de nombreux pays, il sera nécessaire de changer la structure du marché et les réglementations, ou de créer de nouveaux marchés pour les services de réseau auxiliaires, et d'introduire des marchés plus granulaires pour rétribuer plus directement les services individuels (par ex., réserves de fréquence primaires et secondaires, capacité complémentaire, etc.). Cela encouragera leur déploiement, dans la mesure où de plus en plus, le stockage sur batterie offrira des services compétitifs à ces marchés. Parallèlement, des services de puissance complémentaire à base d'énergie renouvelable ou de changement horaire à partir de technologies de stockage sur batterie vont également se développer. *(Innovations clés : services auxiliaires innovants ; Augmenter la granularité temporelle sur les marchés de gros ; Augmenter la granularité spatiale sur les marchés de gros ; réorganisation des marchés de capacité)*

Dans de nombreux pays, la participation des systèmes de stockage d'énergie aux marchés de l'électricité n'est pas autorisée. Les fournisseurs de stockage ont à leur disposition un large éventail de sources de revenus à condition de compter sur des

Tableau 2. Convenance de plusieurs technologies de batteries pour différentes applications de réseau

APPLICATION	TYPE DE BATTERIE			
	Lithium-ion	**Plomb-acide**	**Sodium-Soufre**	**Batteries à flux**
Déplacement de charge – Réduction de l'effacement des excédents d'énergie renouvelable	Adaptée	Adaptée	Adaptée	Adaptée
Réserves de récupération de fréquence	Adaptée	Inadaptée	Inadaptée	Inadaptée
Réserves de capacité	Adaptée	Adaptée	Adaptée	Potentiellement adaptée
Report de la mise à niveau du système de transport et de distribution	Adaptée	Adaptée	Adaptée	Potentiellement adaptée
Régulation de tension	Potentiellement adaptée	Inadaptée	Inadaptée	Inadaptée
Réserve tournante	Potentiellement adaptée	Adaptée	Potentiellement adaptée	Potentiellement adaptée

Remarque : « Adaptée » signifie que le type de batterie utilisé s'adapte à l'application requise dans le cadre de projets pilotes ou au niveau commercial. « Potentiellement adaptée » signifie que la batterie peut potentiellement être utilisée pour l'application requise, mais que les cas où elle a été installée sont rares, ou inexistants. « Inadaptée » signifie qu'il est improbable que le type de batterie s'adapte à l'application requise.

Source : Adopté à partir de HDR, 2017.

réglementations claires qui définissent les modèles de propriété et d'exploitation. Cela peut aller de la participation aux marchés de gros de l'électricité à la vente de services de réponse en fréquence aux gestionnaires de réseaux, en passant par la participation aux marchés de capacité. En 2016, par exemple, le gestionnaire du réseau britannique a adjugé un total de 201 MW à l'issue de son premier appel d'offres de « réponse en fréquence améliorée », directement axé sur les systèmes de stockage.

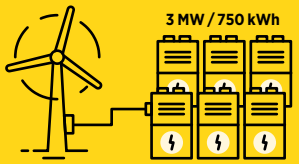
Aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a voté la suppression des barrières à la participation des ressources de stockage d'électricité aux marchés de capacité, de l'énergie et des services auxiliaires exploités par les organisations régionales de transport et les gestionnaires de réseaux indépendants. Cette ordonnance permettra aux batteries à l'échelle industrielle de contribuer à la résilience du système de production-transport. En février 2018, la FERC a adopté une règle autorisant les fournisseurs de stockage à participer aux marchés de gros de l'électricité aux États-Unis (FERC, 2018). Une autre ordonnance récente de la FERC permet aux systèmes de stockage d'énergie de participer aux marchés de capacité, obligeant les gestionnaires de réseaux à réviser les tarifs et à établir des règles pour reconnaître les caractéristiques physiques et opérationnelles des systèmes de stockage d'énergie (Walton, 2018).

Dans le monde entier, des systèmes incluent déjà le stockage dans leurs efforts de planification. Tel est le cas, par exemple, du système électrique californien, où la California Public Utilities Commission a exigé aux trois grandes compagnies de services publics d'avoir 1 325 MW de stockage d'énergie en service d'ici 2020. De la même façon, il est probable que d'ici à 2026, les régions Asie-Pacifique, Amérique du Nord et Europe occidentale seront les principaux marchés en matière de capacité de stockage d'énergie à l'échelle industrielle pour les services auxiliaires, avec un total de plus de 32 GW (Colthorpe, 2018).

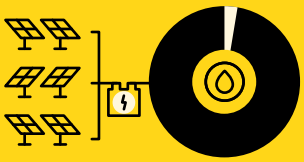
Système de stockage sur batterie utilisé pour la décongestion du réseau

Pour contribuer à **l'exploitation des réseaux électriques**, des systèmes de stockage à grande échelle peuvent être déployés en différents points du réseau de distribution et de transport pour stocker l'énergie excédentaire aux heures creuses. Ces systèmes peuvent ensuite être utilisés pour répondre aux besoins de charge au niveau local pendant les heures de pointe, sans qu'il soit nécessaire de transporter de l'électricité à travers des lignes congestionnées, ce qui réduit ainsi la congestion du réseau en créant des « lignes électriques virtuelles ».

Dans ce cas, les batteries ne sont pas des actifs marchands, mais des actifs du réseau, détenus par le gestionnaire et utilisés exclusivement à des fins de gestion. Terna, par exemple, qui est un gestionnaire de réseau de transport en Italie, est en train de mettre en œuvre un projet pilote de stockage sur batterie de 35 MW sur une partie de son réseau de 150 kV, dans le sud de l'Italie, afin de résoudre les problèmes de congestion (Terna, n.d.). RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, est en train de mener une initiative similaire, le projet Ringo. *(Cf. note d'information sur les innovations : Lignes électriques virtuelles)*



8 MILLIONS DE kWh
d'ÉOLIEN SUPPLÉMENTAIRE intégré par l'utilisation de batteries



97 %
DE RÉDUCTION DE L'EMPLOI DE COMBUSTIBLES FOSSILES à Hawaï grâce au solaire et aux batteries

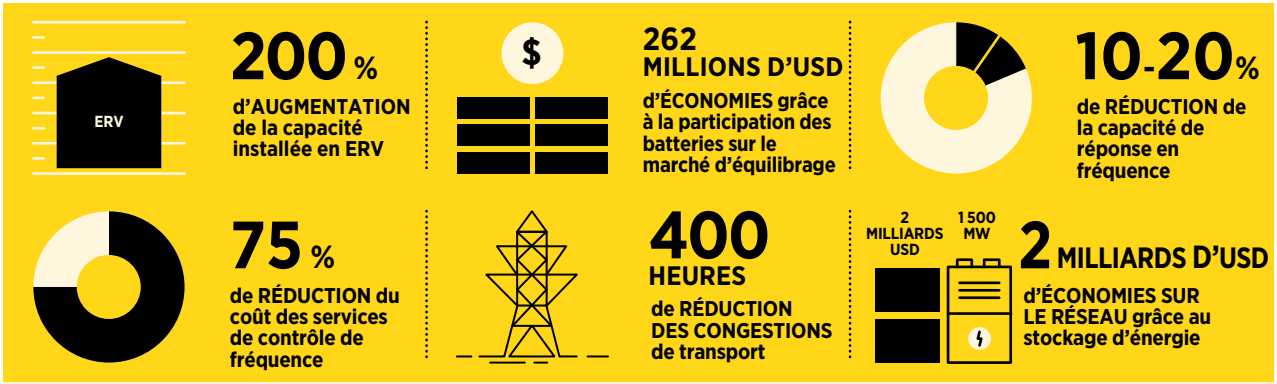
Impact sur l'intégration des ERV :

- **Intégration supplémentaire de 8 millions de kWh d'énergie éolienne grâce au stockage sur batterie en Alaska.**

Dans le cadre d'un projet éolien de 4,5 MW, un système avancé de stockage sur batterie au plomb-acide de 3 MW/750 kWh, installé par le réseau public alaskain Kodiak Electric Association en collaboration avec la société berlinoise de stockage d'énergie Younicos, a permis d'accroître l'intégration éolienne de 8 millions de kWh (IRENA, 2015).

- **Il est estimé que l'énergie solaire et les batteries devraient réduire de 97 % la consommation de combustibles fossiles sur sur les îles de Hawaï.**

En 2014, Aquion Energy, fournisseur de systèmes de stockage d'énergie, a installé un système de batteries de 1 MWh au sein d'un micro-réseau solaire hors réseau à Bakken Hale, sur l'île d'Hawaï. Le système est conçu pour produire 350 MWh par an, ce qui devrait réduire la consommation de combustibles fossiles de 97 % et les émissions de dioxyde de carbone de plus de 5 000 tonnes (ESA, 2014).



Impact sur l'exploitation du système électrique :

- **Augmentation de 200 % de la capacité installée d'ERV, diminution de 70 % du coût des services auxiliaires et diminution de 20 % de la taille du marché d'équilibrage en Allemagne.**

En Allemagne, depuis 2009, non seulement les producteurs conventionnels, mais aussi les producteurs d'énergies renouvelables, les systèmes de stockage sur batterie et les charges industrielles ont été autorisés à participer aux marchés d'équilibrage. De 2009 à 2015, la taille du marché d'équilibrage a reculé de 20 % (en GW) et les coûts des services auxiliaires pour les gestionnaires de réseaux de transport ont diminué de 70 %, alors que sur la même période, la stabilité du système s'est renforcée et la capacité installée des ERV s'est accrue de 200 % (Wang, 2017).

- **Environ 262 millions USD d'économies pour les consommateurs** grâce au déploiement de la réponse en fréquence améliorée en moins d'une seconde du National Grid au Royaume-Uni, qui permet la participation des batteries aux marchés d'équilibrage. Des contrats ont été attribués à plus de 200 MW de stockage sur batterie en juillet 2016 (National Grid, 2017).
- **Réduction de 10 à 20 % des apports de capacité de réponse en fréquence prévus par PJM.**

PJM, un gestionnaire de réseau de transport d'électricité aux États-Unis, a déployé des systèmes de stockage d'énergie qui apportent une réponse en fréquence rentable, réduisant l'utilisation de combustibles fossiles pour la production. PJM a prévu qu'une réduction de 10 à 20 % des apports de capacité de réponse en fréquence pourrait se traduire par des économies de 25 à 50 millions d'USD pour ses consommateurs (HDR, 2017).

- **Réduction de 75 % des coûts des services de contrôle de fréquence grâce à une batterie à l'échelle industrielle en Australie.**

Sur le premier mois complet d'échange en décembre 2017, la batterie Tesla 100 MW a entraîné une réduction d'environ 75 % des coûts payés par les clients pour les services de contrôle de fréquence (Frontier Economics, 2018).

Impact sur le réseau de transport :

- **Congestions réduites de 400 heures et économies en carburant pouvant atteindre 2,03 millions USD par an.**

Une étude de haut niveau visant à démontrer l'atténuation de la congestion du transport à l'aide d'un système de stockage sur batterie de 4 MW/40 MWh ayant une capacité de quatre heures de stockage a montré que New York Independent System Operator (NYISO) pouvait économiser jusqu'à 2,03 millions d'USD en carburant et éviter près de 400 heures de congestion (IEEE, 2017).

- **2 milliards d'USD d'économies grâce au déploiement d'environ 1 500 MW de stockage d'énergie.**

Un projet d'étude lancé par l'État de New York estime à plus de 2 milliards d'USD les économies que permettrait d'ici 2025 le déploiement d'environ 1 500 MW de stockage d'énergie en remplacement des solutions de réseau traditionnelles (NYSERDA, 2018).



3

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

En Australie, une grande batterie couplée à un parc éolien fournit des services au système

En 2017, l'entreprise américaine Tesla a mis en service un système de stockage sur batterie lithium-ion d'une capacité de 100 MW/129 MWh au dans un parc éolien de 315 MW, à Hornsdale, en Australie-Méridionale. Le système de stockage sur batterie a été installé pour compléter l'énergie produite par le parc éolien de Hornsdale, tout en fournissant des services auxiliaires au réseau d'Australie-Méridionale. Une capacité de batterie de 70 MW est connectée afin de fournir des services de réseau, tandis que les 30 MW restants sont destinés à compléter l'énergie renouvelable produite au sein du parc éolien pendant environ trois à quatre heures (McConnell, 2017).

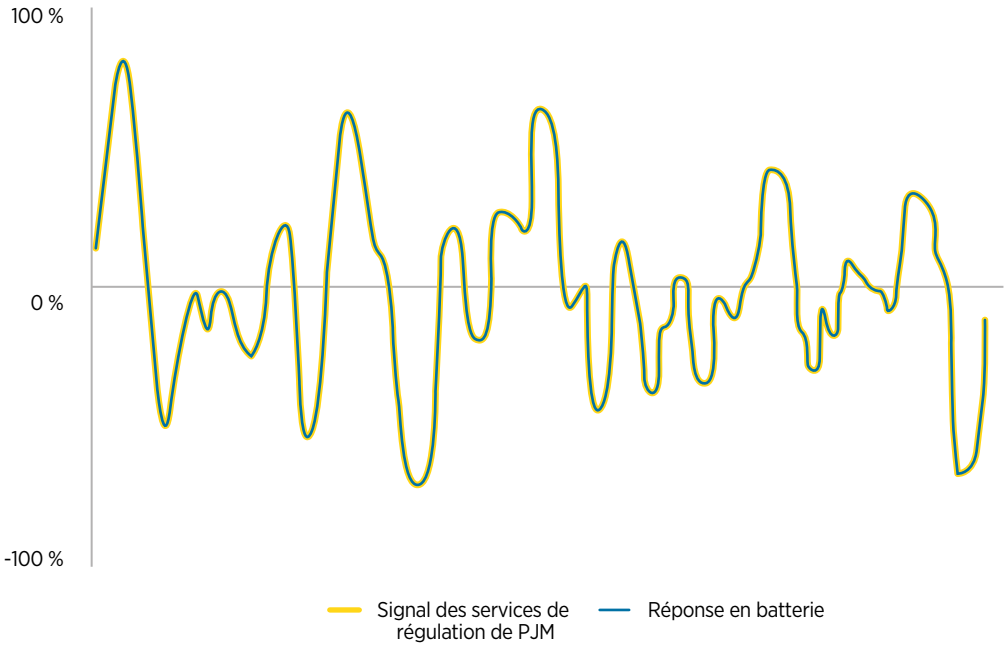
Par ailleurs, la Australian Energy Market Commission a modifié les règles du marché en permettant aux stockeurs d'énergie de fournir des services auxiliaires, ce qui ouvre ainsi de nouveaux horizons au stockage dans le pays (Stone, 2016).

Aux États-Unis, une grande batterie fournit des services auxiliaires à PJM

Étant donné que la FERC oblige les gestionnaires de réseaux indépendants à payer la prestation des fournisseurs de fréquence, Renewable Energy Systems (RES), une société basée au Royaume-Uni, a construit un système de stockage sur batterie de 4 MW/2,6 MWh qui fournit des services de régulation de fréquence à PJM, un gestionnaire régional de transport aux États-Unis (RES, 2016).

La régulation de fréquence consiste à injecter et à consommer de la puissance à la seconde pour maintenir la fréquence du réseau au niveau nominal. Les principales ressources utilisées pour la régulation, à savoir les centrales à vapeur alimentées au charbon et les centrales à gaz à cycle combiné, ont un taux de rampe relativement lent, et ne sont donc pas capables de réagir à un signal qui se déplace rapidement. Consciente de cela, la FERC, à travers son ordonnance 755, oblige les gestionnaires de réseaux indépendants à « payer au titre de la prestation ». Il en résulte que les revenus perçus par les systèmes de stockage d'énergie pour chaque mégawatt utilisé à des fins de régulation sont beaucoup plus élevés que ceux des ressources traditionnelles (RES, 2016).

Figure 32 Signal des services de régulation de PJM et réponse sur batterie



Source : RES, 2016.

PJM évalue les acteurs du marché de la régulation de fréquence en grande partie sur la rapidité et la précision avec laquelle ils sont capables de répondre à un signal fourni par PJM. La batterie installée par la compagnie britannique continue d'obtenir un score de performance très élevé, dans la mesure où elle a été programmée et conçue pour répondre avec une précision et à une vitesse maximales aux besoins de régulation de fréquence. La Figure 32 montre le signal provenant de PJM et la précision avec laquelle le système de stockage RES est capable d'y répondre.

Les batteries sont flexibles et à réponse rapide Elles sont capables de fonctionner avec une production variable et de contribuer à maintenir l'équilibre du système.

Solution hybride à base de solaire photovoltaique, éolien et stockage sur Graciosa (Portugal)

L'île de Graciosa, territoire portugais, a traditionnellement satisfait ses besoins énergétiques à partir des importations de combustibles fossiles et la production à partir de diesel. Aujourd'hui cependant, la nouvelle centrale renouvelable hybride de Graciosa, qui comprend une centrale solaire photovoltaïque de 1 MW, un parc éolien de 4,5 MW et un système de stockage sur batterie de 6 MW/3,2 MWh, contribue à réduire la dépendance de l'île aux combustibles fossiles importés tout en réduisant ses émissions de gaz à effet de serre.

L'énergie produite par le projet sera vendue à EDA, réseau public local. Le projet utilise également le logiciel Greensmith Energy Management System (GEMS), qui optimise la production d'énergie en fonction de plusieurs facteurs comme les prévisions météorologiques, les modèles de charge, etc. Sur l'île, la part d'énergie renouvelable dans la consommation totale devrait passer de 15 à 65 %, ce qui représente une diminution des besoins en diesel d'environ 17 000 litres par mois. La centrale peut aujourd'hui satisfaire 70 % de la demande locale (Anteroinen, 2018).

TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DE SOLUTIONS DE BATTERIES À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE

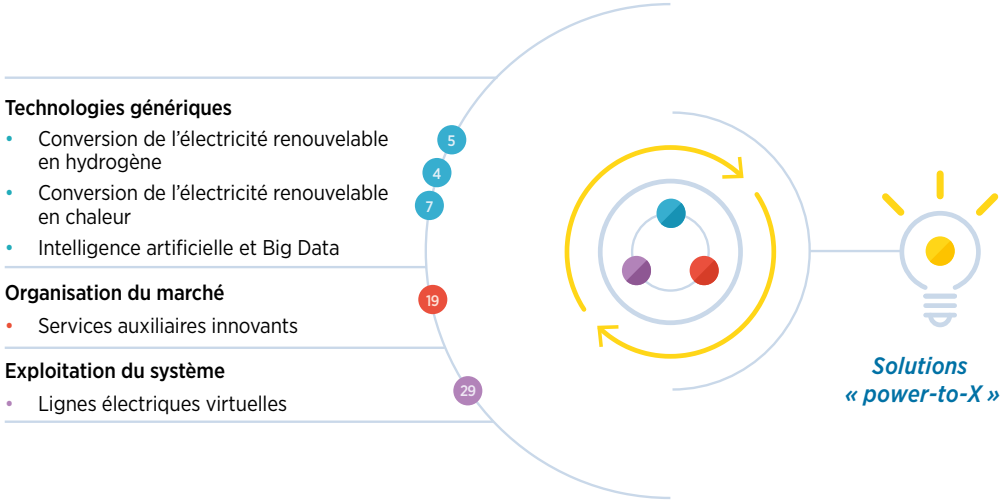
Solutions de batteries à l'échelle industrielle	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs heures			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Coûts de la technologie et des infrastructures				
	dépend de l'échelle et de la baisse des coûts			
Besoin de modifier le cadre réglementaire				
	envoyer des incitations appropriées aux nouveaux acteurs qui peuvent produire, stocker et consommer de l'électricité			
Besoin de modifier le rôle des acteurs				
Autres défis	• Normes à développer entre les GRD et les fournisseurs de batteries			

3

SOLUTION XI

Solutions « power-to-X »

Figure 33 Synergies entre innovations pour des solutions « power-to-X »



Outre l'utilisation des batteries en tant que **technologies génériques**, l'électricité peut être stockée sous réserve d'être convertie en hydrogène ou en chaleur. La valeur du stockage réside également dans sa capacité à dissocier la production de la demande, ce qui facilite l'intégration de parts élevées d'ERV et évite l'effacement en cas de production excédentaire. Les variations infra-journalières pouvant être mieux gérées avec des batteries, l'électrification d'autres secteurs permet de déplacer leur demande vers le secteur énergétique. À condition d'en effectuer une bonne gestion, cela peut ajouter une flexibilité importante au système.

