



Photo de couverture : Pylônes électriques THT en sortie du CNPE de Chinon © Arnaud Bouissou / Terra

Document édité par :

Commissariat général au développement durable

Décembre 2020

Présidence du groupe de travail

Dominique VIEL

Expert matières premières de l'Ademe

Alain GELDRON

Rédacteur principal

Stéphane GLORIANT (CGDD/Service de l'économie verte et solidaire)

Co-rédacteurs

Hélène GAUBERT (CGDD/Service de l'économie verte et solidaire)
Aurélie LECUREUIL (DGALN/Direction de l'eau et de la biodiversité)
Laurent BERGEOT (CGDD)

Coordinateurs

Antonin VERGEZ et Doris NICKLAUS (CGDD/ Service de l'économie verte et solidaire)

Avec l'expertise du BRGM et du CEA

Remerciements

Ce rapport a été réalisé sous le pilotage conjoint du Commissariat général au développement durable (CGDD) et de la Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature (DGALN), avec, en appui, l'expertise technique du Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM) et du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA).

Il a été réalisé dans le cadre d'un groupe de travail présidé par Dominique Viel avec l'appui technique de Alain Geldron, expert matières premières de l'Ademe. Des auditions ont également été réalisées.

Les auteurs de ce rapport remercient l'ensemble des participants au groupe de travail ainsi que les structures auditionnées pour le temps qu'ils ont consacré à ces travaux et la qualité de leurs interventions.

Liste des participants au groupe de travail

Aimé	Jérémie	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Antoine	Loïc,	Ademe
Autret	Yannick	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Bain	Pascal	Agence nationale pour la recherche (ANR)
Biscaglia	Stéphane	Ademe
Bergeot	Laurent	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Berger	Stéphane	Ministère de l'Économie et des finances / DGE
Béroud	Loïc	Ministère de la Transition écologique / DGPR
Berthomieu	Nadine	Ademe
Bouyer	Etienne	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Brisse	Romain	Agence nationale pour la recherche (ANR)
Cheverry	Marc	Ademe
Delprat-Jannaud	Florence	ANCRE-GP2
D'Hugues	Patrick	Bureau
Dion	Axel	Ministère de l'Economie et des Finances / DGE
Engelstein	Samy	Syndicat des énergie renouvelables (SER)
Florea	Tudor	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Gaillaud	Jean-François	Ministère de la Transition écologique / DGALN
Galin	Rémi	Ministère de la Transition écologique / DGALN
Gaubert	Hélène	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Gavaud	Olivier	Ministère de la Transition écologique / DGITM
Geldron	Alain	Expert "matières premières" de l'Ademe
Gloriant	Stéphane	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Hache	Emmanuel	IFP Energies nouvelle (IFPEN)
Lambert	Florence	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
Laurent	Faustine	Bureau des recherches géologiques et minières
Lécureuil	Aurélie	Ministère de la Transition écologique / DGALN
Leguérinel	Mathieu	Bureau des recherches géologiques et minières
Lettry	Marion	ENR
Marcus	Vincent	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Marfaing	Olivier	Ministère de l'Economie et des Finances / DGE
Marquer	Didier	Ministère de l'Enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation
Nicklaus	Doris	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Parrouffe	Jean-Michel	Ademe
Perdu	Fabien	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Picciani	Massimiliano	Agence nationale pour la recherché (ANR)
Pommeret	Aude	France Stratégie
Raimbault	Louis	ANCRE-GP2
Risler	Ophélie	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Rosini	Sébastien	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)

Ruffenach	Coralie	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Tardieu	Bernard	Académie des sciences et des technologies
Vavasseur	Sean	Syndicat des énergie renouvelables (SER)
Vergez	Antonin	Ministère de la Transition écologique / CGDD
Vidal	Olivier	Centre national de la recherche scientifique (CNRS)
Viel	Dominique	Présidente du comité de pilotage "ressources minérales de la transition bas carbone"
Vieillefosse	Alice	Ministère de la Transition écologique / DGEC
Wallard	Isabelle	Comité pour les métaux stratégiques (COMES)

Liste des entreprises et organismes auditionnés

Agence française pour l'hydrogène et les piles à combustibles (AFHYPAC)				
ArevaH2Gen				
Commission de Régulation de l'Energie (CRE)				
EDF				
Enedis				
Exxelia				
G2ELab				
Gimelec				
Mahytec				
Nexans				
Réseau de Transport d'Electricité (RTE)				
Saft				
Schneider Electric				
SNAM				
Société de Traitement Chimique des Métaux (STCM)				

SOMMAIRE

RAPPEL DU CONTEXTE	7
SYNTHÈSE	8
INTRODUCTION	13
I. DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DE PLUS EN PLUS INTELLIGENTS SONT CRUCIAUX À COURT TERME POUR LA RÉUSSITE DE LA TRANSITION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE MAIS PEUVENT NÉANMOINS PRÉSENTER UN IMPACT MATIÈRE NON NÉGLIGEABLE	15
II. À MOYEN OU LONG TERM E, ASSURER L'ÉQUILIB RE OFFRE- DEMANDE NÉCESSITERA DE TROUVER DE NOUVEAUX MOYENS DE FLEXIBILITÉ DONT L'IMPACT -MATIÈRE DOIT ÉGALEMENT ÊTRE PRIS EN COMPTE	39
III. LES RISQUES ASSOCIÉS AUX MATIÈRES CONTENUES DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE	60
IV. LES OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE	109
V. RECOMMANDATIONS	129
ANNEXES	130

Rappel du contexte

L'action 5 de la feuille de route sur l'économie circulaire d'avril 2018 prévoit que le ministère chargé de l'écologie « engagera sur la base des travaux du Comité pour les métaux stratégiques (COMES) et du premier plan national des ressources, un plan de programmation des ressources jugées les plus stratégiques en l'accompagnant d'une politique industrielle ambitieuse de valorisation du stock de matières, en particulier pour les métaux critiques, contenues dans les déchets ».

C'est dans ce cadre que la secrétaire d'État à l'Ecologie, Madame Brune Poirson, a lancé, le 22 février 2019, les travaux d'élaboration d'un plan de programmation des ressources minérales de la transition bas carbone. En effet, pour construire les infrastructures énergétiques indispensables à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre qu'elle s'est fixés, la France est amenée à mobiliser davantage de ressources minérales, dont certaines peuvent être critiques. Ce constat est aujourd'hui largement partagé comme l'attestent les travaux du groupe international des experts sur les ressources, de la Banque mondiale, de la Commission européenne, et, en France, les travaux de l'Alliance Ancre, du Comité des métaux stratégiques, des académies des technologies et des sciences ou les projets de recherche financés par l'Ademe ou l'Agence nationale de la recherche (ANR).

Ce plan de programmation des ressources minérales s'inscrit dans la continuité du plan ressources pour la France publié en juillet 2018, inscrit dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte. Celui-ci recommande d'améliorer les connaissances sur les besoins en ressources minérales induits par les politiques publiques et tout particulièrement par les politiques climatiques.

Les travaux du plan de programmation des ressources minérales de la transition bas carbone portent sur quatre grandes familles de technologies bas carbone : photovoltaïque, stockage stationnaire et réseaux (y compris réseaux intelligents), mobilité bas carbone et éolien. Ces familles ont été retenues car la transition bas carbone va se traduire par une électrification massive de notre économie. Les familles de technologies dans le domaine de la chaleur (solaire thermique, pompes à chaleur, biomasse, géothermie) ne seront ainsi pas étudiées dans ce plan, même si ces technologies concernent des domaines à fort potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Pour chacune des quatre familles de technologies retenues, les travaux ont comme objectif d'identifier et d'apporter des éléments de comparaison des technologies matures ou susceptibles de l'être dans les dix ans à venir au regard :

- des besoins en ressources minérales qu'elles mobilisent et des enjeux associés, économiques, géopolitiques, environnementaux, sanitaires et sociaux;
- des opportunités industrielles qu'elles peuvent présenter pour les entreprises françaises sur l'ensemble de leur chaîne de valeur.

Ce plan a vocation à éclairer les pouvoirs publics et les décideurs sur les choix technologiques et industriels pertinents pour réussir la transition bas carbone, en identifiant des leviers d'actions permettant de réduire les risques associés aux ressources à mobiliser d'une part, et de mieux exploiter les opportunités industrielles d'autre part.

Ces travaux s'appuient sur l'expertise du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) et du Bureau de recherches géologiques et minière (BRGM). Ils associent les experts de différentes structures de recherche et de directions générales de ministère (de la Transition écologique, de l'Économie et des finances, de la Recherche et de l'innovation), porteuses des politiques industrielles et bas carbone. Ils sont enrichis par des auditions d'entreprises impliquées aux différentes étapes de la chaîne de valeur des technologies bas carbone objet des travaux.

Le présent document constitue le second d'une série de quatre rapports thématiques (un rapport pour chacune des quatre grandes familles citées) et d'un rapport de synthèse sur les besoins en ressources minérales de la transition bas carbone. Ce rapport porte sur les évolutions du réseau électrique induites par la transition énergétique française.

Synthèse

La montée en puissance dans le mix électrique des énergies renouvelables non pilotables (éoliennes et panneaux photovoltaïques) constitue un changement de paradigme pour l'architecture du réseau électrique comme pour sa gestion opérationnelle, occasionnant un fort impact « matières ». Cette dimension « matières », qui ajoute à la complexité de la transition énergétique, est à cerner de près, car elle en détermine la réussite.

1 - Les énergies renouvelables non pilotables posent deux défis au réseau : d'une part, la gestion de leur variabilité, et d'autre part, le raccordement des nouvelles installations et le transport de leur production vers les lieux de consommation.

La gestion de la variabilité est nécessaire pour qu'en permanence, la production instantanée soit égale à la consommation instantanée. Or, la production d'électricité par les moyens renouvelables non pilotables, essentiellement liée au vent et à l'ensoleillement, n'est pas naturellement ajustée à la consommation instantanée. De plus, la demande est, elle aussi, variable (notamment pics de consommation le soir en hiver). Stocker une production temporairement en surcroît pour la restituer plus tard quand la demande est élevée, semble logique. Cependant, l'électricité, contrairement à d'autres énergies comme le charbon ou le gaz, ne se stocke pas en tant que telle. Le stockage reste possible mais au prix d'une transformation de l'électricité sous une autre forme, ce qui engendre d'importantes pertes. Si les capacités de stockage stationnaire sont aujourd'hui relativement faibles sur le réseau électrique français, elles pourraient évoluer à la hausse pour accompagner l'intégration croissante des énergies renouvelables non pilotables, au prix de pertes énergétiques inévitables.

Le raccordement au réseau, par des câbles électriques, des nouvelles installations de production n'est quant à lui pas toujours simple à réaliser (éoliennes en mer par exemple). Au-delà du raccordement, il faut pouvoir transporter l'électricité de ces nouveaux lieux de production, souvent situés en zones rurales, vers les lieux de consommation, souvent concentrés dans les grandes métropoles, ce qui nécessite en général un renforcement du réseau actuel, voire la création de nouvelles lignes. Ainsi, équipements de production, de stockage, de gestion et de transport se combinent pour augmenter la consommation de matières premières.

2 - Face à ces enjeux, la réponse des gestionnaires de réseau se fera en deux temps autour de la période charnière 2030-2035.

D'ici à 2030-2035, l'effet dit de « foisonnement » suffira pour gérer la variabilité offre-demande. Cet effet repose sur la large échelle géographique du réseau français (et même européen) qui permet, par une mutualisation des variations météorologiques et le pilotage d'une partie de la consommation ou de la production, d'assurer l'équilibre nécessaire au réseau. Pour profiter de ces possibilités, il est cependant nécessaire d'accélérer la transition numérique du réseau et de renforcer ou construire de nouvelles lignes.

La transition numérique du réseau (« smart-grids »), en permettant une gestion optimisée des infrastructures, est la pierre angulaire de l'adaptation des réseaux aux énergies renouvelables. Pourtant, les connaissances semblent lacunaires, à la fois sur la quantité d'équipements nécessaires et sur le contenu en matières des différents équipements. L'analyse approfondie des vulnérabilités liées aux matières contenues dans les « smart-grids » n'est donc pas possible alors qu'elles sont potentiellement fortes. L'analyse partielle effectuée dans cette étude a cependant permis de détecter une importante vulnérabilité du continent européen concernant les composants électroniques de base. Ces derniers étant produits pour la grande majorité en Asie et en particulier en Chine, la chaîne de valeur de la filière électronique peut subir, lors d'événements exceptionnels, des ruptures d'approvisionnement. La résilience du réseau électrique face à de tels événements n'est pas certaine, en l'état actuel des connaissances. Dans un contexte post-crise du COVID-19, étant donnée la volonté de relocaliser certaines activités industrielles stratégiques sur le sol européen, la reconstruction d'une filière de l'électronique semble particulièrement pertinente. Elle ne sera possible qu'avec un véritable soutien public, notamment à l'échelle européenne, à la fois du côté de l'offre mais aussi par la demande.

Le renforcement et la construction de nouvelles lignes vont mobiliser des matières moins rares mais en plus grandes quantités : cuivre et aluminium pour les câbles, béton et acier pour les pylônes et les postes sources. Or, le cuivre et l'aluminium sont fortement mobilisés par la

transition bas-carbone dans son ensemble. Et s'il n'y a pas de risque d'épuisement géologique, un risque de pénurie momentanée, lié à une adaptation de l'offre à la demande décalée dans le temps, existe bel et bien. Des hausses de prix conjoncturelles pourraient ralentir la mise en œuvre de la transition bas-carbone. D'un point de vue géopolitique, les capacités liées à la première transformation des matières extraites de mines se concentrent en Chine, créant de nouvelles dépendances auxquelles s'ajoute, pour l'aluminium, une vulnérabilité forte de la France à une entreprise russe, révélée lors de la « crise des oligarques russes » en 2018.

Les impacts environnementaux du cuivre sont très importants et sont principalement liés à la consommation d'eau, notamment dans des zones arides comme au Chili. Pour l'aluminium, l'impact majeur se situe au niveau des émissions de gaz à effet de serre engendrées par sa production. Ces impacts, s'ils ne sont pas atténués, risquent de compromettre l'offre (grèves, opposition des populations locales, moindres préférences tarifaires dans les échanges commerciaux...). À l'autre bout de la chaîne, dans les pays consommateurs de matières, la demande sociétale pour un approvisionnement plus éthique, à la fois sur le plan environnemental et social, se développe. Si ce mouvement s'amplifie, le risque existe que l'offre répondant à ces standards environnementaux et sociaux élevés ne soit pas suffisante.

Ce contexte peut offrir des opportunités industrielles pour l'industrie française. En effet, le mix électrique peu carboné de la France lui permet de produire un aluminium bas-carbone. Par ailleurs, le développement du recyclage, notamment des câbles en cuivre et en aluminium, présente un intérêt sur le plan industriel et environnemental.

Pour le béton, l'approvisionnement est principalement local. La ressource est abondante, même si un travail doit être mené pour éviter l'hostilité des riverains aux projets d'ouverture et d'extension de carrières. Du fait de l'application des standards de production français et européens, les impacts environnementaux sont limités et concernent principalement les impacts sur la biodiversité, l'impact paysager et surtout les émissions de CO₂ liées à la production de clinker (3 % des émissions françaises proviennent des cimenteries).

A partir de 2030-2035, l'augmentation de la part des énergies renouvelables non pilotables dans le mix rendra nécessaire, pour garantir l'équilibre offre-demande, le recours à de nouveaux moyens de flexibilité portant sur l'offre et la demande d'électricité.

Pour le stockage à un horizon de quelques jours, la batterie semble être une technologie prometteuse. Deux solutions sont envisageables : l'installation de batteries dédiées ou l'utilisation des batteries contenues dans les véhicules électriques pour fournir de l'énergie au réseau lorsque ces derniers sont à l'arrêt.

La batterie lithium-ion semble la technologie la plus aboutie. Cette technologie étant principalement utilisée pour la mobilité électrique, elle sera étudiée dans le rapport d'étape n°3. D'autres technologies intéressantes pour le stockage stationnaire, sont néanmoins étudiées dans le cadre de ce rapport : la batterie plomb avancé et la batterie zinc-air.

Si le stockage stationnaire fait partie des nouveaux moyens de flexibilité de l'offre, les opportunités industrielles offertes par les batteries qui lui seraient dédiées sont cependant faibles sur notre territoire. En effet, l'usage « stockage-restitution » des batteries des véhicules électriques paraît plus pertinent sur le plan économique et environnemental. Les batteries dédiées au stockage stationnaire ne conviendraient *in fine* qu'à quelques marchés de niches : les zones non interconnectées et certaines installations d'autoconsommation.

Pour le stockage saisonnier, les caractéristiques techniques à atteindre sont particulièrement exigeantes : faible coût, durée de stockage longue... L'utilisation de l'hydrogène, fabriqué par électrolyse de l'eau et stocké dans les canalisations de gaz existantes ou dans des réservoirs géologiques dédiés, fait partie des solutions envisagées. Dans ce rapport, ont été étudiés la fabrication (technologies d'électrolyseur retenues : technologie alcaline et technologie membrane à échange de protons, dite Proton-Exchange-Membrane) et le stockage d'hydrogène. La conversion de l'hydrogène en électricité par les piles à combustible sera étudiée dans le rapport n°3.

Les matières retenues pour cette étude sont les platinoïdes (platine, palladium, iridium, ruthénium) qui sont mobilisés par les électrolyseurs Proton-Exchange-Membrane pour leurs propriétés de catalyseurs. En termes de rareté géologique, les risques semblent faibles, sauf sur l'iridium dont la production est très faible et pour lequel les connaissances sont peu importantes. En revanche, les vulnérabilités géopolitiques sont fortes, notamment sur la partie extraction. La technologie étant récente, d'importantes diminutions des quantités de platinoïdes utilisées sont à attendre.

La filière de l'hydrogène, encore très jeune, offre des opportunités significatives pour l'industrie européenne. Stratégique car concernant de nombreux usages (réseau mais également mobilité et industrie), cette filière doit être protégée et soutenue au niveau national et européen. Les principes de l'économie circulaire sont par ailleurs à intégrer dès maintenant par les industriels afin de garantir, quand les flux de produits en fin de vie seront suffisants, un recyclage à haute valeur ajoutée.

Enfin, en complément ou en remplacement de l'hydrogène, le stockage thermique (eau chaude stockée dans des cavités géologiques ou en réservoirs de surface par exemple) semble être une voie pertinente pour le stockage saisonnier. Le fait que les enjeux « matières » liés au stockage thermique semblent limités explique que cette technologie n'ait pas été étudiée dans ce rapport. Ce choix ne signifie cependant pas l'absence de pertinence de cette technologie, bien au contraire. En effet, alors que ce sont les besoins en chaleur qui expliquent la plus grande partie de la variabilité saisonnière de la demande en électricité, l'utilisation directe de la chaleur stockée permet de répondre à ces usages tout en limitant les pertes puisqu'il n'y a qu'une seule transformation physique (de l'électricité vers la chaleur, sans nouvelle conversion en électricité).

La complexité des problématiques « matières » liées à l'impact sur le réseau électrique de l'intégration croissante des moyens renouvelables non pilotables de production d'électricité doit être anticipée. En effet, chaque décision a des conséquences, plus ou moins importantes, sur l'ensemble du système, et peut être source de fragilité. Une réflexion globale en système est indispensable, à l'échelle du réseau électrique mais également du système énergétique dans son ensemble car les complémentarités entre les différents vecteurs énergétiques sont de plus en plus fortes. Dans ce cadre, la prise en compte des problématiques matières, très parcellaire et donc difficile aujourd'hui, est nécessaire pour ne pas s'enfermer dans des choix technologiques qui nuiraient à la résilience de notre réseau. Pour ce faire, l'action devrait à court terme et en priorité se porter sur l'acquisition de connaissances directement utiles, notamment sur les matières contenues dans les équipements « smart-grids ».

L'ensemble de ces constats conduit à faire les recommandations qui figurent dans le tableau ciaprès.

Recommandations

Anticiper et limiter les risques liés aux matières		
Recommandation 1	Sous la supervision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), inclure dans les réflexions et décisions stratégiques sur l'avenir du réseau les enjeux (économiques, industriels, sociaux, géopolitiques, environnementaux) liés aux matières. Pour ce faire, il faut acquérir de plus amples connaissances sur les matières mobilisées par les technologies « smart-grids » et le stockage stationnaire et définir des indicateurs autour des matières premières.	
Recommandation 2	Pour le compte de la DGEC, RTE et Enedis étudient des alternatives à l'actuel critère de défaillance de l'équilibre offre-demande (aujourd'hui 3h par an) sous l'angle des enjeux matières. Afin d'être intégrée dans les discussions portant sur la prochaine période de la PPE, cette étude est à lancer d'ici la fin de l'année 2020.	
Recommandation 3	Identifier les nouvelles vulnérabilités du réseau liées à l'intégration des technologies « smart-grids » dans trois domaines particuliers : les cyberattaques, les ruptures d'approvisionnement dans la filière électronique et les orages magnétiques.	
	Le sujet des cyberattaques, déjà connu et pris compte, fera l'objet d'une attention renforcée, en particulier sur le risque, pour la protection des données personnelles, provoqué par l'approvisionnement en logiciels auprès de fournisseurs étrangers.	
	 Les deux autres sujets sont à initier et ont des implications matières évidentes. Une lettre de mission signée du Ministre de l'économie sera adressée au Comité stratégique de filière (CSF) « Industries électroniques » et au CSF « Nouveaux systèmes énergétiques » pour engager, d'ici la fin de l'année 2020, une analyse des impacts pour le réseau des ruptures de chaîne d'approvisionnement dans la filière électronique lors d'événements exceptionnels (crise sanitaire ou catastrophe naturelle). Une lettre signée de la ministre de la Transition écologique aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution pour présenter d'ici la fin de l'année 2020 leur analyse de l'impact des orages magnétiques sur le réseau électrique, et de leur plan d'actions pour y remédier. 	
Recommandation 4	 Favoriser, pour les équipements présents sur le réseau électrique, la mise en œuvre des principes de l'économie circulaire : favoriser l'éco-conception en intégrant pour les technologies matures des critères spécifiques dans les appels d'offres et les contrats passés avec les fournisseurs (rôle majeur des gestionnaires de réseaux) et en intégrant cette problématique dans les objectifs de développement des technologies non matures; favoriser, sous l'égide des syndicats professionnels et des CSF, le développement de nouveaux modèles d'affaire basés sur l'économie de la fonctionnalité; inciter au recyclage et à la réutilisation : étudier la pertinence d'une filière REP pour les équipements électriques et électroniques du réseau haute tension; soutenir le développement des filières européennes de recyclage en facilitant l'accès au financement pour les technologies matures (PIA, avances transformables en subventions sous 	

- condition de créations d'emplois) et, pour les technologies non matures, en rendant techniquement et économiquement possible le recyclage à terme (coopération entre industriels et acteurs du recyclage, mise en place d'un passeport-recyclage);
- pour les câbles, évaluer la pertinence technico-économique d'un recyclage des câbles à haute valeur ajoutée par une mutualisation des flux des acteurs de réseaux et une plus forte intégration des matières recyclées dans les produits neufs (en 2021, étude Ademe sur les câbles enterrés, jusqu'à présent non récupérés en fin de vie).

Favoriser la création de valeur sur le territoire français en misant sur l'excellence environnementale et la protection de nos intérêts stratégiques

Recommandation 5

Analyser le potentiel en métaux stratégiques contenus dans les déchets miniers et métallurgiques et l'intérêt de leur récupération.

Recommandation 6

Face à la dépendance de l'Europe à l'Asie pour les composants électroniques de base (générateur de vulnérabilités pour le réseau électrique mais également pour de nombreux autres secteurs), initier la reconstruction d'une filière électronique au niveau européen. Pour ce faire, les industriels seront mobilisés au travers des CSF et la dynamique sera portée par la DGE au niveau européen. Une telle reconstruction ne sera pas possible sans un soutien public important ni sans une protection du marché européen. Ceci implique un allègement ou une réorientation des règles européennes portant sur la concurrence et les aides d'État, évolution qui se justifie par le caractère stratégique de la filière vis-à-vis de la souveraineté économique de l'Europe.

Avec la montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables sur le réseau électrique, la question du stockage saisonnier deviendra cruciale.

Si l'horizon (après 2030 voire 2040) semble lointain, il semble nécessaire de :

Recommandation 7

- Lancer une étude pour apporter des éléments de comparaison portant sur les différentes technologies envisagées (hydrogène mais également stockage de chaleur couplé aux réseaux de chaleur ou stockage thermique par changement de phase): potentiel de développement, rendement, émissions de CO₂ évitées, matières utilisées
- Maintenir l'excellence des acteurs européens dans le domaine de l'hydrogène et du stockage de chaleur (R&D, démonstrateurs) pour avoir, le moment venu, un réel choix entre les différentes solutions technologiques.

Recommandation 8

Anticiper les nouveaux besoins en compétence pour la gestion du réseau selon deux axes :

- Fonder une Chaire sur l'optimisation multicritères (économique, environnemental, matières, résilience, indépendance stratégique, social) du système énergétique dans sa globalité, incluant chaleur, transport, électricité, voire industrie et agriculture.
- Déterminer les formations structurantes à mettre en place, à tous les échelons (techniciens, modélisateurs, ingénieurs etc.), ainsi que les diplômes associés, pour les nouveaux métiers liés aux équipements numériques du réseau et à la maintenance des nouveaux systèmes (batteries, électrolyseurs, etc.). Ce travail sera mené par filière industrielle sous l'égide du ministère du Travail.

Introduction

Malgré l'accent mis au niveau mondial sur le développement des énergies renouvelables électriques depuis plusieurs années, les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité n'ont pas diminué, bien au contraire.

Ainsi, si la production d'électricité renouvelable a été multipliée par près de 2,5 entre 2000 et 2018, sa part dans le mix électrique mondial n'est passée que de 19 à 26 %. Ce paradoxe apparent s'explique par l'augmentation forte de la demande en électricité qui a crû de 72 % sur la même période. Du fait de la stagnation de la production d'électricité d'origine nucléaire, la part des énergies décarbonées (énergies renouvelables et nucléaire) dans le mix électrique mondial n'a quant à elle pas varié et se situe autour de 35 %¹.