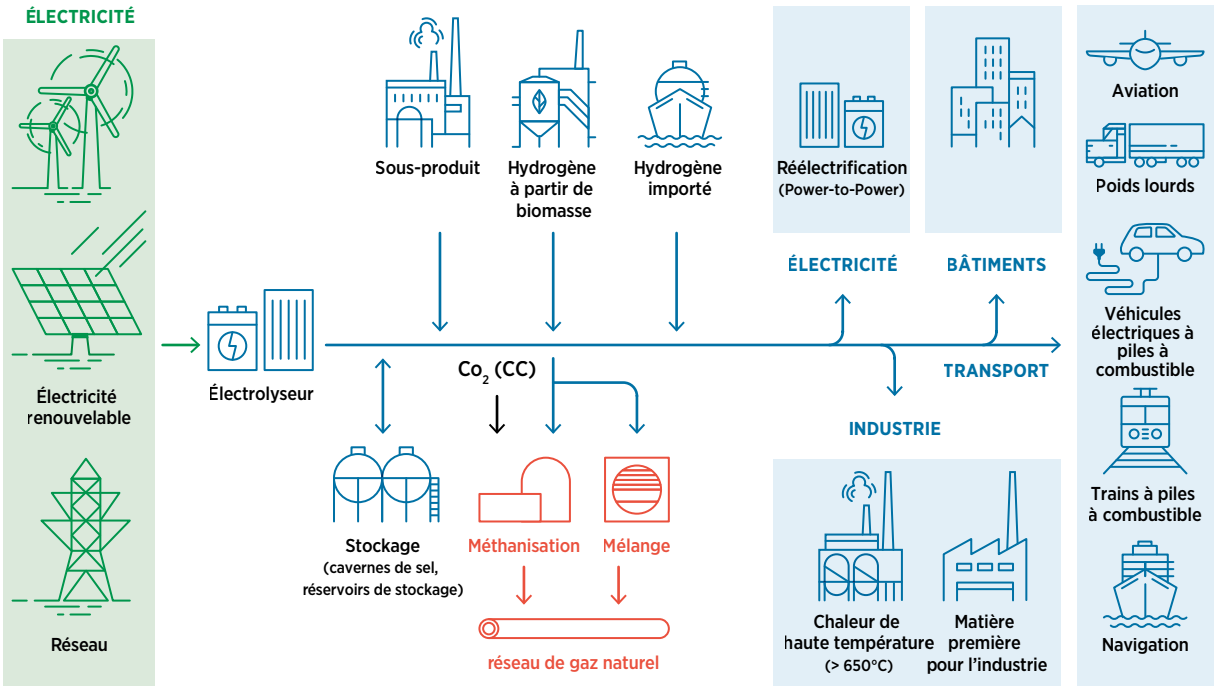
La conversion de l'électricité produite à partir de sources solaires et éoliennes en différents types de vecteurs d'énergie, en vue de son utilisation dans de nombreux secteurs ou de sa reconversion en électricité, a le potentiel d'augmenter considérablement la flexibilité du réseau électrique. Ce qui offre une possibilité supplémentaire d'utiliser l'excédent temporaire d'électricité produite à partir d'ERV, et de réduire le carbone en déplaçant les sources d'énergie fossile dans d'autres secteurs.

Conversion en hydrogène

La conversion de l'électricité en hydrogène consiste en un processus d'électrolyse utilisant l'électricité pour séparer l'eau en hydrogène et oxygène. L'hydrogène est un vecteur d'énergie polyvalent, propre et sûr, qui peut être utilisé pour fabriquer de l'électricité ou servir de matière première dans le secteur industriel. Il peut être stocké et transporté sous forme liquide ou gazeuse, et peut être brûlé ou encore utilisé dans des piles à combustible pour produire de la chaleur et de l'électricité. Par conséquent, l'hydrogène pourrait jouer un rôle majeur dans le stockage saisonnier de l'électricité renouvelable, tout en ayant la capacité de contribuer à la décarbonisation d'autres secteurs lorsqu'il est utilisé dans d'autres domaines comme les applications de mobilité et le secteur industriel, ou encore injecté dans le réseau gazier (voir la figure 34).

Le processus de conversion de l'électricité en gaz consiste à transformer l'énergie renouvelable en vecteurs d'énergie gazeux comme l'hydrogène ou le méthane. Cette technologie utilise elle aussi l'énergie renouvelable pour fabriquer, par électrolyse, de l'hydrogène qui est ensuite mis en présence de dioxyde de carbone avec lequel il réagit, avec l'aide de biocatalyseurs, dans le but de produire du méthane. Le méthane synthétique peut ensuite être utilisé en remplacement direct du gaz naturel fossile, par exemple pour le transport maritime ou la production d'énergie. Il s'agit également d'un moyen peu coûteux d'organiser le stockage saisonnier de l'énergie ou de transporter de grandes quantités d'énergie en utilisant les infrastructures existantes.

Figure 34 Intégration des ERV dans les utilisations finales grâce à l'hydrogène



Source : IRENA, 2018d.

Un concept similaire est celui des combustibles issus de la conversion de l'électricité en liquide, dans lesquels l'hydrogène produit par électrolyse réagit avec le dioxyde de carbone pour produire des carburants liquides tels que le brut synthétique, l'essence, le diesel et le kérosène. Ces électrocarburants (carburants liquides produits à partir d'énergie renouvelable) peuvent remplacer les carburants fossiles sans avoir à modifier les technologies d'utilisation finale (IRENA, 2018d). Par ailleurs, l'hydrogène peut être utilisé comme matière première de produits chimiques en vrac, tels que le méthanol ou l'ammoniac, employés dans le secteur industriel (un concept connu en anglais sous le nom de « power-to-chemicals », ou conversion en produits chimiques).

L'utilisation de l'hydrogène pour le stockage d'énergie offre des possibilités uniques. L'hydrogène peut être produit pendant les périodes de production excédentaire d'électricité renouvelable, puis converti à nouveau en électricité pour fournir de l'énergie lorsque la source renouvelable n'est plus disponible, contribuant ainsi à la stabilisation du réseau de distribution de l'énergie. De plus, l'électrolyseur peut entrer en fonctionnement ou être mis à l'arrêt rapidement, ce qui permet de l'utiliser comme une charge flexible fournissant au réseau électrique des services d'équilibrage à faible coût. *(Innovation clé : conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène)*

- L'innovation au niveau de **l'exploitation du système** pourrait consister à utiliser l'électricité convertie en hydrogène comme solution de report des investissements dans le réseau. Certaines des meilleures ressources éoliennes sont situées offshore ou dans des zones rurales. L'énergie éolienne peut être convertie en hydrogène, lequel peut être liquéfié et transporté vers des régions présentant des déficits énergétiques ou vers des centres de demande. C'est une solution qui facilite le développement de l'énergie éolienne sans qu'il soit nécessaire d'effectuer de gros investissements dans de nouvelles capacités de transport. *(Innovation clé : lignes électriques virtuelles)*

Pour adopter cette solution, d'importants investissements et un véritable soutien politique sont nécessaires. En Allemagne, la « power-to-X » Alliance investit jusqu'à 1,1 milliard d'euros pour faciliter la production d'hydrogène vert et de méthane synthétique.

Conversion de l'électricité en chaleur

- Autre **technologie générique**, la conversion de l'électricité renouvelable en chaleur, consiste à utiliser l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelable pour produire de la chaleur à travers des pompes à chaleur ou de grandes chaudières

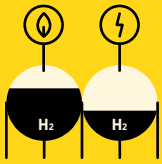
électriques. Les pompes à chaleur utilisent l'électricité pour transférer la chaleur contenue dans les sources environnantes (air/eau/sol) aux bâtiments. Les pompes à chaleur peuvent être utilisées dans des applications de gestion du côté de la demande, comme le déplacement de charge ou l'écrêtement des périodes de pointe. La conversion de l'électricité renouvelable en chaleur peut être mise en œuvre à travers des solutions centralisées ou décentralisées. Dans les systèmes de chauffage centralisés, des pompes à chaleur ou chaudières électriques à grande échelle produisent de la chaleur, laquelle est ensuite transmise à plusieurs bâtiments à travers un réseau de canalisations. Ces systèmes sont également désignés sous le nom de systèmes de chauffage urbain (en anglais, « district heating systems »). Les systèmes décentralisés sont constitués par des pompes à chaleur ou chaudières électriques pour le chauffage d'habitations ou de bâtiments individuels. *(Innovation clé : conversion de l'électricité renouvelable en chaleur)*

Les systèmes de conversion de l'électricité en chaleur peuvent utiliser la production excédentaire d'électricité de ces sources pour répondre aux besoins de chauffage et éviter l'effacement de la production d'énergie renouvelable. Par exemple, la région autonome de Mongolie intérieure, en Chine, comptait environ 22,3 GW d'énergie éolienne installée à la fin de 2014, mais ses niveaux d'effacement étaient également très élevés du fait des contraintes de transport, entre autres raisons (9 % d'effacement pour l'éolien en 2014, et 15 % en 2015 (Zhang, 2016)). Pour éviter l'effacement, l'Administration nationale chinoise de l'énergie installe des chaudières électriques d'une capacité de 50 MW, qui peuvent être utilisées à partir de la production excédentaire d'énergie renouvelable pour le système de chauffage urbain qui, traditionnellement, dépendait de chaudières à charbon peu performantes. Le projet, qui devrait être achevé en 2020, vise à générer environ 2,8 % des prévisions annuelles de la production de chaleur (IRENA, 2017).

Le réseau public suédois Vattenfall investira environ 100 millions d'euros sur deux ans pour construire trois unités de conversion de l'électricité en chaleur, qui auront une capacité de chauffage combinée de 120 mégawatts thermiques. Ces unités utiliseront l'énergie éolienne excédentaire pour chauffer de l'eau, qui à son tour transmettra de la chaleur aux bâtiments résidentiels et commerciaux. Il est prévu que ces unités soient opérationnelles d'ici 2019, date à laquelle une unité d'une centrale au charbon, représentant une capacité totale de 330 MWh sera fermée. Cette fermeture réduira ainsi l'utilisation de combustibles fossiles dans les applications de chauffage (Vattenfall, 2017).

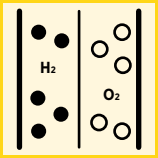
Le stockage thermique permet de conserver de l'énergie pendant des jours, voire des mois, et de répondre ainsi à la variabilité saisonnière de l'offre et de la demande. Ceci est particulièrement intéressant pour les systèmes énergétiques des régions qui affichent des différences significatives de demande de chauffage et/ou de refroidissement entre les saisons. La chaleur excédentaire produite à partir des énergies renouvelables en été peut être conservée sous forme de stockage thermique, et ensuite utilisée pour répondre à la demande de chauffage en hiver, réduisant ainsi le besoin de sources de chaleur non renouvelables aux périodes de pointe. Le stockage thermique peut également servir à conserver le froid naturel en hiver, et ensuite à refroidir l'espace en été (IRENA, à paraître b). Les principales technologies de stockage saisonnier sont les nappes aquifères, entre autres formes de stockage souterrain de l'énergie thermique.





STOCKAGE D'HYDROGÈNE

Pourrait fournir de la chaleur et de l'électricité aux foyers à partir d'une ERV qui serait sinon effacée



ÉLECTROLYSEUR

Pour les services de stabilisation des réseaux à l'échelle industrielle

Impact de la conversion de l'électricité en hydrogène :

- **Le stockage de l'excédent d'électricité solaire et éolienne en Californie sous forme d'hydrogène pourrait permettre de couvrir les besoins de chauffage de quelque 370 000 foyers ou fournir suffisamment d'électricité à 187 000 d'entre eux.**

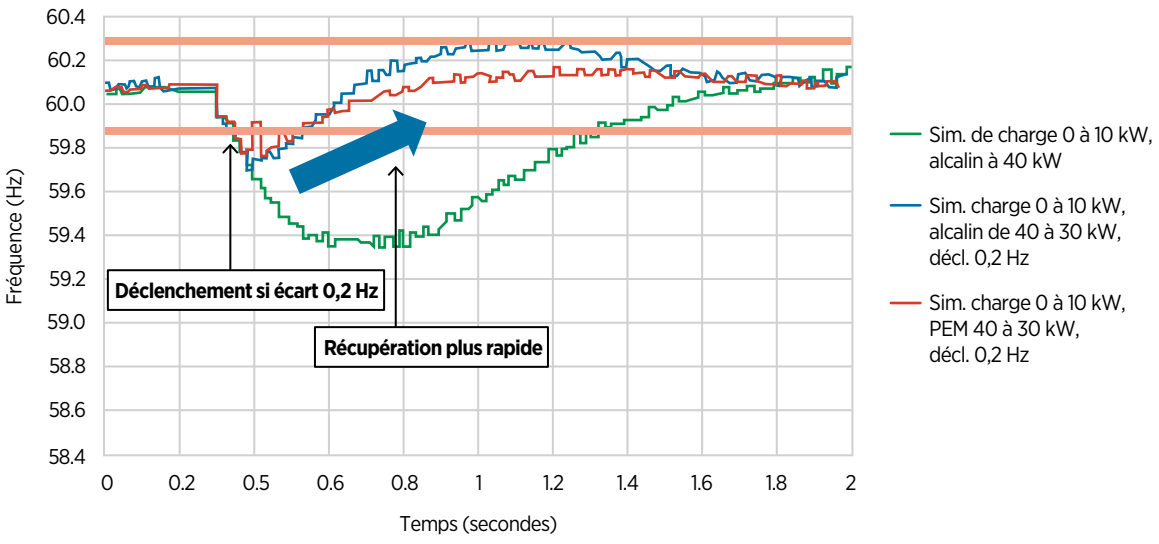
Une étude du Lawrence Berkeley National Laboratory affirme que de 2017 à 2025, entre 3 300 GWh et 7 800 GWh d'énergie solaire et éolienne feront l'objet d'un effacement en Californie. L'hydrogène gazeux produit à partir de l'électricité excédentaire pourrait être utilisé pour alimenter des voitures et camions équipés de piles à combustible, ou mélangé avec du gaz naturel pour l'utiliser dans tout ce qui fonctionne au gaz. Si la totalité de l'énergie solaire et éolienne excédentaire qui, selon l'étude, sera effacée en Californie, était convertie en méthane et stockée sous forme de gaz naturel renouvelable, elle fournirait suffisamment d'énergie pour assurer le chauffage de quelque 370 000 foyers ou approvisionner en électricité 187 000 foyers (Sempra, 2017).

- **Technologie des électrolyseurs pour les services de stabilisation des réseaux à l'échelle industrielle.**

En 2011, Hydrogenics Corporation a mené un essai avec le gestionnaire indépendant du réseau électrique de l'Ontario visant à démontrer l'utilisation de la technologie des électrolyseurs pour les services de stabilisation des réseaux à l'échelle industrielle. Aux États-Unis, une analyse expérimentale réalisée par le National Renewable Energy Laboratory montre également que les électrolyseurs peuvent changer rapidement leur point de charge en réponse aux besoins du réseau, ainsi qu'accélérer la récupération en cas d'écart de fréquence (Gardiner, 2014).

La Figure 35 montre les résultats obtenus. Un simulateur de charge a été utilisé pour générer des harmoniques sur le réseau (ligne verte sur la figure) afin de faire baisser la fréquence au-dessous de la limite inférieure de 59,8 Hz. Lorsque la fréquence atteint un point défini, un signal de contrôle est transmis à l'électrolyseur en vue de réduire la consommation d'énergie. La ligne rouge et la ligne bleue montrent la réponse de l'électrolyseur (en réduisant la consommation d'énergie) une fois que la fréquence baisse de 0,2 Hz. Le temps nécessaire à cette réponse est inférieur à une seconde, ce qui permet à l'électrolyseur de fournir ces services. Les appels d'offres des compagnies d'électricité exigent des temps de réponse rapides, notamment une réponse en fréquence améliorée en moins d'une seconde. Les revenus générés par les paiements pour l'équilibrage du réseau permettent de réduire le coût de la production d'hydrogène par électrolyse (ITM Power, 2015 ; NREL, 2012).

Figure 35. Utilisation d'électrolyseur pour accélérer la réponse en fréquence



Source : NREL, 2017.



5 %

de la demande de chauffage fournie par une chaudière électrique à partir de production éolienne excédentaire



47 - 61 %

DE RÉDUCTION DE LA CHARGE DE POINTE PAR L'EMPLOI DE VE ET DE POMPES À CHALEUR

Impact de la conversion de l'électricité en chaleur :

- **Chaudière électrique à accumulateur de chaleur réduisant l'effacement pendant la nuit et fournissant des services auxiliaires en Allemagne.**

En Allemagne, en 2012, la ville de Lemgo a mis en place une chaudière électrique de 5 MW afin de contribuer aux services de chauffage urbain. La chaudière électrique consomme l'électricité excédentaire du réseau pendant la nuit et génère des revenus en fournissant ce service auxiliaire. La chaudière électrique est accompagnée d'une unité de stockage de chaleur qui lui permet d'aligner l'offre sur la demande de chaleur. Selon les estimations, la chaudière électrique peut concurrencer les centrales de production combinée de chaleur et d'électricité pendant les 500 heures de pointe qui se produisent chaque année. En 2012, la chaudière a généré 27 térajoules ou 7,5 GWh de chaleur, soit 5 % de l'apport total de chaleur à Lemgo en 2012 (IRENA, 2017c).

- **Au Danemark, un projet a démontré qu'une réduction de 47 à 61 % de la charge de pointe pouvait être obtenue en utilisant des VE et des pompes à chaleur.**

La possibilité de réduire la charge de pointe en renforçant la flexibilité de la demande de chauffage résidentiel a été démontrée dans le cadre du projet eFlex mené par DONG Energy (aujourd'hui Orsted) au Danemark (DONG Energy, 2012). Le projet a évalué la réduction potentielle de la charge de pointe grâce à l'emploi de pompes à chaleur connectées à des appareils intelligents capables de contrôler leur fonctionnement, dans le cadre de programmes de pilotage de la demande basés sur les prix. Le système a été conçu de sorte que la pompe à chaleur réduise sa consommation ou s'arrête pendant les intervalles de demande de pointe (si la maison est suffisamment chauffée) et se rallume pendant les intervalles de faible demande. L'étude a indiqué que l'optimisation des performances de la pompe à chaleur permettait de réduire la charge de pointe de 47 à 61 %, selon l'heure et les conditions de température.

SOLUTION MISE EN ŒUVRE

PROJETS DE CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ EN HYDROGÈNE

HyStock, Pays-Bas

HyStock est un projet développé par EnergyStock, filiale du gestionnaire du réseau de transport gazier hollandais, Gasunie. Il s'agit de sa première installation de conversion de l'électricité en gaz des Pays-Bas. Le projet consiste en un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) associé à un parc solaire de 1 MW qui fournira une partie de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène à partir d'eau. Le projet HyStock est situé à proximité d'une caverne de sel qui peut être utilisée comme tampon pour stocker l'hydrogène produit par l'électrolyseur après sa compression. Cet hydrogène peut ensuite être inséré dans des cylindres de stockage et transporté à destination des utilisateurs finaux. Le projet étudie par ailleurs en détail la manière dont cet électrolyseur pourrait aussi présenter des avantages pour le secteur de l'électricité, notamment en offrant des services auxiliaires au réseau (EnergyStock, 2018).

HyBalance, Danemark

HyBalance est un projet basé au Danemark qui met en exergue l'utilisation de l'hydrogène dans le système énergétique. Ce projet contribue à équilibrer le réseau en utilisant l'énergie éolienne excédentaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse. Ce dernier est ensuite utilisé dans les secteurs des transports et de l'industrie à Hobro, au Danemark. Ce projet a pour vocation de contribuer à identifier des sources potentielles de revenus à partir de l'hydrogène, ainsi que les changements de nature réglementaire qui sont nécessaires pour améliorer la faisabilité financière de la conversion de l'électricité en hydrogène.

H2Future, Autriche

H2Future consiste en un électrolyseur de 6 MW, qui devrait être installé sur le site sidérurgique de Voestalpine Linz, en Autriche, afin d'étudier son rôle dans la prestation de services d'équilibrage de réseau tels que des réserves primaires, secondaires et tertiaires, ainsi que la fourniture d'hydrogène à l'aciérie. L'hydrogène serait produit à partir d'électricité générée pendant les heures creuses, afin de tirer parti de la tarification dynamique.

REFHYNE, Allemagne

Le projet REFHYNE consiste en un électrolyseur de 10 MW, implanté dans une grande raffinerie de pétrole en Rhénanie (Allemagne), destiné à fournir l'hydrogène nécessaire aux processus de raffinage. L'électrolyseur devrait permettre de remplacer l'approvisionnement provenant aujourd'hui de deux vaporeformeurs de méthane. Dans le même temps, il est prévu d'équilibrer le réseau électrique interne de la raffinerie et de fournir des services de réserve de contrôle primaire aux gestionnaires de réseaux de transport allemands. Une évaluation du projet pilote sera dressée au bout de deux ans, et les données recueillies devraient permettre d'identifier les conditions dans lesquelles l'électrolyseur sera capable de devenir financièrement viable. Ce projet comprend également l'étude d'un électrolyseur de 100 MW au sein de la raffinerie de Rhénanie, en vue d'une analyse à grande échelle (FCH JU, 2018).

GRHYD, France

Un consortium dirigé par ENGIE est à la tête du démonstrateur de stockage d'énergie sous forme d'hydrogène GRHYD en France. La France vise à couvrir 23 % de la consommation d'énergie brute des utilisateurs finaux à partir de sources renouvelables à l'horizon 2020. Le projet GRHYD cherche donc à convertir la production excédentaire d'électricité issue des sources d'énergie renouvelables en hydrogène. L'hydrogène généré est mélangé au gaz naturel pour former un produit portant le nom d'Hythane(1), qui est incorporé dans les infrastructures de gaz naturel existantes. L'objectif du projet est de démontrer les bénéfices techniques, économiques, environnementaux et sociaux du mélange d'hydrogène et de gaz naturel en tant que solution énergétique durable (ENGIE, 2018).