Il résulte de ces différentes tendances que le développement pourtant important des énergies renouvelables a juste permis de tempérer la hausse des émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité. Dans le même temps, d'autres secteurs très émetteurs de GES comme la mobilité, l'industrie et la construction ont vu leurs émissions augmenter très rapidement.

Dans un tel contexte, l'atteinte des objectifs de l'accord de Paris va nécessiter un réel changement de paradigme dont l'un des piliers centraux est la décarbonation de la production d'électricité associée à un recours à ce vecteur énergétique pour de nouveaux usages (notamment pour la mobilité et la chaleur). Le défi est donc de réussir à augmenter la part des énergies non carbonées (nucléaire et renouvelables) dans le mix électrique tout en augmentant la production afin de pouvoir satisfaire cette nouvelle demande. L'Union européenne a déjà amorcé ce mouvement : la part des énergies carbonées dans son mix électrique est passée de 51 à 42 % entre 2010 et 2018.

En France, où l'électricité est déjà largement décarbonée grâce au recours à l'énergie nucléaire, la problématique est différente. Si l'électrification de la mobilité ou de la chaleur fait bien partie des leviers majeurs pour l'atteinte de la neutralité carbone, il a également été décidé de diversifier le mix électrique par une baisse de la part du nucléaire et une augmentation de celle des énergies renouvelables.

Dans sa programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la France prévoit ainsi de passer d'un parc de 9 GW de panneaux solaires photovoltaïques (16 GW pour les installations éoliennes terrestres et marines) fin 2019 à une capacité comprise entre 35 et 44 GW en 2028 (38 à 41 GW pour les installations éoliennes terrestres et marines) avec une croissance qui est appelée à se poursuivre au-delà de 2028.

Si certains modes de production d'énergies renouvelables sont pilotables, le gisement le plus important réside dans les énergies photovoltaïques et éoliennes qui sont variables et non pilotables.

L'insertion, en grande quantité, de ces énergies dans le réseau électrique est un véritable défi. En effet, pour garantir un bon fonctionnement des appareils électriques et éviter les coupures d'électricité, l'équilibre entre l'offre et la demande doit être garanti en permanence. Or, l'électricité présente une caractéristique majeure qui est qu'elle ne se stocke pas en tant que telle : le stockage est possible mais après transformation de l'électricité sous une autre forme physique ce qui engendre d'importantes pertes.

Parfois oublié des réflexions stratégiques, le réseau électrique est pourtant un élément-clef qui conditionne la réussite de la transition bas-carbone.

Plusieurs scénarios d'évolution de ce réseau ont été élaborés pour permettre l'insertion des énergies renouvelables non pilotables. Si l'angle économique est le plus souvent abordé lors de ces réflexions, ce rapport a pour ambition d'apporter un éclairage sur les consommations de matières associées à ces transformations du réseau ainsi que sur les enjeux économiques, environnementaux (au-delà de le seule empreinte carbone) et sociaux que ces matières soulèvent.

-

¹ Source: IEA, World Energy Outlook, 2019.

Après avoir présenté le fonctionnement actuel du réseau électrique, la partie I s'attache à présenter les bouleversements induits par l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique. Elle décrit ensuite les solutions envisagées à court et à moyen terme (technologies « smart-grids » et renforcement physique du réseau) et identifie les matières et matériaux-clefs qu'elles mobilisent.

Le stockage stationnaire, notamment par les batteries et l'utilisation de l'hydrogène, devraient être mobilisées à plus long terme en France métropolitaine (au-delà de 2030). La partie II présente ces différentes solutions de stockage et identifie les technologies à analyser dans le cadre de ce rapport d'étape ainsi que les matières qu'elles mobilisent.

Le partie III décrit, pour certaines matières contenues dans les technologies retenues, les risques économiques, environnementaux et sociaux qui y sont associés. Étant donnée l'extrême diversité des matières mobilisées sur les réseaux électriques, cette analyse ne peut être exhaustive et des choix de matière ont dû être effectués. L'étude de ces risques tout au long de la chaîne de valeur, telle que réalisée dans le rapport d'étape n°1 sur le photovoltaïque, n'a pu être réalisée, faute de temps et de données disponibles, que pour les câbles électriques en cuivre et en aluminium.

La partie IV explore les opportunités industrielles européennes en approfondissant le cas de la France, lorsque cela est pertinent.

La partie IV présente, sous forme de recommandations, des leviers pour réduire les risques et exploiter les opportunités industrielles précédemment identifiées.

.

Des réseaux électriques de plus en plus intelligents sont cruciaux à court terme pour la réussite de la transition du système électrique mais peuvent néanmoins présenter un impact matière non négligeable

Le réseau électrique, maillon essentiel du système électrique, est l'infrastructure qui permet d'acheminer l'électricité des centrales de production jusqu'aux consommateurs finaux.

L'infrastructure est composée de lignes aériennes ou souterraines à différents niveaux de tension qui forment une architecture maillée ou arborescente. Des postes de transformation, qui permettent de changer le niveau de tension, des appareils de coupure et des appareils de contrôle-commande complètent l'infrastructure.

La transition énergétique, et plus particulièrement l'insertion des énergies renouvelables variables et non pilotables, viennent remettre en cause l'architecture historique du réseau.

A. Les réseaux de transport et de distribution sont en pleine mutation face à la transition énergétique

1. LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇ**AIS PEUT AUJOURD'HUI S'APPUYER** SUR UN RÉSEAU FIABLE ET RÉSILIENT

Le système électrique s'organise autour de quatre maillons distincts d'une chaîne de valeur comprenant, la production, le transport, la distribution et la fourniture (*figure 1*).



Figure 1 : les maillons du système électrique

Source : Syndicat départemental d'énergie de la Loire-Atlantique (SYDELA)

Le réseau électrique est ainsi composé de deux parties :

- Le réseau de transport de l'électricité (figure 2), centralisé et maillé, dans lequel on distingue :
 - le réseau « d'autoroutes de l'électricité » au niveau national et international, qui permet par des lignes à très hautes tensions (225 kV et 400 kV), de transporter de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Ces lignes partent des grandes centrales hydrauliques et nucléaires. Elles permettent également les interconnexions avec nos six voisins européens (Royaume-Uni, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse);
 - les réseaux régionaux de répartition constitués de lignes à hautes tensions (225 kV, 150 kV, 90 kV et 63 kV) qui répartissent l'énergie au niveau des régions et fournissent en électricité les gros clients principalement industriels.

 Le réseau de distribution qui correspond au « réseau secondaire » est constitué des lignes à moyenne et basse tensions. Ce réseau est propriété des communes et il permet la distribution de l'électricité à l'ensemble des consommateurs finaux (hors gros consommateurs industriels directement raccordés au réseau de répartition). Son architecture est arborescente.

Les postes sources en permettant de transformer le niveau de tension du courant électrique permettent de connecter les différents réseaux entre eux.

L'architecture du réseau électrique français, âgé en moyenne de 50 ans, est une résultante de l'histoire et s'explique par la concentration de la production dans un petit nombre d'installations, hydroélectriques puis nucléaires, à fortes puissances. Le maillage progressif du réseau lui a permis d'acquérir une grande résilience.

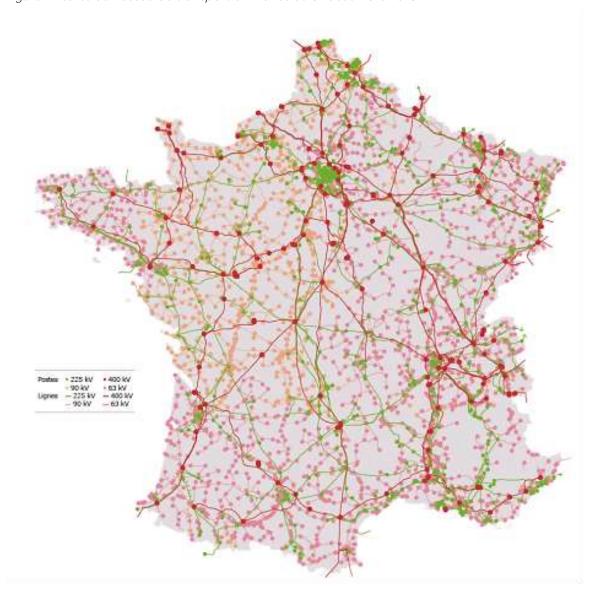


Figure 2 : carte du Réseau de transport en France au 31 décembre 2018

Source : schéma décennal RTE, édition 2019

Historiquement, le système électrique français était géré par une entreprise publique totalement intégrée, Electricité de France (EDF), qui occupait une position de quasi-monopole sur l'ensemble de la chaine, de la production à la fourniture.

Dans le cadre de l'intégration européenne, le marché de l'énergie a été libéralisé et deux maillons du système électrique, la production² et la fourniture³, appartiennent désormais au secteur concurrentiel. Le réseau électrique étant un monopole naturel, les activités de transport et de distribution restent dans le secteur régulé. Les activités de gestion des réseaux ont ainsi été sorties du périmètre d'EDF au profit de deux nouvelles filiales indépendantes : Réseau de transport d'Electricité (RTE) qui gère le réseau de transport et Enedis qui gère 95 % du réseau de distribution (les 5 % restant étant gérés par 160 entreprises locales de distribution).

En outre-mer, du fait des particularités géographiques de ces territoires, l'organisation du système électrique est différente : une entreprise intégrée, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), gère l'ensemble du système électrique. L'encadré n°2 traite ce sujet plus en détail.

Encadré 1 : les chiffres clés du réseau électrique français

En 2017, le réseau de transport comportait :

- 100 000 km de lignes haute tension dont 46 000 pour lignes à très haute tension (400 et 225 kV) et 54 000 pour le réseau de répartition (63, 90 et 150 kV);
- 2 700 postes sources;
- 1 200 transformateurs.

Le réseau de distribution comportait quant à lui :

- Près de 1,4 million de km de lignes dont 645 000 km pour la moyenne tension (1 kV à 50 kV) et 720 000 km pour la basse tension (<1 kV). 650 000 km de lignes sont enterrés;
- 780 000 postes HTA/BT.

Encadré 2 : les réseaux électriques dans les zones non interconnectées

De par leur situation géographique, certains territoires français ne sont pas reliés au réseau d'électricité continental européen (ou de manière limitée pour la Corse) et sont ainsi considérés comme des « zones non interconnectées » (ZNI) : la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, La Réunion, Mayotte, la Guyane, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna ainsi que l'île normande de Chausey.

La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie Française ont un statut juridique particulier et ne sont pas considérées comme des ZNI.

Les caractéristiques géographiques et climatiques de ces territoires ainsi que la petite taille de leurs systèmes électriques imposent de nombreuses contraintes au réseau électrique.

Ces contraintes conduisent à des solutions technologiques adaptées à chaque territoire et qui entrainent des coûts de production bien plus élevés qu'en hexagone.

Par ailleurs, la faible étendue géographique de ces systèmes et l'absence d'interconnexions (ou de manière très limitée pour la Corse) empêche une réelle mutualisation des risques. Ces systèmes sont ainsi particulièrement vulnérables aux incidents et défaillances qui peuvent survenir sur les réseaux ou sur les installations de production.

² La production désigne la production d'électricité. Cette dernière peut se faire à partir de plusieurs sources d'énergie, carbonées (charbon, fioul ou gaz) ou non (nucléaire, énergies renouvelables). En France, la production est dominée par le nucléaire

⁽⁵⁸ réacteurs) et les barrages hydroélectriques. En monopole jusqu'en 2000, EDF doit désormais partager le marché avec des producteurs alternatifs qui gèrent notamment des centrales thermiques au gaz ou au charbon ainsi que des installations d'énergies renouvelables.

³ La fourniture désigne la commercialisation de l'électricité aux consommateurs finaux. Elle peut se faire à travers des tarifs réglementés proposés par le fournisseur historique EDF et les entreprises locales de distribution (ELD), ou des offres de marchés vendues par tous les fournisseurs. Les fournisseurs achètent sur les marchés de gros l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de leurs clients ou utilisent, le cas échéant, leurs moyens de production propres. Cette activité s'est progressivement ouverte à la concurrence à partir de 1999 pour les gros consommateurs industriels, et concerne l'ensemble des consommateurs résidentiels et non résidentiels depuis 2007.

Malgré ces contraintes et ces coûts plus élevés, les consommateurs présents sur ces territoires paient le même prix que les consommateurs de l'Hexagone. Au titre de ce principe de péréquation tarifaire, les surcoûts pour le producteur sont compensés et financés par le budget de l'État.

Un cadre juridique et une organisation du marché de l'électricité dérogatoires

La prise en compte des particularités de ces territoires a conduit à l'établissement d'un cadre juridique dérogatoire pour l'organisation du marché de l'électricité. Ainsi, les États membres de l'Union européenne peuvent décider de ne pas appliquer la règle de dissociation entre les gestionnaires de réseaux et les entreprises intégrées de production d'électricité qui approvisionnent ces réseaux.

La France a fait ce choix et sur l'ensemble des territoires, l'opérateur historique (Électricité de Mayotte, Eau et Électricité de Wallis et Futuna et EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) dans les autres ZNI) est à la fois producteur, gestionnaire de réseau et distributeur. Cela n'empêche pas l'existence d'autres producteurs qui vendent leur électricité aux opérateurs historiques dans le cadre de contrats d'achat conclus en application d'arrêtés tarifaires, d'appels d'offres ou de contrats de gré à gré.

La transition énergétique dans les ZNI : des problématiques spécifiques qui en font des territoires d'expérimentation précieux pour le réseau continental

La fourniture de ces territoires isolés en électricité est aujourd'hui essentiellement assurée par des énergies fossiles importées (gaz, fioul, charbon), complétées parfois par des énergies renouvelables locales (hydroélectricité en Guyane, bagasse⁴ dans les Antilles ou à la Réunion, etc.).

Face au défi climatique et à la nécessaire autonomie énergétique des ZNI, la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé des objectifs ambitieux :

- en 2020, 50 % du mix énergétique des ZNI doit être couvert par des énergies renouvelables ;
- en 2030, les ZNI devront être autonomes sur le plan énergétique.

Pour y parvenir, la LTECV a mis en place des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) propres à chaque ZNI. Ces PPE sont co-élaborées par l'État et les autorités locales et visent à définir une politique énergétique pour chacun de ces territoires. Des appels d'offres spécifiques peuvent par ailleurs être organisés pour sélectionner les projets de production d'énergie renouvelable.

La rémunération des gestionnaires de réseaux est assurée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), payé par les consommateurs finaux sur la facture d'électricité⁵. Ce tarif est fixé par l'autorité régulatrice du marché de l'électricité, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). La CRE exerce par ailleurs une activité de contrôle sur les gestionnaires de réseau qui doivent assurer les missions suivantes :

- assurer la stabilité du réseau et de garantir à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande (mission prise en charge uniquement par RTE) ;
- garantir la qualité de l'électricité pour protéger les installations électriques chez les consommateurs (par notamment des engagements contractuels portant sur la tension, la fréquence et les harmoniques);
- garantir la performance économique du réseau ;
- garantir l'ouverture du marché électrique, indispensable pour garantir la libre concurrence sur les activités de production et de fourniture (principe de non-discrimination pour l'accès au réseau).

Parmi l'ensemble de ces missions, l'équilibre offre-demande est l'une des plus cruciales et des plus complexes.

⁴ Résidus de tige de canne à sucre valorisés sous forme énergétique.

⁵ À titre d'exemple, pour les particuliers, ce tarif comporte un part fixe (l'abonnement) et une part variable qui dépend de la quantité d'électricité consommée.

2. UN BESOIN CONSTANT D'ÉQUILIBRAGE

Pour garantir la stabilité du réseau électrique et la qualité du courant distribué, il est nécessaire d'assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande. Cette mission est prise en charge par RTE.

Cet équilibrage implique que la production soit en permanence capable de s'adapter à la consommation. Or, cette dernière est très variable que ce soit à l'échelle de la journée (des pointes de consommation existent le matin à l'heure du lever et le soir après le retour du travail), de la semaine (la consommation est plus forte les jours ouvrés que le week-end) ou de l'année (le chauffage électrique entraine une consommation bien plus importante en hiver qu'en été).

Pour faire face à cette variabilité, le gestionnaire du réseau de transport doit avoir à sa disposition des moyens de flexibilité. Cette flexibilité peut être apportée par le stockage de l'électricité (qui comme on l'a dit est difficile) mais également par un pilotage de l'offre (on peut surdimensionner les capacités de production et utiliser certaines centrales uniquement lors de périodes de forte consommation) ou de la demande (on parle « d'effacement » : on demande à certains consommateurs de décaler leur consommation pour soulager le réseau électrique).

L'anticipation des capacités et des besoins est donc très importante car elle permet de dimensionner ces moyens de flexibilité. RTE effectue ainsi des prévisions de consommation et de production à des horizons de temps divers, allant du très court-terme (quelques heures) au très long-terme (10 ans). Les réflexions sur le long terme, notamment par la réalisation tous les deux ans du schéma décennal du développement du réseau (SDDR), permettent de planifier les investissements structurels à effectuer sur le réseau de transport tandis que les prévisions à court terme relèvent de la gestion opérationnelle immédiate du réseau.

Le besoin en flexibilité se caractérise par la quantité d'énergie qu'il faut déplacer dans le temps et de la puissance nécessaire pour le faire. Si le moyen utilisé est le stockage, la taille du stock est un paramètre structurant (l'énergie totale déplacée est égale à la multiplication de la capacité du stock par le nombre de cycles stockage/déstockage effectué).

Le besoin en flexibilité dépend par ailleurs de l'échelle de temps sur laquelle on veut assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Aujourd'hui, les moyens de flexibilité sont apportés par :

- la programmation des ballons d'eau chaude sur les heures creuses⁶, les STEP⁷, le recours aux importations et exportations (par les interconnexions⁸) et dans une moindre mesure, le pilotage des centrales nucléaires à l'échelle de la journée;
- le pilotage de la production nucléaire et hydroélectrique ainsi que le recours aux importations/exportations à l'échelle de la semaine ou du mois ;
- le pilotage de la production nucléaire, notamment par une programmation intelligente de l'arrêt pour maintenance de tranches nucléaires, et le pilotage de la production des centrales à gaz ou charbon à l'échelle de l'année.

⁶ Il s'agit d'un des rares moyens de piloter la demande. Il est aujourd'hui massivement répandu en *France*

⁷ Les STEP sont des stations hydroélectriques composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, permettant de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible, et, à l'inverse, lorsque la demande électrique augmente, de restituer de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur. Les STEP constituent le moyen de stockage de l'électricité le plus répandu.

⁸ L'interconnexion des réseaux européens permet, par des lignes à très haute tension, le transfert d'électrons entre les pays européens. Le réseau électrique a ainsi réellement une dimension européenne ce qui permet du fait de la complémentarité des modes de vie et des usages de l'énergie en Europe, de faciliter l'équilibre entre l'offre et le demande.

3. LA MULTIPLICATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES CONDUIT À UN BOULEVE**RSEMENT DE L'ARCHITE**CTURE PHYSIQUE DU RÉSEAU ET DE LA GEST**ION DE L'ÉQUILIBRE O**FFRE-DEMANDE

L'essor des énergies renouvelables variables, panneaux solaires photovoltaïques et éoliennes, entraîne un véritable changement de paradigme pour le réseau.

Avec l'intégration des énergies renouvelables variables sur le réseau, la géographie des centrales de production électriques en France est totalement modifiée. À un réseau où les centrales électriques étaient en nombre réduit et à forte puissance s'ajoutent ainsi de très nombreuses centrales à faible puissance, réparties de manière relativement équilibrée sur le territoire. Les conséquences pour l'architecture physique du réseau sont nombreuses.

Il faut tout d'abord raccorder ces installations de production d'énergie au réseau ce qui implique de construire de nouvelles lignes, notamment pour les nombreuses installations solaires ou éoliennes installées en zone rurale où le réseau est moins développé.

Ensuite, du fait de leur faible puissance, nombre de ces installations sont raccordées au réseau de distribution qui se voit accorder un rôle de collecteur d'énergie qu'il n'avait pas auparavant (les installations d'éoliennes offshores ainsi que les installations d'éoliennes terrestres d'une puissance supérieure à 17 MW seront directement raccordées au réseau de transport).

Enfin, la localisation des énergies renouvelables, dans des zones parfois peu consommatrices d'électricité, nécessite de transporter l'électricité sur de grandes distances. En plus des modifications nécessaires sur le réseau de distribution, des renforcements ou des créations de lignes devront ainsi être nécessaires sur le réseau de transport. Par ailleurs, les flux de l'électricité, auparavant descendants (centrale électrique -> réseau de transport -> réseau de distribution -> consommateurs), vont désormais être bidirectionnels sur le réseau de distribution, avec des flux d'électricité qui vont « remonter » jusqu'au réseau de transport pour être transportés sur de plus longues distances.

Le second défi posé par les énergies renouvelables variables tient à l'équilibre offre-demande. Contrairement aux installations de production « traditionnelles », les éoliennes et les panneaux photovoltaïques ne sont pas pilotables. Par ailleurs, leur production, intimement liée aux conditions météorologiques, est beaucoup moins prévisible. A la variabilité de la consommation s'ajoute ainsi la variabilité d'une partie de la production. Avec l'augmentation du taux de pénétration des énergies renouvelables sur le réseau, les besoins en flexibilité vont donc augmenter et les méthodes permettant d'assurer l'équilibre offre-demande seront totalement bouleversées.

Enfin, d'un point de vue opérationnel, les énergies renouvelables non pilotables ne participent actuellement pas aux services système. Par exemple, le réglage de la fréquence peut s'avérer plus difficile avec les énergies renouvelables. Contrairement aux grosses centrales traditionnelles, les énergies variables ne reposent pas sur des machines tournantes et sont raccordées au réseau par une interface électronique⁹. L'inertie de ces machines qui permet de synchroniser le réseau européen autour de la fréquence de 50 Hz est donc absente. Avec l'augmentation du taux de pénétration des ENR, la quantité de machines tournantes disponibles sur le réseau pourrait ne plus être suffisante pour assurer le réglage de la fréquence. De nouvelles solutions devront donc être trouvées, notamment par les technologies de l'électronique de puissance (encadrés 5 et 6). La capacité de l'électronique de puissance à remplacer intégralement les machines tournantes ne fait pas consensus : certains experts estiment en effet qu'il existe un seuil minimal de machines tournantes en dessous duquel la stabilité de la fréquence sur le réseau électrique ne pourra plus être assurée.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES: CHOIX TECHNOLOGIQUES, ENJEUX MATIÈRES ET OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES I

⁹ Électronique de puissance qui permet de transformer le courant électrique avant son injection sur le réseau

Encadré 3 : la qualité de service de l'électricité de la seconde à l'année :

équilibrage et flexibilité

Afin de garantir un fonctionnement optimal des installations électriques chez les consommateurs et afin d'éviter leur détérioration, des engagements sont pris sur la qualité de l'électricité délivrée. La tension de cette dernière doit notamment être de 230 V et sa fréquence de 50 Hz. Des fluctuations sont autorisées mais celles-ci doivent être faibles et limitées dans le temps.

L'équilibrage « instantané » de la fréquence

Le réglage de la fréquence est intimement lié à l'équilibre offre-demande. Il est facilité par l'inertie des machines tournantes (énormes alternateurs qui tournent de manière synchrone) des centrales classiques de production d'électricité (barrages hydroélectriques, centrales nucléaires, gaz ou charbon). Pour faire face aux différents aléas qui peuvent affecter le réseau (aléas météorologiques, pannes, erreurs humaines...), des réserves de puissance sont constituées et peuvent être activées, de manière automatique ou manuelle, dans un délai plus ou moins court (moins de 30 secondes à quelques dizaines de minutes) et pour une durée d'action plus ou moins longues (de 15 minutes à quelques heures, les réserves activées le plus rapidement ayant pour vocation à durer le moins longtemps possible).

Ainsi, trois niveaux de réglages de la fréquence existent :

- le réglage primaire permet d'arrêter la dérive de la fréquence : la fréquence est stabilisée et ne baisse ou n'augmente plus mais le niveau de référence de la fréquence n'est pas rétabli. Ce réglage est automatique (par les machines tournantes) et est déclenché localement sur les groupes de production. Son délai d'activation est très rapide (moins de 30 secondes) et son temps de maintien est faible (15 minutes maximum).
- le réglage secondaire sert à rétablir la fréquence à son niveau de référence. Il est automa-tique et son délai d'activation est rapide (inférieur à 400 secondes). Le temps de maintien n'est pas limité mais est généralement de l'ordre de quelques dizaines de minutes.
- le réglage tertiaire (également appelé mécanise d'ajustement) enfin permet de reconstituer les réserves et réadapter le plan de production des centrales. Le délai d'action est de l'ordre de quelques dizaines de minutes pour des durées de l'ordre de quelques heures. Ce réglage est manuel, par le responsable d'ajustement, et sur ordre du gestionnaire du réseau (RTE).
 - En amont du temps réel, RTE s'assure de disposer de réserves tertiaires suffisantes en concluant des contrats avec des acteurs d'ajustement pour assurer la disponibilité de moyens de réserves. Ces acteurs doivent déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, en échange du paiement d'une prime fixe. On distingue alors la réserve rapide (mobilisable en moins de 13 minutes) de la réserve complémentaire (mobilisable en moins de 30 minutes)

En cas d'aléas importants ou de travaux, des coupures d'électricité peuvent se produire. Les gestionnaires de réseau s'engagent également sur un nombre maximal de coupures et sur leur durée.

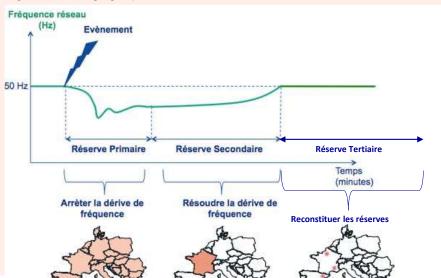


Figure 3 : les réglages primaires, secondaires et tertiaires

LES RÉSEAUX ÉLECTRI

IELLES I

La flexibilité pour satisfaire l'équilibre offre-demande

Le respect de la qualité de service nécessite aussi des équilibrages productionconsommation de plus grande ampleur à l'échelle de la journée, de la semaine, du mois ou de l'intersaison. Les besoins en flexibilité journalière sont accrus par le développement du photovoltaïque et celui en flexibilité hebdomadaire est accru par le développement de l'éolien. Par ailleurs la production photovoltaïque est plus importante en été tandis que celle de l'éolien l'est plus en hiver.