PROJETS DE CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ EN CHALEUR

Projet Heat Smart Orkney, Écosse

Un programme de conversion de l'énergie éolienne en chaleur est mis en œuvre dans le cadre du projet Heat Smart Orkney. Ce dernier a obtenu un financement de 1,2 million de GBP porté au débit du fonds Local Energy Challenge du gouvernement écossais. Des appareils de chauffage éconergétiques consommant l'électricité excédentaire produite par l'éolienne communautaire, autrement destinée à être effacée, seront installés dans les foyers. Les appareils de chauffage domestique seront connectés à Internet, et se mettront en marche dès que l'éolienne recevra un signal d'effacement.

Expansion de la conversion de l'électricité en chaleur au Danemark

En 2015, la ville danoise d'Aarhus a augmenté la capacité d'une centrale de cogénération existante en ajoutant une chaudière électrique de 80 MW et une pompe à chaleur électrique de 2 MW pour fournir des services de chauffage urbain au voisinage. Le plan consistait à étendre la capacité de la pompe à chaleur jusqu'à 14 MW après avoir évalué les performances de la pompe à chaleur existante (IRENA, 2017). La chaudière électrique et la pompe à chaleur sont conçues pour utiliser la production éolienne excédentaire de l'ouest du Danemark, qui est généralement plus importante en hiver, époque coïncidant avec une demande accrue de chauffage.



TABLEAU RÉSUMÉ : BÉNÉFICES ET COÛTS DES SOLUTIONS « POWER-TO-X »

SOLUTION DE CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ EN HYDROGÈNE

Solution de conversion de l'électricité en hydrogène	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques minutes à plusieurs mois			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Investissements en technologie et infrastructures	accès à des revenus cumulés, accès aux infrastructures gazières existantes			
Besoin de modifier le cadre réglementaire	réglementation claire établie pour les technologies utilisées comme des actifs de réseau, par opposition aux actifs de marché			
Besoin de modifier le rôle des acteurs				

SOLUTION DE CONVERSION DE L'ÉLECTRICITÉ EN CHALEUR

Solution de conversion de l'électricité en chaleur	Faible	Modéré	Fort	Très élevé
BÉNÉFICE				
Accroissement potentiel de la flexibilité du système				
Couverture des besoins de flexibilité	de quelques secondes à plusieurs mois (par ex., stockage saisonnier de chaleur dans des grottes, réservoirs ou aquifères de grandes dimensions)			
COÛT et COMPLEXITÉ				
Investissements en technologie et infrastructures				
Besoin de modifier le cadre réglementaire	accès à des revenus cumulés			
Besoin de modifier le rôle des acteurs				



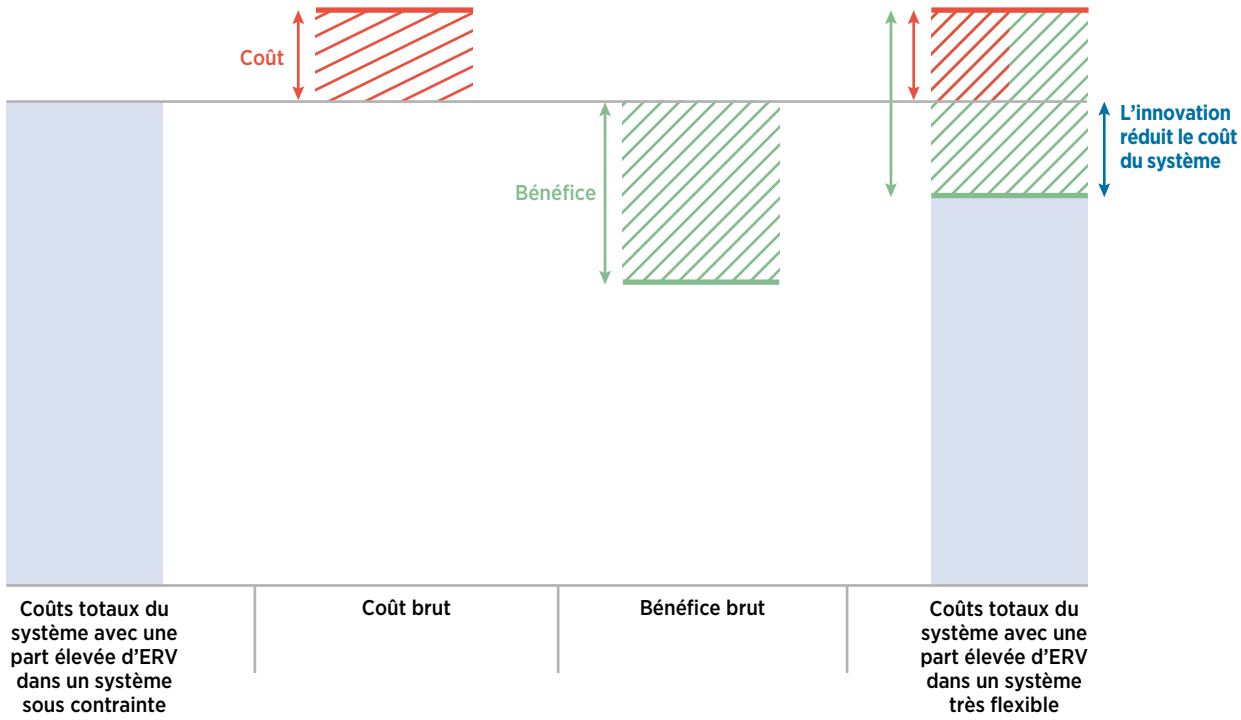
4 ÉVALUATION DE L'IMPACT DES SOLUTIONS



Les innovations pour l'intégration des ERV dans une plus large proportion au sein des réseaux électriques se concentrent sur l'augmentation de la flexibilité, tout en réduisant les coûts d'exploitation du système. Dans l'UE, par exemple, 50 % du coût de l'électricité correspond à des coûts d'intégration du système. La flexibilité d'un système électrique, à savoir la capacité du système à adapter le modèle de production et de consommation d'électricité pour maintenir l'offre et la demande en équilibre constant (IRENA, IEA et REN21, 2018), est directement liée à sa capacité à intégrer la production d'ERV au moindre coût possible.

Pour atteindre une transformation rentable à l'échelle mondiale en faveur d'un système électrique neutre en carbone, durable, fiable et inclusif, les stratégies doivent réduire les coûts d'intégration des ERV tout en maximisant les avantages associés. Un manque de planification adéquate pour l'intégration des ERV dans les systèmes électriques peut entraîner de graves contraintes qui augmentent les coûts du système. Une planification judicieuse, anticipant les exigences du système et utilisant des solutions de flexibilité innovantes, permet de renforcer les bénéfices de la production d'ERV à faible coût (IRENA, 2017b), comme le montre la Figure 36.

Figure 36 Innovation maximisant les avantages pour le système

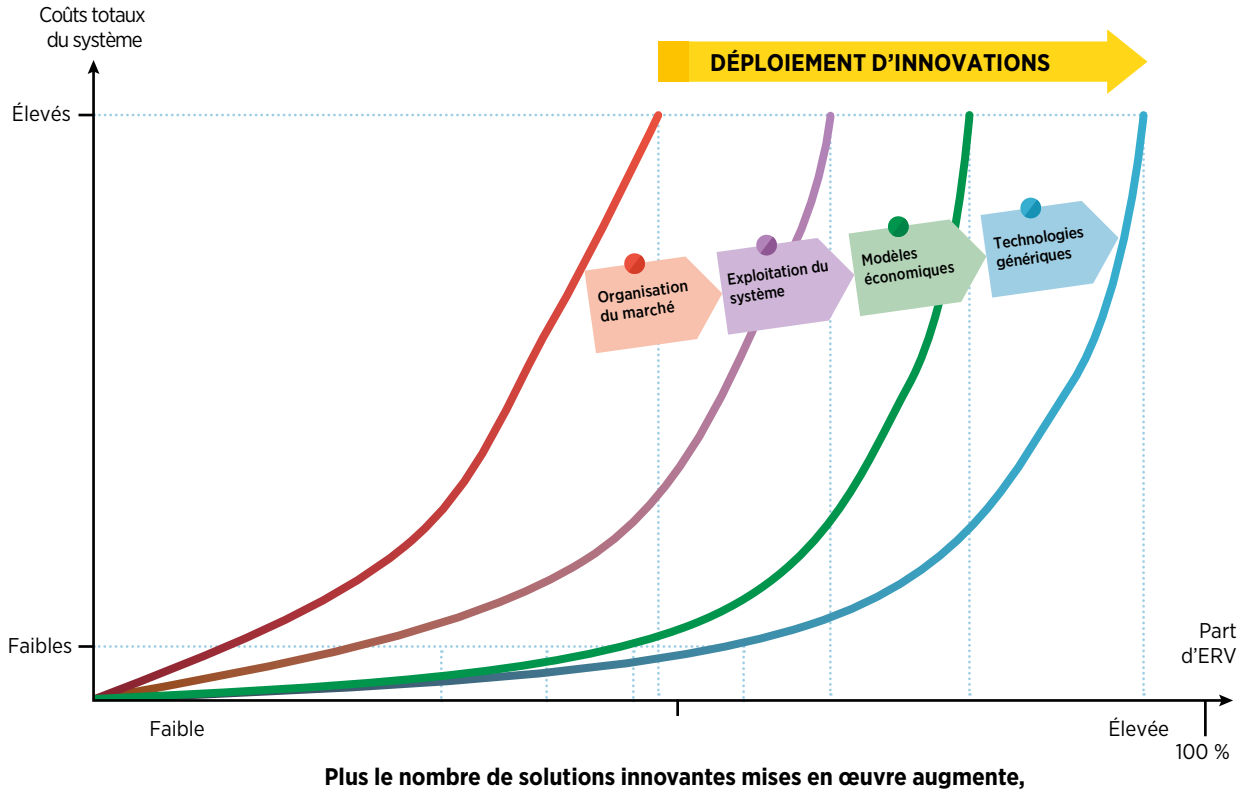


Une analyse menée par l'IRENA conclut que l'ordre de grandeur des investissements destinés au renforcement des infrastructures de réseau et à l'implantation d'autres options de flexibilité pour l'intégration des ERV est similaire au total des investissements requis en matière de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable. Ces investissements peuvent s'élever à environ 18 billions d'USD d'ici 2050 dans un scénario compatible avec l'Accord de Paris et les options limitées de flexibilité actuellement mises en œuvre (IRENA, 2018b). Les efforts destinés à l'innovation des systèmes électriques peuvent réduire le coût de l'intégration, grâce à des solutions qui améliorent la flexibilité du système, comme le montre la Figure 37.

Il va de soi que chaque solution s'accompagne de son propre lot de coûts de mise en œuvre, défis et bénéfices. Cependant, les solutions qui favoriseront l'intégration des énergies renouvelables, et leurs coûts, dépendront du contexte de chaque système spécifique : il n'y a pas de solution universelle. Selon les caractéristiques du système, certaines solutions peuvent être plus pertinentes que d'autres. Le Chapitre 3 décrit onze solutions susceptibles d'encourager la flexibilité du côté de l'offre, dans les réseaux, du côté de la demande et au niveau du système dans son ensemble. Celles-ci sont illustrées à la Figure 38.

Ce dernier chapitre oriente les décideurs politiques désireux d'accroître la flexibilité de leurs systèmes vers les solutions les plus simples à adopter. Nous l'avons structuré en deux parties principales. La première présente un aperçu de chacune de ces solutions, avec les avantages, les coûts et les autres défis associés à sa mise en œuvre. Les décideurs doivent les connaître et en tenir compte dans leur application. La seconde partie fournit quant à elle des orientations supplémentaires aux décideurs politiques sur les solutions qui pourraient être les mieux adaptées à leur contexte, ainsi que celles dont l'application est limitée. Pour cela, nous avons utilisé un certain nombre d'indicateurs prédéterminés susceptibles de définir les systèmes électriques et les contextes nationaux : 1) densité de population dans les villes, 2) saisonnalité, 3) interconnexions, 4) dispersion géographique des ressources d'ERV et de la demande, et 5) profil de charge par rapport au profil d'ERV.

Figure 37 Innovation réduisant les coûts totaux du système pour augmenter la part des ERV



Plus le nombre de solutions innovantes mises en œuvre augmente, plus la part des ERV intégrées s'accroit, et plus les coûts du système diminuent

Figure 38 Solutions libérant la flexibilité du système

FLEXIBILITÉ — **SOLUTIONS**

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE L'OFFRE

I	Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées
II	Production flexible pour s'adapter à la variabilité

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU RÉSEAU

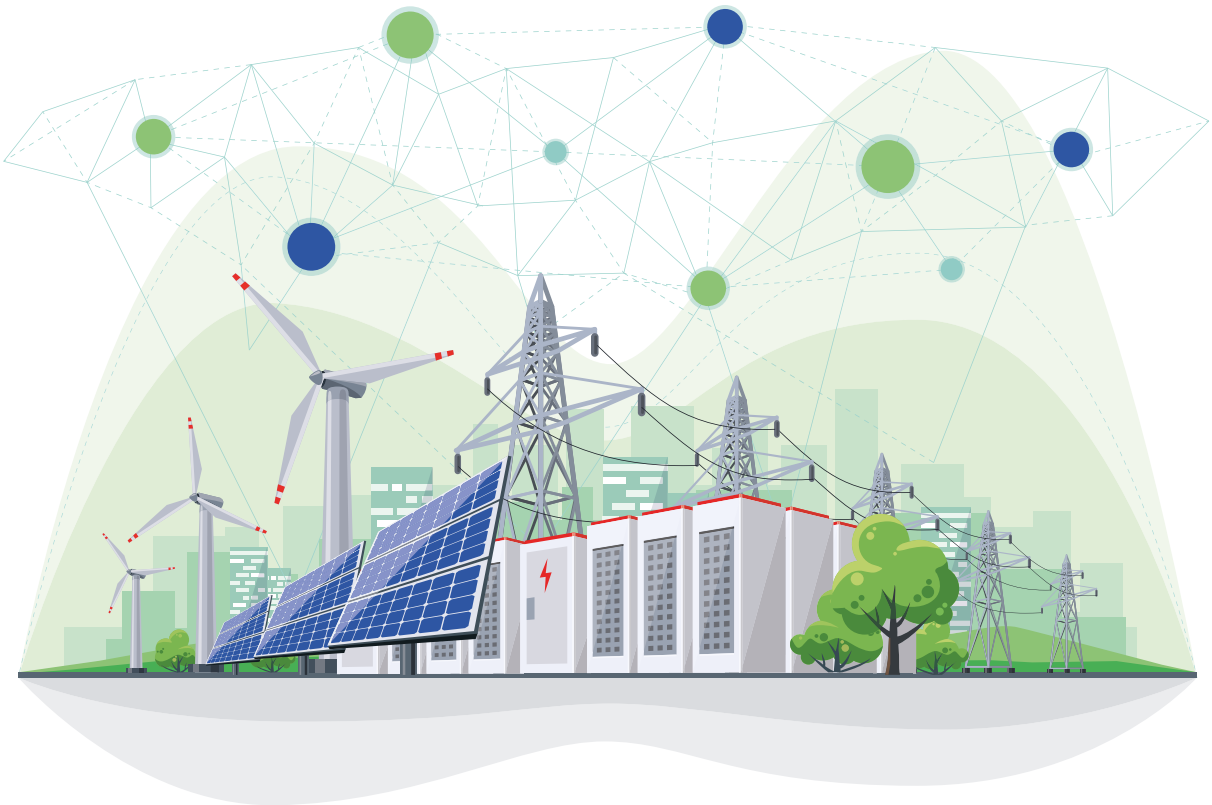
III	Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité
IV	Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux
V	Déployer des solutions de stockage à grande échelle et une nouvelle exploitation du réseau pour reporter les investissements destinés au renforcement du réseau

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DU CÔTÉ DE LA DEMANDE

VI	Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour fournir des services au réseau
VII	Gestion du côté de la demande
VIII	Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal
IX	Optimisation de l'exploitation du système de distribution en utilisant des ressources énergétiques distribuées

SOLUTIONS DE FLEXIBILITÉ DE STOCKAGE À L'ÉCHELLE DU SYSTÈME

X	Solutions de batteries à l'échelle industrielle
XI	Solutions « power-to-X »



4

4.1 SOLUTIONS CLÉS : DÉFIS LIÉS À L'IMPLANTATION ET POTENTIEL DE FLEXIBILITÉ

Chacune des solutions clés identifiées cible différents besoins de flexibilité, allant de l'ordre de la seconde ou de la minute, quant il s'agit d'équilibrer les services en temps réel, au niveau de l'heure ou de la journée, pour optimiser l'exploitation de la production d'ERV disponible. Les besoins de flexibilité à plus long terme, à savoir sur des semaines ou des mois, sont utilisés dans des contextes plus saisonniers.

La plupart des solutions du côté de l'offre et du réseau répondent à des besoins de flexibilité à très court terme, utilisés dans les opérations en temps réel, à savoir généralement des services centralisés fournis par des producteurs flexibles, des batteries à l'échelle industrielle et des interconnexions à travers les marchés régionaux. D'autre part, les solutions qui encouragent la flexibilité du côté de la demande, correspondant principalement à des sources décentralisées, offrent une flexibilité de quelques minutes à plusieurs heures permettant d'optimiser l'exploitation des sources de production disponibles. L'énergie peut être stockée sous forme d'hydrogène ou de chaleur pendant plusieurs mois, offrant ainsi

Tableau 3. Besoins de flexibilité couverts par les solutions

	BESOINS DE FLEXIBILITÉ COUVERTS SUR UNE ÉCHELLE DE TEMPS					
	secondes	minutes	heures	jours	semaines	mois
Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées		■	■	■	■	
Production flexible pour s'adapter à la variabilité		■	■			
Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité		■	■	■		
Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux			■	■	■	
Éviter le renforcement du réseau grâce à une technologie de stockage à grande échelle		■	■			
Élimination du renforcement des réseaux par une exploitation innovante des lignes existantes			■	■	■	
Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour fournir des services au réseau		■	■			
Gestion du côté de la demande		■	■	■		
Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal		■	■	■		
Optimiser l'exploitation du système de distribution en utilisant des ressources énergétiques distribuées		■	■			
Solutions de batteries à l'échelle industrielle		■	■			
Solution de conversion de l'électricité en hydrogène		■	■	■	■	■
Solution de conversion de l'électricité en chaleur		■	■	■	■	■

une flexibilité saisonnière. Le Tableau 3 présente les solutions clés, en précisant les besoins de flexibilité auxquels elles sont capables de répondre.

Deuxièmement, quel que soit le besoin de flexibilité spécifique sur une échelle de temps donnée, les solutions ont également un impact différent sur la flexibilité globale du système. De manière générale, leur comparaison n'est valable que si l'on suppose qu'elles sont mises en œuvre dans un système exactement identique.

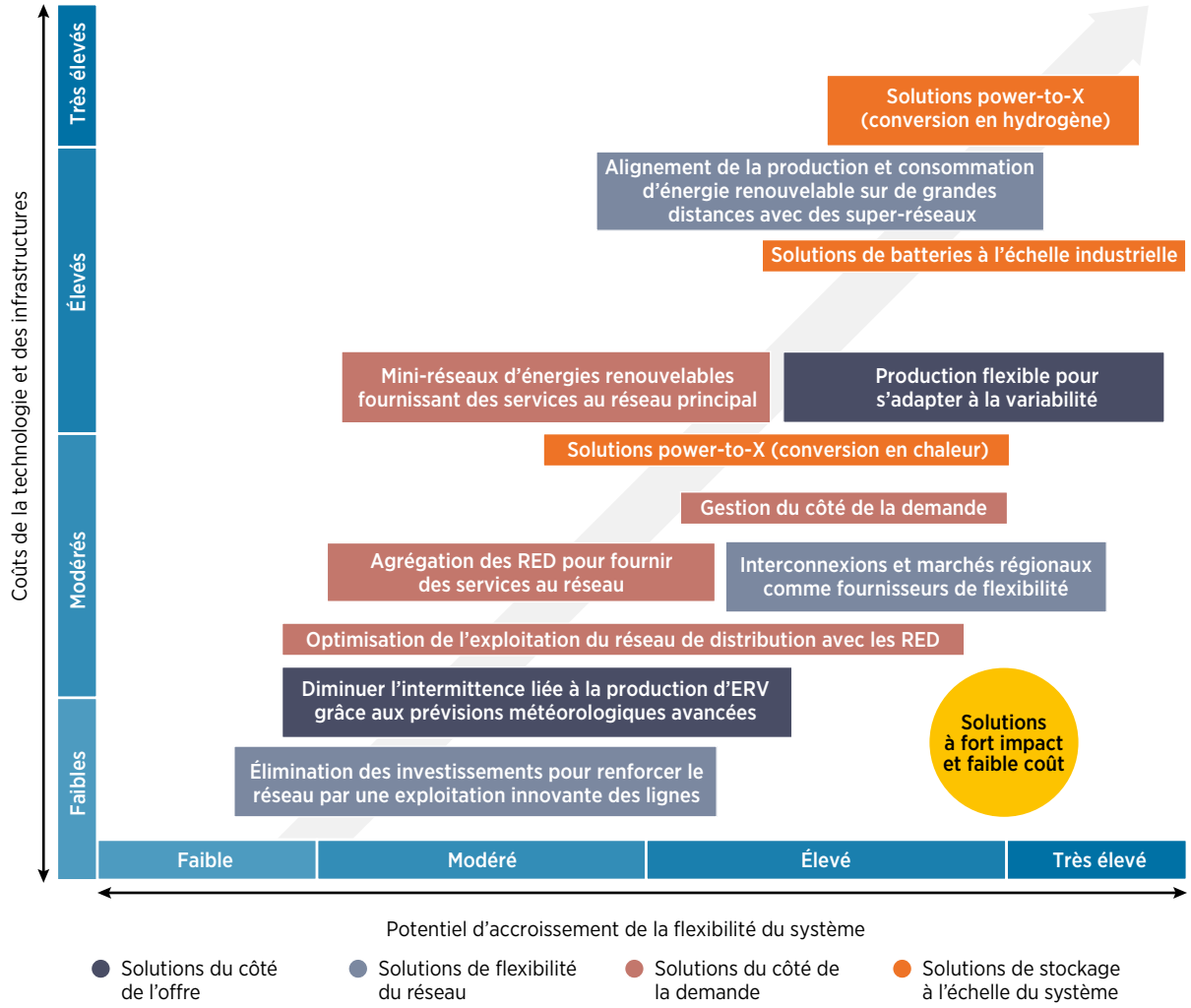
De plus, la mise en œuvre de chaque solution pose des défis différents, allant des investissements nécessaires dans le développement de la technologie et des infrastructures à tout autre type d'obstacle, notamment de nature réglementaire, la complexité découlant de la coordination entre plusieurs parties prenantes ou des changements possibles dans les rôles des principaux acteurs, en passant par les défis liés à la stratégie politique, aux contextes internationaux, etc. De façon générale, les solutions qui nécessitent le moins d'investissements en technologie ou en infrastructures sont celles qui se basent principalement sur des innovations au niveau de l'exploitation du système et de l'organisation du marché, capables d'inciter les acteurs de longue date, mais aussi les nouveaux, à répondre efficacement aux conditions du nouveau système, sur la base des actifs existants. Le Tableau 4 illustre les défis de haut niveau susceptibles de se poser pour différentes solutions et innovations.