MS 30 20 Lundi Merdi Mercredi Jeudi Vendredi ■ Solde de production des moyens pilotables 🔎 Photovoltaïque 🚿 Éolien — Consommation — Consommation résiduelle

Figure 4 : production sur une semaine d'été en 2030

Source : Scénario Nouveau Mix BP 2015 - RTE

La flexibilité peut être apportée par des moyens classiques de production soit en renfort ou en effacement, par de l'effacement de consommation d'usages ciblés ou des systèmes de stockage

Les techniques de stockage pour l'équilibrage et la flexibilité

Les temps de réaction/utilisation et la puissance disponible caractérisent les outils de stockage envisageables.

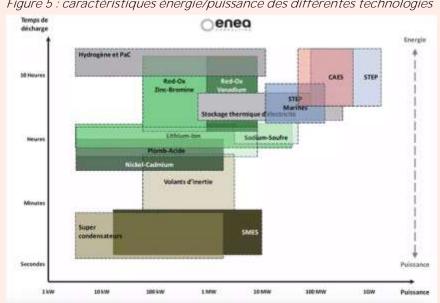


Figure 5 : caractéristiques énergie/puissance des différentes technologies

Source: ENEA

4. PARALLÈLEMENT À CET **EFFORT D'ADAPTATION,** UNE NÉCESSAIRE RÉNOVATION DU RÉSEAU

L'intégration des ENR dans le réseau n'est pas le seul défi à relever. Le réseau est en effet vieillissant ce qui va nécessiter un effort de modernisation supplémentaire par rapport aux années précédentes. Cet effort doit être fourni, quel que soit par ailleurs le taux de pénétration des ENR¹⁰.

Certains pylônes, soumis à la corrosion, doivent être remplacés tandis que certains câbles, à papier imprégné d'huile sous pression, doivent être remplacés par des câbles à isolant synthétique, plus résilient.

Cette rénovation concerne également les postes électriques dont l'isolation est réalisée par un gaz isolant, en général de l'hexachlorure de soufre (SF₆). Ce gaz, du fait de la corrosion, peut s'échapper. Ces fuites sont particulièrement dommageables pour l'environnement car le SF6 est un gaz à fort pouvoir de réchauffement global (23 500 fois celui du CO₂).

Par ailleurs, outre le remplacement des matériels vétustes, la modernisation du réseau vise également à rendre le réseau plus résilient face aux aléas climatiques. Il s'agit alors principalement d'éviter les zones boisées et, lorsque c'est possible, d'enterrer les câbles électriques.

L'intégration des énergies renouvelables variables est donc un véritable défi pour le réseau électrique. Pour assurer l'équilibre offre demande dans un tel contexte, de nouveaux moyens de flexibilité vont donc devoir être élaborés. Si, selon RTE, le recours à de nouveaux moyens de stockage ne sera pas nécessaire dans un premier temps, il n'en reste pas moins que la transition numérique du réseau ainsi que le raccordement de nouvelles installations vont mobiliser des matières à forts enjeux.

¹⁰ Ceci ne signifie pas cependant que les deux mouvements, modernisation du réseau et adaptation aux énergies renouvelables, sont dissociés: des mutualisations peuvent exister (on peut profiter d'une nécessaire rénovation de ligne pour ajouter des équipements smart-grids par exemple).

- B. Une gestion plus agile des réseaux est la clef à court terme pour relever ces défis mais nécessitera de mobiliser des matières à enjeux, notamment en lien avec l'électronique
 - 1. À COURT TERME, L'EFFET DE FOISONNEMENT, L'OPTIMISATION DES MOYENS ACTUELS DE FLEXIBILITÉ ET UNE GESTION INTELLIGENTE DES RÉSEAUX DEVRAIENT SUFFIRE À ASSURER L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

Comme on l'a vu précédemment, l'intégration des énergies renouvelables ajoute une source de variabilité côté offre qui complexifie l'équilibrage offre-demande. Cependant, de réelles difficultés n'apparaissent qu'à partir d'un certain taux de pénétration des énergies renouvelables variables sur le réseau¹¹.

Jusqu'à présent, ce taux d'intégration est relativement faible. Par ailleurs, leur insertion sur le réseau ne s'est accompagnée ni d'une forte augmentation de la demande en électricité ni d'importantes fermetures d'autres moyens de production. Le développement de ces centrales a donc plutôt contribué à « soulager » le réseau électrique.

Dans un second temps (d'aujourd'hui jusque 2035), RTE¹² souhaite profiter de l'effet de « foisonnement » du réseau pour faire face à la montée en charge des ENR. La large échelle géographique du réseau français (et même européen), permet en effet de lisser les courbes de consommation et de production. Du fait de la répartition géographique relativement équilibrée des centrales PV et éoliennes sur le territoire, une certaine mutualisation des variations météorologiques est possible : une absence de vent dans le Nord du pays peut, par exemple, être compensée par une météo venteuse dans le Sud.

Cependant, pour que cet effet de foisonnement soit possible, il faut que le réseau électrique soit capable de transporter cette électricité d'une région à l'autre. Si à un instant donné, l'électricité qui doit être transportée est trop importante pour les capacités du réseau, des congestions apparaissent. Certaines centrales doivent alors être déconnectées et la production est perdue : on parle alors « d'écrêtement » de la production.

Jusqu'en 2025, l'architecture physique du réseau ainsi que les moyens de flexibilité actuels devraient être suffisants pour permettre de profiter à plein de l'effet de foisonnement et de garantir ainsi l'équilibre offre-demande. Deux conditions doivent cependant être réunies. La première est d'optimiser encore davantage l'infrastructure actuelle, historiquement surdimensionnée pour pouvoir faire face aux aléas. Cette optimisation implique une gestion « intelligente » des réseaux électriques par une numérisation accrue du réseau. La seconde condition est de revoir l'approche traditionnelle de dimensionnement du réseau qui consistait à concevoir ce dernier en fonction des capacités maximales de production. Appliquée à la lettre, cette théorie impliquerait de devoir construire, dans certains territoires, de nouvelles lignes qui ne seraient utilisées qu'un très faible nombre d'heures dans l'année. Il semble alors judicieux de renoncer à ces investissements quitte à écrêter une petite partie de la production d'électricité renouvelable (théorie dite du « dimensionnement optimal »)

Au-delà de 2025, les infrastructures actuelles ne suffiraient plus et il faudrait soit renforcer soit construire de nouvelles lignes.

Enfin, ce n'est qu'à partir de 2030 que le recours à de nouveaux moyens de stockage commenceraient à être nécessaires (voir II).

¹² Source : schéma décennal, édition 2019.

¹⁷ Le niveau d'un tel taux ne fait aujourd'hui pas consensus et est dépendant de nombreux éléments (échelle géographique du réseau, caractéristiques des autres modes de production, caractéristiques des modes de consommation, etc.).

L'ACCÉLÉRATION DE LA TRANSFORMATION NUMÉRIQUE DES RÉSEAUX, INDUITE PAR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, VA MOBILISER DES MATIÈRES À FORTS ENJEUX

Comme on l'a vu précédemment, l'intégration des énergies renouvelables variables sur le réseau ne sera pas possible sans une gestion « intelligente » des réseaux. L'émergence de réseaux dits intelligents (ou *smart-grid*) est une tendance de fond, accentuée et accélérée par la transition énergétique.

Les réseaux électriques intelligents sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutées des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication qui permettent d'adapter le réseau existant à moindres coûts et sans le détruire. Les *smart-grids* reposent sur trois piliers : une connaissance en temps réel du réseau, une plus grande automatisation et d'importants moyens de communication.

Le premier pilier permet de connaître en temps réel l'état de santé du réseau. Il nécessite l'insertion de nombreux capteurs dans les composants actuels du réseau. Ces derniers doivent opérer dans des conditions environnementales difficiles (température, humidité) ce qui implique l'utilisation de matériaux spécifiques.

Le second pilier nécessite l'utilisation d'automates permettant de passer d'un réglage électromécanique du réseau à un réglage automatique à distance.

Enfin, le dernier pilier est situé à l'interface entre les deux autres. Il nécessite l'utilisation massive de composants électriques communicants (comme le compteur Linky par exemple) ou encore l'incorporation d'un réseau de fibre optique couplé avec le réseau électrique¹³.

Ces moyens de communications associés aux capteurs et aux automates permettent une gestion fine des flux de l'électricité et une réaction très rapide en cas d'aléas. Des pannes peuvent ainsi être réparées à distance. Les *smart-grids* permettent enfin de mieux gérer les maintenances en passant d'une maintenance curative à une maintenance préventive et prédictive.

Les équipements *smart-grids* sont très nombreux et ne peuvent faire l'objet d'une liste précise dans ce rapport. Il n'y a par ailleurs aucune étude disponible permettant de quantifier les quantités de ces équipements que va induire la transition bas-carbone. Le contenu précis de chaque composant en matières étant le plus souvent inconnu, il est donc, en l'état actuel des connaissances, impossible de savoir la nature et la quantité de métaux mobilisés par la numérisation du réseau.

Néanmoins, les composants électroniques étant fortement présents, des métaux tels que l'or, le cuivre, l'étain et l'argent (composants classiques des cartes électroniques) sont certainement très présents. Dans le cadre de ce rapport, seul le cuivre sera étudié en détail. Le germanium, présent dans la fibre optique, fera également l'objet d'une analyse ainsi que le tantale utilisé dans l'électronique (*encadré 5*).

¹³ La fibre optique est entortillée autour des câbles électriques. Le réseau de transport comporte aujourd'hui 22 000 km de fibre optique et à terme, il en comportera 20 000 de plus.

Encadré 4 : quelques exemples concrets de technologies *smart-grids*

Les équipements smart-grids sont généralement ajoutés à des équipements traditionnels du réseau (transformateurs, câbles ou divers organes de protection tels que les disjoncteurs, fusibles et réenclencheurs) qui deviennent ainsi « intelligents ». Voici quelques exemples concrets :

- les transformateurs permettent de transformer un courant à haute tension en un courant à plus basse tension. Les transformateurs intelligents intègrent des capteurs de température qui permettent d'optimiser son fonctionnement et d'améliorer ainsi le rendement. Des capteurs situés sur le réseau de transport peuvent par ailleurs envoyer des informations vers les réseaux de plus basses tensions afin là aussi d'optimiser le fonctionnement des transformateurs ;
- le compteur Linky: installé chez les consommateurs, ce compteur permet d'effectuer à distance le relevé de consommations ce qui permet de connaître, quasi en temps réel, les niveaux de consommation. Cela facilite les prévisions et donc la réalisation de l'équilibre entre l'offre et la demande. À terme, on pourrait même envisager que ce compteur permette de généraliser l'effacement: par l'envoi d'un signal électronique, certains appareils électriques pourraient être arrêtés chez les consommateurs volontaires lorsque la demande totale est trop importante;
- « dynamic line rating » : les capacités de transit des lignes électriques varient en fonction des conditions météorologiques (température ambiante, ensoleillement et vitesse du vent). Pour préserver la sécurité des biens et des personnes, ces capacités sont estimées de manière fixe en fonction d'hypothèses conservatrices. Grâce à des capteurs sur les ouvrages ou des stations météorologiques dédiées, il est désormais possible de faire varier les capacités de transit en fonction des conditions climatiques et ainsi d'optimiser les ouvrages ;
 - Cette technique est particulièrement utile pour transporter l'énergie produite à partir d'éolienne. En effet, quand la puissance de l'électricité transportée par un câble augmente, la température de ce dernier augmente. Le câble se dilate et se rapproche alors du sol ce qui peut, à partir d'une certaine hauteur, s'avérer dangereux (risque d'arc électrique). Cependant, quand il y a du vent, les fils sont réfrigérés, se contractent et s'éloignent du sol. Une production plus importante provenant d'éoliennes est donc « compensée ». Par des capteurs qui mesurent la vitesse du vent, on sait alors qu'il est possible, en toute sécurité, d'utiliser le câble à plus forte puissance.

L'intégration d'équipements « intelligents » sur le réseau n'est pas la seule transformation induite par la transition bas-carbone. L'insertion des énergies renouvelables sur le réseau nécessite par ailleurs un recours accru à l'électronique de puissance.

Cette dernière désigne un composant capable de transformer un signal électrique (en modifiant ces caractéristiques de tension, de puissance, de fréquence, de type de courant...). À titre d'exemple, un panneau photovoltaïque produit de l'électricité en courant continu qui doit être converti en courant alternatif avant d'être injecté sur le réseau¹⁴. De même, l'absence de machines tournantes nécessite l'utilisation de l'électronique de puissance pour régler la fréquence à 50 Hz (l'encadré 5 offre des éléments d'explication sur la différence entre l'électronique « classique » et l'électronique de puissance ; l'encadré 6 offre une vision plus experte des éléments d'électronique de puissance intervenant sur le réseau).

Le contenu en matières des équipements relevant de l'électronique de puissance est aussi difficilement accessible (tout comme la quantité globale mobilisée par la transition bas-carbone). Dans le cadre de ce rapport, une analyse rapide sera effectuée sur le gallium.

¹⁴ Notons également que certaines interconnexions, notamment celles entre la France et l'Espagne ou entre la France et le Royaume-Uni, sont constituées de lignes à en courant continu haute tension.

Encadré 5 : électronique « classique » et électronique de puissance

La différence entre l'électronique de puissance et l'électronique « classique » (celle des cartes électroniques) n'est pas toujours aisée à cerner. Cet encadré vise à apporter quelques éléments d'éclairage sur ce point.

L'électronique « classique » est la plus ancienne et vise traditionnellement à utiliser divers composants pour transmettre une information et/ou une commande. Un courant électrique parcourt ces composants mais ce n'est pas l'énergie en tant que telle qui nous intéresse mais l'information transportée par le signal électrique.

L'électronique de puissance est plus récente (moins de 50 ans) et est parfois nommée « électronique de conversion d'énergie ». Cette appellation est davantage conforme à la fonction de cette électronique qui a pour but de convertir une énergie électrique sous une autre forme (courant continu vers courant alternatif ou inversement ; augmentation ou diminution de la tension : modification de la fréquence d'un courant alternatif, etc.).

L'électronique de puissance est une électronique dite de commutation : elle tire parti du fait qu'un interrupteur parfait fermé (résistance nulle, tension aux bornes nulle) ou ouvert (résistance infinie, courant traversant nul) ne dissipe aucune énergie, donc ne présente aucune perte. Lorsqu'il est associé à des éléments de filtrage passifs et purement réactifs (c'est-à-dire sans aucune résistance interne), il permet théoriquement de modifier la tension et/ou le courant sans perte, donc de réaliser une conversion de tension ou de courant en conservant l'énergie. En pratique, des pertes existent mais sont limitées.

C'est heureux car contrairement à l'électronique « classique », l'énergie électrique qui circule à travers les composants de l'électronique de puissance est ce qui, en premier lieu, nous intéresse. Il est donc primordial que les pertes lors des conversions de l'électricité soient les plus faibles possibles. Par ailleurs, les pertes électriques entrainent un échauffement que certains systèmes électriques pourraient ne pas supporter.

L'électronique de puissance s'est donc progressivement imposée dans tous les domaines où les pertes doivent rester faibles pour limiter l'échauffement, comme dans les ordinateurs, et où le rendement doit être élevé pour préserver la source d'énergie, comme dans les systèmes alimentés par batteries (GSM, GPS, ordinateurs portables...).

Le mot « puissance » prête à confusion et ne signifie pas que l'électronique de puissance ne s'intéresse qu'aux courants électriques à très haute puissance. Le domaine de l'électronique de puissance s'étend en effet de quelques microwatts (nano machines électriques) à une centaine de mégawatts (MW).

L'utilisation du mot « puissance » s'explique par le fait que les faibles pertes de l'électronique de puissance justifient l'essor de ce type d'électronique dans les systèmes à haute puissance, puisqu'elles permettent une évacuation de la chaleur générée sans recourir à des moyens extrêmes et coûteux.

Les « interrupteurs » de l'électronique de puissance sont capables de travailler jusqu'à plusieurs dizaines de kHz où il est impossible d'employer des interrupteurs classiques. Ceuxci ne supporteraient pas de telles fréquences de fonctionnement. Parmi les composants classiques de l'électronique de puissance, on trouve : la diode de puissance, le transistor bipolaire, le transistor à effet de champ à grille isolé (MOS), l'IGBT (« insulated gate bipolar transistor »), le thyristor « classique »" et le thyristor GTO (« gate turn off »).

Les deux types d'électronique et suivant les domaines de puissance, font appel à des composants et des matières différentes. L'électronique de puissance est contrôlée et commandée par de l'électronique numérique.

Figure 6 : diode de puissance

DO-5 (DO-203AB)

Source:

Encadré 6 : les solutions d'électronique de puissance pour les réseaux électriques

Présentation des solutions techniques

D'abord insérées sur le réseau de transport, les solutions d'électronique de puissance dédiées aux réseaux, appelées FACTS (« Flexible AC Transmission System » ou « transformateurs déphaseurs »), ont ensuite été déclinées au réseau de distribution. On parle alors de DFACTS. Un système FACTS désigne une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance.

Les fonctions des FACTS dérivent de l'équation donnant la puissance en fonction de la tension et de l'admittance du réseau entre deux points :

 $P = V_1 V_2 / X \sin(d_1 - d_2)$

Avec P la puissance, V_1 et V_2 la tension pris en deux points, X l'impédance de ligne et d_1 , d_2 les phases.

Plusieurs types de raccordements au réseau sont déclinés et à partir de là, diverses fonctions associées sont possibles en fonction des composants utilisés.

Un premier type de raccordement est le shunt ou raccordement parallèle. On parle alors de compensation parallèle. Cette dernière consiste à contrôler la tension et la puissance réactive. En effet, les importantes variations de charge soumettent le plan de tension à des écarts inacceptables et l'utilisation de composants passifs, ici des condensateurs et inductances, augmentent ou réduisent la tension et l'injection de puissance réactive. Si une électronique de puissance, ici un onduleur de tension, est la base du système, le filtrage actif des harmoniques de courant est également possible. Parmi les structures employées, deux se détachent, à savoir le SVC pour « Static Var Compensator » et le STATCOM pour « STATic synchronous COMpensator ». Ce dernier est un système basé sur un onduleur de tension en série avec un transformateur connecté en parallèle sur le réseau. Un contrôle adapté des commutations de semi-conducteurs assouplit le système comparativement à un SVC, notamment sur la génération d'harmoniques. La connexion dite back to back par le bus continu de deux STATCOM permet de raccorder deux réseaux présentant des caractéristiques en tension, fréquence et synchronisation différentes. Un atout essentiel de ces solutions est leur faculté à améliorer la stabilité du système à travers l'atténuation des oscillations de tension et de puissance à la suite d'un défaut. Elles favorisent un redémarrage rapide du système. Les STATCOM constituent aujourd'hui le cœur des solutions FACTS.

Le second type de raccordement est de type série. La fonction associée a trait à la maîtrise de l'impédance de ligne avec l'insertion en série de condensateurs. Cela a pour effet la diminution de la réactance de ligne. Les bénéfices sont une capacité de transfert de puissance doublée, une stabilité accrue, la maîtrise des oscillations de puissance à la suite d'un défaut, l'atténuation des oscillations des génératrices. Parmi les solutions déployées, on pourra citer le TCSC pour « Thyristor Controlled Series Compensation » ou encore SSSC pour « static synchronous series compensator ». Ces solutions sont moins répandues que les STATCOM.

Enfin la troisième fonction ou famille sont les FACTS hybrides. Les plus connus, les UPFC pour « Unified Power Flow Controller », sont l'association de STATCOM et SSSC. Le contrôle de la tension, de l'impédance de ligne ainsi que des flux des puissances actives et réactives font des UPFC des solutions avec un fort potentiel.

Un exemple d'utilisation des transformations – déphaseurs (FACTS)

Les réseaux électriques haute tension sont maillés. Dans un réseau maillé, comportant un générateur d'électricité et un utilisateur, le courant électrique passe par toutes les mailles du réseau avec, dans chaque arc reliant le générateur et l'utilisateur, une intensité inversement proportionnelle à l'impédance électrique de l'arc.

La figure 7 illustre les flux physiques entre une production située en Belgique et un consommateur situé en Italie.

EXEMPLE D'IMPACT D'UN ÉCHANGE
COMMERCIAL DE 100 MW ENTRE
LA BELGIQUE ET L'ITALIE SUR LES FLUX
PHYSIQUES

100
20
33
33

Figure 7 : exemple d'impact d'un échange commercial de 100 MW entre la Belgique et l'Italie sur les flux physiques

Source : RTE

Les transformateurs déphaseurs permettent de modifier les impédances, donc, les flux électriques, évitant qu'ils passent dans des parties fragiles du réseau.

Ainsi la Pologne et la République tchèque ont mis à leur frontière avec l'Allemagne des transformateurs déphaseurs pour éviter que les flux allant du nord de l'Allemagne, où est installé un large parc éolien, vers l'Autriche, n'utilise leur réseau qui n'avait pas été dimensionné pour de tels flux. Les flux sont alors renvoyés vers l'axe nord-sud allemand et vers l'Ouest de l'Europe, dont la France

Les renouvelables, l'électronique de puissance et le réglage de la fréquence

L'essor de l'électronique de puissance sur les réseaux s'accompagne d'un contexte favorable. La décentralisation des moyens de production et la prévision d'un fort taux de pénétration des énergies renouvelables contribuent à l'expansion de ces technologies.

Sur une échelle de temps de l'ordre de la seconde à la minute, le réglage primaire de fréquence par des réserves « renouvelables » est envisageable en utilisant les sources renouvelables avec une marge de fonctionnement. Cela implique en revanche une baisse volontaire de production et une perte pour les exploitants. L'électronique associée permet un réglage fin de la marge nécessaire. L'utilisation du stockage est encore une autre option.

Le réglage actuel repose sur les caractéristiques physiques des machines synchrones des générateurs conventionnels. Ces derniers ayant une inertie cinétique stockée dans les masses tournantes permet de ralentir une variation de fréquence liée à un déséquilibre de l'offre et de la demande. L'intégration massive des énergies renouvelables a pour conséquence naturelle de baisser la part des générateurs conventionnels dans le réseau et donc l'inertie offerte par ces derniers. Le réglage de fréquence dans un tel système devrait prendre en compte ce changement en compensant cette perte d'inertie.

Une solution fréquemment envisagée est l'utilisation de convertisseurs électroniques pouvant contribuer à la création d'une inertie (que l'on appelle inertie virtuelle). Cela constitue une des fonctions offertes par les convertisseurs dits « grid forming ». À la différence des convertisseurs classiques, ces solutions sont capables d'opérer comme une source de tension capable de réguler la tension et la fréquence de la même manière qu'une machine synchrone. Ce nouveau composant vient s'ajouter à la solution actuelle à base de condensateurs synchrones.

Un fort enjeu de la recherche actuelle se situe autour des protections à associer aux solutions de « grid forming ». En effet, les courants de court-circuit usuels des machines synchrones sont autour de 7ln (ln: courant nominal). Or, les convertisseurs standards fournissent un courant maximal très proche de leur courant nominal (autour de 1.5*ln). Afin que les convertisseurs puissent remplacer les machines synchrones, une première option est de les sur-dimensionner ce qui ne constitue pas une solution économiquement viable. Des axes de recherche portent sur des options visant à augmenter les courants de court-circuit des convertisseurs.

Les technologies employées de semi-conducteurs s'appuient sur les IGBT pour « Insulated Gate Bipolar Transistor » en silicium. Un fort développement des technologies de semi-conducteurs autour du carbure de silicium, sous l'impulsion du monde automobile avec une croissance attendue de 87 % du marché des bornes de recharge de 2018 à 2024, et du nitrure de galium laisse préjuger d'une réelle avancée des performances des structures d'électronique de puissance dans les dix prochaines années.

3. LE RACCORDEMENT DES NOUVELLES INSTALLATIONS ENR AINSI QUE LE RENFORCEMENT OU LA CRÉATION DE CERTAINES LIGNES VONT CONDUIRE À UNE UTILISATION IMPO**RTANTE DE CUIVRE, D'ACIER, D'ALUMINIUM E**T DE BÉTON

Si les *smart-grids*, associés à des écrêtements, permettront d'éviter de nombreux investissements sur le réseau, des adaptations de la structure physique du réseau seront tout de même nécessaires.

D'une part, le raccordement des nouvelles installations de production d'ENR va nécessairement impliquer la pose de câbles aériens, souterrains ou sous-marins (pour le raccordement des éoliennes offshores). D'autre part, avec la montée en puissance de la production d'énergie renouvelable, des renforcements ou créations de lignes vont être nécessaires afin de pouvoir transporter les flux d'électricité des zones de production vers les zones de consommation et ainsi pouvoir profiter de l'effet de foisonnement (essentiellement à partir de 2025, voir I.B.1). En outre, pour profiter de cet effet à l'échelle européenne, les échanges d'électricité avec nos voisins doivent être facilités ce qui implique un renforcement des interconnexions.

Ces nouvelles lignes nécessitent plusieurs matières :

- pour les pylônes : de l'acier pour la structure et du zinc pour la galvanisation ;
- pour les câbles conducteurs : du cuivre ou d'aluminium pour l'âme, des matières plastiques pour l'enrobage et l'isolation ;
- pour la fondation des pylônes et des postes : béton ;
- pour les postes : béton et acier.

Les enjeux matières sont ici fortement concentrés sur le cuivre et l'aluminium. Ces deux matières peuvent en général être remplacées l'une par l'autre (à l'exception des câbles sous-marins et des câbles à très haute tension où seul le cuivre est utilisé – plus de détails en partie III.A). Que ce soit sur le réseau de distribution ou de transport, la majorité des nouveaux câbles sont aujourd'hui en aluminium, le cuivre étant principalement utilisé pour les liaisons sous-marines et la très haute tension.

Dans le cadre de cette étude, une analyse approfondie sera réalisée sur les câbles électriques en cuivre et en aluminium. Des éléments seront également apportés sur le béton.

Encadré 7 : la quantité de matières contenues dans les lignes existantes sur le réseau de transport

Dans le cadre de la réalisation de son bilan d'émissions de gaz à effet de serre, RTE a effectué un inventaire des matières contenues dans les lignes existantes (63 à 90 kV, 225 kV, 400 kV). En 2019, il y avait :

béton : 25 Mt ;acier : 3 Mt ;

• aluminium : 500 000 t ;

zinc: 66 000 t;plastiques: 50 000 t;cuivre: 96 000 t.

Dans le cadre de son schéma décennal, RTE a évalué les quantités de fer, d'aluminium, de béton et d'acier utilisées par l'entreprise d'ici 2035 (uniquement pour les infrastructures linéaires, l'ossature numérique n'est pas comptabilisée).

Deux scénarios sont comparés :

- une stratégie dite minimale qui n'intègre que les projets déjà décidés à un moyen terme (5 ans). Ce scénario ne permet donc pas d'atteindre les objectifs de la PPE au-delà de 2025. La gestion du réseau se situe dans le prolongement des pratiques existantes, sans accroissement de la numérisation. Ce scénario ne prend donc pas en compte les mutualisations et les solutions de flexibilité permises par les technologies smart-grid ;
- une stratégie dite de référence qui permet d'atteindre les objectifs de la PPE : davantage d'adaptations et d'interconnexions sont réalisées. Le déploiement renforcé des technologies numériques permet d'optimiser l'utilisation du réseau et de mieux gérer les maintenances.

Les résultats sont présentés selon quatre grands postes d'investissements sur le réseau de transport (ce qui ne comprend pas les besoins éventuels du réseau de distribution) :

- le renouvellement (modernisation rendue nécessaire par la vétusté de certains équipements seul poste à ne pas dépendre de la transition bas-carbone) ;
- l'adaptation du réseau à l'intégration des ENR : raccordement et renforcement/création de lignes ;
- les interconnexions (qui permettent un effet de foisonnement à l'échelle européenne);
- le réseau en mer (pour le raccordement des éoliennes offshores).

Le scénario de référence conduit à davantage d'adaptations que le scénario minimal. Les consommations de ressources minérales et de béton sont donc plus importantes. Cependant, grâce à la numérisation du réseau, d'importants gains sont réalisés et par rapport à la consommation de 2018, la consommation annuelle de matières minérales n'augmente pas tandis que l'augmentation de la consommation annuelle de béton est amplement minimisée.

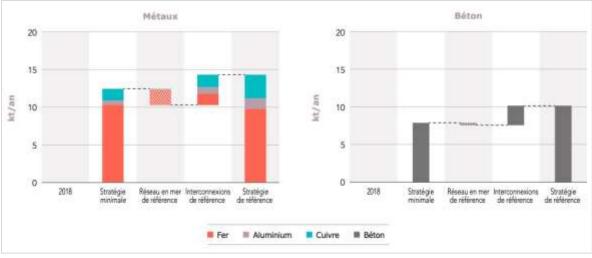
Métaux R Stratégie Adaptations Apport des sans flexibilité flexibilités = Aluminium ■ Béton Culvre:

Figure 8 : consommation de matières (à gauche métaux, à droite béton) associées à la mise en œuvre des différentes stratégies sur le poste « adaptation » (en moyenne annuelle sur 2020-2035)

Source : chapitre 13 du schéma décennal de RTE, édition 2019

Les interconnexions et le réseau en mer vont nécessiter une importante consommation annuelle de matières (notamment par rapport à l'année 2018 qui ne comportait aucun projet sur ce poste d'investissement). Par rapport au scénario minimal, le scénario de référence permet des économies sur le réseau en mer : le périmètre des projets de raccordement de l'éolien offshore est le même entre les deux scénarios¹⁵ mais les solutions de mutualisation du scénario de référence permettent de limiter les besoins en infrastructure. Pour les interconnexions, le nombre plus important de projets dans le scénario de référence implique une consommation de matières plus importante que dans le scénario minimal.





Source : chapitre 13 du schéma décennal de RTE, édition 2019

¹⁵ Le raccordement du réseau en mer doit en effet se faire dans les cinq prochaines années.

Enfin, sur le poste renouvellement, la stratégie de référence permet des gains de matières par rapport au scénario minimal : l'instrumentation numérique permet en effet une approche ciblée des renouvellements et un allongement de la durée de vie de certains équipements. La stratégie de référence prévoit par ailleurs une dépose plus importante des ouvrages qui grâce à une valorisation à hauteur de 99 % des métaux, permet de diminuer voire de compenser l'empreinte matières du réseau.

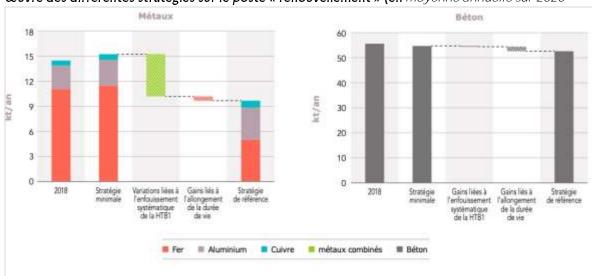


Figure 10 : consommation de matières (à gauche métaux, à droite béton) associées à la mise en œuvre des différentes stratégies sur le poste « renouvellement » (en moyenne annuelle sur 2020-

Source : chapitre 13 du schéma décennal de RTE, édition 2019

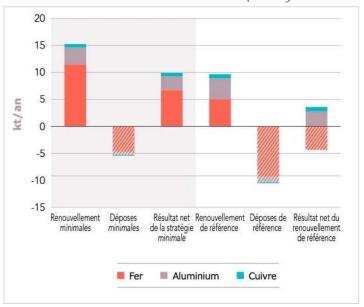


Figure 11 : effet des déposes d'infrastructures sur la consommation nette de ressources minérales nécessaires au renouvellement du réseau (en moyenne annuelle sur 2020-2035)

Source : chapitre 13 du schéma décennal de RTE, édition 2019

In fine, sur l'ensemble des postes (y compris en comptabilisant les gains liés à la dépose d'ouvrages), la stratégie de référence conduit à de fortes hausses de consommations de métaux et de béton (et ceci malgré les nombreux gains rendus possibles par l'instrumentation numérique du réseau).

La consommation annuelle de métaux passe ainsi de 8 à 9 kt en 2018 à une consommation annuelle de 47 kt/an sur la période 2020-2035 (dont 30 kt de fer, 10 d'aluminium et 7 de cuivre). La transition bas-carbone, notamment par le raccordement des éoliennes offshores et le renforcement des interconnexions, est principalement responsable de cette hausse (le recyclage des métaux des ouvrages déposés permet de limiter fortement l'empreinte matières induit par le renouvellement).

La consommation annuelle de béton passe quant à elle de 110 à 160 kt entre 2018 et la période 2020-2035. Cette augmentation provient à la fois des besoins liés au renouvellement du réseau (25 kt par an) et des besoins liés à la transition bas-carbone.

ressources minérales (en moyenne annuelle sur la période 2021-2035) Stratégie minimale Stratégie de référence 70 60 50 40 30 20 10 0 2018 Renouvellement Adaptations Interconnexions Renouvellement Adaptations Interconnexions Stratégie de référence et réseau en mer et réseau en mer Stratégie minimale Stratégie de référence 180 160 140 120 100 E 80 60 40 20 0 Adaptations Interconnexions Renouvellements Adaptations Interconnexions Renouvellements Stratégie de référence et réseau en mer et réseau en mer Fer Aluminium Cuivre Béton

Figure 12 : impact de la mise en œuvre de la stratégie de référence sur la consommation de ressources minérales (en moyenne annuelle sur la période 2021-2035)

Source: SDDR 2019- RTE

Une telle analyse prospective sur les besoins en matières structurelles n'existe à notre connaissance pas pour le réseau de distribution.

Enedis et les entreprises locales de distribution n'ont par ailleurs pas, contrairement à RTE, l'obligation de réaliser un schéma décennal. Les investissements sont programmés par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR) mais l'absence d'un document unique ne permet pas d'avoir une vision d'ensemble des enjeux concernant le réseau de distribution. Par ailleurs se pose la question de la coordination des investissements entre le réseau de transport et de distribution (*encadré* 8).

Encadré 8 : l'articulation entre les différents documents de planification

Le développement des énergies renouvelables vient bouleverser la gouvernance du réseau électrique, historiquement très centralisé, vers un mode de gouvernance associant davantage les territoires. Cet encadré a pour objectif de présenter brièvement l'articulation entre les différents niveaux de gouvernance.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit les grands objectifs de développement, par mode de production, à atteindre à l'échelle nationale. Les objectifs sont fixés par période et la période actuelle court jusque 2028.

Cette ambition se traduit ensuite à l'échelle des territoires dans des schémas tels que les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE) issus des lois Grenelle et que la loi NOTRe a désormais intégré dans les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). Les SRADDET sont élaborés par les régions et fixent à moyen terme des objectifs de production renouvelable sur leur territoire.

Par ailleurs, alors que la concentration de la demande électrique s'accentue dans les territoires métropolitains, des plans climat air énergie territoriaux (PCAET) doivent être adoptés par les intercommunalités de plus de 20 000 habitants, avec une vision prospective de la production et de la consommation des énergies renouvelables, la valorisation des potentiels d'énergie, de récupération et de stockage, ainsi que le développement coordonné des réseaux énergétiques.

Les visions nationale et locale sont ainsi théoriquement mises en phase, et l'atteinte des objectifs dépend en partie des conditions de raccordement proposées par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

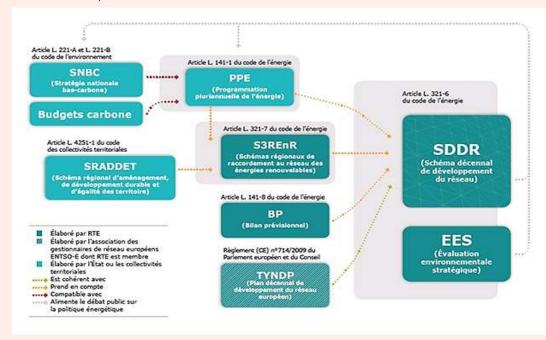


Figure 13 : schéma simplifié de l'articulation du SDDR avec les autres documents de planification

Source: SDDR 2019- RTE

RTE gère le raccordement de nouveaux producteurs de grande puissance (dont les éoliennes offshores au large des côtes françaises), tandis que le raccordement des ENR décentralisées se fait principalement sur les réseaux de distribution. Les schémas régionaux de raccordements au réseau des énergies renouvelables (S3RENR), élaborés par RTE et Enedis, ont été introduits afin d'anticiper les travaux à mener pour permettre l'arrivée de ces moyens de production et planifier localement les besoins en matière de réseaux dans un contexte où les objectifs d'ENR sont fixés par les SRADDET. Ces schémas permettent une mutualisation des coûts de certains ouvrages nécessaires au raccordement de la production ENR afin d'éviter que le premier producteur se retrouve à financer seul leur construction, mais aussi d'avoir une vision prospective des besoins d'évolution quantitatif et qualitatif des réseaux.

L'articulation entre les différents niveaux de gouvernance existe donc bel et bien. Elle pourrait cependant être renforcée, notamment dans l'optique de la prise en compte des enjeux matières. Une vision prospective des enjeux matières est présente pour le réseau de transport (voir SDDR) mais ne semble pas exister pour le réseau de distribution. Une plus grande articulation entre RTE et Enedis sur ces sujets pourrait par ailleurs permettre d'aboutir à une plus grande optimisation des consommations de matières.

Points essentiels

- l'architecture du réseau électrique est bouleversée par l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau : nouvelle géographie des centrales de production avec des centrales aux puissances plus petites et réparties sur tout le territoire, nouveau rôle de collecteur d'énergie pour le réseau de distribution, apparition de flux bidirectionnels...;
- à la nécessité de raccorder les nouvelles centrales s'ajoutent de nouvelles contraintes portant sur l'équilibre offre-demande : à la variabilité de la demande s'ajoute, du fait des énergies renouvelables non pilotables, la variabilité de l'offre ;
- d'ici 2035, l'effet de foisonnement devrait suffire pour faire face à la montée en charge des ENR et le besoin en nouveaux moyens de stockage semble, à cet horizon, très réduit voire inexistant. Pour profiter de cet effet de foisonnement, il sera nécessaire d'une part de renforcer ou construire de nouvelles lignes (surtout à partir de 2025) et d'autre part d'accélérer la transition numérique du réseau;
- la transition numérique du réseau (réseaux dits intelligents) fait appel à des équipements relevant de l'électronique de puissance et de l'électronique de contrôle. Les connaissances sont lacunaires à la fois sur la quantité d'équipements nécessaires et sur le contenu en matière des différents équipements. Dans le cadre de cette étude seront analysées les matières suivantes : gallium, germanium et tantale ;
- le renforcement ou la construction de nouvelles lignes sont rendus nécessaires par l'insertion des ENR mais aussi par le besoin de modernisation du réseau. Dans le cadre de cette étude, une attention particulière sera portée sur le cuivre et l'aluminium (conducteurs électriques contenus dans les câbles) et sur le béton (notamment utilisé pour la fondation des pylônes électriques).

11.

À moyen ou long terme, assurer l'équilibre offre-demande nécessitera de trouver de nouveaux moyens de flexibilité dont l'impact-matière doit également être pris en compte

Dans son schéma décennal publié en septembre 2019, RTE estime que jusqu'en 2030 un pilotage plus fin du réseau grâce aux technologies *smart-grids* ainsi que le renforcement et l'extension de certaines lignes devraient permettre d'assurer l'équilibrage offre-demande. À plus long terme, le recours à de nouveaux moyens de flexibilité semble cependant nécessaire.

A. La poursuite de l'intégration des ENR et de l'électrification des usages devraient nécessiter de trouver de nouveaux moyens de flexibilité

Les deux mouvements de fond concernant l'électricité durant les prochaines années, à savoir l'électrification des usages et l'intégration de plus en plus poussée des énergies renouvelables sur le réseau, vont se poursuivre et s'amplifier après 2030. Des modifications encore plus profondes du réseau seront alors nécessaires.

1. **L'ÉLECTRIFICATION DE**S USAGES : UN MOYEN DE POURSUIVRE LA TRANSITION BAS-CARBONE

Décarboner la production d'électricité permettrait de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial puisque ce secteur représente 40 % des émissions dues à la combustion d'énergie¹⁶. Cependant, pour atteindre la neutralité carbone, il faudra également essayer de réduire les émissions des autres secteurs comme le transport, l'industrie ou la production de chaleur. Une des voies pour y parvenir est l'électrification des usages, par exemple le véhicule électrique pour le secteur de la mobilité ou l'utilisation de pompes à chaleur pour chauffer les bâtiments et l'eau sanitaire.

En France, pays doté d'une électricité déjà largement décarbonée grâce au nucléaire, l'électrification des usages permettrait d'importants gains en CO₂. Voici quelques ordres de grandeur des réductions possibles sur trois usages : la chaleur, l'hydrogène industriel et les transports.

La chaleur

En France, la chaleur représente aujourd'hui une consommation d'énergie de 425 TWh pour le résidentiel et le tertiaire, dont 53 TWh sont fournis par l'électricité (à l'origine de la saisonnalité de la demande en électricité) et environ 300 TWh fournis par du fioul ou du gaz.

Si au lieu d'utiliser ce fioul et ce gaz, on produisait de la chaleur par des pompes à chaleur la coefficient de performance est égal à trois), on augmenterait les besoins en électricité de 100 TWh, ce qui permettrait une réduction annuelle des émissions de CO₂ de l'ordre de 90 MtCO₂.

L'hydrogène industriel

Si plusieurs procédés permettent aujourd'hui de produire de l'hydrogène (voir plus bas), l'essentiel de ce gaz est aujourd'hui produit à partir d'énergies fossiles (gaz naturel, pétrole et charbon) pour des utilisations industrielles (fabrication d'ammoniac et procédés métallurgiques). Un autre procédé permet de produire de l'hydrogène à partir d'eau et d'électricité. Si l'électricité est décarbonée, la production d'hydrogène le devient également.

En France, produire l'ensemble de l'hydrogène industriel que l'on utilise actuellement par l'électrolyse de l'eau permettrait d'économiser 11,5 MtCO₂ par an¹⁸ et représenterait une consommation annuelle supplémentaire d'électricité de 50 TWh.

La mobilité bas-carbone

Dans le secteur des transports, le développement des véhicules électriques permettrait d'économiser les émissions de CO₂ liées à la combustion des carburants. Le potentiel de réduction maximale (correspondant à l'ensemble du transport routier actuel) est estimé à 125 MtCO₂¹⁹ par an (sur le périmètre restreint au parc actuel de véhicules légers, le gain se situe aux alentours de 70 MtCO₂). Cela représenterait une consommation électrique supplémentaire de 125 TWh.

¹⁶ Voir chiffres clefs du climat, 2020 (données AIE-2018).

¹⁷ Voir infra le paragraphe sur le stockage saisonnier thermique.

¹⁸ Source : « Plan de déploiement de l'hydrogène, 2018 ».

¹⁹ Ce chiffre ne correspond qu'aux gains liés à la non-consommation de carburant. Les émissions de gaz à effet engendrées par la fabrication de la batterie des véhicules électriques ne sont pas prises en compte (voir rapport d'étape n°3 pour plus de détails sur ce point).

Si ces chiffres donnent des ordres de grandeur sur le potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ils ne disent rien ni sur la faisabilité technique de l'électrification de tous ces usages, ni sur leur pertinence économique ou environnementale (si on considère d'autres critères que le CO₂).

D'autres moyens peuvent en effet exister pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, notamment dans le domaine de la chaleur (par exemple le stockage en réservoir combiné à l'utilisation de réseaux de chaleur, le stockage à changement de phase ou le solaire thermique). Par ailleurs, si les énergies renouvelables électriques n'émettent pas de CO₂ durant leur utilisation, l'extraction des matières ainsi que les différents procédés industriels nécessaires à leur fabrication engendrent des émissions de gaz à effet ainsi que des rejets de polluants dans l'environnement local, comme pour les énergies carbonées. Une approche multicritères et en « cycle de vie » est ainsi nécessaire pour comparer ces alternatives technologiques et énergétiques entre elles et pour intégrer les transferts d'impacts associés au développement de ces filières.

Ces différents chiffres étayent cependant l'idée d'un recours très probable de plus en plus fréquent à l'électricité dans les prochaines années²⁰. Dans son schéma décennal, RTE indique ainsi qu'après une relative stagnation durant les toutes prochaines années du fait des progrès de l'efficacité énergétique et de la tertiarisation de l'économie, la demande en électricité en France repartirait à la hausse. Dans son « scénario PPE », RTE estime que la consommation d'électricité atteindra 522 TWh en 2035 contre 473 TWh en 2019. La production d'électricité atteindra quant à elle 640 TWh contre 538 TWh aujourd'hui (la France est exportatrice nette d'électricité).

2. **LA POURSUITE DE L'IN**TÉGRATION DES ENR ET LES BESOINS EN FLEXIBILITÉ

Après 2030, il faudra donc produire davantage d'électricité et en même temps poursuivre l'intégration des ENR dans le mix électrique. La production deviendra ainsi de moins en moins pilotable et de plus en plus difficilement prévisible. Pour assurer l'équilibre offre-demande, de nouveaux moyens de flexibilité devront être élaborés et mis en œuvre.

Ces nouveaux besoins de flexibilité, intimement liés à la variabilité de la production des ENR qui s'ajoute à celle de la consommation, dépendent de l'échelle de temps sur laquelle on veut assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Ainsi, à l'échelle de la journée, un déséquilibre entre l'offre et la demande pourra apparaître entre le jour et le début de la nuit, notamment en hiver lorsque les panneaux solaires ne produisent que quelques heures par jour, mais pas durant les heures où la consommation est la plus importante (à savoir le pic de 19 h).

À l'échelle du mois, un tel déséquilibre apparaît du fait de la succession de semaines venteuses et de semaines moins venteuses, ce qui conduit à d'importantes fluctuations de la production éolienne (idem pour la production solaire du fait de la succession de périodes très ensoleillées et très nuageuses, même si statistiquement l'effet est moindre pour le solaire à cette échelle de temps).

Enfin, à l'échelle de l'année, un déséquilibre peut apparaître du fait des installations PV qui produisent davantage en été qu'en hiver alors même que la demande en hiver est plus importante (besoins en chauffage)²¹.

Plus l'échelle de temps considérée est longue, plus les besoins en volume/capacité de flexibilité (« taille du stock » nécessaire si on a recours au stockage) sont importants.

Avec l'intégration de plus en plus massive d'ENR, les besoins en flexibilité vont donc fortement augmenter. Si dans un premier temps, le foisonnement du réseau, les stockages existants (STEP) et le caractère pilotable de la production nucléaire doivent permettre de satisfaire le besoin, il faudra à plus long terme (2030-2035), si on ne conserve pas une capacité de production pilotable suffisante, se doter de nouvelles capacités de flexibilité, dont le stockage. Selon l'échelle de temps considérée, ces solutions ne seront pas les mêmes, le coût étant un critère déterminant.

²⁰ Dans le 5º rapport du GIEC, les scénarios les plus efficaces pour limiter le changement climatique sont les scénarios les plus électrifiés

²¹ A contrario, les installations éoliennes ont un caractère pro cyclique car il y a en moyenne davantage de vent en hiver.

Encadré 9 : les arbitrages entre différents moyens de flexibilité

Bien que le stockage de l'électricité soit souvent au cœur des débats, il n'est pas, comme on l'a vu précédemment, le seul outil à disposition pour s'assurer de l'équilibre offre-demande. En effet, de nombreux outils, parfois concurrents, parfois complémentaires, sont à la disposition du gestionnaire de réseau pour résoudre les problèmes d'incohérences temporelles et géographiques entre la production et la consommation d'électricité. D'un point de vue « matières », les impacts sont très différents selon les solutions retenues, aussi bien d'un point de vue quantitatif que d'un point de vue qualitatif.

Le renforcement du réseau physique par la construction de nouvelles lignes ou le renforcement des lignes existantes permet ainsi de profiter de l'effet de « foisonnement » : avec une échelle géographique large, il est plus facile de lisser à la fois la courbe de consommation et la courbe de production.

Le pilotage plus fin du réseau par l'intégration d'intelligence permet d'utiliser au mieux les infrastructures existantes et ainsi d'éviter le « surdimensionnement ». Cette intelligence sur le réseau permet de piloter davantage la demande : grâce au compteur Linky, il pourrait être envisagé d'étendre ce qui a déjà été fait avec la programmation des ballons d'eau chaude sur les heures creuses et avec l'arrêt de certaines productions industrielles très énergivores lors des pointes de consommation (« effacement »).

L'arbitrage entre ces diverses solutions est fait par le gestionnaire du réseau de transport (RTE) sous le contrôle de la CRE. Cet arbitrage est fait aujourd'hui sous un angle uniquement économique. Dans son schéma décennal, RTE présente ainsi les résultats de ses analyses et c'est ainsi qu'il affirme qu'avant 2035, un recours plus important au stockage n'est pas justifié, car les besoins en flexibilité restent modérés du fait du taux de pénétration encore faible des ENR ainsi que des coûts des solutions de stockage en comparaison d'autres solutions (renforcement du réseau et smart-grids). Cependant, les hypothèses d'évolution des coûts des technologies ne font pas toujours consensus, et, si un développement d'ampleur du stockage à cette échéance semble peu crédible, il pourrait y avoir quelques opportunités pour le stockage stationnaire par l'utilisation de batteries.

Au-delà de ces discussions sur l'équilibre offre-demande, une réflexion plus profonde devrait être menée sur les critères qui sous-tendent cet équilibre et in fine structurent le réseau

Le premier critère, relativement technique, est la priorité d'accès au réseau donnée aux énergies renouvelables. Cela signifie qu'en théorie, à tout moment les infrastructures de réseau doivent être capables d'écouler la production des énergies renouvelables intermittentes. Or, ces dernières fonctionnent rarement à leur puissance maximale, et encore plus rarement à leur puissance maximale de façon simultanée pour l'éolien et le PV. Cependant, le réseau devrait en théorie être dimensionné pour pouvoir transporter la production maximale, y compris dans des conditions météorologiques rares.

Face à ce constat, RTE a révisé l'approche qui consistait à dimensionner le réseau en fonction des capacités maximales de production. Désormais, et d'après la théorie dite du « dimensionnement optimal », il sera possible, lors de conditions météorologiques rares, d'écrêter une partie de la production des ENR, afin d'éviter des investissements lourds sur le réseau. Le producteur de l'énergie ainsi écrêtée serait alors indemnisé par RTE. En comptant ces indemnisations, RTE calcule dans son plan décennal que les économies réalisées grâce à un écrêtement de 0,3 % de la production d'ENR²² s'élèveraient à 7 milliards d'euros sur la période 2021-2035.

Le deuxième critère, le critère de défaillance, appelle à des réflexions beaucoup plus profondes, portant sur nos modes de vie et sur l'organisation de notre société.

Le critère de défaillance représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il est aujourd'hui très bas : 3 heures par an. Réussir à satisfaire cette exigence est une véritable prouesse et prouve l'excellence de nos infrastructures et de notre savoir-faire. Cependant, avec l'arrivée des énergies renouvelables, le défi est encore plus grand et nécessite des adaptations du réseau coûteuses sur le plan économique et environnemental. Assouplir le critère, en acceptant, collectivement, une durée de défaillance plus importante, permettrait de limiter ces coûts. Une analyse semble donc nécessaire pour chiffrer ces gains, pour comprendre les conséquences que cela engendrerait sur l'appareil économique du

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES : CHOIX TECHNOLOGIQUES, ENJEUX MATIÈRES ET OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES I

²² Sur la même période, avec la théorie du dimensionnement optimal, les investissements à réaliser ainsi que les charges de conges-tion (indemnisations versées pour l'écrêtement de la production) représentent un montant d'un peu moins 40 milliards d'euros.

pays et pour éva la mise en place d	luer l'acceptabilité so de stockages individu	ociale d'une telle uels.	proposition qui p	oourrait conduir	e à

3. LE COÛT : UN CRITÈRE STRUCTURANT DES TECHNOLOGIES DE **STOCKAGE, D'AUTANT P**LUS CONTRAIGNANT QUE **L'ÉCHELLE DE** TEMPS DE STOCKAGE CONSIDÉRÉE EST LONGUE

D'un point de vue physique, l'énergie électrique est transformée sous une autre forme pour être stockée. Cette énergie stockée est ensuite soit retransformée en électricité soit utilisée directement sous cette autre forme en fonction des besoins. Ces transformations ont un coût énergétique et le rendement du stockage est ainsi inférieur à 1, ce qui impactera le coût du kWh régulé.