La Figure 39 compare les solutions du point de vue de leur potentiel de flexibilité et de leurs coûts, tandis que la Figure 40 s'intéresse à leurs défis de nature non-technologique. Même s'il n'existe pas de « solution miracle » garantissant un fort impact positif à bas coût et peu de contraintes, la Figure 39 montre que l'investissement requis par une solution est en général directement proportionnel à son potentiel de flexibilité. Cependant, cette proportionnalité n'est plus vraie pour les défis de nature non technologique, ainsi que l'illustre la Figure 40. Cela s'explique par le fait que chaque solution s'accompagne de ses propres défis, et qu'une comparaison en valeur absolue s'avère difficile. Chacune d'elles est guidée par les spécificités du contexte géopolitique et du système électrique.

Tableau 4. Défis liés à la mise en œuvre de différentes innovations et solutions

	INVESTISSEMENT NÉCESSAIRE	DÉFIS
Technologies génériques 	• Élevé pour ce qui est de l'investissement matériel	• Exploitation des technologies génériques
Modèles économiques 	• Limité en ce qui concerne le matériel, mais élevé au niveau du logiciel (un investissement en personnel et logiciel peut être nécessaire)	• Une modification de la réglementation pourrait être nécessaire • Mise en œuvre nécessaire de technologies numériques (comme les capteurs et les modèles prédictifs)
Organisation du marché 	• Limité en ce qui concerne le matériel, mais élevé en matière de logiciel (par exemple, investissement logiciel dans les bourses d'électricité et chez les participants du marché)	• Modification du cadre réglementaire • Défis d'ordre politique • Une coopération internationale pourrait être nécessaire • Coordination entre plusieurs parties prenantes • Modification des rôles des acteurs du secteur de l'électricité • Pour ne pas faire de perdants, un accord peut être long à trouver et à mettre en œuvre
Exploitation du système 	• Limité en ce qui concerne le matériel, mais élevé en matière de logiciel (de nouveaux logiciels, outils et systèmes de contrôle peuvent être nécessaires)	• Disponibilité des données • Gestion des données • Une modification des réglementations pourrait être nécessaire

Figure 39 Potentiel de flexibilité et coûts technologiques des solutions



La Figure 39 montre une forte corrélation entre les coûts liés à la technologie et aux infrastructures qu'impliquent les solutions, et leur impact potentiel sur l'augmentation de la flexibilité du système. Les batteries à grande échelle, les super-réseaux et les électrolyseurs destinés aux applications de conversion de l'électricité en hydrogène sont des technologies coûteuses, et sont utilisés dans des solutions ayant un impact fort, voire très fort, sur la flexibilité. Cependant, il existe de nombreuses autres solutions capables d'apporter une flexibilité significative à moindre coût. Chaque système a besoin d'une évaluation spécifique, reposant sur son propre contexte, du niveau de flexibilité requis et des synergies qui peuvent être créées.

Il est important de souligner que les synergies potentielles existant entre les différentes solutions permettent de réduire les investissements lorsque celles-ci sont mises en œuvre ensemble. Par exemple, l'investissement dans des technologies numériques visant à permettre aux ressources énergétiques distribuées de fournir des services au réseau pourrait également contribuer à une meilleure gestion du côté de la demande. Les investissements dans des solutions de conversion de l'électricité renouvelable en chaleur (« Power-to-Heat »), comme les pompes à chaleur à usage résidentiel, augmenteraient l'impact des solutions du côté de la demande, en rendant la gestion de la demande plus efficace, en fournissant des services au réseau, et en permettant même aux gestionnaires de réseaux de distribution d'optimiser l'exploitation du système en tirant parti de ces technologies.

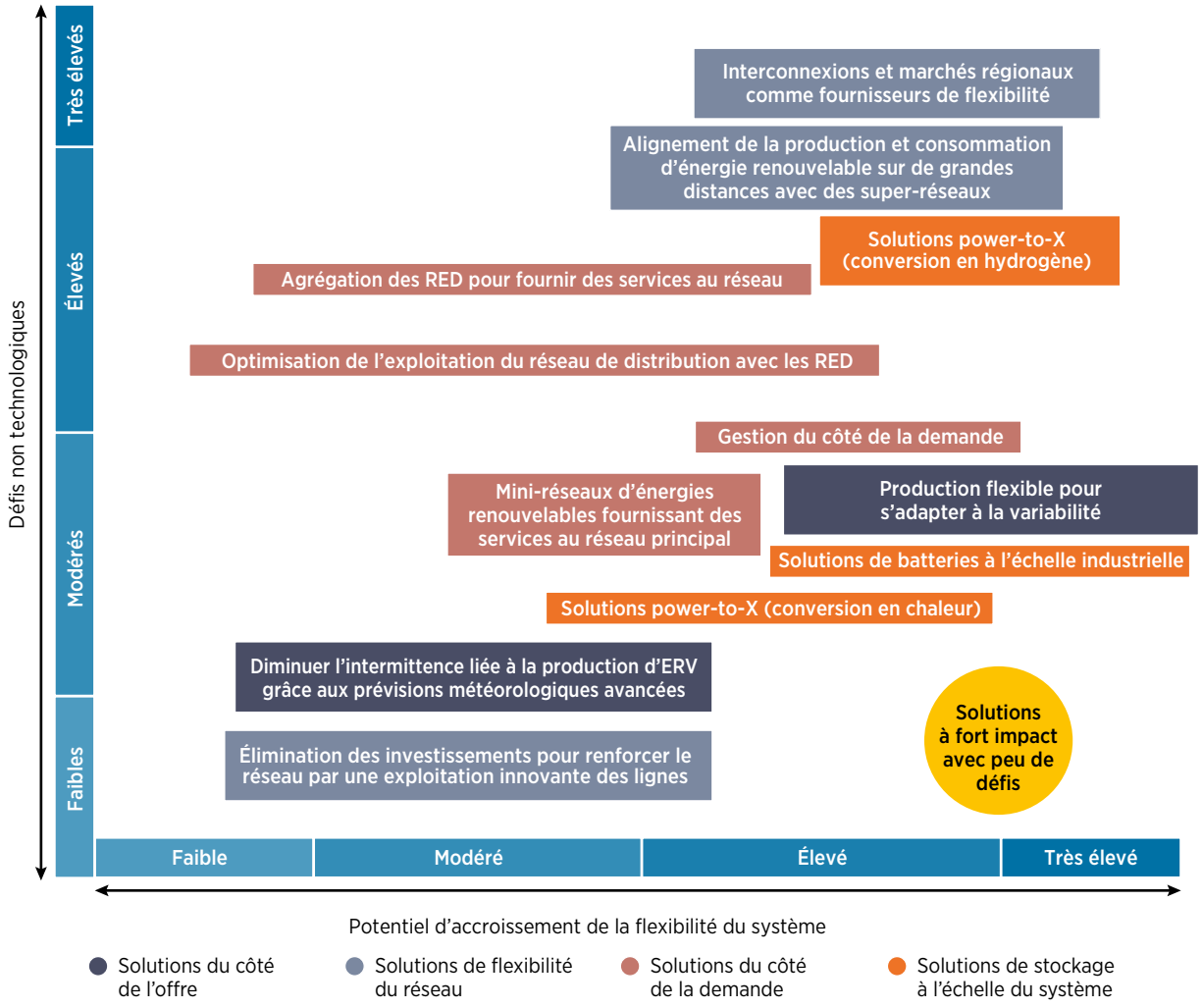
Dans cette évaluation, le contexte et la configuration du système constituent une variable importante. Par exemple, si le système est bien interconnecté, une meilleure réglementation et une meilleure exploitation des interconnexions permettraient la mise en place de marchés régionaux sans investissement significatif en infrastructures. Cependant, en l'absence d'interconnexions, les coûts pourraient considérablement augmenter. Il en va de même pour la solution consistant à augmenter la flexibilité pour s'adapter à la

variabilité de la production éolienne et solaire. Lorsqu'un système comprend déjà des centrales flexibles dans son mix de production, comme de grands réservoirs hydrauliques ou des centrales à gaz flexibles, il est nécessaire de changer le fonctionnement pour pouvoir exploiter tout le potentiel de flexibilité. Dans le cas contraire, une modernisation plus coûteuse du parc de production conventionnel serait nécessaire.

La Figure 40 offre un aperçu des défis de nature non-technologique en fonction de la flexibilité potentielle apportée par chaque solution. La prise en compte des changements réglementaires nécessaires est un aspect important, car ils ont beaucoup de poids dans le cas des solutions à base de batteries à l'échelle industrielle ou dans l'incitation à une production flexible pour s'adapter à la variabilité. Dans ce contexte, la réglementation et l'organisation du marché sont importantes pour générer des incitations appropriées, propices à une exploitation flexible des ressources énergétiques.

Mises à part les modifications d'ordre réglementaire, un autre aspect important qui rend la solution plus difficile à mettre en œuvre est l'évolution des rôles et des responsabilités des acteurs concernés. À titre d'exemple, les solutions de flexibilité du côté de la demande impliquent une modification du rôle des consommateurs et des habitudes de consommation. Pour une intégration des ressources énergétiques distribuées qui permette à celles-ci de fournir des services au système et au réseau, des changements sont nécessaires au niveau du rôle des gestionnaires de réseaux de transport et, plus encore, de distribution. Modifier le rôle des acteurs est un défi important, car des incitations et des modèles économiques appropriés sont nécessaires pour justifier la transition.

Figure 40 Potentiel de flexibilité et défis non technologiques des solutions



Remarque : les défis non technologiques comprennent entre autres les modifications nécessaires dans le domaine réglementaire et au niveau du rôle des intervenants.

Par ailleurs, le contexte politique et l'environnement international constituent souvent un défi considérable lorsqu'il s'agit d'un problème de coopération externe, de définir des rôles et responsabilités inter-systèmes et de donner la priorité aux avantages régionaux plutôt que nationaux. Ces éléments font partie des obstacles les plus importants à l'établissement de marchés régionaux performants, voire d'accords d'échange basés sur des interconnexions.

Exploration de l'impact de chaque solution La liste ci-dessous énumère les informations et reprend les messages clés des Figures 39 et 40.

- **Éviter ou réduire les investissements destinés au renforcement du réseau grâce à une exploitation innovante des lignes électriques** se réfère à *l'évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques,* qui implique qu'une plus forte intégration des ERV dans le réseau pourrait être autorisée lorsque la température diminue ou si d'autres conditions environnementales le permettent sans compromettre la sécurité. Il s'agit donc d'une solution qui ne requiert pas d'investissements supplémentaires et présente un potentiel considérable pour réduire l'effacement des ERV dû à la congestion du réseau. De plus, elle n'implique qu'un seul acteur : le gestionnaire du réseau de transport. La modification des paramètres opérationnels peut se faire en fonction du calendrier et de la précision des prévisions météorologiques, généralement de quelques heures à plusieurs semaines à l'avance.

  En Europe, où la température varie considérablement entre l'été et l'hiver, 11 gestionnaires de réseaux de transport ont mis en service une Évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques. En Allemagne, par exemple, TenneT utilise les données météorologiques de ses propres stations (température ambiante, vitesse du vent), tandis que Terna, en Italie, possède des capteurs de température installés directement sur le conducteur (ENTSO-E, 2015).

- **Les outils avancés de prévision météorologique** ont la considérable capacité de réduire l'intermittence liée à la production d'ERV. Même s'ils ne réduisent pas la variabilité de la production éolienne et solaire, ils renforcent la certitude de la production, ce qui aide à mieux programmer l'exploitation du système et à prendre la variabilité en compte. Des outils avancés de prévision météorologique sont déjà développés, et l'apport de la composante numérique permet de les améliorer continuellement. L'intelligence artificielle devrait améliorer ces outils et augmenter leur précision, moyennant un coût accru. Quoi qu'il en soit, la mise en œuvre de cette solution est relativement simple, car il s'agit d'un outil utilisé par les producteurs ou les gestionnaires pour programmer le dispatching de leurs systèmes. Le principal défi réside dans la disponibilité de données historiques, généralement mesurées et conservées par les grands acteurs du secteur, mais auxquelles les petits producteurs n'ont pas accès. La mise en place d'une plate-forme d'accès libre pour ces données permettrait à cette solution d'exprimer son plein potentiel.

  En Allemagne, trois gestionnaires de réseaux de transport, Amprion, TenneT et 50 Hertz, collaborent avec le Service météorologique allemand et l'Institut de recherche Fraunhofer pour améliorer les prévisions météorologiques et de production des éoliennes et des centrales solaires photovoltaïques. Ils développent de nouveaux produits de prévision tout particulièrement axés sur la stabilité du réseau. Ainsi, les données en temps réel provenant de panneaux solaires et d'éoliennes de toute l'Allemagne alimentent un algorithme qui calcule le productible de l'énergie renouvelable sur les 48 heures à venir (IRP Wind, 2016).

De manière plus générale, les Figures 39 et 40 ci-dessus montrent que les ***solutions applicables du côté de la demande et basées sur des innovations en matière d'organisation du marché ont un coût inférieur*** *et un impact modéré à fort sur l'intégration des ERV. Elles constituent donc une option intéressante dans de nombreux pays, et par conséquent un bon point de départ. Les solutions présentant une utilisation plus intensive* ***des technologies génériques, telles que les innovations au niveau du réseau, en matière de stockage ou de « power-to-X », nécessitent un investissement plus important, mais peuvent aussi avoir un impact plus fort sur l'intégration des ERV****. Elles sont donc plus adaptées aux étapes avancées, à savoir lorsque les pays atteignent une pénétration significative des ERV au sein de leurs systèmes électriques. Les stratégies politiques doivent cependant anticiper les aspects liés à la planification des réglementations et des infrastructures, qui sont essentiels au succès de la mise en œuvre de ces solutions à un stade ultérieur.*

- **Les solutions du côté de la demande** ont un grand rôle à jouer dans l'amélioration de la flexibilité du système. Ces solutions peuvent être à la fois implicites, avec un pilotage de la demande basé sur une tarification dynamique (ou des prix de gros) pour les consommateurs (*gestion du côté de la demande*), et explicites, permettant la participation des ressources énergétiques distribuées sur les marchés et les exposant au dispatching sur la base des conditions du marché de gros (*fourniture de services au réseau*). D'un point de vue technologique, l'application de ces solutions à des ressources à petite échelle requiert le déploiement de compteurs et d'appareils intelligents améliorant le pilotage de la demande par l'automatisation, afin de connecter et d'améliorer la communication entre ces appareils et ces petites ressources énergétiques distribuées. Cela est particulièrement vrai pour les petits consommateurs et les ménages. Les consommateurs industriels peuvent répondre aux signaux-prix sans un degré de numérisation élevé.

  En outre, le déploiement de ressources énergétiques distribuées comme des panneaux solaires photovoltaïques ou des batteries « derrière-le-compteur » et des véhicules électriques offre la possibilité aux prosommateurs de participer aux marchés de gros ou locaux. Ces technologies sont déployées selon une approche ascendante, leur adoption généralisée étant le résultat d'avancées technologiques et de modèles économiques innovants. En ce sens, pour les décideurs politiques, des investissements majeurs en technologie et en infrastructures ne seraient pas nécessaires, mais la réglementation devrait être adaptée pour pouvoir exploiter les bénéfices et les services que les technologies existantes, connectées au point de consommation, peuvent apporter au système. Les réglementations doivent être adaptées pour fournir des signaux-prix adéquats, évaluer et rétribuer correctement les nouveaux services de flexibilité, ou encore permettre la participation de nouveaux acteurs sur les marchés de gros.

  Au-delà des défis réglementaires, ces solutions impliquent la coordination de nombreux acteurs, changeant également leurs rôles : prosommateurs, et gestionnaires de réseaux de distribution et de transport. Alors que la *gestion du côté de la demande* peut être implantée dans n'importe quel contexte, la *participation des ressources énergétiques distribuées au marché de gros, ou au marché des services auxiliaires, pour fournir des services au réseau,* requiert un marché libéralisé, aussi bien de gros que de détail. Les ressources énergétiques distribuées peuvent également être utilisées pour fournir des services système/auxiliaires au gestionnaire du réseau de transport, ou des services au gestionnaire du réseau de distribution (et ainsi reporter le renforcement du réseau). Dans ces deux cas, la libéralisation du marché n'est pas une exigence, car cela pourrait être mis en œuvre à travers des contrats directs avec les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

  La Belgique a mis en œuvre des solutions pratiques de pilotage de la demande dans ses opérations sur le marché journalier de l'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport accepte la capacité des ressources énergétiques distribuées à compenser les désalignements entre la production et la demande de pointe, en donnant la priorité absolue aux clients industriels. En Finlande, des structures de tarification dynamique et des maisons intelligentes ont permis la gestion du côté de la demande au niveau des ménages.

- **Les ressources énergétiques distribuées existantes pourraient également être gérées de façon à mieux tirer parti du réseau de distribution.** De la même façon, avec les actifs déjà connectés, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent optimiser l'exploitation de leurs réseaux, directement ou indirectement, à travers les signaux-prix. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont besoin d'élargir leur rôle et leurs responsabilités afin de gérer les nouvelles ressources énergétiques distribuées connectées aux réseaux de distribution et d'optimiser leur exploitation sur la base des *contraintes de réseau*.

  Pour ce faire, il est nécessaire de compter sur une **nouvelle réglementation innovante pour les gestionnaires de réseaux de distribution**, basée sur les performances et non plus sur les coûts, ainsi que sur de nouvelles procédures complexes d'un point de vue opérationnel, notamment des régimes incitatifs destinés à encourager l'achat de services (dépenses d'exploitation, OPEX) au lieu de construire des actifs (dépenses en immobilisations, CAPEX). Il est également nécessaire de **réviser les conditions de base de l'accès et de la tarification d'utilisation des réseaux.** Western Power Distribution, société britannique de distribution, a publié un plan en quatre étapes pour optimiser l'exploitation de son réseau : déployer et mettre en œuvre des solutions de réseaux intelligents à des tensions plus élevées, souscrire des contrats avec des agrégateurs et des clients pour plusieurs types de services, assurer la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution, et ce, tout en garantissant l'intégrité et la sécurité des réseaux à basse tension (Engerati, 2018).

Des marchés de flexibilité locaux sont déjà en cours de développement pour permettre aux gestionnaires de réseaux de distribution de gagner en flexibilité, et reporter ainsi les mises à niveau du réseau (par ex., Agder Energi).

- Une autre solution consiste à **regrouper toutes les ressources énergétiques distribuées au sein d'un mini-réseau** capable de fonctionner de manière autonome et de communiquer avec le réseau principal, chaque fois que cela est nécessaire, en temps réel, en fonction des circonstances. Cette solution exige une numérisation et un système informatique puissants, afin de relier tous les appareils du mini-réseau entre eux. Les Pays-Bas ont mis en œuvre des projets pilotes de mini-réseaux axés sur la gestion durable et intelligente de l'énergie. Ces mini-réseaux utilisent un système de gestion intelligent permettant d'intégrer les différents composants, d'équilibrer l'offre et la demande au niveau local, et de réduire ainsi les coûts. Par exemple, les panneaux solaires collectent de l'énergie lorsque le soleil brille, et chargent les véhicules électriques. La production excédentaire est soit stockée sur une batterie, soit envoyée à travers le système pour alimenter d'autres logements au sein de la communauté.