Plusieurs types de stockage de l'électricité existent. L'électricité peut ainsi se stocker :

- Sous forme électrochimique
 - pile, batteries;
 - hydrogène produit à partir d'eau et d'électricité, puis stocké dans des bouteilles, des réservoirs ou des cavités géologiques.
- Sous forme mécanique
 - ses stations de transfert d'énergie par pompage (STEP): ce sont des stations hydroélectriques composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, permettant de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible, et, à l'inverse, lorsque la demande électrique augmente, de restituer de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur;
 - sous forme d'air comprimé (« Compressed Air Energy Storage », CAES): il s'agit d'utiliser des turbines à gaz en réalisant la compression de l'air lorsque la production d'électricité est excédentaire. Cet air comprimé est stocké avant d'être utilisé dans les turbines à gaz lorsque la production d'électricité devient déficitaire.
- Sous forme thermique: lorsque la production d'électricité est excédentaire, elle est transformée en chaleur et est soit utilisée comme telle, soit stockée sous forme d'eau chaude dans les ballons d'eau chaude sanitaire (ECS), ou, sur un temps beaucoup plus long, dans des aquifères ou des bassins et réservoirs en surface.

Le stockage de l'électricité se caractérise par sa forme physique, mais aussi par sa densité massique/volumique d'énergie (la masse/volume nécessaire pour stocker un kWh), sa puissance, sa durée de vie, son rendement (lors des transformations de l'énergie d'une forme à une autre, il y a forcément des pertes), ses conditions de fonctionnement (température notamment), son potentiel de déploiement (disponibilité des matières premières et des sites), et son coût.

Le coût du stockage (en termes d'investissement) est déterminant car il renchérit le coût total de l'électricité. Il est communément admis que ce coût additionnel ne doit pas dépasser 5 centimes par kWh stocké. Pour une installation de stockage effectuant plusieurs cycles au cours de sa durée de vie (supposée égale à 20 ans), le coût du stockage ne doit pas dépasser :

- 350 €/kWh de capacité de stockage pour un cycle par jour²³ (stockage permettant de lisser la production à l'échelle de la journée) ;
- 50 €/kWh de capacité de stockage pour un cycle par semaine ;
- 1 €/kWh de capacité de stockage pour un cycle par an (stockage saisonnier).

In fine, plus le stockage est conçu pour une longue durée, plus il doit être bon marché par unité d'énergie stockée.

²³ Le « kWh » fait ici référence à une quantité d'énergie stockée/déstockée sur un cycle et correspond ainsi « à la taille du réservoir » Le calcul s'explique ainsi : si l'on fait 1 cycle par jour, on fera 365 cycles par an et donc 7 300 cycles sur 20 ans. Ainsi, avec un kWh de capacité de stockage, on pourra stocker et déstocker 7 300 kWh sur toute la durée de vie de l'équipement. Le coût du kWh stocké/déstocké est donc de 350/7 300 < 5 centimes.

Le graphique suivant présente les technologies de stockage en fonction de leur coût et de leur rendement. Les limites liées au coût et au potentiel de déploiement sont également mentionnées.

Dans l'état actuel des connaissances, les technologies les plus pertinentes sont les suivantes :

- les batteries : elles ont un bon rendement (85 %) et sont intéressantes à la journée mais pas au-delà car les coûts sont trop élevés ;
- les STEP: leur coût est relativement faible ce qui les rend intéressantes jusqu'à la semaine. Cependant, le potentiel de développement est relativement faible car il n'y a plus beaucoup de sites disponibles, or les sites existants ne sont pas suffisants pour le stockage à l'échelle hebdomadaire (1,5 GW sont envisagés, notamment sur des sites semi-existants, plutôt pour le stockage journalier et la stabilité des réseaux). L'air comprimé, également possible pour le stockage hebdomadaire, présente des coûts et
 - L'air comprimé, également possible pour le stockage hebdomadaire, présente des coûts et rendements moins intéressants que l'hydraulique. L'hydrogène par bouteilles est quant à lui d'un usage limité du fait du coût de la bouteille ;
- le stockage thermique, par le stockage d'électricité sous forme de chaleur dans le sol ou dans de l'eau, aurait un réel intérêt pour un stockage long. En effet, c'est le besoin en chaleur qui crée la variabilité de la consommation électrique entre l'été et l'hiver et donc le besoin de stockage saisonnier. Par ailleurs, son coût est intermédiaire, son rendement relativement bon (60 % ; les pertes provenant des déperditions thermiques). Le volume occupé est important mais inférieur à l'hydraulique ;
- **l'hydrogène en cavités** est intéressant à l'année pour sa rentabilité économique (pas de coût associé au « contenant ») et sans doute pour son potentiel de déploiement, mais son rendement n'est que de 30 %.

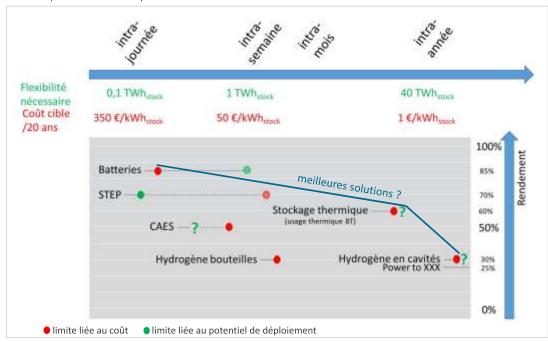


Figure 13 : comparaison des solutions de stockage en fonction de leur coût, leur rendement et leur potentiel de déploiement

Source : CEA

Dans le cadre de notre analyse, il a été décidé de retenir les batteries pour le stockage de courtterme et l'hydrogène pour le stockage long-terme. Les autres technologies n'ont pas été retenues du fait de leur faible potentiel de développement (STEP, CAES) et/ou de l'absence d'enjeux concernant les métaux stratégiques (stockage thermique).

Encadré 10 : le défi de l'insertion des énergies renouvelables variables dans les ZNI

Pour mener à bien la transition énergétique dans les ZNI, l'utilisation des énergies renouvelables pilotables et/ou prévisibles (hydroélectrique, géothermie, biomasse) ne suffira pas. Il sera donc nécessaire de recourir à des énergies renouvelables variables (éolien et PV essentiellement).

En termes techniques, ces énergies posent de réels problèmes à la fois pour assurer l'équilibre offre-demande mais également pour assurer le réglage de la fréquence et de la tension.

La faible étendue géographique des ZNI ne permet en effet pas de profiter de l'effet de foisonnement qui peut exister sur le réseau continental. Un même événement météorologique, un passage nuageux par exemple, concernera en proportion bien plus d'installations de production d'électricité que sur le territoire hexagonal. La production totale sur le réseau va donc connaître des variations bien plus importantes ce qui peut le déstabiliser et nuire au maintien de la fréquence.

C'est pourquoi, afin de garantir la sûreté du système électrique et éviter des chutes brutales de fréquence, le gestionnaire de réseau peut déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents atteint une certaine proportion de la puissance totale injectée sur le réseau. Depuis 2017, les pertes de production liées aux déconnexions sont en partie compensées pour le producteur.

Jusqu'en 2015, ce seuil était fixé à 30 % pour toutes les ZNI. La LTECV a modifié cette réglementation : désormais, ce sont les PPE qui fixeront les seuils, territoire par territoire²⁴. Ce seuil a ainsi déjà été relevé dans certains territoires (par exemple à 35 % à la Réunion, en Guyane et en Guadeloupe en 2018) et devrait continuer à être progressivement relevé (à titre d'exemple, la Réunion et la Guadeloupe prévoient de relever ce seuil à 45 % en 2023).

Du fait de leur situation particulière, les ZNI rencontrent ainsi « en avance » les problèmes auxquels sera confronté le réseau continental lorsque la proportion des énergies renouvelables variables sera plus bien plus importante.

Ces territoires deviennent alors des territoires d'expérimentations technico-économiques pour les solutions combinant renforcement du réseau, stockage stationnaire et smart-grids.

Les batteries, utilisées pour de nombreuses applications (véhicule électrique, appareils industriels, appareils électroniques, etc.), peuvent être pertinentes pour rendre des services au réseau. Outre l'ajustement de la production et de la consommation, les batteries permettent d'aider au réglage de la fréquence (réserve primaire) ou à la résolution de certaines congestions du réseau. Cependant, jusqu'à présent, l'utilisation de batteries pour rendre des services au réseau électrique reste très marginale.

2

²⁴ Article L.141-9 du Code de l'énergie.

- B. À condition de lever certains freins juridiques, techniques et économiques, les batteries, à usage stationnaire et/ou celles contenues dans les véhicules électriques, pourraient apporter la flexibilité nécessaire pour équilibrer le réseau sur une échelle de temps de quelques jours
 - 1. UNE UTILISATION THÉORIQUE POSSIBLE POUR RENDRE DES SERVICES AU RÉSEAU, MAIS JUSQ**U'À PRÉSENT TRÈS RES**TREINTE EN PRATIQUE

En France métropolitaine, à part quelques projets expérimentaux²⁵, il n'y a pas d'installations de batteries pour le stockage. Les batteries associées à des centrales photovoltaïques (PV) peuvent cependant trouver leur pertinence pour des cas bien spécifiques, comme dans les zones non interconnectées (îles essentiellement), dans les sites isolés non raccordés au réseau, ou encore dans les pays souffrant d'un réseau insuffisamment développé (pays africains notamment), ou souffrant d'un sous-investissement chronique.

Dans un avenir proche pourraient cependant se développer les batteries liées à l'autoconsommation (encadré 11). Déjà présentes sur des sites industriels, ce type d'installations pourrait intéresser les particuliers souhaitant devenir « autonomes » en énergie. Face à cette demande, les textes ont évolué et permettent aux particuliers de consommer l'électricité produite par leurs installations d'ENR, essentiellement PV. À l'instar de l'Allemagne, la France pourrait connaître, dans les prochaines années, une augmentation des installations associant panneaux PV et batteries chez les particuliers. Ces « micro-installations » ne sont pas du ressort du gestionnaire de réseau mais impacteront l'équilibrage du réseau. La consommation de matières associée peut par ailleurs devenir importante si le phénomène prend de l'ampleur (encadrés 11 et 15).

Encadré 11 : l'autoconsommation en France

Dans un contexte de transition énergétique où les énergies renouvelables sont de plus en plus sollicitées, la demande sociale pour une « plus grande autonomie énergétique » s'est progressivement développée. Certains consommateurs désirent consommer de l'électricité produite localement, en particulier avec des panneaux photovoltaïques installés sur les toits de leurs habitations.

Jusqu'en 2016, aucun dispositif particulier n'encadrait l'autoconsommation. C'est chose faite avec l'ordonnance du 27 juillet 2016 prise sur le fondement de la LTECV.

L'autoconsommation peut s'organiser à l'échelle d'un foyer ou d'une entreprise (autoconsommation individuelle), ou à l'échelle de petites communautés partageant une production d'électricité locale (autoconsommation collective).

Des dispositifs de soutien et des tarifs d'achat spécifiques accompagnent l'autoconsommation. Pour les installations de moins de 100 kWc, un producteur d'énergie a le choix entre

- la revente totale de sa production d'électricité (dans ce cas, il « n'autoconsomme » rien) à des tarifs dégressifs en fonction de la taille de l'installation ;
- une prime à l'investissement et la revente du surplus d'énergie non consommée (là aussi les tarifs, moins élevés que dans le cas précédent, sont dégressifs)

Pour les installations de plus 100 kWc, les producteurs répondent à des appels d'offre et s'engagent à consommer au moins 50 % de leur production.

²⁵ Projet « Ringo » chez RTE : https://www.actu-environnement.com/ae/news/stockage-electrique-lignes-virtuelles-rte-28586.php4 et projet en Corrèze d'Enedis : https://www.lamontagne.fr/ussel-19200/actualites/quel-est-ce-projet-innovant-pourstocker-de-l-energie-en-haute-correze_13747222/

L'impact de l'autoconsommation sur les réseaux est controversé. Pour certains, elle permet de réduire les pertes électriques et les besoins d'infrastructures de réseau. Pour d'autres, à l'opposé, elle ne modifie en rien le dimensionnement des réseaux, car les consommateurs, tout en produisant une partie de leur électricité, sont raccordés au réseau et peuvent en soutirer à tout moment une puissance définie. À titre d'exemple, hors dispositif de stockage, l'autoconsommation ne règle en rien la problématique de la pointe journalière hivernale puisque les panneaux photovoltaïques ont une production nulle à ce moment-là. Par ailleurs, l'autoconsommation conduit à une consommation moindre d'électricité du réseau, ce qui a in fine pour conséquence une baisse des redevances dues pour l'utilisation de l'infrastructure de réseau et une diminution des taxes perçues par l'État. Le déficit de recettes pour le réseau est à financer par les autres utilisateurs du réseau²6.

Aujourd'hui, l'autoconsommation photovoltaïque reste marginale en France, tout en étant en forte progression. : 45 000 consommateurs, représentant 0,13 GW des 5 GW de panneaux PV installés sur toiture, ont opté pour l'autoconsommation, contre 10 000 il y a deux ans. Avec la clarification du cadre juridique apportée par la LTECV, elle pourrait se développer dans les années à venir, notamment si la baisse des prix des panneaux PV et la hausse du prix de l'électricité se poursuivent.

2. À PLUS LONG TERME, L'UTILISATION DES BATTERIES POUR ÉQUILIBRER LE RÉSEAU À L'ÉCHELLE JOURNALIÈRE SEMBLE CRÉDIBLE MÊME SI DE TRÈS NOMBREUSES INCERTITUDES DEMEURENT

À plus long-terme, comme vu précédemment, le développement des ENR fait naître des besoins de stockage. À l'échelle journalière, les batteries auraient toute leur pertinence, mais des incertitudes existent.

La première incertitude concerne le modèle juridique et économique, qui reste à inventer. En effet, les opérateurs de réseau, RTE et Enedis, n'ont pas le droit d'exploiter directement des installations de stockage, car ces activités font partie du périmètre des activités concurrentielles délimité par les règles européennes. Si des autorisations spéciales ont été accordées pour les premiers projets expérimentaux, il faudra inventer par la suite un nouveau modèle où les gestionnaires de réseau rémunèreront des « opérateurs de stockage ». Le mode de rémunération qui assurera la rentabilité de ces opérateurs reste à définir. En outre, il sera pertinent de mettre en place des signaux tarifaires incitant ces opérateurs à s'installer là où les besoins sont les plus importants. Ce qui n'est pas le cas actuellement pour les producteurs d'énergie, qui s'installent là où c'est le plus pertinent pour eux et pas forcément pour le réseau, qui s'adapte. Enfin, de nouvelles compétences vont être requises pour installer et gérer la maintenance de ces unités de stockage : un réel effort de formation sera donc nécessaire pour disposer des ressources humaines suffisantes.

La seconde incertitude concerne l'électrification de la mobilité.

En première approche, le développement du véhicule électrique semble être une contrainte pour le réseau car il engendre une demande d'électricité supplémentaire, à laquelle il faut répondre. Cependant, à condition de « piloter » la charge des véhicules électriques, la contrainte peut être minimisée : la charge doit être réalisée au moment le plus pertinent pour les réseaux, c'est-à-dire quand les autres consommations électriques sont les plus faibles et/ou au moment où la production d'ENR est particulièrement forte²⁷. Techniquement, un élément communicant est nécessaire pour savoir quand enclencher la charge, soit directement sur la voiture, soit par le compteur Linky et une adaptation de l'infrastructure chez les consommateurs.

En seconde approche, non seulement le véhicule électrique n'est pas une contrainte pour le réseau, mais il peut représenter une opportunité. D'ici 2030 à 2035, les batteries des véhicules électriques pourront en effet répondre très largement au besoin de stockage stationnaire à

²⁶ Face à cette problématique, une première évolution tarifaire a eu lieu (décision de la CRE du 7 juin 2018) afin que les sites en autoconsommation supportent en partie les coûts de réseaux qu'ils engendrent.

²⁷ Ce point est vrai pour la mobilité du quotidien. La question des recharges rapides le long des autoroutes demeure cependant : de tels dispositifs nécessiteraient une adaptation importante des réseaux, en particulier si l'on veut être capable de supporter la vague des grands départs en vacances en été.

l'échelle de la journée. Immobilisés 95 % du temps, les véhicules pourraient rendre des services au réseau (ce qu'on désigne généralement par l'expression « Vehicle to Grid »).

Ce modèle suscite cependant de nombreuses interrogations, sur le plan technique comme sur le plan économique. La question de l'éventuelle usure des batteries soumises à d'importants cycles charges/décharges reste ouverte, même si les premières expérimentations ont montré une faible usure des batteries tant que l'amplitude et la vitesse des charges et décharges restent limitées. Par ailleurs, se pose également la question du mode de rémunération à mettre en place pour les propriétaires des batteries (qui de surcroit ne sont pas toujours les propriétaires des véhicules électriques).

3. **D'UN POINT DE VUE TE**CHNOLOGIQUE, SI LA TECHNOLOGIE LITHIUM-ION, PORTÉE PAR LES PROGRÈS LIÉS À LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE, SEMBLE TRÈS PROMETTEUSE POUR LE STOCKAGE STATIONNAIRE, LES TECHNOLOGIES ZINC-AIR ET PLOMB AVANCÉ POURRAIENT PRÉSENTER DES SPÉCIFICITÉS ÉGALEMENT INTÉRESSANTES

Une batterie comporte deux électrodes (une électrode positive, appelée cathode et une électrode négative, appelée anode) séparées par un électrolyte. Cet électrolyte a pour propriété de laisser passer les ions mais pas les électrons. Les électrodes sont par ailleurs reliées par un circuit électrique qui laisse passer les électrons mais pas les ions.

Lors de la phase de décharge, des électrons se déplacent de l'électrode négative à l'électrode positive en passant par le fil de métal conducteur. Des ions se forment alors à la cathode (et/ou à l'anode). Les ions issus de ce transfert d'électrons traversent alors l'électrolyte pour rejoindre l'anode (respectivement et/ou la cathode).

L'opération de charge consiste à faire repartir les électrons dans le sens inverse, c'est-à-dire de la cathode vers l'anode. On utilise pour cela un « chargeur extérieur » qui est connecté à la batterie. En conséquence, les ions se déplacent dans le sens inverse par rapport à la décharge. Quand tous les ions sont passés, la batterie est complètement chargée.

Cas général

Exemple Li-ion

Graphite

électrolyte

matériau positif

e

NMC

Exemple Li-ion

Graphite

carbonates

idition

e

NMC

Figure 14 : fonctionnement général d'une batterie en décharge

Source : CEA

Plusieurs technologies de batteries existent et dépendent des matériaux utilisés dans les électrodes et pour l'électrolyte.

Comme n'importe quel moyen de stockage de l'électricité, une technologie de batterie est caractérisée par sa densité d'énergie, son rendement, sa durée de vie et ses conditions d'utilisation (température, contrainte liée à la sécurité…).

En fonction des usages, certaines technologies seront plus adaptées que d'autres. À titre d'exemple, pour la mobilité, le critère déterminant est la masse de la batterie (et donc la densité d'énergie) et on pourra accepter de payer un peu plus cher pour avoir une batterie plus légère. Pour le stockage stationnaire, la masse n'est pas une contrainte tandis que le coût est réellement déterminant.

Le tableau 1 présente les caractéristiques des principales technologies présentes actuellement sur le marché (cette liste n'est pas exhaustive).

Tableau 1 : caractéristiques des principales technologies de batterie

Nom de la technologie	Matériau à l'anode	Matériau à la cathode	Matériau de l'électrolyte	Densité d'énergie	Coût	Rendement	Durée de vie	Autres
Plomb-acide	Plomb	Peroxyde de plomb	Acide sulfurique	Mauvaise (3040 Wh/kg)	Bon marché	Moyen (70 - 80 %)	Mauvaise (350 cycles) Bonne pour technologies avancées (2000 cycles)	Technologie mature Pas de problème de sécurité Forte toxicité du plomb
Lithium-ion	Graphite ou graphite silicium	Nickel – Manganèse – Cobalt- Lithium	Lithium et fluor dans des carbonates	Très bonne (70 à 270 Wh/kg)	Assez cher mais en forte baisse (économies d'échelle)	Bon (85 - 95 %)	Bonne (500 à 5000 cycles)	Problèmes de sécurité (emballement thermique) Coût en forte baisse avec les économies d'échelles
Zinc-Air	Zinc	Oxygène + catalyseurs (manganèse – nickel ?)	Hydroxyde de potassium	Très bonne (200-250 Wh/kg)	Peut devenir bon marché	Mauvais (60 – 5 %)	Mauvaise (100 - 200 cycles)	Encore de nombreux développements possibles pour l'améliorer et baisser son coût
Ni-MH	Terres rares ou alliage de nickel	Oxyhydroxyde de nickel	Hydroxyde de potassium	Moyenne (50-70 Wh/kg)	Moyen	Moyen à bon (80 à 90 %)	Bonne (2000 cycles)	Auto-décharge de 30 % par mois
Ni-Zn	Zinc	Oxyhydroxyde de nickel	Hydroxyde de potassium	Moyenne à bonne (70 -100 Wh/kg)	Bon marché	Moyen (80 %)	Mauvaise à bonne (500 cycles)	Utilisation de matériaux abondants (à part pour le nickel) Facilement recyclable Peu mature
Sodium- soufre et Na/NiCl2 (ZEBRA: Zero Emissions Battery Research Activites)	Sodium	Soufre	lon sodium	Bonne (110-150 Wh/kg)	Bon marché	Bon rendement (85 - 90 %) mais importantes pertes thermiques	Bonne (3 000 à 6000)	Problèmes de sécurités (fonctionnement à plus de 200°C; importants risques de feu)
Vanadium – batteries à flux				Mauvaise (10-30 Wh/kg)	Bon marché mais coût de fonctionne ment élevé	Mauvais (60 – 80 %)	Très bonne (3 000 à 10 000)	Utilisation très importante de vanadium

Parmi toutes ces technologies, trois semblent à court terme être pertinentes pour le stockage stationnaire : la batterie plomb-acide, la batterie lithium-ion et la batterie zinc-air.

La batterie lithium-ion semble avoir le potentiel de développement le plus important, notamment pour la mobilité électrique. Cette technologie présente de bonnes performances, un inconvénient restant son coût, qui connaît cependant une baisse marquée depuis quelques années

Les efforts en recherche et développement consentis par le secteur automobile devraient profiter à tous les usages et notamment ceux liés au stockage stationnaire. Cette technologie revêt une grande importance pour la mobilité, elle sera donc traitée en détail dans le cadre des travaux du prochain groupe de travail portant sur la mobilité bas-carbone.

La batterie plomb-acide fait l'objet d'une étude dans le cadre du présent groupe de travail. Si ses performances sont moins bonnes que celles de la batterie lithium-ion, elle est beaucoup moins chère, ce qui la rend intéressante pour le stockage stationnaire quand il n'y a pas de trop nombreux cycles à faire, et elle est très mature. C'est par ailleurs la batterie la plus répandue, notamment du fait de son utilisation pour le démarrage des véhicules automobiles classiques, et elle est utilisée sur certaines installations de stockage stationnaire. Enfin, la technologie dite du « plomb avancé » (anode en carbone) permettrait certains progrès sur la durée de vie.

La technologie zinc-air a également retenu l'attention. Certes, elle est pour l'instant non mature et présente des performances médiocres par rapport à la technologie lithium-ion, pour la durée de vie et pour le rendement. Cependant, elle pourrait s'améliorer et égaler les performances du lithium-ion, tout en étant à plus bas coût. Les matériaux utilisés seraient a priori moins critiques que ceux de la batterie lithium-ion.

Les autres technologies ne semblent pas pertinentes, dans un futur proche, pour le stockage stationnaire.

La technologie Ni-MH (nickel-métal hydrure), moins bonne que la lithium-ion sur tous les critères de performance, disparaît peu à peu.

La technologie Ni-Zn (nickel-zinc), un peu meilleure que la Ni-MH, présente l'avantage de ne pas contenir de terres rares. Elle contient cependant beaucoup de nickel et son développement reste très difficile.

Les technologies sodium-soufre et ZEBRA présentent l'avantage d'être très matures, peu chères et d'avoir une bonne durée de vie. Mais leur usage se raréfie car elles présentent deux inconvénients majeurs : d'importantes pertes thermiques (20 % par jour), ce qui complique leur utilisation pour le stockage stationnaire, et d'importants risques de feu.

Enfin, la technologie « à flux » au vanadium utilise beaucoup de vanadium, matière relativement rare, et ses coûts de fonctionnement sont élevés pour un rendement et une densité d'énergie médiocres.

Pour ces trois technologies, le contenu en matière pour 1 kWh de batterie est présenté en annexe 1. Pour les deux technologies faisant l'objet d'une étude plus précise dans la suite de ce rapport, deux matières à « enjeux » ont été identifiées : le plomb pour la batterie plomb-acide et le zinc pour la batterie zinc-air.

C. Le stockage saisonnier est bien plus délicat et fera appel à des solutions complexes, telles que l'hydrogène

Si pour le stockage à court terme (quelques jours), les batteries, qu'elles soient à usage stationnaire ou contenues dans des véhicules électriques, semblent être des solutions crédibles, le stockage à plus long terme représente un défi bien plus complexe à relever : d'une part, les quantités d'énergie à déplacer (et donc la taille des réservoirs temporaires nécessaire) sont très importantes et d'autre part, le coût à ne pas dépasser est particulièrement faible.

1. LES DIFFÉRENTS TYPES DE STOCKAGE SAISONNIERS POSSIBLES

Dans ce contexte, les seuls stockages saisonniers possibles sont à l'heure actuelle le stockage thermique et le stockage sous forme d'hydrogène.

Le stockage thermique consiste à utiliser l'électricité produite en surplus en été pour produire de la chaleur (par des pompes à chaleur par exemple). Cette chaleur est directement injectée dans le sol et récupérée ensuite par des sondes géothermiques. Elle peut également servir à chauffer de l'eau qui sera stockée dans des réservoirs en surface, des bassins creusés dans le sol ou des aquifères. Quelques mois plus tard, cette chaleur serait directement utilisée pour chauffer les bâtiments, ou en tant qu'eau chaude sanitaire.