- **Combinés à la production conventionnelle flexible** pour compenser l'intermittence, les marchés régionaux et les interconnexions sont importants pour améliorer la flexibilité globale du système. Les deux solutions reposent sur des innovations en matière d'organisation du marché, qui nécessitent la modification du cadre réglementaire afin de mieux rétribuer les services de flexibilité et la simplification de l'échange de ces services au sein des systèmes. Étant donné la configuration actuelle du système, des investissements pourraient également être nécessaires. Par exemple, dans un système disposant déjà d'options de production flexibles, comme de grands réservoirs hydroélectriques ou des producteurs de gaz, des réglementations visant à rétribuer correctement le comportement flexible des centrales peuvent être suffisantes. Cependant, dans les systèmes reposant sur une production moins flexible, notamment à partir de centrales au charbon ou nucléaires, des améliorations technologiques ou la modernisation des centrales pourraient s'avérer nécessaires, en plus des nouvelles réglementations.

  Au Danemark, par exemple, où le mix de production se compose de sources éoliennes et thermiques, les centrales thermiques ont été rénovées pour assurer un taux de rampe moyen de 4 % par minute, au lieu du 1 % habituel, en réponse à la demande de flexibilité au sein du parc de production, exprimée à travers les fluctuations du prix de l'électricité tout au long de la journée. L'amélioration des taux de rampe permet à la centrale d'augmenter ou de réduire plus rapidement sa participation au marché et de suivre la volatilité des prix de l'électricité. De même, la charge minimale de certaines centrales thermiques danoises est très faible, de l'ordre de 15 %, au lieu de 30 à 40 % pour celle d'une centrale non optimisée (Energinet, 2018).

  Même si les marchés régionaux peuvent avoir un impact gigantesque sur la flexibilité, il faut avant tout que des interconnexions existent. Lorsqu'il est nécessaire d'investir dans des interconnexions, les défis et les coûts de mise en œuvre de cette solution augmentent. Les marchés régionaux ont par ailleurs besoin d'une organisation (raisonnablement) harmonisée dans toute la région. Plusieurs défis sont associés à une telle mise en œuvre : des dispositifs institutionnels solides, une approche régionale et un climat de confiance entre les parties concernées, les participants faisant passer la sécurité de l'approvisionnement régional avant les besoins et les intérêts nationaux. Les marchés régionaux du monde entier, y compris en Europe, en Amérique centrale, en Afrique et aux États-Unis, sont confrontés aux mêmes défis et profitent des mêmes avantages de l'intégration des ERV. À long terme, malgré les difficultés en matière de coopération internationale, celles-ci devront faire partie de la solution pour l'intégration des énergies renouvelables et atteindre les objectifs de Paris sur le climat. Les négociations internationales peuvent prendre du temps, c'est pourquoi ces discussions devraient commencer le plus tôt possible.

- **Les solutions de conversion de l'électricité en chaleur** dépendent fortement du fonctionnement des pompes à chaleur et des grandes chaudières électriques. En tant que technologies, elles ont atteint un stade de maturité permettant leur commercialisation. Aujourd'hui, des composants numériques devraient contribuer à optimiser leur exploitation et à améliorer la flexibilité du système électrique. Le gouvernement écossais, par exemple, a dégagé un financement de 1,2 million de livres sterling pour un programme de conversion de l'énergie éolienne en chaleur. Des appareils de chauffage éconergétiques consommant l'électricité excédentaire produite par l'éolienne communautaire, autrement destinée à être effacée, seront installés dans les

foyers. Les appareils de chauffage domestique seront connectés à Internet, et se mettront en marche dès que l'éolienne recevra un signal d'effacement.

- Les solutions basées sur des technologies aux premiers stades de la commercialisation, comme le **stockage sur batterie à l'échelle industrielle** et l'utilisation d'électrolyseurs pour des **solutions de conversion de l'électricité en hydrogène** sont à ce jour celles qui sont les plus coûteuses, qui requièrent donc des investissements risqués jusqu'à parvenir au point d'un déploiement en masse permettant une baisse des coûts. Ces solutions n'en sont encore qu'à leur premier stade de commercialisation. Le coût des batteries est légèrement inférieur, et leur mise en œuvre et leur fonctionnement sont plus simples que ceux des solutions de conversion de l'électricité en hydrogène, car celles-ci ont fait l'objet d'un déploiement intense au cours de la dernière décennie. D'un autre côté, une adaptation de la réglementation est nécessaire pour les batteries à échelle industrielle, car celles-ci représentent de nouveaux acteurs, capables à la fois de consommer, de produire et de stocker de l'électricité. Leur comportement dans le système devrait être encouragé, afin que les acteurs et le système puissent mieux profiter de leurs bénéfices.

  À titre d'exemple, un système de stockage sur batterie de 100 MW/129 MWh a été installé en Australie-Méridionale pour compléter l'énergie produite par le parc éolien de Hornsdale, tout en fournissant des services auxiliaires au réseau.

  La conversion de l'énergie renouvelable en hydrogène à l'aide d'un électrolyseur n'est qu'une partie de la solution. Le stockage et l'utilisation ultérieure de l'hydrogène dans d'autres applications, ou sa reconversion en électricité, exigent la mise en place d'autres technologies, d'infrastructures appropriées et de procédures opérationnelles. En Autriche, les projets H2Future ont proposé d'installer un électrolyseur de 6 MW sur le site sidérurgique de Voestalpine Linz. Ce projet se penchera sur l'emploi d'électrolyseurs pour fournir des services d'équilibrage du réseau, tels que des réserves primaires, secondaires et tertiaires, tout en apportant de l'hydrogène à l'aciérie. L'hydrogène devrait être produit à partir d'électricité générée pendant les heures creuses, afin de tirer parti de la tarification dynamique. L'augmentation de la taille des électrolyseurs et leur production en série devraient faire considérablement diminuer leur coût.

Le renforcement de la flexibilité existante est la première action à adopter avec des innovations

- Toutefois, la solution à base de **super-réseaux** est la plus complexe à mettre en œuvre, pour plusieurs raisons. En premier lieu, il s'agit d'une technologie moins développée, du moins par rapport aux réseaux CCHT maillés à disjoncteurs CC. Seuls quelques projets pilotes ont été mis en œuvre dans le monde. D'autre part, les échanges d'électricité entre différents pays impliquent la conclusion d'accords économiques et politiques, ce qui pourrait accroître la complexité de cette solution. Des problèmes en matière de réglementation et de normalisation, ainsi que de propriété, de droits et de répartition des revenus pourraient également surgir.

  Dans le cadre de l'Energiewende, des réseaux CCHT ont été construits pour intégrer l'énergie éolienne offshore au réseau allemand. En avril 2015, TenneT, un gestionnaire de réseau de transport allemand, a mis en service SylWin1, qui est à ce jour le plus long raccordement offshore à un réseau dans le monde. SylWin1 raccorde trois centrales éoliennes situées à 70 kilomètres au large des côtes. Avec SylWin1, dont le productible est de 864 MW, les parcs éoliens peuvent injecter de grandes quantités d'énergie éolienne dans le réseau allemand à travers un raccordement CCHT. L'énergie produite par un total de 232 éoliennes doit être transportée jusqu'à la station de conversion terrestre, située à une distance de 205 m : 160 km de câbles sous-marins et 45 km de câbles terrestres, alimentant plus d'un million de foyers en énergie éolienne propre (TenneT, 2018).

  D'un autre côté, non seulement l'Europe, la Chine et l'Amérique du Nord, mais aussi un nombre croissant d'autres régions du monde font progresser les interconnexions et les marchés internationaux (par exemple, le Gulf Cooperation Council et les pools énergétiques africains, ainsi que l'Amérique du Sud, l'Inde avec ses voisins, l'Asie de l'Est et d'autres encore). Des règles commerciales internationales ont été élaborées et affinées au fil des décennies, et différentes régions du monde essaient activement d'apprendre les unes des autres dans ce domaine.

Tableau 5 Tableau résumé.

Légende : ● ◔ ◔ ◔ *faible impact/faible coût/défi mineur* ● ● ● ● *fort impact/coût élevé/défi majeur*

SOLUTIONS	Accroissement potentiel de la flexibilité du système	Coûts de la technologie et des infrastructures	Modifications réglementaires requises	Besoin de modifier le rôle des acteurs	Autres défis
Diminuer l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées	● ● ● ◔	● ● ◔ ◔	● ● ◔ ◔	● ◔ ◔ ◔	disponibilité des données météorologiques historiques pour les petits acteurs
			donner aux ERV la responsabilité de l'équilibre pour améliorer leurs prévisions		
Production flexible pour s'adapter à la variabilité	● ● ● ●	● ● ● ◔	● ● ● ◔	● ◔ ◔ ◔	amélioration des outils de modélisation et de la disponibilité des données
		si la modernisation des centrales thermiques est possible			
Interconnexions et marchés régionaux comme fournisseurs de flexibilité	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ◔ ◔	● ● ◔ ◔	défis d'ordre politique approche régionale et confiance
		en l'absence d'interconnexions	sselon le degré d'intégration dans le marché	coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et les acteurs des différents marchés	
Aligner la production et consommation d'énergie renouvelable sur de longues distances avec des super-réseaux	● ● ● ◔	● ● ● ●	● ● ● ●	● ● ● ◔	besoin d'une coopération politique internationale
		coût du super-réseau	cadres réglementaires convenus entre les régions connectées		
Éviter le renforcement du réseau grâce à une technologie de stockage à grande échelle	● ● ● ◔	● ● ● ◔	● ● ● ◔	● ● ◔ ◔	
		variable selon la technologie de stockage utilisée	réglementation claire établie pour les technologies utilisées comme des actifs de réseau, par opposition aux actifs de marché	nouvelles tâches pour les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport	
Élimination du renforcement des réseaux par une exploitation innovante des lignes existantes	● ● ◔ ◔	● ◔ ◔ ◔	● ◔ ◔ ◔	● ◔ ◔ ◔	
		coût potentiel du système de contrôle			

SOLUTIONS	Accroissement potentiel de la flexibilité du système	Coûts de la technologie et des infrastructures	Modifications réglementaires requises	Besoin de modifier le rôle des acteurs	Autres défis
Agrégation des ressources énergétiques distribuées pour les services du réseau	●●●◔	●●◔◔ plate-forme TIC, à condition de compter sur des RED et des compteurs intelligents	●●●◔	●●●● consommateurs actifs, gestionnaires de réseaux de distribution et transport, nouveaux acteurs comme les agrégateurs	implique une coordination entre les parties prenantes, y compris les prosommateurs
Gestion du côté de la demande	●●●●	●●◔◔ compteurs intelligents, TIC	●●●◔ signaux-prix adressés aux consommateurs	●●◔◔ consommateur actif - l'automatisation en tant que facilitateur	participation des consommateurs et garantie de confidentialité
Mini-réseaux d'énergie renouvelable fournissant des services au réseau principal	●●◔◔	●●●◔ mini-réseau, compteur intelligent, TIC	●●●◔	●●●◔	
Optimiser l'exploitation du système de distribution	●●●◔	●●◔◔ compteurs intelligents, TIC	●●●◔ nouvelles incitations, nouveau cadre réglementaire pour les gestionnaires de réseaux de distribution	●●●◔ nouveau rôle pour les gestionnaires de réseaux de distribution	Gestion de l'instabilité du réseau
Solutions de batteries à l'échelle industrielle	●●●●	●●●● dépend de l'échelle et de la baisse des coûts	●●●● envoyer les incitations appropriées aux nouveaux acteurs qui peuvent produire, stocker et consommer de l'électricité	●●◔◔	Normes à développer entre les GRD et les fournisseurs de batteries
Solution de conversion de l'électricité en hydrogène	●●●●	●●●● coût de l'électrolyseur, rénovation des gazoducs	●●●◔ accès à des revenus cumulés, accès aux infrastructures gazières existantes	●●◔◔	
Solution de conversion de l'électricité en chaleur	●●●◔	●●◔◔	●●◔◔	●◔◔◔	

4.2 INDICATEURS DE LA CONVENANCE DES SOLUTIONS

Les solutions identifiées diffèrent à la fois par la complexité de la mise en œuvre et les besoins de flexibilité, comme l'explique la section précédente. Toutefois, toutes les solutions ne sont pas applicables à chaque contexte. Par conséquent, les décideurs doivent évaluer soigneusement chaque solution en fonction du contexte spécifique dans lequel elle doit être mise en œuvre. Cette section a pour vocation d'aider les décideurs politiques à sélectionner les solutions et les types d'innovations qui sont les plus pertinents, à partir de cinq indicateurs.

Il ne s'agit pas d'un véritable guide pratique, mais plutôt d'une tentative d'indiquer les innovations qui, parmi celles disponibles, pourraient mieux s'adapter à un contexte ou à un autre. L'objectif est d'aider les décideurs à déterminer leurs possibilités et à identifier la ou les solutions méritant d'être étudiées de manière plus approfondie. Pour chacun de ces indicateurs sont présentées les solutions avec leurs limites d'applicabilité et celles qui sont recommandées.

Pour illustrer la manière dont les solutions peuvent être adaptées à différentes circonstances, cinq indicateurs ont été choisis :

1. Densité de population dans les villes : haute densité de population/faible densité de population
2. Saisonnalité : quatre saisons/pas de saison
3. Possibilités d'interconnexion : systèmes interconnectés/systèmes isolés
4. Proximité spatiale entre sources d'ERV et centres de demande : centres de demande proches des sources d'ERV/centres de demande éloignés des sources d'ERV
5. Alignement temporel de la production d'ERV sur le profil de charge : production d'ERV alignée sur la demande (charge nette invariable)/production d'ERV non alignée sur la demande (charge nette avec des pointes).

Les solutions sur lesquelles chacun des indicateurs a un impact sont présentées ci-dessous.

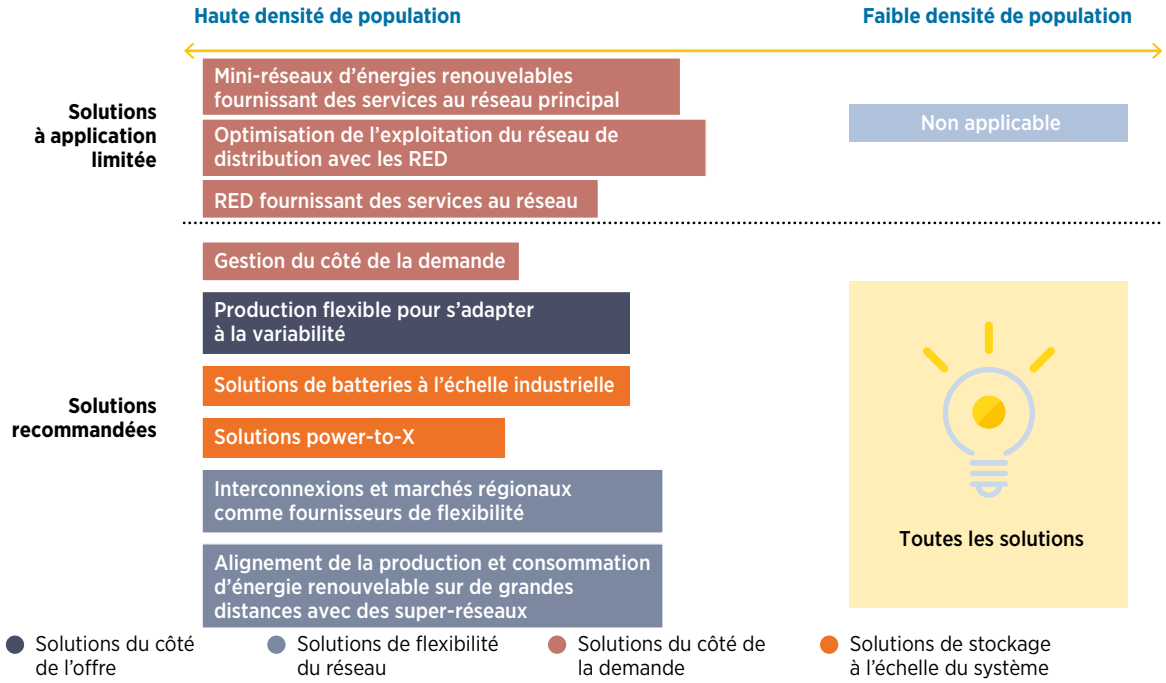
1. Densité de population dans les villes

La densité de population dans les villes est un important indicateur du niveau de décentralisation qu'il est physiquement et pratiquement possible de mettre en œuvre. Les solutions décentralisées ne sont pas applicables à des villes fortement peuplées où les gens vivent dans des gratte-ciel ou des quartiers résidentiels à très forte densité (par ex., New York, Bogota, São Paolo, Paris, etc.), car l'espace est insuffisant pour installer des batteries, des panneaux solaires photovoltaïques en toiture ou des prises pour véhicules électriques chez les consommateurs. *La gestion du côté de la demande*, à savoir le pilotage de à la demande sur la base d'une tarification dynamique ou d'un contrôle direct de la charge, est la seule option de flexibilité du côté de la demande qui peut être mise en œuvre dans de tels contextes. Compte tenu de la taille de la charge dans ces zones très densément peuplées, l'impact potentiel de cette solution peut être très important.

Cela signifie donc que la plupart des projets d'énergie renouvelable seraient des projets à grande échelle déployés en dehors des villes. *La flexibilité des solutions de production* et de stockage conventionnelles existantes (à partir de *batteries à l'échelle industrielle* ou de la *conversion d'énergie renouvelable en hydrogène ou en chaleur*) serait d'une grande importance pour intégrer une forte proportion d'ERV. Les solutions de flexibilité du réseau sont également cruciales pour les zones à haute densité de population, où il existe un réseau solide et des interconnexions avec les systèmes voisins. L'augmentation de la consommation d'énergie renouvelable dans les villes est principalement assurée par l'amélioration du marché de l'électricité et de l'échange interrégional d'énergie renouvelable. *Enfin, les super-réseaux* pourraient être une solution pour transporter l'énergie renouvelable jusqu'à ces centres de demande sur de longues distances.

En revanche, dans les villes ou les zones à faible densité de population, la disponibilité d'espace physique permet de déployer des solutions décentralisées. Cela pourrait faciliter le déploiement d'une production décentralisée, notamment à base de panneaux solaires photovoltaïques, ainsi que des sources de flexibilité du côté de la demande ; le stockage sur batterie « derrière le compteur », la recharge intelligente des VE, les pompes à chaleur résidentielles et les mini-réseaux peuvent tous offrir de précieux services au réseau principal.

Figure 41 Guide de solutions en fonction de la densité de population dans les villes



2. Saisonnalité

La saisonnalité est un indicateur important des besoins de flexibilité d'un système électrique. Alors que les besoins de flexibilité à court terme existent, quel que soit le contexte, la flexibilité à long terme est surtout nécessaire dans les systèmes où la température varie au long de l'année.

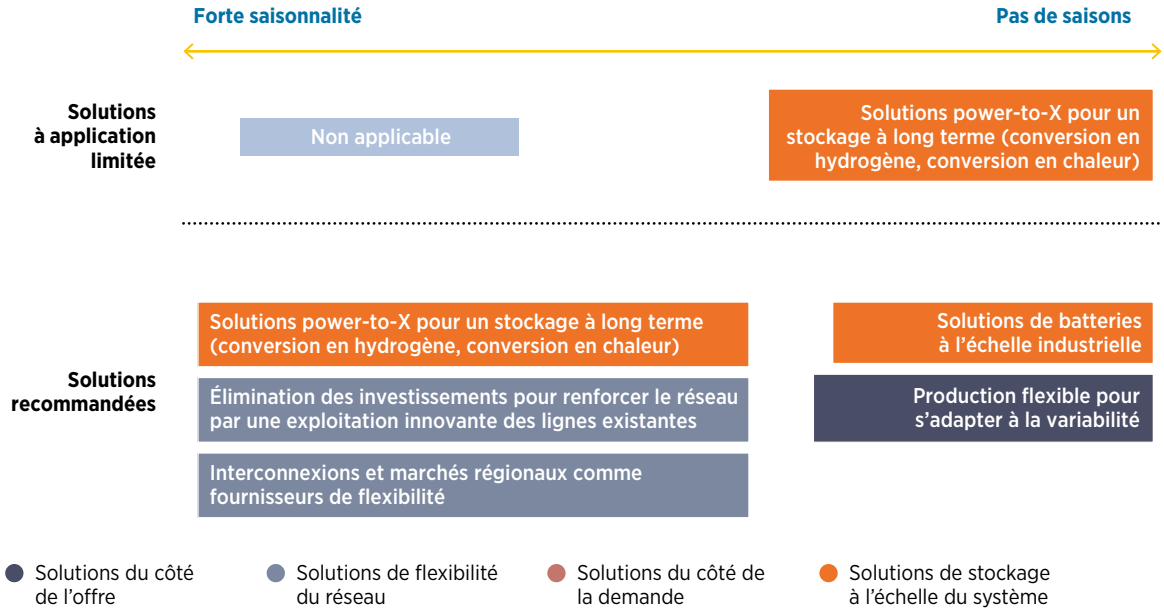
Les pays montrant des variations saisonnières enregistrent une demande en électricité et en énergie bien supérieure à certaines saisons (dans les régions où les hivers sont froids, la demande d'énergie en hiver est beaucoup plus élevée qu'en été en raison des besoins en chauffage, tandis que dans les régions où les étés sont très chauds et les hivers doux, la demande est plus élevée en été en raison du recours aux systèmes de climatisation). Par conséquent, un stockage à long terme devrait permettre d'économiser la production excédentaire d'énergie renouvelable pendant la saison où la demande est plus faible pour l'utiliser à une période où elle est plus élevée.

Les solutions Power-to-X, et notamment la conversion de l'électricité en hydrogène, peuvent permettre de relever ce défi, car l'hydrogène peut être stocké pendant de plus longues périodes, même si jusqu'à ce jour, les coûts et les pertes d'énergie sont très élevés. L'hydrogène peut servir de moyen de stockage à long terme, avec la capacité de stocker de l'énergie pendant plusieurs mois. La demande énergétique de l'Allemagne, par exemple, est 30 % plus élevée en hiver qu'en été. Or, les sources d'énergie renouvelables génèrent environ 50 % moins d'énergie en hiver qu'en été (Hydrogen Council, 2017). À ce jour, le stockage de l'énergie sous forme d'hydrogène n'est pas économique. Il est néanmoins prévu que d'ici 2030, les économies d'échelle devraient faire baisser les coûts. L'intégration de l'hydrogène dans un système énergétique globalement décarboné en Europe à l'horizon 2050 suscite un intérêt et des études croissants. Certaines technologies de conversion de l'électricité en chaleur, comme les aquifères ou les autres formes de stockage thermique souterrain, peuvent permettre de stocker de l'énergie pendant six mois.

Du côté du réseau, *l'Évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques* est une innovation qui utilise les changements de température et des autres conditions environnementales, sachant que la capacité de transport d'électricité d'un réseau augmente aux périodes où les températures sont les plus basses, les vitesses de vent plus élevées, le rayonnement solaire moins intense, etc.

Toutes ces solutions ont une application limitée dans les zones où la température et la disponibilité en ERV sont constantes tout au long de l'année. Dans de tels contextes, une flexibilité à long terme n'est pas forcément nécessaire, et l'accent devrait être surtout mis sur la flexibilité à court terme. Le *stockage sur batteries à l'échelle industrielle* est une solution capable de répondre au besoin de flexibilité à court terme sur l'ensemble du système, mais il existe d'autres solutions qui conviennent également.

Figure 42 Guide de solutions en fonction de la saisonnalité



3. Interconnexions

Les interconnexions constituent de puissants fournisseurs de flexibilité dans un réseau électrique. Lorsqu'un système est très vaste, ou bien interconnecté, la création de *marchés régionaux* pour capter les synergies entre les différents systèmes électriques et élargir la zone d'équilibrage est une solution qui mérite l'attention des décideurs. De même, lorsqu'il n'y a pas d'interconnexion, mais qu'il est possible de les implanter, elles devraient être envisagées. Reste également à connaître le niveau de corrélation entre les ressources d'ERV au sein de l'ensemble de la région interconnectée ou du système entier, et comment les interconnexions devraient être exploitées pour tirer le meilleur parti des différents modèles éoliens/solaires à différents endroits. Un fonctionnement en temps quasi réel des marchés régionaux serait bénéfique pour accroître la flexibilité.

Cette solution n'est pas applicable dans un petit système isolé, où les interconnexions avec d'autres systèmes n'existent pas et sont impossibles à construire. Une solution pour connecter un système isolé à un autre système plus éloigné, pour tirer parti de leurs synergies, passe par un *super-réseau.*

Cependant, dans ces systèmes isolés, la flexibilité devrait provenir entièrement de l'intérieur du propre système. Les options à prendre en considération dans ce cas consistent à *encourager la production conventionnelle à être plus flexible*, *à proposer des solutions de stockage* (sur batterie ou à travers des options power-to-X) ou à favoriser la flexibilité du côté de la demande.

4. Proximité spatiale entre sources d'ERV et centres de demande

Plutôt que de se concentrer sur les options de flexibilité, cet indicateur oriente les décideurs politiques vers des solutions qui permettent de mettre les ERV produites dans des zones riches en ressources à la disposition des centres de demande. Lorsque de telles synergies sont possibles, les *super-réseaux* sont l'une des options émergentes capables de transporter l'électricité sur de longues distances avec de faibles pertes. La création de *marchés régionaux* pour capturer les synergies et les complémentarités entre les différents profils de production d'ERV et profils de charge est également une option très intéressante. Lorsque le réseau assurant la liaison entre la production d'ERV et la demande est congestionné, il existe plusieurs solutions innovantes qui permettent de *reporter les investissements de renforcement tout en évitant l'effacement des ERV* (soit à l'aide d'applications de stockage, soit à partir d'une évaluation dynamique des capacités de transport des lignes électriques).

Cependant, lorsque les zones riches en ressources d'ERV coïncident avec les centres de demande, le déploiement de projets locaux de production d'ERV et d'autres ressources énergétiques distribuées devrait augmenter à la fois la consommation d'énergie renouvelable et la flexibilité du système du côté de la demande.

Figure 43 Guide de solutions en fonction des possibilités d'interconnexion

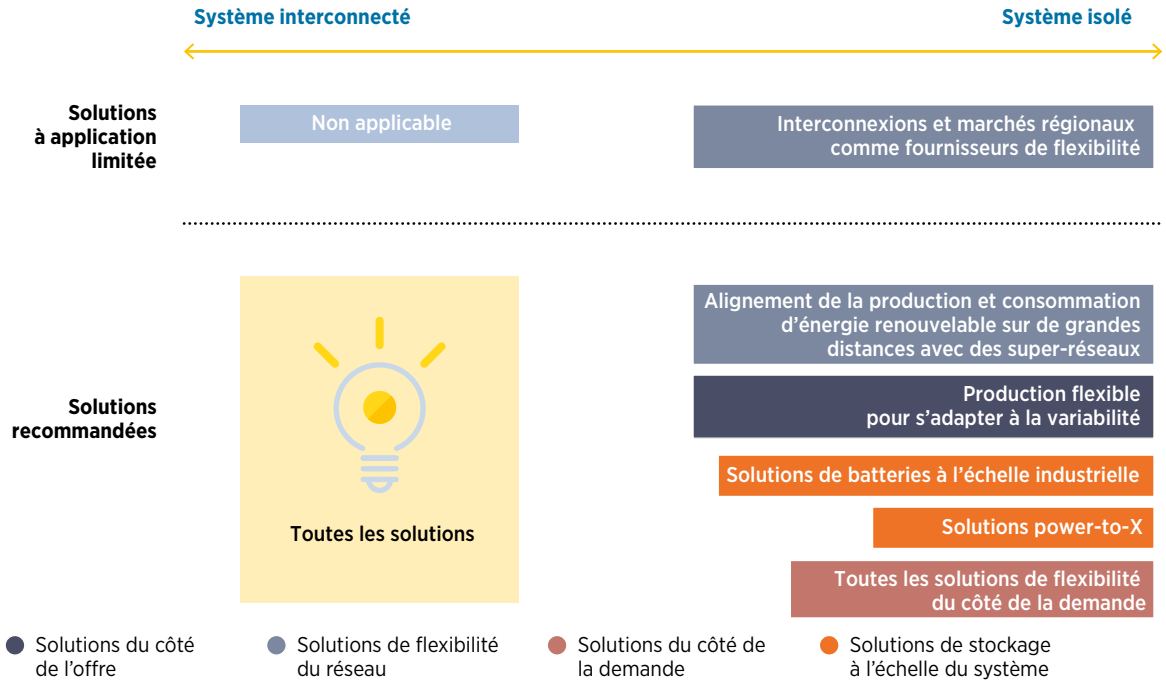
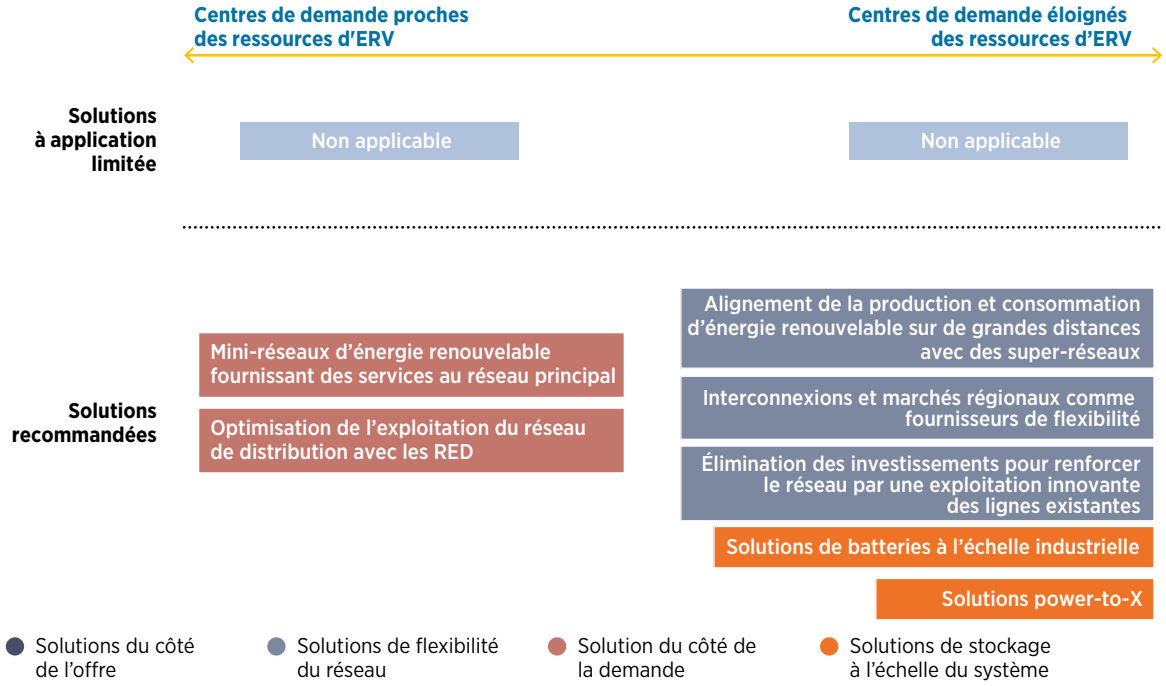


Figure 44 Guide de solutions en fonction de la distance entre les ressources d'ERV et les centres de demande



5. Alignement temporel de la production d'ERV sur le profil de charge

Le profil de charge net est la différence entre le profil de production d'ERV et le profil de charge. Lorsque le profil de production d'ERV ne s'aligne pas sur le profil de charge, le système doit faire preuve de flexibilité pour pouvoir répondre à la charge nette en période de pointe. Dans ce cas, les solutions permettant d'augmenter la flexibilité du système proviennent de l'ensemble de la chaîne de valeur de l'électricité : augmentation des capacités de montée en puissance et ralentissement des centrales conventionnelles, équilibrage du système par des interconnexions et marchés régionaux, et options de gestion du côté de la demande et solutions de stockage (cf. Figure 45).

Solutions recommandées quel que soit le contexte

Comme le montre ce chapitre, il n'y a pas de solution universelle. Chaque solution se caractérise par un niveau de complexité différent dans sa mise en œuvre et répond à des besoins de flexibilité différents, selon les spécificités du système. Cependant, sur les 11 solutions clés qui ont été identifiées, deux peuvent être envisagées dans presque toutes les circonstances : *diminution de l'intermittence liée à la production d'ERV grâce aux prévisions météorologiques avancées*, et *gestion du côté de la demande (cf. Figure 46)*. Des prévisions de production plus précises pour les centrales d'ERV devraient réduire l'intermittence et permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables dans n'importe quel système. De même, des améliorations dans la gestion du côté de la demande et une réponse de charge efficace aux signaux-prix peuvent contribuer à la flexibilité du côté de la demande quel que soit le contexte.

Figure 45 Guide de solutions en fonction du profil de charge nette

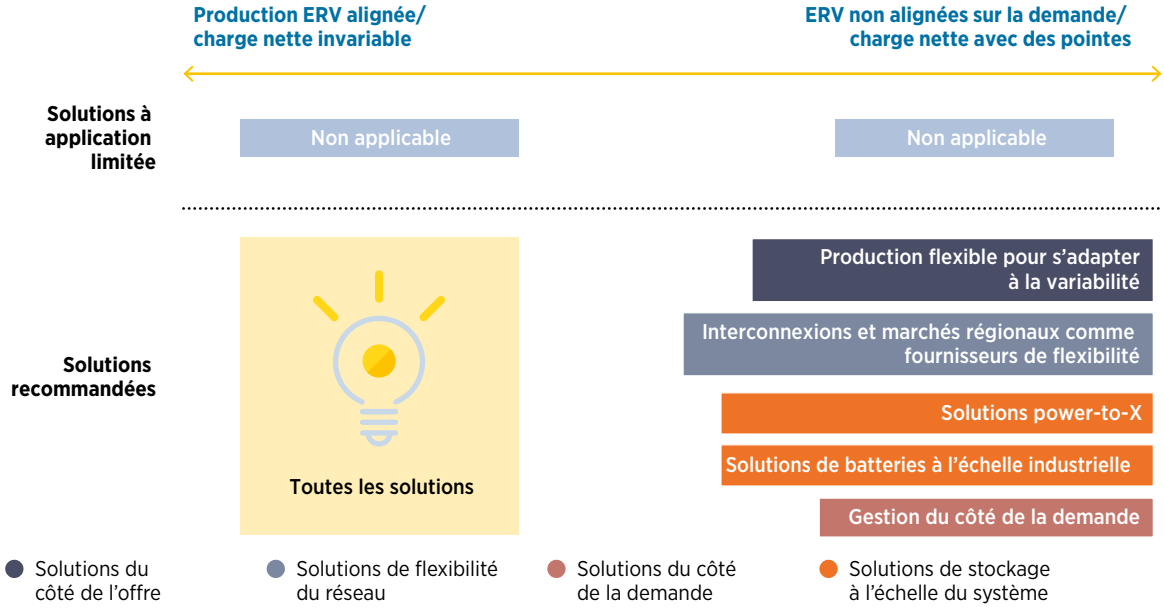
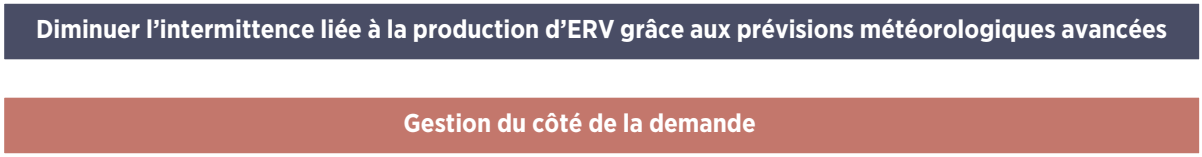


Figure 46 Solutions pour tous les contextes





5 RÉCAPITULATIF : PLAN D'INNOVATION EN HUIT ÉTAPES



L'innovation est le moteur de la transformation énergétique, et le rythme de l'innovation dans le monde s'accélère. De nombreuses solutions d'innovation sont éprouvées et adoptées dans un large éventail de pays pour une large gamme d'applications à tous les niveaux des systèmes énergétiques. Le secteur de l'électricité a guidé le chemin, avec une diminution rapide du coût des principales technologies d'énergie renouvelable solaire et éolienne, et une accélération de leur adoption dans de nombreux réseaux électriques.

Plus la part des ERV augmente, plus la flexibilité devient une caractéristique précieuse pour les réseaux électriques. À mesure que la part des ERV s'accroît, les politiques doivent s'adapter aux conditions changeantes du système. À l'ère des ERV bon marché, la réussite des stratégies d'intégration est cruciale pour que l'augmentation de la part des ERV se traduise par une réduction du coût de l'électricité pour les consommateurs (IRENA, IEA et REN21, 2018).

L'avenir est déjà là : un certain nombre de changements sont déjà en train de se produire :

- **Production** : une grande part d'une production thermique rigide est progressivement remplacée par une production renouvelable à plus petite échelle, dont une grande partie ne possède aucune flexibilité commerciale (coût marginal nul) et qui dépend des conditions météorologiques (ressources non sensibles aux prix de l'énergie). À court terme, les producteurs conventionnels doivent devenir plus flexibles, et améliorer leur capacité à fournir un taux de rampe plus rapide pour réagir à la volatilité croissante de la charge nette. À long terme, la flexibilité proviendra également de la gestion de la demande et d'une meilleure interconnectivité du réseau.
- **Couplage des secteurs/demande :** une tendance à l'électrification des secteurs d'utilisation finale, comme les transports (VE) ou potentiellement le chauffage, finira par se développer, augmentant considérablement la charge sur les réseaux de distribution. Ces nouvelles charges pourraient avoir, d'un point de vue relatif, une capacité élevée et/ou une énergie faible si elles ne sont pas correctement gérées, tout en demeurant intrinsèquement flexibles : parmi les technologies d'électrification se trouve le stockage sur batterie ou thermique, qui pourrait contribuer à lisser la demande pour l'aligner sur la disponibilité de la production et la capacité du réseau de distribution. Cette contribution optimale à la flexibilité du système ne se produira que si leur intégration est correctement gérée, et si les clients acceptent que leurs habitudes de consommation ne soient pas seulement un choix personnel.
- **Stockage de l'énergie :** la technologie à base de batteries devient de plus en plus abordable. Même les utilisateurs particuliers, notamment les foyers équipés de systèmes solaires photovoltaïques souhaitant maximiser leur autoconsommation, sont en train d'installer des batteries à grande échelle à partir de leurs préférences personnelles, et non d'impératifs économiques. Les gestionnaires de réseaux de distribution se tournent vers des batteries de taille moyenne pour éviter les mises à niveau du réseau. D'autre part, les applications « Power-to-X » émergentes, qui contribuent au couplage des secteurs (conversion de l'électricité en chaleur ou en hydrogène), représentent un potentiel considérable de stockage de l'énergie sous différentes formes.
- **Réseau de distribution :** la prise de conscience croissante d'un besoin de « prévoir et fournir » la capacité du réseau (prévoir la charge et fournir la puissance disponible pour équilibrer l'offre et la demande) deviendra insoutenable, en particulier avec l'électrification. Les flux à travers les réseaux de distribution deviendront moins prévisibles. De

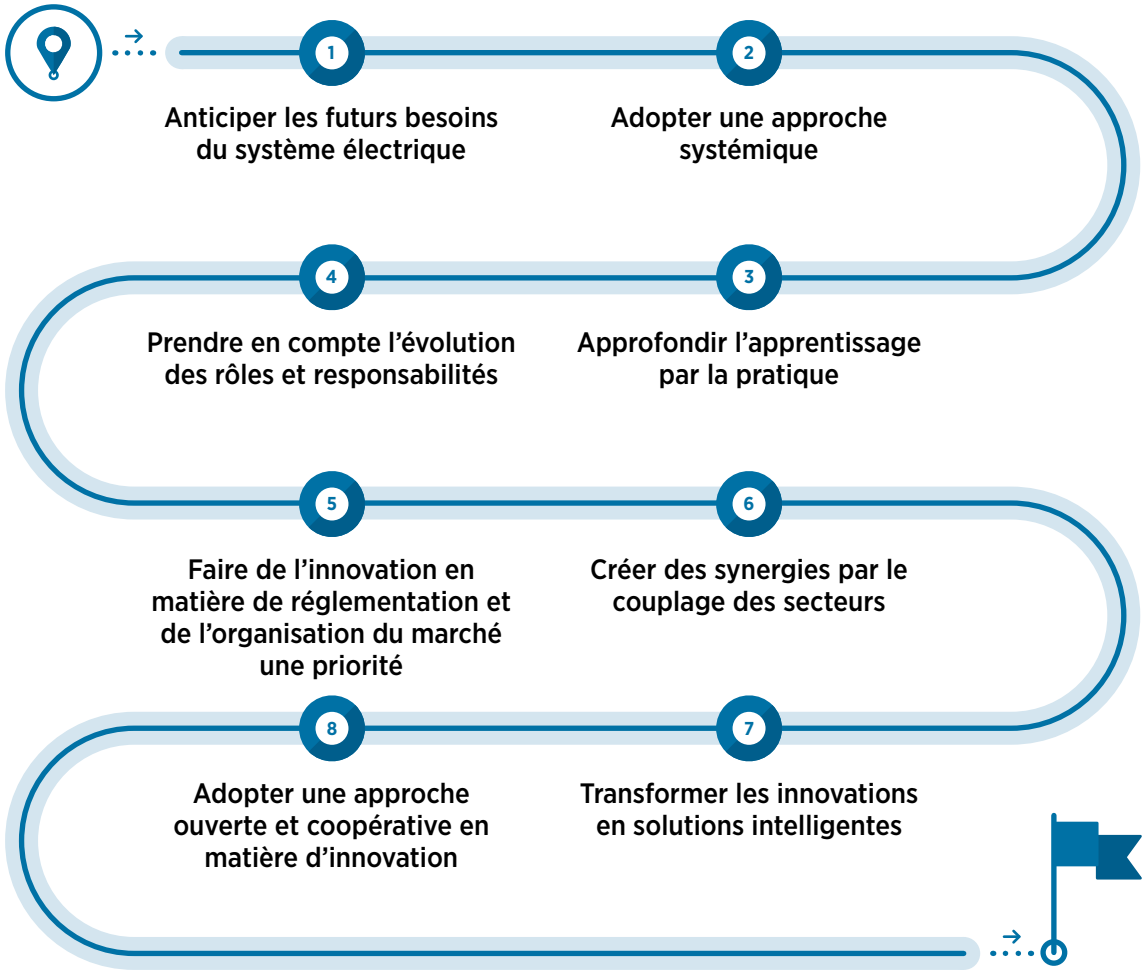
plus, les gestionnaires de réseaux de distribution auront besoin d'une meilleure visibilité sur les tronçons à basse tension de leurs réseaux, ainsi que de meilleurs outils de contrôle.