L'utilisation de pompes à chaleur et l'absence de transformation de la chaleur en électricité à l'issue du stockage permettent d'obtenir un rendement relativement bon (60 %). Le déploiement de telles technologies dépend cependant de l'existence de sites de stockage et d'une infrastructure pour ensuite distribuer la chaleur (réseaux de chaleur).

En première approche, le stockage thermique ne présente pas d'enjeux liés à l'utilisation de matières minérales. C'est pourquoi il ne sera pas étudié dans ce rapport. Un rapport pourra par ailleurs être dédié à l'ensemble des problématiques liées à la chaleur courant 2021.

Le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène repose quant à lui sur l'électrolyse de l'eau. Cette dernière réaction chimique consiste à « casser » la molécule d'eau pour obtenir de l'oxygène et de l'hydrogène :

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$$

Cette réaction n'a lieu qu'avec un apport d'électrons, ce qui nécessite un électrolyseur comportant deux électrodes séparées par un diaphragme et un électrolyte. Ce dernier permet le transport des ions mais pas des électrons. Si dans une batterie, seuls des électrons sont échangés avec l'extérieur, un électrolyseur échange à la fois des électrons et de la matière.

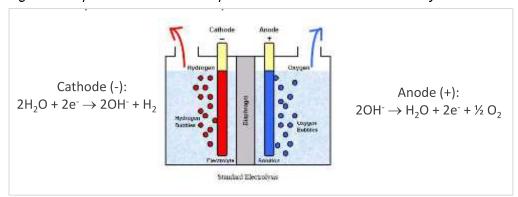


Figure 15 : représentation schématique du fonctionnement d'un électrolyseur

Source : H2LIFE

L'hydrogène ainsi obtenu est stocké et peut être retransformé en électricité (occasionnant une perte de rendement) par une pile à combustible, ou directement brûlé pour produire de la chaleur.

2. **L'HYDROGÈNE** : UNE PRODUCTION JUS**QU'À PRÉSENT FORTEME**NT GÉNÉRATRICE DE GAZ À EFFET DE SERRE, POUR DES USAGES QUASI EXCLUSIVEMENT INDUSTRIELS

L'hydrogène est un gaz déjà largement utilisé par l'industrie, à hauteur de 900 000 tonnes chaque année en France. Les trois utilisations les plus importantes sont la désulfuration de carburants pétroliers (60 %), la synthèse de l'ammoniac principalement pour les engrais (25 %) et la chimie (10 %). Les utilisations de l'hydrogène pour la mobilité et pour le stockage stationnaire restent rares et relèvent de l'expérimentation ou des premiers déploiements, notamment dans le cadre de projets de mobilité financés par l'Ademe.

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, qui émet peu de gaz à effet de serre lorsque l'électricité est elle-même peu carbonée, est aujourd'hui peu utilisée. Son coût est en effet élevé (plus de 6 euros par kilo d'hydrogène décarboné produit), comparativement aux autres procédés de fabrication, fortement émetteurs de gaz à effet de serre (vaporéformage du gaz : 2 euros par kilo ; gazéification du charbon : 3 euros par kilo).

En France, 94 % de l'hydrogène est produit à partir d'énergies fossiles, ce qui occasionne l'émission de 11,5 MtCO₂ par an, soit environ 3 % des émissions annuelles nationales.

3. **L'HYDROGÈNE POUR LE** STOCKAGE SAISONNIER : PRODUCTION, STOCKAGE ET CONVERSION

L'utilisation de l'hydrogène pour stocker de l'électricité sur le long terme se décompose en trois étapes :

- la production d'hydrogène (électrolyseur);
- le stockage;
- la conversion en électricité (pile à combustible).

Seules les deux premières étapes sont analysées dans ce rapport, la pile à combustible faisant l'objet de travaux dans le prochain groupe de travail sur la mobilité bas-carbone.

La production d'hydrogène

Trois technologies d'électrolyseurs sont présentes sur le marché : l'électrolyse alcaline, l'électrolyse à membrane par échange de protons (PEM) basse température et l'électrolyse haute température.

Ces différentes technologies se différencient par :

- les matériaux utilisés pour les électrodes, l'électrolyte et les catalyseurs nécessaires à la réaction chimique;
- leur coût ;
- leur durée de vie ;
- leur gamme de fonctionnement (intensité et tension) ;
- leurs conditions de fonctionnement (pression et température) la pression est un élément important car l'hydrogène est un gaz volumineux, qu'il est nécessaire de comprimer avant le stockage

Encadré 12 : la notion de point de fonctionnement pour un électrolyseur

La gamme de fonctionnement correspond aux couples intensité/courant auxquels l'électrolyseur est capable de fonctionner.

L'intensité du courant correspond à la quantité d'électrons qu'on injecte par unité de temps et nous donne in fine la quantité d'hydrogène qu'on est capable de produire par unité de temps. La tension électrique correspond à ce que l'on « paie » en termes énergétique pour réaliser cette transformation à une vitesse donnée : plus on fait circuler une importante quantité d'électrons dans le système (et donc plus la production d'hydrogène est élevée par unité de temps), plus il faut d'énergie pour que la réaction se fasse.

L'intensité du courant est en pratique exprimée en densité de courant (A/cm²), qui donne la quantité d'électrons par unité de temps et par unité de surface d'électrolyseur, et donc la quantité d'hydrogène produite par unité de temps et par surface. Plus on augmente cette densité de courant, moins on aura besoin de surface, pour une même production d'hydrogène par unité de temps. Cette surface correspond aux dépenses d'investissement du système (plus le système est compact, moins il y a de matières et moins l'investissement initial est important).

Cependant, faire fonctionner un électrolyseur à une haute densité de courant fait diminuer son rendement : il faut donc plus d'énergie pour produire la même quantité d'hydrogène. Cette quantité d'énergie correspond aux dépenses de fonctionnement.

Un arbitrage est donc à effectuer entre rendement (et donc coût de fonctionnement) et compacité (et donc coût d'investissement).

Pour chacune des trois technologies d'électrolyseur, les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau 2 : caractéristiques des principales technologies d'électrolyseurs

Technologie	Matériaux	Fonctionnement (température / pression)	Coût	Rendement ²⁸	Avantages	Inconvénients
ALCALINE	Électrolyte : Solution KOH Électrodes : nickel et catalyseurs non nobles + fluor et nickel dans le diaphragme	70 – 100 °C Faible pression : 1-30 bars (nécessité de comprimer l'hydrogène produit)	Bas (1000 €/kW)	Environ 60 %	Robuste et mature (temps de vie 7 - 10 ans) Catalyseurs non nobles	Faible gamme de fonctionnement Compacité (0,2 A/cm²-0,5 A/cm²) Supporte mal variabilité et intermittence de fonctionnement Fuite et corrosion de l'électrolyte (qu'il faut régulièrement remplacer) Pression de fonctionnement faible
PEM	Électrolyte: Membrane perfluorée sulfonique Électrodes: iridium, platine + ruthénium et palladium + plaque en titane	80°C 15 - 30 bars	Élevé (2000 €/kW)	Environ 60 %	Large gamme de fonctionnement Fonctionnement à forte densité de courant (0,8-2 A/cm²) Possibilité de comprimer lors de la production jusqu'à 200 bars	Utilisation d'IrO ₂ , de Pt et de Titane Faible surface de travail
HAUTE TEMPÉRATURE	Électrolyte : zircone yttriée (YSZ) Électrodes : pérovskite à base de lanthane, strontium, manganèse et cobalt en petites quantités + Mélange Ni-ZrYO3	800-–1000°C 1-10 (30) bars	Très élevé (> 2000 €/kW)	Environ 80 %	Rendement élevé Catalyseurs non nobles	Problème de cyclabilité (gestion thermique)

.

²⁸ Le rendement énergétique porte ici sur la transformation de l'électricité en hydrogène. Ce rendement n'est donc pas comparable à celui présenté pour les batteries. Pour pouvoir effectuer une telle comparaison, il faudrait également tenir compte des pertes qui ont lieu lors de la transformation de l'hydrogène en électricité par les piles à combustibles. In fine, pour un électrolyseur PEM et une pile à combustible PEMFC, le rendement global est de 30 % (on ne récupère que 30 % de l'électricité que l'on a stockée sous forme d'hydrogène).

La technologie alcaline est la technologie la plus mature. Elle a une bonne durée de vie et des coûts relativement faibles. Ses problèmes résident dans les problèmes de corrosion inhérent à l'utilisation d'un électrolyte liquide, dans la pollution de la potasse (qu'il faut régulièrement remplacer), dans la faible pression du gaz produit et dans la mauvaise gestion de la variabilité et de l'intermittence de fonctionnement (difficile à utiliser en association avec des énergies renouvelables). Elle nécessite par ailleurs d'ajouter un équipement pour compresser l'hydrogène. La technologie PEM possède un électrolyte solide, il n'y a donc pas de problème de fuite ni de corrosion. Par ailleurs, il est possible de comprimer le gaz en même temps qu'il est produit : l'hydrogène est stocké au fur et à mesure de sa production et la pression augmente. Cette compression « directe » permet d'améliorer le rendement par rapport à un système nécessitant un compresseur. Cette technologie n'est cependant pas encore totalement mature et son coût reste élevé. Par ailleurs, elle nécessite l'utilisation de nombreux matériaux nobles.

Enfin, la technologie à haute température vise à améliorer le rendement, car il est plus facile de casser la molécule à haute température qu'à basse température. Cette technologie prometteuse utilise des matériaux rares et en est encore au stade de la recherche.

D'ici 2030, même si actuellement la technologie alcaline est la plus mature et la moins chère, une répartition des parts de marchés entre électrolyseur alcalin et électrolyseur PEM devrait s'établir en fonction des aspects économiques mais aussi techniques (durée de vie, gestion de l'intermittence, fonctionnement en pression) en fonction des spécificités des applications (liens avec des énergies renouvelable, mobilité, fourniture d'hydrogène industriel). Après 2030, la technologie haute température pourrait aussi être envisagée dans ce panel de technologie d'électrolyseurs.

Deux tableaux en annexe 2 donnent des ordres de grandeur des quantités de matières nécessaires à la production d'un kilo d'hydrogène par la technologie PEM et par la technologie haute température (pour la technologie alcaline, les données sont difficilement accessibles).

Dans le cadre de notre analyse, la technologie haute température restant embryonnaire, l'analyse portera sur les technologies alcalines et PEM. S'agissant des matières, les platinoïdes (platine, palladium, ruthénium, iridium) et le titane seront étudiés. Le nickel présent dans la technologie alcaline, tout comme le manganèse et le cobalt utilisés dans les électrolyseurs haute température seront étudiés dans le cadre des travaux du groupe de travail portant sur la mobilité.

Le stockage

Une fois produit, l'hydrogène doit être stocké, sous voie gazeuse, liquide ou solide.

Le stockage sous voie liquide consiste à liquéfier le gaz produit par les électrolyseurs. La même quantité d'énergie occupe alors un volume bien moindre. L'inconvénient est qu'un phénomène physique, appelé « boil-off », conduit à une perte de 1 % par jour de l'hydrogène stocké (au bout de 3 mois, 60 % de l'hydrogène stocké serait perdu, 85 % au bout de six mois), rendant cette solution peu pertinente pour le stockage longue durée.

Le stockage sous voie solide consiste à insérer l'hydrogène dans des matrices métalliques (on parle alors d'hydrures). Cette solution n'est pas encore mature et n'est donc pas retenue.

Seul le stockage sous voie gazeuse reste envisageable. Si le gaz hydrogène présente l'avantage d'avoir une bonne capacité massique (importante quantité d'énergie par unité de masse de gaz), sa capacité volumique est mauvaise (faible quantité d'énergie par unité de volume de gaz). Il est nécessaire de comprimer le gaz pour qu'il occupe moins de place et/ou de trouver de grands « réservoirs ».

La première possibilité pour le stockage du gaz est de le comprimer et de le stocker dans des réservoirs. Cette compression est coûteuse en énergie : on perd 10 % de l'énergie contenue dans l'hydrogène avant compression. La fabrication du réservoir mobilise des ressources minérales et renchérit le coût total du stockage.

Plusieurs types de réservoirs existent : certains sont lourds et bon marché (réservoirs métalliques), d'autres sont légers et très chers (réservoirs composites comportant des matériaux légers et

résistants). Pour le stockage stationnaire, les réservoirs les moins chers seront privilégiés, l'important étant d'obtenir le coût le plus faible possible. Le critère de la masse est beaucoup plus important lorsque le réservoir est destiné à la mobilité électrique.

La seconde possibilité consiste à stocker le gaz dans des formations géologiques ou encore dans des canalisations de gaz existantes. La France dispose en effet de 3 millions de km de canalisations (ce qui représente une capacité de stockage « tampon » de 100 TWh pour le gaz naturel²⁹) et certaines cavités géologiques déjà utilisées pour le gaz naturel sont compatibles avec le stockage d'hydrogène³⁰.

Cette solution présente l'avantage d'utiliser une infrastructure existante³¹. Cependant, plusieurs freins doivent être levés. En premier lieu, il faut s'assurer de la compatibilité entre le réseau de gaz et l'hydrogène. *A priori*, les canalisations pourraient supporter une proportion d'hydrogène allant jusqu'à 20-30 %³². Cependant, il faudrait modifier les autres composants du réseau (compresseurs, moteurs, turbines).

Le second frein porte sur l'adaptation de la réglementation : aujourd'hui, la proportion maximale d'hydrogène que l'on peut injecter sur le réseau est de 6 % sans qu'il soit possible de trouver une réelle justification technique explicite à ce chiffre³³.

4. LE STOCKAGE SAISONNIER AVEC DE L'HYDROGÈNE N'EST ENVISAGEABLE QU'À LONG TERME

L'utilisation d'hydrogène pour le stockage stationnaire est donc envisageable uniquement sous voie gazeuse.

Du fait du surcoût engendré par la fabrication des réservoirs, le stockage de l'hydrogène en bouteilles ne serait pertinent que pour un stockage à l'échelle de la semaine. L'injection de l'hydrogène, transformé ou non en méthane, dans le réseau de gaz naturel existant ou le stockage de l'hydrogène dans des cavités géologiques indépendantes de ce réseau pourraient être intéressants pour le stockage saisonnier.

Cependant, le rendement serait faible (de l'ordre de 30 % pour le processus allant de la production de l'hydrogène à partir d'électricité, jusqu'à la conversion de l'hydrogène stocké en électricité³⁴) ou moyen si l'hydrogène n'était pas retransformé en électricité mais utilisé directement pour produire de la chaleur (combustion, sans émissions de GES, dans des chaudières à gaz par exemple – le rendement serait de 60 %³⁵ - voir annexe 3 pour les différentes formes de valorisation de l'hydrogène).

Le coût reste encore trop élevé. Un déploiement suffisamment massif pour répondre aux besoins du stockage saisonnier nécessiterait de réelles économies d'échelle, notamment sur les électrolyseurs. Un tel déploiement ne semble donc pas envisageable avant 2035 voire 2040.

Par ailleurs, l'utilisation du réseau de gaz existant semble indispensable au déploiement de l'hydrogène dans une optique de stockage inter-saisonnier. Pourtant, du fait de l'électrification des usages et la poursuite de la transition bas-carbone, la consommation de gaz naturel en France devrait fortement baisser (la PPE prévoit par exemple une baisse de 19 % de la consommation de gaz entre 2017 et 2028). Dans un tel contexte, le maintien à l'horizon 2040 d'une infrastructure

²⁹ Ce volume n'est en réalité pas totalement disponible pour le stockage car on ne peut pas totalement vider les canalisations. Par ailleurs, l'énergie volumique de l'hydrogène est trois fois plus importante que celle du gaz naturel : pour un même volume, la quantité d'énergie que l'on peut stocker sous forme d'hydrogène est trois fois moins importante que sous forme de gaz naturel. ³⁰ Pour le gaz naturel, l'ensemble des réserves en capacité s'élève à 130 TWh

³¹ Il serait par ailleurs techniquement possible de créer une infrastructure dédiée de canalisations et de stockage pour l'hydrogène mais les coûts seraient beaucoup trop importants.

³² Les plus vieux réseaux de gaz du pays ont au début de leur existence fonctionné avec du gaz de ville qui comportait 20 % d'hydrogène.

³³ Même si ce n'est jamais explicitement dit, cette limite pourrait être lié aux risques d'explosion en cas de fuite. Elle pourrait également correspondre au seuil au-delà duquel des investissements sont nécessaires sur les équipements du réseau ou encore le seuil au-delà duquel des modifications des caractéristiques des tuyaux en acier commencent à apparaître.

³⁴ Processus possible si le stockage a lieu dans des cavités géologiques indépendantes.

³⁵ Processus possible avec l'utilisation des réseaux de gaz existant.

gazière de haute qualité n'est pas assuré. Une réelle réflexion doit donc être engagée sur son mode de financement à moyen terme.

À plus court terme, la première étape pour l'hydrogène serait de progressivement décarboner la part de sa production dédiée à des usages industriels ou de décarboner la mobilité et plus spécifiquement la mobilité lourde (bus, train, bateaux et navires...). Ainsi, le stockage ne serait qu'une option supplémentaire fournie par ces installations dont les principaux débouchés seraient la mobilité et l'industrie.

Points essentiels

- À partir de 2030-**2035, l'augme**ntation de la part des énergies renouvelables non pilotables **sur le réseau rendra nécessaire, pour garantir l'équilibre offre**-demande, le recours à de nouveaux moyens de flexibilité.
- Le stockage stationnaire fait partie de ces nouveaux moyens de flexibilité. Selon l'échelle de temps considérée pour la durée du stockage de l'électricité, les solutions technologiques envisagées ne sont pas les mêmes. Le coût est un critère déterminant et plus l'échelle de temps est longue, plus le coût doit être faible.
- Pour le stockage à un horizon de quelques jours, la batterie semble être une technologie prometteuse. Deux solutions sont envisageables: l'installation de batteries dédiées au stockage stationnaire ou l'utilisation des batteries contenues dans les véhicules électriques pour rendre des services au réseau.
 - La batterie Li-lon, tirée par la mobilité électrique, semble la technologie la plus aboutie, y compris pour le stockage stationnaire. Cette technologie ainsi que les matières qu'elle contient seront étudiées dans le rapport d'étape n°3.
 - **D'autres technologies qui pourraient dans un avenir plus ou moins proche présenter des** spécificités intéressantes pour le stockage stationnaire ont été étudiées dans le cadre de ce rapport : la batterie plomb avancé et la batterie zinc-air. Les matières retenues sont le plomb et le zinc.
- Pour le stockage saisonnier, les caractéristiques techniques à atteindre sont particulièrement exigeantes: besoin d'un coût très faible, capacité à limiter les pertes alors que la durée de stockage est très longue...
 - L'utilisation de l'hydrogène, fabriquée par électrolyse de l'eau et stockée dans les canalisations de gaz existantes ou dans des réservoirs géologiques dédiés, fait partie des solutions envisagées. Dans le cadre de ce rapport seront étudiés la fabrication (technologies d'électrolyseur retenues : alcaline et PEM) et le stockage d'hydrogène. La conversion de l'hydrogène en électricité par les piles à combustible sera étudiée dans le rapport d'étape n°3.

Les matières retenues sont les platinoïdes (platine, palladium, iridium, ruthénium). Le nickel, le manganèse et le cobalt, également présents dans les électrolyseurs, seront étudiés dans le **rapport d'étape n°3.**

Notons que le stockage thermique semble être une voie pertinente pour le stockage saisonnier, en complément ou en remplacement de l'hydrogène. En première approche, les enjeux-matières liés à ce type de stockage semblent limités ce qui explique la décision de ne pas retenir cette technologie dans le cadre de ce rapport. Ce choix ne signifie cependant pas l'absence de pertinence de cette technologie, bien au contraire.

D. Conclusion

L'ensemble des technologies et matières retenues sont présentées dans le tableau 3.

Pour la prochaine décennie, les évolutions du réseau sont relativement bien dessinées : numérisation importante du réseau (et donc consommation des matières en lien avec l'électronique et la fibre optique) avec de manière ponctuelle la construction de nouvelles lignes et le renforcement des lignes existantes (et donc consommation de béton, aluminium et cuivre). Les technologies du stockage stationnaire, batteries et hydrogène notamment, sont aujourd'hui peu ou pas utilisées sur le réseau (tout du moins en France hexagonale). Leur développement ne devrait pas intervenir avant au moins 2030. Les incertitudes sur l'architecture du réseau au-delà de cette date restent cependant grandes.

Tableau 3 : tableau récapitulatif des technologies et matières retenues dans le cadre de cette étude

		Réseau électrique	Hydrogène	Batteries	Remarques
Cuivre	Cu	câbles			Cu également présent dans les transformateurs
Aluminium	Al	câbles			Al également présent dans les condensateurs
Gallium	Ga	électronique de puissance			
Tantale	Та	petits condensateurs			
Germanium	Ge	fibre optique			
Plomb	Pb			Pb-acide	Pb est également présent dans les câbles sous-marins
Zinc	Zn	poteaux		Zn-air	
Lithium	Li			Li-lon	
Nickel	Ni		électrolyse alcaline	Li-Ion	Matières traitées dans le
Manganèse	Mn		électrolyse haute température	Li-lon	rapport d'étape n°3
Cobalt	Со		électrolyse haute température	Li-lon	
Platine	Pt		électrolyse PEM		
Palladium	Pd		électrolyse PEM		
Iridium	Ir		électrolyse PEM		
Ruthénium	Ru		électrolyse PEM		
clinker/ciment		pylônes (béton)	jkj		Béton nécessaire à de
granulats		pylônes (béton)	jkj		nombreuses technologies de la TBC (fondations)

III.

Les risques associés aux matières contenues dans le réseau électrique

Les réseaux électriques mobilisent une grande variété d'équipements et encore plus grande de composants et de matières, ce qui rend non réalisable l'analyse précise des chaînes de valeur de chacun de ces équipements, à l'image de ce qui avait été fait dans le rapport d'étape n°1.

Le choix a donc été fait de réaliser une étude des risques (économiques, géopolitiques, environnementaux et sociaux) associés à l'activité minière et à la première transformation des ressources identifiées à la partie précédente.

Cette étude, réalisée par le BRGM, permet, par l'analyse de 25 critères, de caractériser par le biais d'une note (1 : risque ou impact faible ; 2 : risque ou impact modéré, 3 : risque ou impact fort) le niveau de risque ou d'impact selon sept dimensions de risque ou d'impact (*encadré 13 et figure 17*). L'évaluation de ces risques ou impacts (faible, modéré ou fort) est la synthèse, à « dire d'expert » du point de vue des auteurs du BRGM et en discussion avec les experts du groupe de travail, de l'appréciation de ces différents critères.

Cette synthèse n'est pas quantitative (telles que peuvent l'être une moyenne, un algorithme ou un facteur déclassant) et ne saurait l'être car, certains critères ne peuvent être quantifiés et, d'autre part, l'importance des critères varie selon les substances, notamment pour les enjeux économiques et géopolitiques (par exemple, ne sont pas analysés sous le même angle un petit métal ou un métal majeur, un produit principal ou un sous-produit ; la filière d'usage considérée doit par ailleurs être précisée pour une analyse pertinente).

L'évaluation des critères, effectuée en 2020, est valable sur le court-terme (3 à 5 ans). Pour les métaux, les critères sont évalués à l'échelle mondiale, hormis ceux relatifs à la dépendance de la France. Pour le clinker et les granulats, les critères sont évalués dans un contexte français.

En annexe 5 est présentée pour chaque matière l'analyse de chacun de ces 25 critères.

Pour chacune des matières, le rapport se nourrit de l'exploitation de cette étude ainsi que des fiches de criticité, également réalisées par le BRGM.

Pour le cuivre et l'aluminium, utilisés en grandes quantités dans les câbles, une analyse plus détaillée, en complétements des résultats fournis par le BRGM, a été menée afin de caractériser davantage les différents maillons de la chaîne de valeur.

Encadré 13 : précisions méthodologiques sur l'analyse des substances minérales retenues

DÉFINITION

La définition d'un risque (tel qu'entendu en gestion du risque, voir ISO 31 000) est l'effet de l'incertitude sur l'atteinte des objectifs (un effet étant un écart, positif ou négatif, par rapport à ce qui est attendu). Dans le contexte de la présente étude, est défini comme risque un événement ou la combinaison d'événements susceptible de compromettre l'approvision-nement d'une substance donnée.

La définition d'un impact environnemental (tel qu'entendu en gestion de l'environnement, voir ISO 14 044) est une modification de l'environnement, négative ou bénéfique, résultant des activités humaines. Dans le contexte de cette étude, les critères relatifs aux enjeux environnementaux correspondent aux impacts potentiels sur les écosystèmes, la santé humaine ou la déplétion des ressources naturelles résultant des activités d'extraction et de transformation d'une substance donnée.

SÉLECTION DES CRITÈRES

Les critères relatifs aux enjeux technico-économiques et géopolitiques correspondent pour la majorité à des rubriques des fiches de criticité (notice de réalisation disponible sur www.mineralinfo.fr).

Les critères relatifs aux impacts environnementaux correspondent à des catégories communément évaluées en analyse de cycle de vie (ACV) des métaux. Néanmoins, l'évaluation de ces critères ne repose pas sur des résultats d'ACV stricto sensu et ne peuvent être interprétés comme tels.

Les risques et impacts sociaux sont appréciés au travers d'une sélection d'éléments ad hoc non exhaustifs.