- **Agrégation/pilotage de la demande :** le pilotage de la demande prend de l'importance, notamment par l'amélioration de la préparation des technologies, la disponibilité de marchés adaptés ou de produits et marchés de services auxiliaires ou encore de plates-formes, ainsi que de nouveaux modèles économiques et acteurs. Les consommateurs actifs d'énergie, souvent désignés par le terme de prosommateurs (en anglais, « prosumers ») car ils sont à la fois producteurs et consommateurs d'électricité, sont en train de changer la dynamique du secteur, et leur potentiel d'amélioration de la flexibilité du côté de la demande est considérable.

LE PLAN D'INNOVATION EN HUIT ÉTAPES

Le solide argument commercial des technologies ERV comme l'éolien et le solaire photovoltaïque les place au cœur de cette transformation. Les innovations testées dans les pays à l'avant-garde de ce domaine montrent que les systèmes électriques peuvent fonctionner avec une grande proportion d'ERV, de manière fiable et rentable. Cependant, un écart considérable persiste entre les pays à la pointe et ceux qui commencent à peine à intégrer les ERV. Pour réduire cet écart, les pays doivent mettre en œuvre les mesures recommandées suivantes.

Figure 47 Le plan d'innovation en huit étapes pour la transformation du secteur de l'électricité



1 **Développer des stratégies politiques clairvoyantes qui anticipent les futurs besoins des systèmes électriques.** Pour assurer l'intégration rentable des ERV à grande échelle, il est nécessaire d'équilibrer les besoins actuels (privilégier le déploiement de technologies de production d'électricité renouvelable) et futurs (intégrer une proportion élevée d'ERV). Les compromis entre les solutions rapides et les stratégies sur le long terme sont difficiles. En visant un niveau élevé de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables, les décideurs politiques ne doivent pas envisager uniquement les solutions rapides : ils doivent anticiper la période à laquelle le déploiement des énergies renouvelables sera effectif et concevoir les marchés et les systèmes en se projetant dans ce futur.

2 **Adopter une approche systémique réunissant les innovations technologiques, l'organisation du marché, les modèles économiques et l'exploitation du système électrique.** Il est essentiel d'optimiser les synergies entre les innovations à travers tous les secteurs et composants du système, en impliquant tous les acteurs. Les solutions innovantes exposées dans ce rapport montrent que des solutions adaptées au contexte et aux besoins d'un pays peuvent être élaborées en associant des innovations en matière de technologies génériques, d'organisation du marché, d'exploitation des systèmes et de modèles économiques. L'implantation de ces innovations afin d'améliorer la flexibilité de tout le secteur de l'électricité devrait permettre de réduire les coûts d'intégration des ERV et d'encourager la transformation énergétique. Des synergies potentielles entre les différentes solutions existent déjà, et peuvent permettre de diminuer les investissements lorsqu'elles sont mises en œuvre ensemble.

3 **Encourager l'apprentissage par la pratique au travers d'essais et de démonstrations en continu.** Nous ne sommes pas en mesure de prédire la forme que prendra le réseau électrique du futur. L'innovation s'accompagne nécessairement d'échecs, toutefois cette notion n'a pas sa place dans le domaine des systèmes énergétiques : l'approvisionnement en électricité doit être assuré et nous avons besoin de déterminer les solutions adaptées à chaque pays. C'est pourquoi l'apprentissage par la pratique, au travers d'essais et de démonstrations, est d'une importance cruciale pour réduire les risques. La capacité des différents acteurs à prendre des risques est variable : les start-ups (par exemple, les nouveaux acteurs arrivant sur le marché) peuvent se permettre de prendre plus de risque et d'échouer. Par conséquent, une approche ouverte en matière d'innovation est importante pour permettre aux start-ups de résoudre les problèmes et d'apporter des solutions. La sphère réglementaire devrait permettre ce genre de pratique où l'expérimentation est nécessaire. La création de « bancs d'essai réglementaires » (« regulatory sandboxes ») permettrait, par exemple, aux acteurs d'expérimenter et de tester des innovations sans être limités par le cadre réglementaire.

4 **Prendre en compte l'évolution des rôles et des responsabilités dans l'exploitation du système électrique.** La pénétration croissante de ressources énergétiques distribuées et l'émergence de nouveaux acteurs sur le marché, comme les « prosommateurs » et les consommateurs actifs, inaugurent une nouvelle ère. Les gouvernements et les entreprises doivent recueillir des informations plus précises au sujet des besoins et attentes des consommateurs et des collectivités, ainsi que leur volonté d'adopter certaines innovations. Ils doivent ensuite concevoir des solutions sur mesure sur la base de ces informations. Certains consommateurs voudront probablement jouer un rôle actif dans le secteur de l'énergie, mais les avantages doivent être clairs, et l'automatisation est nécessaire si l'on veut simplifier les réponses. Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux de distribution devront modifier leur rôle actuel et transformer leur modèle économique. Ils n'auront plus seulement un rôle dans la planification du réseau de distribution, mais aussi dans l'exploitation du système électrique. Une plus grande coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport est nécessaire pour augmenter la visibilité des nouvelles ressources énergétiques distribuées qui sont connectées et pourraient fournir des services au système.

5 **Faire de l'innovation au niveau de l'organisation du marché une priorité, dans la mesure où cela favorise la flexibilité à un coût relativement peu élevé.** Les solutions d'organisation du marché favorables aux ERV, qui s'avèrent avoir un impact élevé et à moindre coût, constituent une option prioritaire, sur laquelle les efforts doivent être concentrés. Certains marchés de l'énergie et certaines réglementations montrent qu'il est possible d'adapter les marchés pour refléter les besoins des réseaux électriques ayant une forte proportion d'ERV et répondre aux tendances en matière de numérisation, de décentralisation et d'électrification. Les marchés révèlent que la valeur évolue : au lieu de fournir des kilowattheures, elle fournit de la flexibilité pour faciliter l'intégration d'une plus grande part d'ERV à faible coût. Et pour maintenir la cohérence de l'ensemble, le marché doit permettre aux prix de rétribuer de manière appropriée l'énergie, les services d'équilibrage,

et plus généralement, tous les acteurs capables de fournir de la flexibilité. Une planification adéquate prenant en compte la transformation de l'énergie devrait donner lieu à des marchés holistiques et rentables. À l'inverse, les solutions basées sur des effets rapides et une approche de correctifs d'urgence entraîneraient sur le long terme des coûts élevés liés à l'exploitation du système. Une amélioration progressive des tarifs du marché de l'énergie est essentielle, indépendamment des correctifs d'urgence à court terme qui pourraient être adoptés.

6 **Créer des synergies entre un approvisionnement en électricité renouvelable et le transport, le chauffage et le refroidissement électriques.** Il existe des synergies précieuses à exploiter entre les énergies renouvelables et la décarbonisation des secteurs d'utilisation finale par le couplage des secteurs. Les stratégies d'électrification doivent être planifiées avec soin et mises en œuvre avec intelligence, en relation étroite avec des stratégies permettant le déploiement accéléré des énergies renouvelables et en prenant en considération des changements sociétaux plus vastes.

7 **Transformer les innovations en solutions intelligentes à l'aide des technologies numériques.** Les innovations numériques (telles que l'intelligence artificielle, l'Internet des Objets, la technologie blockchain, etc.) commencent à avoir un impact significatif sur les systèmes électriques, de plusieurs façons différentes. Les implications pour les modèles et les acteurs déjà établis, ainsi que les risques, ne sont pas encore entièrement identifiés. Les technologies existent, mais les applications intelligentes sont encore limitées. Les systèmes devraient davantage faire appel à « l'intelligence » rendue possible par les innovations numériques. D'autres secteurs industriels ont notamment mis en œuvre des technologies numériques dans leur (quasi) intégralité, ce qui permet d'obtenir des connaissances applicables au secteur de l'électricité. De nombreux projets pilotes et des déploiements de solutions numériques sont nécessaires dans un plus grand nombre de circonstances.

8 **Adopter une approche ouverte et coopérative en matière d'innovation.** L'innovation requiert l'implication de différents acteurs des secteurs public et privé ainsi que des pays développés et en voie de développement. Le savoir et l'expérience doivent être plus largement partagés. En effet, les occasions d'apprendre des autres secteurs et des différents acteurs ne manquent pas. L'interaction avec d'autres secteurs industriels considérés comme ne faisant pas partie du secteur de l'énergie peut être une excellente occasion de créer des synergies. L'innovation doit être associée à une approche durable et inclusive.

Ce rapport montre que les stratégies politiques capables d'englober ces éléments ont un rôle essentiel à jouer dans la réussite de la transformation du secteur de l'électricité. Un grand nombre de solutions innovantes pour faciliter l'intégration des ERV, qui auraient pu relever de la science-fiction il y a seulement quelques décennies, sont aujourd'hui implantées ou mises à l'essai dans le monde entier. Les solutions émergentes peuvent être adaptées à la plupart des réseaux électriques. Grâce aux apports de ce rapport et aux ressources en ligne qui l'accompagnent, les planificateurs et les décideurs du système énergétique sont en mesure d'envisager sérieusement des plans pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables.








ENERGY
STORAGE



















R RÉFÉRENCES

ABB (2017), « India to build longest 800kV UHVDC transmission line », *T&D World*, https://www.tdworld.com/overhead-transmission/india-build-longest-800kv-uhvdc-transmission-line.

ACEG (2017), « Texas as a national model for bringing clean energy to the grid », Americans for a Clean Energy Grid, https://cleanenergygrid.org/texas-national-model-bringing-clean-energy-grid/.

ACER (2016), *ACER Market Monitoring Report 2015 - Electricity and gas retail markets*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, Slovénie.

ACER (2018), *ACER/CEER - Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 - Electricity Wholesale Markets Volume,* Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, Slovénie.

Aggarwal, S. and R. Orvis (2016), *Grid flexibility: Methods for modernizing the power grid*, Energy Innovation, San Francisco, Californie.

AGL (2017), « Wattle Point Wind Farm », https://www.agl.com.au/about-agl/how-we-source-energy/wattle-point-wind-farm.

Agora Energiewende (2017), *Flexibility in thermal power plants*, Agora Energiewende, Berlin.

Alen Pavlinić, V. K. (2017), « Direct monitoring methods of overhead line conductor temperature », *Engineering Review,* Vol. 37(2), pp. 134-146.

Anteroinen, S. (2018), « Graciosa on the path to 100% renewable energy », Wärtsila, https://www.wartsila.com/twentyfour7/energy/graciosa-on-the-path-to-100-renewable-energy.

ARENA (2018), « Hydrogen to be trialled in NSW gas networks », Australian Renewable Energy Agency, https://arena.gov.au/news/hydrogen-to-be-trialled-in-nsw-gas-networks/.

Avallone, E. D. (2018), *Flexible ramping product: Market design concept proposal,* New York Independent System Operator.

Bade, G. (2018), « Storage will replace 3 California gas plants as PG&E nabs approval for world's largest batteries », *Utility Dive*, https://www.utilitydive.com/news/storage-will-replace-3-california-gas-plants-as-pge-nabs-approval-for-worl/541870/.

Baskin, J. S. (2016), « Xcel tames variability of wind power », *Forbes*, https://www.forbes.com/sites/jonathansalembaskin/2016/06/30/xcel-tames-variability-of-wind-power/#2d-2f70263bdd.

BeeBryte (n.d.), BeeBryte website, https://beebryte.com.

BEIS (2018), UK Department of Business, Energy and Industrial Strategy website, https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy.

BEIS (2017), « Smart meters », UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/662089/2017-Q3-smart-meters-quarterly-report.pdf.

Beta, E. M. (2016), « SAPP experience on regional power market development & operation », presentation, https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2016/03/Session-3-Mr-Musara-BETA-SAPP.pdf.

BIG HIT (2018), « About the project », https://www.bighit.eu/about.

BNEF (2018), « Cumulative global EV sales hit 4 million », Bloomberg New Energy Finance blog, https://about.bnef.com/blog/cumulative-global-ev-sales-hit-4-million/.

BNEF (2017), *Digitalization of energy systems*, Bloomberg New Energy Finance, Londres, R.-U.

Bridge to India (2017), « Southern region to lead India in grid integration of renewable energy – Bridge to India », *PV Tech*, https://www.pv-tech.org/guest-blog/southern-region-to-lead-india-in-grid-integration-of-renewable-energy-bridg.

CAISO (2018a), « Day-ahead market enhancements », California Independent System Operator, http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/Day-AheadMarketEnhancements.aspx.

CAISO (2018b), « Flexible ramping product », California Independent System Operator, http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CompletedClosedStakeholderInitiatives/FlexibleRampingProduct.aspx.

CAISO (2018c), *Western EIM benefits report – Second quarter 2018*, California Independent System Operator, Folsom, Californie.

CAM (2019), *Branchenstudie Elektromobilität 2019*, Center of Automotive Management, Bergisch Gladbach, Allemagne, http://www.auto-institut.de/e-mobility-studien.htm.

Carlini, E. M., F. Massaro and C. Quaciari (2013), « Methodologies to uprate an overhead line. Italian TSO case study », *Journal of Electrical Systems*, Vol. 9(4), pp. 422-439.

CEA (2018), *National Electricity Plan (Volume I) – Generation*, Central Electricity Authority, Ministry of Power, Government of India, New Delhi, Inde.

CEC (2018), « Total system electric generation », California Energy Commission, https://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html (consulté le 4 décembre 2018).

Cochran, J., D. Lew and N. Kumar (2013), *Flexible coal: Evolution from baseload to peaking plant*, US National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

Colthorpe, A. (2018), « Navigant: Energy storage PCS becoming a 'crowded market' », *PV Tech*, https://www.pv-tech.org/news/navigant-energy-storage-pcs-becoming-a-crowded-market.

Colthorpe, A. (2017), « Stem connects 1MW aggregated virtual power plant in Hawaii », *Energy Storage News*, https://www.energy-storage.news/news/stem-connects-1mw-aggregated-virtual-power-plant-in-hawaii.

Con Edison (2018), « Con Edison's 'Community Power' to bring solar energy to 350 NYCHA households », https://www.coned.com/en/about-con-edison/media/news/20180925/con-edisons-community-power-to-bring-solar-energy-to-350-nycha-households.

Con Edison (2016), « Register your smart thermostat and get up to $135 », https://www.coned.com/en/save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-residential-customers/bring-your-thermostat-and-get-$85.

CORFO (2018), *Opportunities for the development of a solar hydrogen industry in the Atacama and Antofagasta regions: Innovations for 100% renewable energy system*, Chilean Solar Committee (CORFO), Santiago, Chili.

Cuffari, B. (2018), « Offshore vs. onshore wind farms », AZoCleantech, https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=704.

De Clercq, G. and C. Steitz (2017), « Energy firms battle startups to wire Europe's highways for electric cars », *Reuters*, https://www.reuters.com/article/us-electricity-autos-charging/energy-firms-battle-startups-to-wire-europes-highways-for-electric-cars-idUSKCN1BQ0JG.

de Graaf, F. (2018), *New strategies for Smart Integrated Decentralized Energy systems,* Metabolic, Amsterdam, Pays-Bas.

DEA (2015), *System integration of wind power – Experiences from Denmark*, Danish Energy Agency, Copenhague.

R

DECC (n.d.), *Energy Entrepreneurs Fund projects, Phases 1&2*, Department of Energy & Climate Change, R.-U.

DIW (2013), *The benefit of coordinating congestion management in Germany*, German Institute for Economic Research, Berlin.

DONG Energy (2012), *The eFlex Project Main Report DONG Energy.*

Du, P., R. Baldick and A. Tuohy (eds.) (2017), *Integration of Large-Scale Renewable Energy into Bulk Power Systems.* Cham: Springer International Publishing, https://doi.org/10.1007/978-3-319-55581-2.

DWD (2018), « Weather forecasts for renewable energy – A challenge », Deutscher Wetterdienst, https://www.dwd.de/EN/research/weatherforecasting/num_modelling/07_weather_forecasts_renewable_energy/weather_forecasts_renewable_energy_node.html (consulté le 16 novembre 2018).

E.ON (2018), « E.ON brings innovation to the energy market: Storing solar power without batteries », https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2018/eon-brings-innovation-to-the-energy-market-storing-solar-power-without-batteries.html.

CE (2016a), *Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, Commission européenne, Bruxelles.

CE (2016b), « FCH-02-7-2016 – Demonstration of large-scale rapid response electrolysis to provide grid balancing services and to supply hydrogen markets », Commission européenne CORDIS, https://cordis.europa.eu/programme/rcn/700832_en.html (consulté le 3 décembre 2018).

EHPA (2018), « Press Release: Ongoing growth: heat pump sector continues its positive contribution to Europe's energy and climate targets », European Heat Pump Association, https://www.ehpa.org/about/news/article/press-release-ongoing-growth-heat-pump-sector-continues-its-positive-contribution-to-europes-ene/.

AIE (2018a), « Frequently asked questions: What is U.S. electricity generation by energy source? » US Energy Information Administration, https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3.

AIE (2018b), *Assessing HVDC transmission for impacts of non-dispatchable generation*, US Energy Information Administration, Washington, D.C.

AIE (2017), « Frequently asked questions: How many smart meters are installed in the United States, and who has them? », US Energy Information Administration, https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108.

Eid, C. *et al.* (2016), « Market integration of local energy systems: Is local energy management compatible with European regulation for retail competition? » *Energy*, Vol. 114, pp. 913-922.

EIM (2018), « About », Western Energy Imbalance Market, https://www.westerneim.com/Pages/About/default.aspx (consulté le 29 novembre 2018).

EirGrid (2016), *DS3 Programme operational capability outlook 2016*, EirGrid Group, Dublin.

El Periódico de la Energía (2018), « Wible, el servicio de car-sharing de KIA y Repsol comienza a funcionar en Madrid », https://elperiodicodelaenergia.com/wible-el-servicio-de-car-sharing-de-kia-y-repsol-comienza-a-funcionar-en-madrid/.

Elia (2018), « Deployment of a datahub shared by all system operators to support electrical flexibility », Elia, Bruxelles, http://www.elia.be/~/media/files/Elia/PressReleases/2018/20180308_SYN_Persbericht_Datahub_EN.pdf.

Enbala (n.d.), *Virtual power plants: Coming soon to a grid near you,* Enbala, Vancouver, Colombie-Britannique, https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1537427/Chapter1.pdf?submissionGuid=859d63d0-7af0-4c64-9cb3-1e1e3c0bd3d4.

Energinet (2018), *Nordic power market design and thermal power plant flexibility*, Energinet, Fredericia, Danemark.

EnergyStock (2018), « The hydrogen project HyStock », https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock.

Engerati (2018), « UK networks: Making the switch from DNO to DSO », https://www.engerati.com/article/uk-networks-switch-dno-dso-western-power-distribution.

ENGIE (2018), « The GRHYD demonstration project », https://www.engie.com/en/innovation-energy-transition/digital-control-energy-efficiency/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project.

ENTSO-E (2015), *Dynamic Line Rating for overhead lines – V6,* Réseau européen des gestionnaires de réseaux(x) de transport d'électricité, Bruxelles.

EPE and BMWi (2017), *Untapping flexibility in power systems*, EPE and Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Brasilia et Berlin.

EPEX SPOT (2019), Products Intraday Continuous, EPEX SPOT, Paris, https://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/intraday_lead_time

EPEX SPOT (n.d.), *15-minute intraday call auction*, EPEX SPOT, Paris, https://www.epexspot.com/document/29113/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction.

ESA (2014), « Providing 100% renewable power to large residence on protected Kona coast », Energy Storage Association, http://energystorage.org/energy-storage/case-studies/providing-100-renewable-power-large-residence-protected-kona-coast.

Eto, J. H., B. C. Lesieutre and D. R. Hale (2005), *A review of recent RTO benefit-cost studies: Toward more comprehensive assessments of FERC electricity restructuring policies*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, Californie.

Eurelectric (2017), *Dynamic pricing in electricity supply – A Eurelectric position paper*, Eurelectric, Bruxelles.

Evans, R. and J. Gao (2016), « DeepMind AI reduces Google data centre cooling bill by 40% », DeepMind, https://deepmind.com/blog/deepmind-ai-reduces-google-data-centre-cooling-bill-40/.

Exeron (2018), « Exeron – Applications », https://exeron.com/applications/applications-xgrid (consulté le 17 octobre 2018).