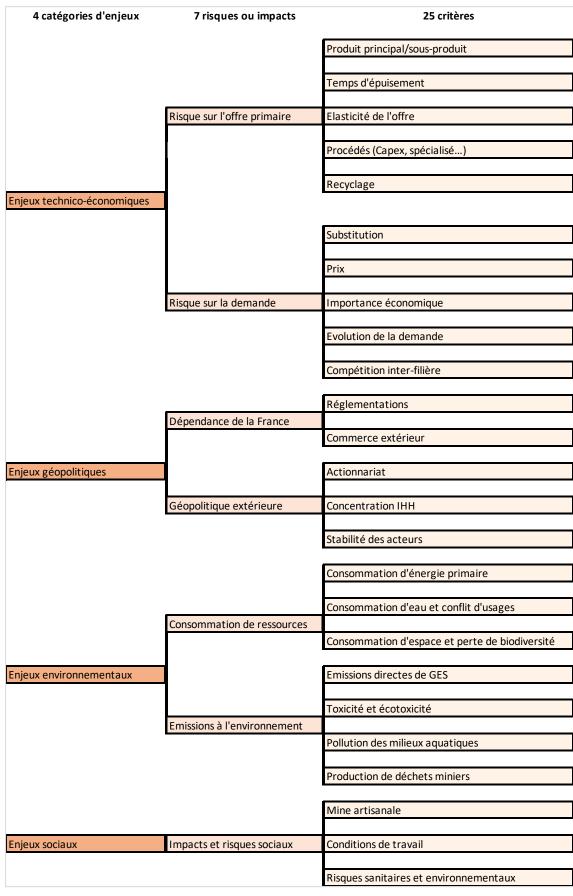
PRÉCISION SUR LES CRITÈRES DE L'IMPACT « CONSOMMATION DE RESSOURCES »

Consommation d'énergie primaire : Niveau de demande cumulative en énergie (CED-en MJ eq/t de métal, d'après Nuss et Eckelman, 2014) et mise en perspective au regard des quantités mondiales produites.

Consommation d'eau et conflit d'usages : Ampleur globale du flux d'eau nécessaire à la production mondiale (sources diverses) et niveau de stress hydrique (défini par Pfister et al., 2009) dans les zones d'exploitation.

Consommation d'espace et perte de biodiversité: Méthode d'extraction la plus courante de la substance (souterrain, ciel ouvert, alluvionnaire) et localisation des sites d'exploitation (s'ils se situent majoritairement dans des zones avec un statut de protection ou haute protection des espèces), en s'appuyant sur la méthode de Manhart et al., 2018 (https://doi.org/10.1007/s13563-018-0160-0).

Figure 17 : présentation des 25 critères selon les 7 dimensions de risques ou impacts



Source: BRGM

A. Malgré d'importants efforts d'optimisation, les métaux de base indispensables aux réseaux (cuivre et aluminium) vont être davantage sollicités durant les prochaines années : l'absence relative d'enjeux sur l'approvisionnement à court-terme ne doit pas faire oublier les impacts environnementaux, potentiellement significatifs, liés à ces matières

L'aluminium et le cuivre ont comme propriété d'être de très bons conducteurs de l'électricité. Ils sont particulièrement mobilisés dans les câbles électriques (purs ou sous forme d'alliage) et constituent les matières les plus utilisées, en masse, dans les réseaux électriques.

Le cuivre est le meilleur conducteur, mais il a une masse spécifique plus élevée que l'aluminium et coûte plus cher à l'achat. Le prix de l'aluminium dépend à 80 % du prix de l'électricité qui a servi pour le produire.

Tableau 4 : caractéristiques (masse spécifique, conductivité électriques et prix) du cuivre et de l'aluminium

	Masse spécifique (10³ kg/m³)	Conductivité électrique (10 ⁶ S.m ⁻¹)	Cours LME au 19/05/2020 (en dollars US par tonne)
Cuivre	8,96	59,6	5314
Aluminium	2,70	37,7	1464
Rapport Cu/Al	3,32	1,58	3,62

Pour que deux câbles de même longueur, l'un en cuivre, l'autre en aluminium, présentent la même capacité électrique, il faut que le câble en aluminium ait une section 1,58 fois plus grande, mais il aura alors une masse 0,48 plus faible que le câble en cuivre. Le prix à la tonne de l'aluminium étant bien inférieur à celui du cuivre, le prix du métal est plus faible pour le câble en aluminium que pour le câble en cuivre (au 19 mai 2020, le rapport est presque de un à sept).

Cependant, l'aluminium est plus compliqué à mettre en œuvre (formation d'une couche d'alumine à la surface; encombrement plus important du fait de la plus grande section; flexibilité moins favorable; plus grande fragilité lors de torsions et manipulations). La plus grande section du câble en aluminium implique par ailleurs que, dans le cas d'un câble isolé, l'utilisation d'une plus grande quantité d'isolant et de blindage métallique sera nécessaire.

Lorsque la masse du câble est un facteur important (lignes aériennes), la préférence est en général donnée à l'aluminium. Pour les câbles nécessitant une grande résistance mécanique (câbles sousmarins) ou pour les câbles à très haute tension, le cuivre est en général privilégié. Pour tous les autres usages, l'arbitrage se fait au cas par cas, notamment en fonction du prix, ce qui explique que le choix du cuivre se fasse de plus en plus rare.

Ces métaux et leurs alliages sont connus et leur utilisation dans les câbles ne connaîtra pas d'importante évolution technologique. L'innovation porte davantage sur la partie non métallique du câble et sur les services ajoutés.

Pour le cuivre, les données sont principalement tirées d'une publication du BRGM : « Le cuivre, revue de l'offre mondiale en 2019, rapport final, BRGM ». Pour les éléments plus spécifiques aux câbles, qu'ils soient en cuivre ou en aluminium, les données proviennent d'une étude de la DGE et Pipame de 2015 : « Prospective : mutations économiques du secteur de l'industrie des métaux non ferreux, Annexe : vision prospective à horizon 15-20 ans ».

DESCRIPTION DE LA CHAÎNE DE VALEUR DES CÂBLES EN CUIVRE ET EN ALUMINIUM

Chaîne de valeur des câbles en cuivre

La production des câbles en cuivre se fait à partir de cathodes en cuivre dont la pureté atteint 99,9 %. L'obtention des cathodes se fait selon deux voies qui dépendent de la nature des minerais extraits. Les étapes de production sont les suivantes :

L'extraction des minerais

La croissance de la production minière mondiale est relativement constante depuis 1900, avec un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 3,2 %. L'humanité a extrait autant de cuivre sur les 21 dernières années (1998 à 2018) que sur les 98 années précédentes (1900 à 1997), soit environ 320 Mt de cuivre. Ce TCAM veut également dire que si cette croissance se poursuit, il faudra produire autant de cuivre sur les 22 prochaines années (entre 2019 et 2040) que ce qui a été produit entre 1900 et 2018 (soit environ 640 Mt).

En 20 ans, l'industrie du cuivre a bien évoluée. La production minière est passée de 14,7 à 20,5 Mt de cuivre par an, entrainant avec elle certains changements d'acteurs. Si elle reste dominée par le Chili, plusieurs États sont apparus sur le devant de la scène comme le Pérou, la République démocratique du Congo, la Chine ou le Mexique et ce, au détriment d'autres pays comme l'Indonésie, la Pologne ou dans une moindre mesure, les États-Unis. À noter que les 20 mines les plus importantes représentent plus de 40 % de la production minière mondiale et que les dix plus grosses sociétés contrôlaient 46 % de la production minière mondiale de cuivre en 2018, soit environ 9,5 Mt.

Les réserves³⁶ mondiales de cuivre primaire ont été évaluées par l'USGS à 830 Mt, soit 40 années de production courante. Les ressources³⁷ mondiales sont évaluées à environ 2 000 Mt pour les continents et 700 Mt pour les ressources maritimes. À ces ressources identifiées s'ajoutent les ressources potentielles, qu'il reste à découvrir après exploitation minière, estimées à 3 500 Mt.

Les traitements minéralurgiques et métallurgiques

La figure 18 donne une représentation schématique simplifiée des procédés de traitement minéralurgiques et métallurgique du cuivre.

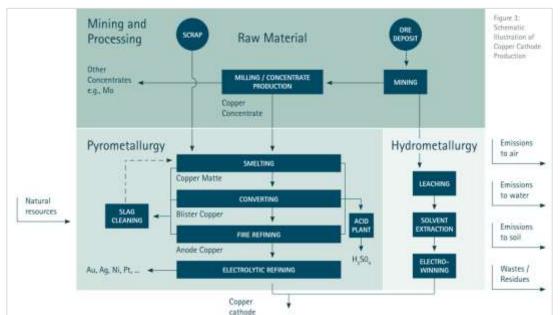


Figure 18 : procédés de production des cathodes de cuivre

Source : Copper Alliance, 2017

³⁶ Les réserves se distinguent des ressources minérales par le fait qu'elles ont été identifiées et sont considérées comme économiquement exploitables. L'estimation des réserves se fait sur la base de critères économiques (cours des métaux, taux de change, etc.), de contraintes commerciales et environnementales mais aussi des techniques d'exploitation et de traitement.

³⁷ Les ressources correspondent à une minéralisation dont l'enveloppe et le volume ont fait l'objet de premières estimations, à l'aide de sondages, de petits travaux miniers, de prospection en surface et/ou d'observations indirectes par géochimie, géophysique, etc. Les ressources sont qualifiées de « inférées », « indiquées » et « mesurées » par ordre de précision croissante obtenue en fonction de la quantité et du détail des travaux réalisés.

Il existe deux types de minerais : les minerais sulfurés (80 % du cuivre primaire produit) et les minerais oxydés (20 % du cuivre primaire produit).

<u>Les minerais sulfurés</u> proviennent essentiellement des porphyres cuprifères, notamment ceux de la bordure ouest du continent américain et de l'Asie du Sud-Est. Ces minerais, titrant généralement entre 0,5 et 1 % Cu, subissent des traitements minéralurgiques (concassage, broyage et flottation) sur le même site de production pour obtenir un concentré de cuivre à environ 30 % Cu. La majorité de ce concentré va ensuite être traité par des procédés pyrométallurgiques (fonderie et affinage) pour donner tout d'abord un « blister » ou cuivre ampoulé (98-99 % Cu) puis des anodes (98,5-99,5 % Cu) d'environ 300 kg et enfin des cathodes de 8 kg (99,9 % Cu).

<u>Les minerais oxydés</u> correspondent le plus souvent à la partie superficielle (supergène) des gisements sulfurés (porphyres, skarns etc.). Il peut s'agir de minerais à faible voire très faible teneur. Cependant, ils restent économiques du fait de leur accessibilité en surface et de leur faible coût de traitement. En effet, ce type de minerai ne nécessite pas toujours de broyage ou de flottation et le coût du traitement hydrométallurgique par lixiviation à l'acide sulfurique (*in situ* ou en tas) est relativement peu élevé. Le cuivre est ensuite extrait par la méthode solvant-électrolyse (SX-EW) pour obtenir des cathodes titrant 99,9 % Cu.

Sur les 57 fonderies renseignées dans les bases de données de l'ICSG en 2016, 16 se trouvent en Chine et 7 au Chili. Si ce dernier détenait encore 13 % des capacités de fusion-affinage en 1990, ce chiffre est descendu à 8 % en 2016 et devrait encore continuer de décroître pour atteindre 5 % en 2030, au profit des capacités chinoises qui ne cessent de croître (31 % des capacités en 2016, 43 % en 2030). La Chine a produit 8 Mt de blisters de cuivre en 2018, sur une production mondiale de quasiment 20 Mt. Tout comme la fabrication de blisters, la production de cuivre raffiné sous forme de cathodes est largement dominée par la Chine (9,2 Mt), qui produit en 2018 quasiment 40 % du total mondial évalué à 24,1 Mt.

Fabrication du fil machine

Le cuivre, sous forme de cathode, est chauffé à très haute température. Le cuivre en fusion est ensuite coulé en fil machine (fil rond de gros diamètre, compris entre 8 à 20 mm).

Le fil machine est ensuite tréfilé, ce qui consiste à faire passer le fil dans des filières de diamètre de plus en plus petit pour aboutir au diamètre final choisi.

Fabrication (et pose) des câbles en cuivre

La dernière étape consiste à gainer les fils obtenus, notamment à des fins d'isolation. Les isolants sont en général des plastiques ou, pour les câbles sous-marins, du plomb sous forme d'alliage.

Certains grands câbliers proposent des installations « clefs en main » pour les câbles sous-marins qui incluent la pose. Cette dernière nécessite l'utilisation de navires câbliers particulièrement sophistiqués.

Le recyclage

Le recyclage occupe une place importante et croissante sur le marché du cuivre. Il inclut les déchets neufs (chutes de fabrication lors des procédés) et les vieux déchets (produits en fin de vie).

Pour les déchets neufs, une partie est propre et pure et peut être directement réinjectée en boucle courte. Une autre partie peut être souillée et non utilisable directement.

Pour les vieux déchets, 85 % du cuivre en circulation dans les produits finis peut techniquement être récupéré. La durée de vie de ces produits peut s'étaler de quelques années dans l'électronique à plus de 100 ans dans la construction. Lorsque le cuivre est non-allié et relativement pur, il est réutilisé directement par les industriels pour obtenir des anodes. Les alliages de type bronze ou laiton sont fondus et réutilisés comme alliages. Le procédé de recyclage est énergivore, surtout lorsqu'il est nécessaire d'affiner le cuivre³⁸.

En additionnant tous les déchets, 9,7 Mt de cuivre secondaire (5,7 Mt de déchets neufs et 4 Mt de vieux déchets au stade affinage) ont été utilisés en 2018, soit un tiers du cuivre total consommé.

³⁸ Selon une étude FEDEREC de 2017, le recyclage d'une tonne de cuivre collecté en France en 2014 consomme 23 % d'énergie primaire et émet 10 % de CO₂eq de moins que la production d'une tonne de Cu primaire en Europe sur la période 1994-2003 : www.federec.com/FEDEREC/documents/EvaluationenvironnementaleduRecyclageenFranceMai2017123.pdf

Sur le marché plus spécifique des câbles en cuivre, les déchets proviennent essentiellement des chutes de fabrication, des chutes de montage et des câbles en fin de vie. Lorsque ces derniers sont purs (notamment les fils nus), ils nécessitent peu de préparation en vue du recyclage. Les câbles gainés nécessitent un processus plus complexe, notamment de broyage et de séparation des matières plastiques.

Les métaux sont obtenus sous forme de grenailles à haute pureté qui peuvent être directement utilisées, sans affinage, à l'étape de fusion de la fabrication des fils-machine. En France, le recyclage des câbles, effectué à partir de procédés entièrement mécaniques, permet de produire des grenailles de pureté comprise entre 99,9 et 99,99 %.

Le recyclage des fils usagés permet d'importants gains environnementaux via, en général, une réintégration en aval de la chaîne de valeur. Cependant, certains pays asiatiques emploient des techniques rudimentaires d'élimination des plastiques, peu coûteuses mais nocives pour l'environnement (notamment lorsqu'elles entrainent le brûlage des câbles).

La tendance actuelle, observée notamment en France pour des raisons d'acceptabilité sociale et de protection des paysages, d'enfouissement des câbles pose question vis-à-vis du recyclage et du gisement. En effet, l'essentiel de ces câbles enfouis n'est pas récupéré à leur fin de vie et reste enfoui définitivement, ce qui diminue d'autant leur perspective de recyclage. Ce constat va directement à l'encontre des principes de l'économie circulaire et vaut, au-delà des câbles pour les réseaux électriques, pour l'ensemble des câbles enterrés.

Chaîne de valeur de l'aluminium

L'aluminium est le troisième élément le plus abondant dans la croûte terrestre. Dans la nature, il n'existe pas à l'état pur mais sous forme d'oxydes, c'est pourquoi il n'a été découvert qu'au 19e siècle.

Les étapes d'élaboration de câbles en aluminium sont les suivantes :

Extraction de la bauxite

La bauxite est une roche ayant subie une importante altération et dont la composition est enrichie en hydroxydes d'aluminium (>40 % en masse) mais appauvrie en éléments alcalins, alcalino-terreux et en silice. La bauxite contient généralement des hydroxydes de fer (<10 %) et de titane (<4 %). Sa composition géochimique va lui donner sa couleur, rouge, rose, blanche voire noire dans certains cas.

Le phénomène de bauxitisation nécessitant un climat tropical humide, on les trouve aujourd'hui dans des pays bien spécifiques comme l'Australie (86,4 Mt en 2018), la Chine (79 Mt), la Guinée (57 Mt) ou encore le Brésil (29 Mt) selon l'USGS. Néanmoins, la tectonique des plaques a permis à d'autres pays de posséder des ressources, aujourd'hui situés sous d'autres climats comme la France, qui a connu une période de bauxitisation entre 200 et 70 Ma (l'équivalent de la France était alors au niveau des tropiques actuels). Le nom de bauxite provient même du village des Baux-de-Provence, près d'Arles, où elle fut découverte par Pierre Berthier en 1821.

En 2018, 300 Mt de bauxite ont été extraites, pour la plupart dans des mines à ciel ouvert.

Il faut environ quatre à cinq tonnes de bauxite pour produire deux tonnes d'alumine qui donneront une tonne d'aluminium métal.

Élaboration de l'alumine : le procédé chimique Bayer

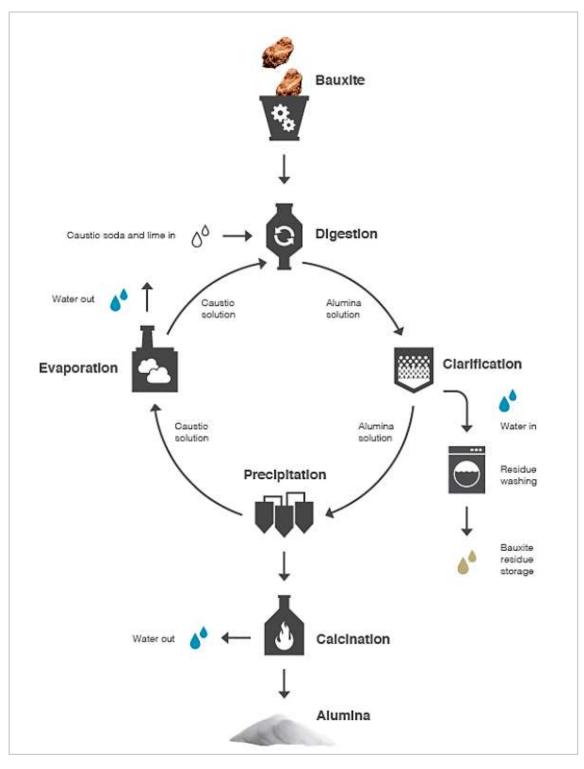
La bauxite est concassée, lavée, séchée et broyée puis mélangée à de la soude à haute température et sous forte pression. On obtient un liquide, qui une fois épuré et calciné, donne l'alumine de formule chimique Al2O3 (sous forme de poudre blanche).

À partir de quatre à cinq tonnes de bauxite, deux tonnes d'alumine sont produites. Deux tonnes de déchets sont produites à cette étape, communément appelées « boues rouges ».

La figure 19 donne une représentation schématique du procédé Bayer.

En 2018, 129,5 Mt d'alumine ont été produites, en grande partie par la Chine (55 %). Les principaux autres producteurs sont l'Australie (16 %), le Brésil (6 %) et l'Inde (5 %). La Guinée, qui exploite pourtant 17 % de la production mondiale de bauxite, ne produit que 0,1 % de l'alumine mondiale et exporte donc la quasi-majorité de sa production vers des pays tiers dont l'Europe, ce qui constitue un risque majeur sur les approvisionnements (voir bulletin Ecomine publié sur Minéralinfo en avril 2019 : http://www.mineralinfo.fr/ecomine/retour-normale-marche-lalumine-apres-annee-2018-turbulente).

Figure 19 : procédé Bayer



Source : European Aluminium, 2018

Production d'aluminium à partir d'alumine : l'électrolyse

L'aluminium s'obtient, sous forme liquide, à partir de l'alumine par une électrolyse de l'alumine fondue entre 950 et 1000 °C. Le processus est électro-intensif (13 à 16 kWh par kilo d'aluminium métal), et la réaction à l'anode libère du CO_2 .

Il faut deux tonnes d'alumine pour produire une tonne d'aluminium.

Un schéma du procédé d'électrolyse de l'alumine est présenté figure 20.

Alumina **Extrusion ingot Alumina** Silo Sheet ingot Gas scrubber Anode (carbon) Electrical Furnace Primary foundry power alloys Steel shell Liquid Cathode (carbon in base and sides) aluminum

Figure 20 : procédé de production de l'aluminium par électrolyse de l'alumine

Source: Kvande & Drabløs, 201440

En 2018, la production d'aluminium primaire s'est élevée à plus de 63 Mt. Comme pour l'alumine, la Chine domine largement le marché avec 56 % de l'aluminium mondial produit. Le second pays, l'Inde, est situé loin derrière avec 6 % de la production mondiale. Puisque la fabrication d'aluminium nécessite d'énormes quantités d'énergie, les pays disposant de sources d'énergie moins chères et abondantes disposent d'un avantage concurrentiel : c'est le cas du Bahreïn et des Émirats Arabes Unis, mais également de l'Islande, du Canada ou encore de la Norvège.

Coulée de l'aluminium liquide et fabrication du fil machine

L'aluminium liquide est déversé dans un four où peuvent être ajoutés d'autres métaux pour la fabrication d'alliages.

L'aluminium en fusion est ensuite coulé en fil machine (fil rond de gros diamètre, compris entre 8 à 20 mm), qui est ensuite tréfilé pour aboutir au diamètre final choisi.

Fabrication (et pose) des câbles en aluminium

Cette étape est similaire à la fabrication des câbles en cuivre.

Recyclage

Le recyclage de l'aluminium contenu dans les produits en fin de vie consiste en une étape de préparation des matériaux, une fusion (souvent appelée « seconde fusion » en opposition à la « première fusion » du métal primaire), un éventuel affinage pour épurer le métal liquide et séparer les impuretés et enfin un moulage. La fabrication de l'aluminium secondaire est particulièrement peu énergivore⁴⁰ : elle nécessite 95 % d'énergie en moins par rapport à l'aluminium primaire.

Concernant le marché spécifique des câbles en aluminium, les problématiques liées au recyclage sont similaires à celles concernant les câbles en cuivre.

³⁹ DOI: 10.1097/JOM.00000000000000062

⁴⁰ Selon l'étude FEDEREC citée dans la note de bas de page précédente, le recyclage d'une tonne d'aluminium collecté en France en 2014 consomme 95 % d'énergie primaire et émet 95 % de CO₂eq de moins que la production d'une tonne d'aluminium primaire en Europe en 2010.

LE CUIVRE ET L'ALUMINIUM SERONT FORTEMENT MOBILISÉS DANS LES PROCHAINES ANNÉES: POUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES, ET PAR LA TRANSITION BAS CARBONE

Le cuivre et l'aluminium sont deux métaux de base aux usages répandus et variés (figures 21 et 22). La transition bas-carbone va les mobiliser encore davantage. En effet, leur bonne conductivité électrique les rend indispensables dans les éoliennes, les panneaux photovoltaïques ou les batteries des véhicules électriques. Le renforcement des réseaux électriques, rendu nécessaire par l'intégration des énergies renouvelables, mobilisera également d'importantes quantités de cuivre et d'aluminium. Enfin, l'aluminium est également utilisé pour le cadre des panneaux photovoltaïques ou encore, en substitution de l'acier pour alléger les voitures.

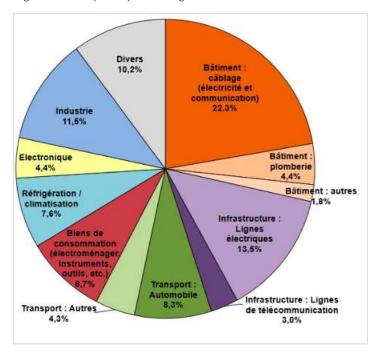
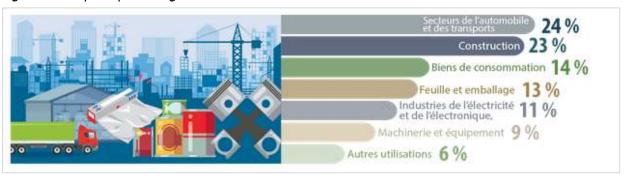


Figure 21 : les principaux usages du cuivre en 2016

Source: BRGM, d'après copperalliance.org

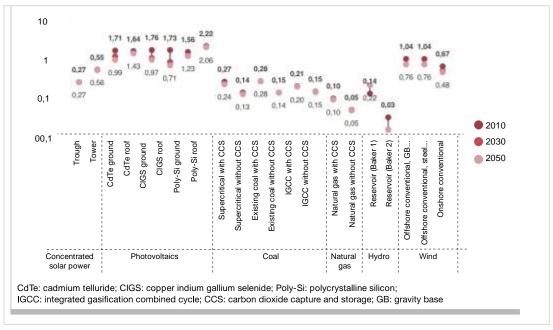
Figure 22 : les principaux usages de l'aluminium en 2018



Source : https://www.rncan.gc.ca

Depuis quelques années, plusieurs études ont été menées pour évaluer l'utilisation de matières induites par les énergies renouvelables par rapport aux énergies dites conventionnelles⁴¹. La tendance générale semble indiquer que les énergies renouvelables mobilisent davantage de ressources minérales que les énergies conventionnelles. Cependant, les résultats doivent être pris avec précaution compte tenu des hypothèses (durée de vie, facteur de charge...) et des périmètres considérés. À titre indicatif sont présentés ci-dessous les résultats d'une étude de l'IRP⁴² de 2016, nous donnant l'utilisation de cuivre (*figure 23*) et d'aluminium (*figure 24*) par kWh d'électricité, en fonction de la source d'énergie, renouvelable ou non.

Figure 23 : comparaison entre différentes technologies de la quantité de cuivre nécessaire (en grammes) pour produire 1 kWh d'électricité



Source : IRP, 2016

⁴¹ Exemples très récents : étude de l'AIE : www.iea.org/articles/clean-energy-progress-after-the-covid-19-crisis-will-need-reliable-supplies-of-critical-minerals ou de la Banque Mondiale : http://pubdocs.worldbank.org/en/961711588875536384/Minerals-for-Climate-Action-The-Mineral-Intensity-of-the-Clean-Energy-Transition.pdf

^{42 «} Green energy choices : the benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production », IRP, 2016.

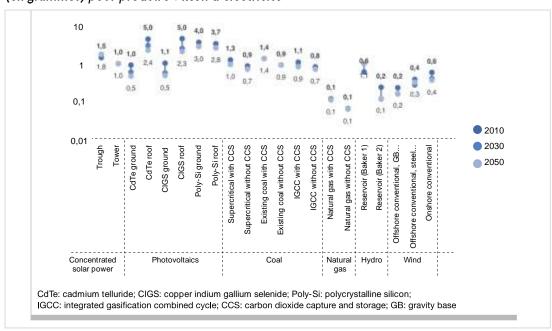


Figure 24 : comparaison entre différentes technologies de la quantité d'aluminium nécessaire (en grammes) pour produire 1 kWh d'électricité

Source: IRP, 2016

La demande en cuivre et aluminium engendrée par l'adaptation des réseaux électriques aux énergies renouvelables restera, relativement faible par rapport aux besoins engendrés par les installations de production d'électricité renouvelable et par la mobilité électrique. Cependant, il n'est pas possible de la détacher du contexte global de la transition bas-carbone qui va indubitablement engendrer une importante consommation supplémentaire en cuivre et en aluminium.