FCH JU (2018), « Launch of REFHYNE, world's largest electrolysis plant in Rhineland refinery », Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, https://www.fch.europa.eu/news/launch-refhyne-worlds-largest-electrolysis-plant-rhineland-refinery (consulté le 16 novembre 2018).

Felix, B. (2017), « Total ready for price war as it enters French retail power market », *Reuters*, https://www.reuters.com/article/us-total-gas/total-ready-for-price-war-as-it-enters-french-retail-power-market-idUSKBN1CA1JP.

FERC (2018), *Open Commission Meeting Staff Presentation, Item E-1*, US Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/02-15-18-E-1-presentation.pdf.

Fernandez, E. *et al.* (2016), « Review of dynamic line rating systems for wind power integration », *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* Vol. 53, pp. 80-92.

Finnish Energy (2017), *Finnish Energy's position on the features of next-generation electricity meters*, Finnish Energy, Helsinki.

Finnish Energy Authority (2018), *National Report 2018 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission*, Energy Authority, Helsinki.

Fraunhofer ISE (2018), *Power generation in Germany – Assessment of 2017*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Allemagne.

Frontier Economics (2018), *South Australia's Virtual Power Plant*, Frontier Economics, Melbourne, Australie.

Gardiner, M. (2014), *Hydrogen energy storage: Experimental analysis and modeling*, US Department of Energy, Washington, D.C.

R

GlobalData (2018), « Global smart meter market expected to see huge rollout », Global Data, https://www.power-technology.com/comment/global-smart-meter-market-expected-see-huge-rollout/.

Gouvernement australien (2018), Site web de la centrale virtuelle d'Australie-Méridionale, https://virtualpowerplant.sa.gov.au/ (consulté le 29 novembre 2018).

Grey Cells Energy (2018), « Sonnen's 'Community': Aggregating domestic battery storage », https://greycellsenergy.com/examples/sonnens-community-aggregating-domestic-battery-storage/.

Grover, M. (2018), « Demand response is disrupting Australia's ancillary services markets », RenewEconomy, https://reneweconomy.com.au/demand-response-disrupting-australias-ancillary-services-markets-43382/.

GTAI (2018), *The energy storage market in Germany,* Germany Trade & Invest, Berlin.

Guevara-Stone, L. (2014), « Why a small German village bet big on renewables », GreenBiz, https://www.greenbiz.com/blog/2014/02/13/rural-german-village-feldheim-power-clean-energy.

HDR (2017), *Battery energy storage technology assessment*, Platte River Power Authority, Fort Collins, Colorado.

Hill, J. S. (2018), « Solar & batteries to power London's first 'virtual power station' », CleanTechnica, https://cleantechnica.com/2018/06/26/solar-batteries-to-power-londons-first-virtual-power-station/.

Hydrogen Council (2017), *How hydrogen empowers the energy transition*, Hydrogen Council.

Hydro Tasmania (2014), *King Island Renewable Energy Integration Project*, Hydro Tasmania, http://www.kingislandrenewableenergy.com.au/project-information/overview

IBM (2011), « IBM rolls out first solar array designed for high-voltage data centers and industrial use », https://www-03.ibm.com/press/us/en/pressrelease/35891.wss.

AIE (2018a), *World energy outlook 2018*, Agence internationale de l'énergie, Paris.

AIE (2018b), *Energy storage: Tracking clean energy progress*, Agence internationale de l'énergie, Paris.

IEEE (2017), « Large scale storage and demand resources – Enabler of transmission delivery? », presentation, Institute of Electrical and Electronics Engineers Power & Energy Society, Piscataway, New Jersey, https://pdfs.semanticscholar.org/presentation/3648/25caf9687eb3c483a14578bb54e5fedf1b64.pdf.

IEEFA (2018), *Power-industry transition, here and now. Wind and solar won't break the grid: Nine case studies*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis, Cleveland, Ohio.

GIEC (2018), *Réchauffement planétaire de 1,5 °C*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Genève.

IRENA (à paraître a), *Innovation outlook: Smart charging for EVs*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (à paraître b), *Innovation outlook: Thermal energy storage*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2018a), *Renewable power generation costs in 2017*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2018b), *Global energy transformation: A roadmap to 2050*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2018c), *Power system flexibility for the energy transition. Part 1: Overview for policy makers,* Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2018d), *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2017a), *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2017b), *Adapting market design to high shares of variable renewable energy*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2017c), *Renewable energy in district heating and cooling: A sector roadmap for REmap,* Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA (2015), *Battery storage for renewables: Market status and technology outlook*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

IRENA, AIE ET REN21 (2018), *Renewable energy policies in a time of transition*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, International Energy Agency and Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Abou Dhabi et Paris.

IRP WIND (2016), *Yearly report on IRPWIND and EERA JP Wind Activities*, Integrated Research Programme on Wind Energy.

ITM POWER (2015), « Rapid response electrolysis for power-to-gas energy storage », http://www.itm-power.com/news-item/rapid-response-electrolysis-for-power-to-gas-energy-storage.

JACOBS, D. *et al.* (2016), *RE Transition — Transitioning to policy frameworks for cost-competitive renewables*, IEA Technology Collaboration Programme for Renewable Energy Technology, Utrecht, Pays-Bas.

KEMPENER, R., P. KOMOR AND A. HOKE (2013), *Smart grids and renewables: A guide for effective deployment*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

KENNING, T. (2018), « Macquarie to finance solar hybrid and 'largest' energy storage project in South Korea », *PV Tech*, https://www.pv-tech.org/news/macquarie-to-finance-solar-hybrid-and-largest-energy-storage-project-in-sou.

KNIGHT, S. (2010), « Merger of German TSOs could solve electricity cost problem », *Windpower Monthly*, https://www.windpowermonthly.com/article/1000530/merger-german-tsos-solve-electricity-cost-problem.

KPMG (2016), *EFR tender results*, KPMG, https://home.kpmg.com/content/dam/kpmg/uk/pdf/2016/10/kpmg-efr-tender-market-briefing-updated.pdf.

LEW, D. *et al.* (2011), *The value of wind power forecasting*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

MCCONNELL, D. (2017), « SA's battery is massive, but it can do much more than store energy », *Australian Broadcasting Company*, http://www.abc.net.au/news/2017-12-05/yes-sa-battery-is-a-massive-battery-but-it-can-do-more/9227288.

MCKINSEY (2017), « There's no place like (a connected) home », McKinsey&Company, https://www.mckinsey.com/spContent/connected_homes/index.html.

MORTON, A. (2018), « South Australia on track to meet 75% renewables target Liberals promised to scrap », *The Guardian*, https://www.theguardian.com/environment/2018/jul/25/south-australia-to-hit-75-renewables-target-by-2025-liberal-energy-minister-says.

NADEL, S. (2017), « Demand response programs can reduce utilities' peak demand an average of 10%, complementing savings from energy efficiency programs », American Council for an Energy-Efficient Economy blog, https://aceee.org/blog/2017/02/demand-response-programs-can-reduce.

NATIONAL GRID (2017), *Annual Report and Accounts 2016/2017,* National Grid, Londres.

NATIONAL GRID ESO (2018), « Commercial aggregation service providers », https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/Commercial%20Aggregation%20Service%20Providers_1.xlsx.

NBS (2018), « In August 2018, the added value of industrial enterprises above designated size increased by 6.1% », National Bureau of Statistics China, Beijing.

R

Neuhoff, K. and R. Boyd (2011), *International experiences of nodal pricing implementation*, Climate Policy Initiative, Londres.

New York State (2018), « REV – Demonstration projects », http://www3.dps.ny.gov-/W/PSCWeb.nsf/All/B2D9D834B0D-307C685257F3F006FF1D9?OpenDocument.

Nord Pool (2018), *Cross-border intraday: Questions & answers*, Lysaker, Norvège, https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/xbid/xbid-qa_final.pdf.

NordREG (2018), *Implementation of data hubs in the Nordic countries - Status report*, Nordic energy Regulators, http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2018/08/NordREG-Status-report-on-datahubs-June-2018.pdf.

Northern Powergrid (2018), « Innovation Strategies launch latest chapter in GB's energy network innovation success story », EE Online, https://electricenergyonline.com/article/energy/category/General/90/693663/Innovation-Strategies-Launch-Latest-Chapter-in-GB-s-Energy-Network-Innovation-Success-Story.html.

NPTEL (2012), *Module 5: Locational Marginal Prices (LMPs)*, http://nptel.ac.in/courses/108101005/27.

NREL (2017), *Hydrogen energy storage: Experimental analysis and modeling*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

NREL (2015a), « NREL and IBM improve solar forecasting with big data », National Renewable Energy Laboratory, https://www.nrel.gov/esif/partnerships-ibm.html.

NREL (2015b), *The value of improved short-term wind power forecasting*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

NREL (2013), *Market evolution: Wholesale electricity market design for 21st century power systems*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

NREL (2012), *Potential for distributed and central electrolysis to provide grid support services*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

NSWPH (2018), « Planning the future today », North Sea Wind Power Hub, https://northseawindpowerhub.eu/vision (consulté le 29 novembre 2018).

NYISO (2017), *Distributed energy resources roadmap for New York's wholesale electricity markets*, New York Independent System Operator, Rensselaer, New York.

NYSERDA (2018), « New York State Energy Storage », New York State Energy Research and Development Authority, https://www.nyserda.ny.gov/All%20Programs/Programs/Energy%20Storage.

Offshorewind.biz (2015), « Siemens hands over HelWin1 to TenneT », https://www.offshore-wind.biz/2015/02/09/siemens-hands-over-helwin1-to-tennet/.

PacifiCorp (2018), « Western grid coordination », https://www.pacificorp.com/about/eim.html (consulté le 29 novembre 2018).

Pickerel, K. (2018), « Urban Energy Solutions and SunGreen Systems will use Stem's AI solutions in solar+storage projects », Solar Power World, https://www.solarpowerworldonline.com/2018/09/urban-energy-solutions-and-sungreen-systems-will-use-stems-ai-solutions-in-solarstorage-projects/.

Polhamus, M. (2017), « Joint venture has IBM tackling renewable energy's grid effects », *VTDigger*, https://vtdigger.org/2017/02/28/joint-venture-ibm-tackling-renewable-energys-grid-effects/.

PROMOTioN (2018), « EU-Project PROMOTioN: Successful testing of DC circuit breaker module prototype completed », https://www.promotion-offshore.net/news_events/news/detail/eu-project-promotion-successful-testing-of-dc-circuit-breaker-module-prototype-completed/.

RAL (2014), « How advanced forecasting is making it easier to integrate solar onto the grid », Research Applications Laboratory, https://ral.ucar.edu/solutions/how-advanced-forecasting-making-it-easier-integrate-solar-grid.

REN21 (2016), *Renewables 2016 global status report,* Renewable Energy Network for the 21st Century, Paris.

RES (2016), *PJM Frequency Regulation*, Renewable Energy Systems, http://www.res-group.com/media/2409/frequencyreg_flyer_042517.pdf.

Roberts, D. (2018), « California just adopted its boldest energy target yet: 100% clean electricity », *Vox*, https://www.vox.com/energy-and-environment/2018/8/31/17799094/california-100-percent-clean-energy-target-brown-de-leon.

Roberts, D., P. Taylor and A. Michiorri (2008), *Dynamic thermal rating for increasing network capacity and delaying network reinforcements*, Institution of Engineering and Technology, Francfort.

SEDC (2017), *Explicit demand response in Europe: Mapping the markets 2017*, Smart Energy Demand Coalition, Bruxelles.

Seel, J., A. D. Mills and R. H. Wiser (2018), *Impacts of high variable renewable energy (VRE) futures on wholesale electricity prices, and on electric-sector decision making*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, Californie.

SEI (2017), « Smart electric meters programme », Smart Energy International, https://www.metering.com/industry-sectors/smart-meters/smart-electric-meters-programme/.

SEI (2016), « Global trends in smart metering », Smart Energy International, https://www.metering.com/magazine-article/global-trends-in-smart-metering/.

Sempra (2017), « SoCalGas and U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory install nation's first biomethanation reactor system for power-to-gas testing », Sempra Energy, https://www.sempra.com/newsroom/press-releases/socalgas-and-us-department-energys-national-renewable-energy-laboratory.

Shell (2018), « Shell completes acquisition of First Utility », Shell Petroleum Company Ltd., https://www.shell.co.uk/media/2018-media-releases/shell-completes-acquisition-of-first-utility.html.

Shell (2017), « Shell steps up its electric vehicle charging offer », Shell Petroleum Company Ltd., https://www.shell.co.uk/media/2017-media-releases/electric-vehicle-charging-offer.html.

Siemens (2018), « HVDC classic », https://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-classic.htm#content=Low%20Losses.

Skyes, J. (2018), « South Australian government's home battery scheme », Solar Choice, https://www.solarchoice.net.au/blog/south-australian-governments-home-battery-scheme/.

Statista (2018), « Internet of Things (IoT) connected devices installed base worldwide from 2015 to 2025 (in billions) », https://www.statista.com/statistics/471264/iot-number-of-connected-devices-worldwide/ (consulté le 16 novembre 2018).

Stone, M. (2016), « Unbundled ancillary services are another energy storage opportunity in Australia », Greentech Media, https://www.greentechmedia.com/articles/read/unbundled-ancillary-services-are-another-energy-storage-opportunity-in-aust.

Surf 'n' Turf Initiative (2018), Site web de la Surf 'n' Turf Initiative, http://www.surfnturf.org.uk/.

TenneT (2018), « SylWin1 », https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/sylwin1/ (consulté le 3 décembre 2018).

TenneT (2017a), « Port of Rotterdam becomes fifth partner in North Sea Wind Power Hub Consortium », https://www.tennet.eu/news/detail/port-of-rotterdam-becomes-fifth-partner-in-north-sea-wind-power-hub-consortium/.

TenneT (2017b), « Europe's first blockchain project to stabilize the power grid launches: TenneT and sonnen expect results in 2018 », https://www.tennet.eu/news/detail/europes-first-blockchain-project-to-stabilize-the-power-grid-launches-tennet-and-sonnen-expect-res/.

R

Terna (n.d.), « Pilot storage projects », https://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx.

TNO (2016), *PowerMatcher, matching energy supply and demand to expand smart energy potential*, TNO, Amsterdam, Pays-Bas.

Total (2016), « Total takes control of Saft Groupe after the successful tender offer which will be re-opened from July 19 to August 2, 2016 », https://www.total.com/en/media/news/press-releases/total-takes-control-saft-groupe-after-successful-tender-offer-which-will-be-re-opened-july-19-august.

Tractebel (2017), *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Bruxelles.

Trilations (n.d.), « Is the Belgian energy market ready for residential VPP's? » https://www.trilations.com/is-the-belgian-energy-market-ready-for-residential-vpps/.

US DOE (2018), *2017 Wind technologies market report: Summary*, US Department of Energy, Washington, D.C.

US DOE (2014), *Oncor's pioneering transmission dynamic line rating (DLR) demonstration lays foundation for follow-on deployments*, US Department of Energy, Washington, D.C.

Vattenfall (2017), « Vattenfall invests in innovative heat storage in Berlin », https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/2017/vattenfall-invests-in-innovative-heat-storage-in-berlin/.

Viking Link (2018), Site web de Viking Link Interconnector , http://viking-link.com.

Walton, R. (2018), « FERC creates path for energy storage into RTO/ISO capacity markets », *Electric Light & Power*, https://www.elp.com/articles/2018/02/ferc-creates-path-for-energy-storage-into-rto-iso-capacity-markets.html.

Wang, W. (2017), « Ancillary services: An introduction », China National Renewable Energy Centre, http://boostre.cnrec.org.cn/index.php/2017/09/14/ancillary-services-an-introduction/?lang=en.

FEM (2017), *The future of electricity: New technologies transforming the grid edge*, Forum économique mondial, Genève.

WGA (2012), *Meeting renewable energy targets in the West at least cost: The integration challenge*, Western Governors' Association, Denver, Colorado.

Willuhn, M. and F. Brown (2018), « UK Power Networks to launch London's first VPP », *pv magazine*, https://www.pv-magazine.com/2018/06/26/uk-power-networks-to-launch-londons-first-vpp/.

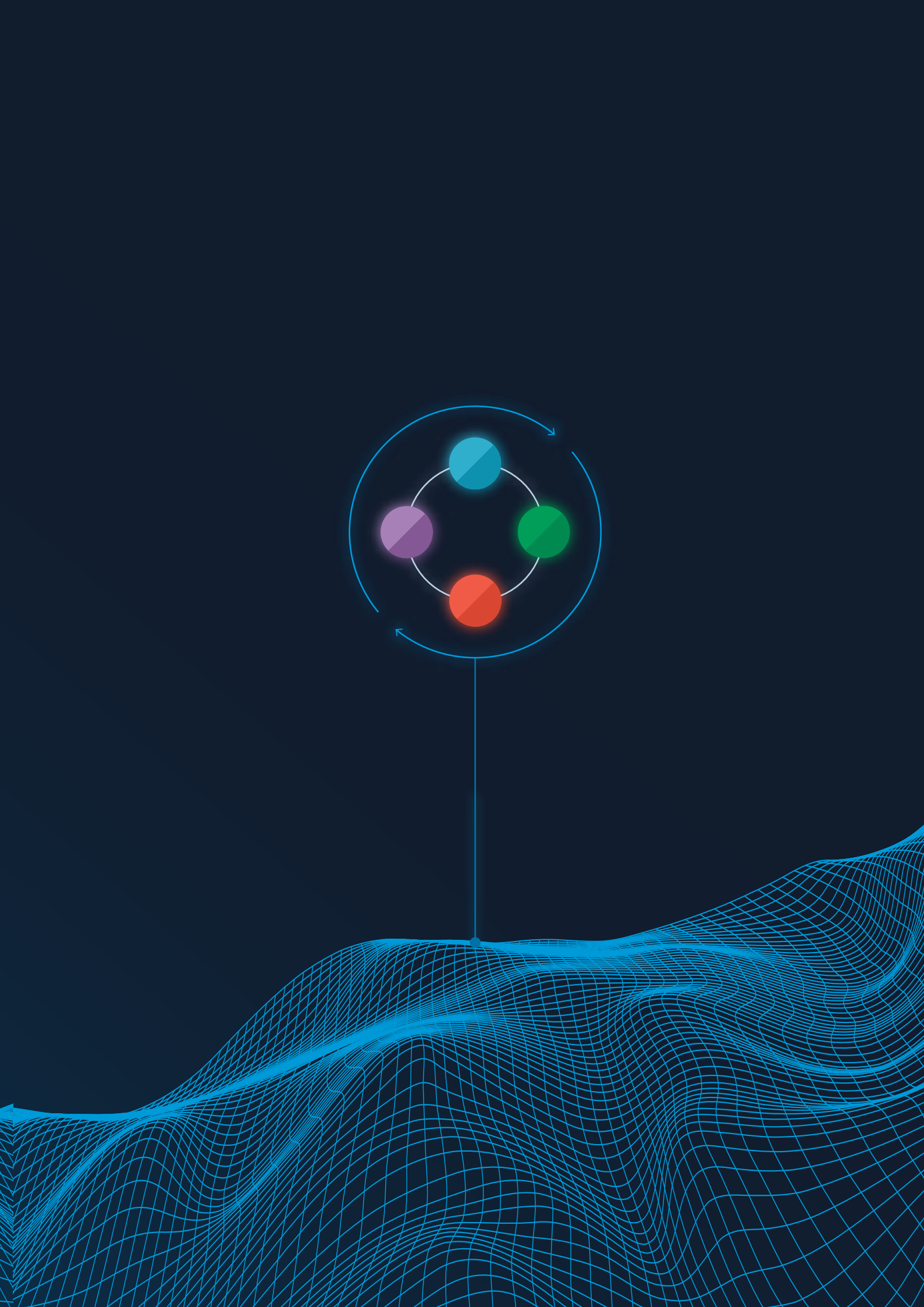
Wood, J. (2018), « These Dutch microgrid communities can supply 90% of their energy needs », Forum économique mondial, https://www.weforum.org/agenda/2018/09/these-dutch-microgrid-communities-can-supply-90-of-their-energy-needs/.

Banque mondiale (2018), « Un marché régional de l'énergie en Afrique de l'Ouest : pour une électricité abordable et fiable », https://www.banquemondiale.org/fr/news/feature/2018/04/20/regional-power-trade-west-africa-offers-promise-affordable-reliable-electricity.

Yip, T. *et al.* (2009), « Dynamic line rating protection for wind farm connections », *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 29-30 July.

Zaman, A. (2018), « 100% Variable Renewable Energy Grid: Survey of Possibilities », Université de Michigan, https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/143152/Zaman_Ansha_Practicum.pdf

Zhang, L. (2016), « China renewables curtailment: Is there light at the end of the tunnel? », présentation, The Lantau Group, http://www.lantaugroup.com/files/ppt_pgen16_lz.pdf.



IRENA
International Renewable Energy Agency

PANORAMA DES INNOVATIONS POUR UN AVENIR ALIMENTÉ PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES :

SOLUTIONS POUR INTÉGRER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES.

© IRENA 2019

SIÈGE SOCIAL DE L'IRENA
Boîte postale 236, Abou Dhabi
Émirats arabes unis

www.irena.org