L'IFPEN dans le cadre du projet Generate⁴³ a modélisé la demande mondiale en cuivre entre 2010 et 2055 selon deux scénarios climatiques : un scénario où le réchauffement climatique atteint 4 °C en 2100 et un scénario où le réchauffement climatique est limité à 2 °C en 2100 (avec une transition bas carbone plus poussée).

La demande cumulée de cuivre entre 2010 et 2055, tous usages confondus (y compris les usages non liés à la transition bas-carbone, en augmentation du fait du développement économique des pays émergents), est estimée à près de 1600 Mt pour le scénario 4 °C et à 1800 Mt pour le scénario 2 °C. En 2010, l'USGS estimait les ressources de cuivre à un peu plus de 1800 Mt. La marge semble donc extrêmement restreinte, d'autant que la longue durée de vie des équipements contenant du cuivre ne permettra pas au cuivre secondaire (recyclé) de combler ce surcroît de demande.

Les réserves et ressources sont cependant régulièrement réévaluées à la hausse : ainsi, l'estimation des ressources faite par l'USGS est passée à 2100 Mt en 2014, tandis que les réserves sont passées de 310 Mt en 1996 à 830 Mt en 2018.

⁴³ Projet « Géopolitique des énergies renouvelables et analyse prospective de la transition énergétique » lancé en 2018 pour deux ans, mené par l'IPFEN et l'IRIS, financé par l'Agence Nationale de la Recherche.

Malgré tout, même si des innovations diminueront probablement les besoins en cuivre pour certaines technologies ou permettront sa substitution par d'autres matières, l'effort de production (et donc d'extraction puisque le cuivre secondaire ne permettra pas un apport suffisant dans un monde en croissance) à fournir pour répondre à la demande d'ici le milieu du siècle est conséquent : il s'agit de mobiliser une quantité de cuivre primaire correspondant à 2 ou 2,5 fois les réserves actuelles⁴⁴.

D'un point de vue géologique, le risque d'épuisement semble faible. En effet, face à une forte demande, des efforts d'exploration supplémentaires pourraient aboutir à la découverte de nouveaux gisements. Cependant, l'accès au cuivre peut devenir de plus en plus difficile (refus de l'exploitation par les populations locales et fortes sollicitations environnementales), et conduire à une augmentation du coût de l'extraction (baisse de la teneur moyenne des gisements et extraction plus profonde).

Par ailleurs, l'adaptation de l'offre à la demande est lente : la découverte puis la mise en exploitation d'une mine prennent souvent jusqu'à vingt années ou plus, tandis que les raffineries moins longues à construire (quelques années) peuvent faire face à d'importantes et longues difficultés administratives. Les procédés d'extraction et de premières transformations sont par ailleurs onéreux. En cas d'inadéquation entre l'offre et la demande, des tensions conjoncturelles pour l'accès à la ressource et une augmentation des prix apparaîtront, remettant en cause le rythme de déploiement des technologies bas-carbone.

La crise sanitaire lié au COVID-19 pourrait déclencher l'apparition de telles tensions conjoncturelles. En effet, du fait de la pandémie, des mines ont limité ou arrêté leurs activités. Surtout, la plupart des investissements miniers ont été gelés, ce qui retarde les découvertes et les mises en exploitation à venir.

Pour le cuivre, l'exploitation au Chili doit faire face à des besoins énergétiques et en eau en croissance au fur et à mesure que la teneur exploitée décroît. Le recours à des usines de dessalement est aujourd'hui nécessaire pour permettre l'alimentation en eau. Dans ce contexte, il sera difficile d'accroître la production chilienne pour répondre à la demande malgré les ressources disponibles en terre.

Pour l'aluminium, l'augmentation de la demande induite par la transition bas carbone est peu documentée, mais serait *a priori* moins importante. Le risque de pénurie géologique est faible voire inexistant car la bauxite est un minerai très répandu. Au niveau de consommation actuel les réserves sont de 100 ans. Cependant, comme pour le cuivre, l'adaptation de l'offre à la demande est lente (à la fois pour l'extraction et les premières transformations), ce qui pourrait là aussi conduire à des tensions conjoncturelles.

In fine, que ce soit pour l'aluminium ou le cuivre, le risque n'est pas tant un risque d'épuisement géologique qu'un risque de pénurie momentanée liée à une adaptation de l'offre à la demande décalée dans le temps. La hausse des prix qui en résulterait serait dommageable à la mise en œuvre de la transition bas-carbone. Pour s'en prémunir, certains acteurs industriels, notamment les câbliers, ont des contrats d'approvisionnement de long terme.

Pour la question spécifique des câbles utilisés sur les réseaux électriques, les possibilités de substitution entre les deux matières limitent ces risques.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES : CHOIX TECHNOLOGIQUES, ENJEUX MATIÈRES ET OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES I

⁴⁴ Ces chiffres correspondent à la situation actuelle et doivent être relativisés car les notions de réserves et ressources sont dynamiques en fonction des prix et des découvertes. En cas de demande accrue et donc de prix hauts, il y a fort à parier qu'on exploitera des gisements jusqu'à présent non-économiques et donc on augmentera d'autant les réserves et ressources.

3. ANALYSE DES ACTEURS EN PRÉSENCE SUR LES CHAÎNES DE VALEUR DES CÂBLES EN CUIVRE ET EN ALUMINIUM

L'analyse des acteurs présents le long de la chaîne de valeur des câbles en cuivre et en aluminium permet d'identifier la vulnérabilité de la France vis-à-vis d'acteurs extérieurs. Deux éléments caractérisent cette vulnérabilité : d'une part, l'existence ou non d'acteurs français ou européens, d'autre part, le niveau de concentration de la production (concentration géographique, mais aussi concentration du marché autour de certaines entreprises).

Pour les câbles en cuivre, les informations sont résumées dans le tableau 5. Les principaux messages qui peuvent en être tirés sont les suivants :

- sur l'amont de la chaîne de valeur (jusqu'à la fabrication des cathodes), l'Europe représente autour de 5 % de la production minière mondiale et 10 % de la production de cuivre raffiné. L'approvisionnement de l'Europe (environ 4 Mt de cuivre par an) est assuré à 20 % par des minerais de cuivre extraits en Europe (principalement en Pologne, Suède, Finlande, Espagne et Portugal) et par le recyclage (déchets neufs et usagés). Les 37 % restants proviennent des importations⁴⁵.
 - Sur la fabrication du fil machine et sur la fabrication des câbles en cuivre, l'Europe possède les sièges sociaux des deux plus grands câbliers et de nombreux sites de production ;
- la vulnérabilité sur la partie « extraction » est faible à modérée car le marché est peu concentré. Au niveau géographique, le Chili reste un acteur majeur, avec 28 % de la production en 2018, mais d'autres acteurs émergent, comme le Pérou (12 % de la production). La Chine est le troisième producteur mondial avec 8 % de la production mondiale. Il est également à noter que la Chine a acquis de nombreux gisements, la diversité géographique des gisements ne doit ainsi pas cacher la concentration des capitaux.
 - Au niveau des sociétés minières, la concentration du marché peut paraître forte car les 10 plus grosses entreprises détiennent 46 % des parts de marché. Cependant, la production est bien répartie entre les dix. ;
- la vulnérabilité sur la partie fusion-affinage est plus inquiétante : la Chine, bien que comparativement relativement peu présente sur la partie extraction (8 % de la production mondiale en 2018), possède des capacités de fusion et d'affinage de plus en plus importantes (40 % des parts de marché, en hausse) ;
- sur la fabrication des câbles, le marché est équilibré entre plusieurs grands groupes. Une vulnérabilité existe cependant sur le marché très particulier des câbles sous-marins, du fait de la nécessité de navires.

⁴⁵ Source: https://copperalliance.eu/about-us/europes-copper-industry/

Tableau 5 : analyse de la chaîne de valeur des câbles en cuivre

Segment de la chaîne de valeur	Production / réserves / ressources (en Mt – données 2018)	Part de marché des deux plus gros acteurs	Premier acteur européen	Concentration géographique de la production (indice IHH si disponible)	Concentration de marché (part des dix plus grosses entreprises dans la production mondiale)	Répartition des entreprises du top 10
Extraction du minerai - production ⁴⁶	20,5	Chili (28 %), Pérou (12 %)	Pologne (1,95 %)	Peu concentrée : IHH de 0,12 en 2016	46 %	2 Chili, 2 États-Unis, 1 RU/Suisse, 1 RU/ Australie, 1 Canada, 1 Pologne, 1 RU/Australie, 1 RU
Extraction du minerai – réserves ⁴⁶	830	Chili (21 %), Australie (11 %)		Peu concentrée : IHH de 0,10 en 2016		
Extraction du minerai - ressources ⁴⁷	2100	Amérique du Sud (38 %), Amérique du Nord (23 %)	Europe (6 %)			
Blister ⁴⁶ – étape de fusion	19,5	Chine (41 %), Japon (8 %)	Pologne (3 %)	Concentration assez faible en 2016 (0,16)	20 %48	6 Chine, 2 Chili, 2 Japon, 1 Allemagne, 1 États-Unis
Cathode ⁴⁶ – production de cuivre raffiné ⁴⁹	24,1	Chine (38,5 %), Chili (10,2 %)	Allemagne (2,1%)	mais en hausse rapide avec les nouvelles capacités chinoises	23 % ⁴⁸	4 Chine, 1 Inde, 1 Russie, 1 Japon, 1 États-Unis, 1 Chili, 1 Corée du Sud
Fabrication du fil-machine	Peu d'informations sur ce maillon. Le marché est <i>a priori</i> bien réparti entre plusieurs grands groupes (avec parfois une intégration avec la fabrication de câbles), dont certains produisent en Europe. Dans les statistiques douanières ⁵⁰ , la France a exporté 91 kt et importé 58 kt de fil machines (tous usages confondus) en 2018. Les importations proviennent en très grande partie d'Europe (notamment Italie, Allemagne, Belgique). Capacités de production en France sur le fil cuivre : fonderie, tréfilerie de Nexans (Lens)					
Fabrication des câbles ⁵¹	15 ⁵²	Le marché est bien réparti en plusieurs grands groupes dont certains ont leur siège social et des usines de production en Europe (comme les deux premiers câbliers mondiaux : Nexans en France, Prysmian en Italie). Les concurrents asiatiques (Chine et Corée du Sud) et du Moyen-Orient montent en puissance. Plusieurs de ces grands groupes ont des usines de production en Europe. Pour les câbles sous-marins : Nexans a des capacités de production en Norvège et au Japon ; Prysmian en Italie, Norvège et Finlande. Les deux groupes possèdent également chacun un navire permettant la pose de ces câbles.				
Recyclage des câbles		La France est un acteur important du recyclage avec une capacité de production de l'ordre de 100 kt/an (3 acteurs historiques et divers petits acteurs) Capacités françaises: - RECYCÂBLES traite 36 kt/an de câbles qui permettent de valoriser 18 kt de grenailles (cuivre pur à 99,9 %) et 13 kt de plastiques - MTB recycling (Trept) peut recycler jusqu'à 36 kt/an de câbles et produit de la grenaille de pureté 99,99 % - Fonderies de cuivre				

⁴⁶ Source : USGS, 2019 (données de 2018), sauf pour l'IHH dont la source est la fiche de criticité du cuivre réalisée par le BRGM (les données datent alors de 2016).

⁴⁷ Source: USGS, 2015.

⁴⁸ Il s'agit de la part de marché (en capacité de production) des dix plus grosses fonderies/raffineries. Plusieurs fonderies/raffineries peuvent appartenir à la même société. Les activités de fusion-raffinage sont par ailleurs le plus souvent intégrées.

⁴⁹ Inclut la production de cathode via la matière secondaire.

⁵⁰ http://lekiosque.finances.gouv.fr

⁵¹ Etude DGE et Pipame de 2015 : « Prospective : mutations économiques du secteur de l'industrie des métaux non ferreux, Annexe : vision prospective à horizon 15-20 ans ».

⁵² Estimation à partir d'un chiffrage de Prysmian de 2013, citée dans l'étude de la DGE, portant sur l'ensemble du marché des câbles pour l'énergie (plus large donc que le réseau de transport et distribution) et d'une hypothèse de croissance de 4,7 % par an.

Pour les câbles en aluminium, les informations sont résumées dans le tableau 6. Les principaux messages qui peuvent en être tirés sont les suivants :

• l'Europe est moins présente sur l'amont de la chaîne de valeur (jusqu'à la fabrication de l'aluminium de première fusion) pour les câbles en aluminium ;

Elle est davantage présente sur la fabrication du fil machine et des câbles (les sièges sociaux des deux plus grands câbliers sont en Europe ; de nombreux sites de production de câbles y

sont situés).

- sur la partie « extraction de la bauxite », la répartition géographique du marché au niveau mondial est équilibrée et les réserves de bauxite importantes. Au niveau géographique, l'Australie (25 % de l'extraction mondiale de bauxite), la Chine (24 %) et la Guinée (15%) sont les trois acteurs majeurs. Cependant, du fait de sa faible valeur commerciale et de son importante masse, le marché de la bauxite voire de l'alumine reste régionalisé avec peu d'échanges au niveau international : l'Europe ne peut ainsi pas envisager un approvisionnement en bauxite trop éloigné et il existe donc une forte dépendance à la Guinée (encadré 14);
- la répartition géographique sur la production d'alumine et d'aluminium est plus concentrée: la Chine est un acteur prédominant sur ces deux marchés (55 % pour les deux produits), loin devant l'Australie pour l'alumine (15 %) et la Russie pour l'aluminium (6 %).
 Malgré un poids faible, l'Europe est présente sur la production d'alumine et d'aluminium, primaire et secondaire, dont la production est essentiellement destinée aux acteurs industriels européens. La France possède des sites de production à Dunkerque et à Saint-Jean-de-Maurienne. Le mix décarboné du pays est un réel atout pour la production d'aluminium bas-carbone.
 - Pour l'Europe, les vulnérabilités en termes d'approvisionnement sont très fortes, notamment sur l'alumine. La crise des oligarques russes en 2018 a été un véritable révélateur de ces fragilités (*encadré 14*);
- Sur la fabrication des câbles, le marché est équilibré entre plusieurs grands groupes.

Tableau 6 : analyse de la chaîne de valeur des câbles en aluminium

Segment de la chaîne de valeur	Production / réserves / ressources (en Mt - données 2018)	Parts de marché des deux plus gros acteurs	Concentration géographique de la production (indice IHH si disponible)	Acteurs français
Extraction du minerai – production ⁵³	300	Australie (25 %), Chine (24 %)	Répartition géographique équilibrée au niveau mondial La France et l'Europe dépendant principalement de la Guinée	Pas d'extraction de bauxite pour usage métallurgiste en France
Extraction du minerai – réserves ^{53 ci-dessus}	30 400	Australie (20 %), Guinée (16 %)	Répartition géographique équilibrée	
Alumine	129,5	Chine (55 %), Australie (15 %)	Très forte concentration en Chine au niveau mondial Forte dépendance	Alteo (Gardanne) produit 300 kt/an d'alumine de spécialité dont 80 % destinés à des usages non métallurgiques via importations de bauxites venant principalement de Guinée
Aluminium (première fusion)	60	Chine (55 %), Russie (6 %)	européenne et française à la raffinerie d'Aughinish (Irlande)	Aluminium Dunkerque – Liberty: production de 278 kt en 2019 Trimet (Saint-Jean-de- Maurienne): capacité de production de 145 kt/an d'aluminium primaire
Fabrication du fil-machine	Peu d'informations sur ce maillon. Le marché est <i>a priori</i> bien réparti entre plusieurs grands groupes (avec parfois une intégration avec la fabrication de câbles), dont certains produisent en Europe. Dans les statistiques douanières ⁵⁴ , la France a exporté 36 kt et importé 28 kt de fil machines en aluminium non allié (tous usages confondus) en 2018. Les importations proviennent principalement de trois pays européens: Italie, Royaume-Uni et Islande. Pour les fils machine en alliages d'aluminium (tous usages confondus), les exportations s'élevaient à 13 kt et les importations à 3 kt. Les importations proviennent essentiellement des États-Unis, de l'Espagne et de l'Italie. Producteur de fil-aluminium: Trimet (Saint-Jean-de-Maurienne) produit du fil machine, notamment à destination des câbliers			
Fabrication des câbles ⁵⁵	Idem que pour le cuivre			
Recyclage des câbles	La France est un acteur important du recyclage avec une capacité de production de l'ordre de 100 kt/an (3 acteurs historiques et divers petits acteurs) : MTB recycling (Trept) peut recycler jusqu'à 36 kt/an de câbles et produit de la grenaille de pureté 99,99 %			

⁵³ https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/mineraux-exploitation-miniere/faits-sur-les-mineraux-les-metau/faits-sur-laluminium/20568

⁵⁴ http://lekiosque.finances.gouv.fr

⁵⁵ Etude DGE et Pipame de 2015 : « Prospective : mutations économiques du secteur de l'industrie des métaux non ferreux, Annexe : vision prospective à horizon 15-20 ans ».

Encadré 14 : la crise des oligarques russes de 2018, révélateur de la fragilité de l'approvisionnement européen en alumine 56

Le 6 avril 2018, les États-Unis ont menacé d'imposer des sanctions contre Rusal, le leader mondial de l'aluminium, qui était alors contrôlé par l'homme d'affaire russe Oleg Deripask, entraînant dans la tourmente une multitude d'entreprises des filières aluminium européenne et française. La date de mise en place de ces sanctions a été repoussée à plusieurs reprises, entretenant ainsi un climat d'incertitude ; elles ont été finalement totalement levées le 27 janvier 2019.

Malgré le poids relativement faible de Rusal dans l'approvisionnement mondial d'alumine (7,8 Mt soit 6 % en 2017 et 2018), cette crise a révélé la dépendance très forte de la France et de l'Europe à cette entreprise.

En effet, la raffinerie d'Aughinish de Rusal en Irlande est alimentée principalement par de la bauxite guinéenne provenant des mines de Rusal (voir graphique ci-dessous). Cette raffinerie s'est ainsi retrouvée entièrement exposée aux menaces de sanctions. Or, cette dernière est devenue en 10 ans un maillon essentiel de l'approvisionnement à destination des producteurs d'aluminium européens et français (85% en 2017 – voir graphique ci-dessous).

Les secteurs de l'automobile et de l'aéronautique européen et français se sont donc retrouvés exposés par effet ricochet. Une perspective inquiétante sachant qu'un marché de l'alumine déjà déficitaire hors-Chine ne favorisait pas les alternatives d'approvisionnement.

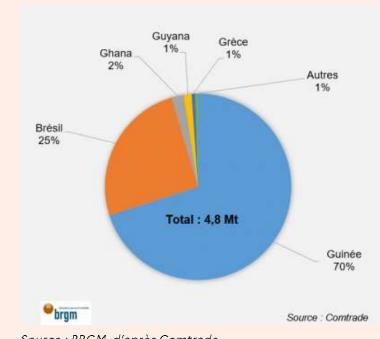
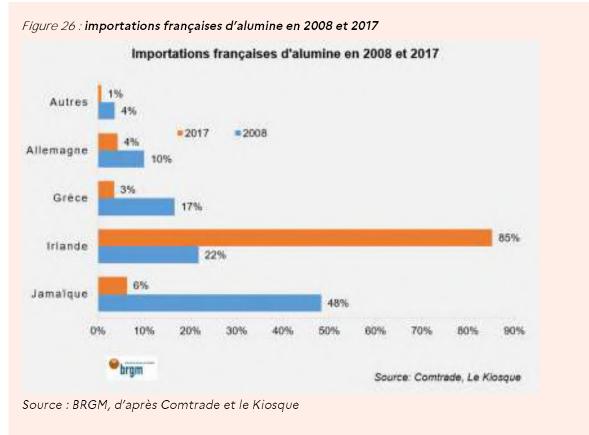


Figure 25 : importations irlandaises de bauxite en 2017

Source : BRGM, d'après Comtrade

⁵⁶ L'essentiel des éléments de cet encadré provient d'une analyse du BRGM : http://www.mineralinfo.fr/ecomine/retour-normale-marche-lalumine-apres-annee-2018-turbulente



Cette crise, conjuguée à une forte diminution de production de la plus grande raffinerie du monde située au Brésil, s'est traduite par une forte hausse des prix. L'approvisionnement européen a été en partie pourvu par des importations chinoises. La situation est revenue à la normale après la levée des sanctions début 2019.

Par ailleurs, il est également important de signaler que la production de nombreux petits métaux comme le sélénium, le tellure ou le gallium dépend de l'exploitation du cuivre et de l'aluminium. Une éventuelle pénurie sur ces métaux peut conduire à une pénurie sur ces métaux plus rares.

In fine, l'analyse menée sur l'offre et la demande des câbles (en cuivre et en aluminium), ainsi que sur les acteurs présents conclut à des risques faibles à modérés sur l'approvisionnement. Un point d'attention est à signaler, que ce soit pour le cuivre ou l'aluminium, sur la concentration grandissante des capacités de fusion et d'affinage en Chine. Par ailleurs, une autre vulnérabilité, non détaillée dans le cadre de ce rapport, concerne les chaines logistiques qui peuvent, comme pour d'autres métaux, être un élément critique de l'approvisionnement (il faut par exemple cinq semaines pour faire venir le cuivre du Chili).

Cependant, les impacts environnementaux, sociaux et sanitaires liés à ces deux matières sont majeurs et peuvent, du fait de l'hostilité grandissante des populations locales, conduire à une remise en cause de projets.

4. **SI D'UN POINT DE VUE** GÉOPOLITIQUE ET TECHNICO-ÉCONOMIQUE, LES RI**SQUES POUR L'APPROVI**SIONNEMENT EN CÂBLES ET EN ALUMINIUM SONT MODÉRÉS, LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX INDUITS PAR LA PRODUCTION DE CES DEUX MATIÈRES SONT MAJEURS

Les impacts environnementaux liés au cuivre et à l'aluminium tournent autour de quatre axes : la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ associées, la consommation d'eau, les pollutions locales des écosystèmes et l'usage des sols.

La consommation d'énergie et les émissions de CO₂ associées

La fabrication des câbles, et surtout les étapes d'extraction et de premières transformations du cuivre et de l'aluminium, sont particulièrement énergivores.

La quantité d'énergie nécessaire pour produire une tonne de cuivre primaire est variable selon les pays de production. Selon une étude de FEDEREC de 2017, la fabrication d'une tonne de cuivre primaire en Europe nécessite 7 400 kWh⁵⁷ (sur la période 1994-2003). Pour une production de cuivre primaire représentative du marché global en 2008, Nuss & Eckelman (2014) indiquent une valeur de 14 900 kWh par tonne.

Si les procédés de l'extraction à la fonderie sont énergivores, les traitements minéralurgiques (concassage et broyage du cuivre) représentent également un poste important (ANCRE 2015). La consommation énergétique se traduit par d'importants rejets de gaz à effet de serre (GES) : 1,4 tCO₂eq par tonne de cuivre primaire pour une fabrication en Europe (étude FEDEREC, 2017), le double pour une production représentative du marché mondial (Nuss & Eckelman, 2014).

Cette consommation dépend de la teneur du minerai (plus la teneur est faible, plus la consommation d'énergie est importante) et des technologies de traitement. Dans les années à venir, les gains d'efficacité énergétique ne suffiront pas à compenser la baisse des teneurs et on estime qu'en 2050, avec une demande en cuivre multipliée par deux à trois par rapport à 2016, le cuivre devrait à lui seul représenter 2,4 % de la consommation énergétique mondiale de 2050 contre 0,3 % en 2012 (Ademe, 2017).

La quantité d'énergie nécessaire à la fabrication d'une tonne d'aluminium est encore plus importante : 43 500 kWh⁵⁸ (étude FEDEREC, 2017 pour une production d'aluminium en Europe en 2010), dont 13 000 à 16 000 kWh pour la phase d'électrolyse nécessaire à la transformation de l'alumine en aluminium.

Le niveau des émissions de gaz à effet de serre associées variera fortement en fonction du mix électrique des pays où se situent les usines de transformation. Selon une publication de 2008, le niveau des émissions liées à la fabrication d'une tonne d'aluminium primaire peut varier entre 1,7 et 23 tonnes de CO_2^{59} (par exemple : la fabrication d'aluminium au Québec est, grâce aux installations hydroélectriques de la région, l'une des plus sobres en carbone du monde). La France avec son mix électrique décarboné figure parmi les producteurs d'aluminium à très faible niveau d'émissions. L'étude de FEDEREC de 2017 retient quant à elle une valeur moyennée de 7,8 t CO_2 eq par tonne pour l'Europe (la valeur mondiale est quasi équivalente).

En moyenne au niveau mondial, les émissions de gaz à effet de serre à la tonne d'aluminium produit sont environ trois fois supérieures à celles de la tonne de cuivre produit. Dans les pays au mix électrique peu carboné, cet écart se réduit fortement. Par ailleurs, il est également à souligner que le tonnage mondial d'aluminium produit chaque année est trois fois supérieur à celui du cuivre.

Pour les câbles, le constat demeure : pour une même quantité produite, l'utilisation d'aluminium engendre plus d'émissions de gaz à effet de serre que celle de cuivre. L'écart est cependant divisé par deux (comme vu précédemment, pour une même longueur et une même résistance, le câble en cuivre a une masse deux fois plus importante que le câble en aluminium).

⁵⁷ https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?cuivre.htm, FEDEREC / Mars 2017 / Évaluation environnementale du recyclage en France selon la méthodologie de l'analyse de cycle de vie - Rapport final

⁵⁸ https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?aluminium.htm

^{59 &}quot;Aluminium smelting greenhouse footprint and sustainability", Jeffrey Keniry, Light metals, 2008

Enfin, le recyclage ne permet pas les mêmes gains énergétiques (ni en CO₂) pour l'aluminium et pour le cuivre : selon l'étude de FEDEREC de 2017, la consommation énergétique associée à la production d'une tonne de cuivre secondaire collecté en France est de 5 500 kWh (pour 1,3 tCO₂), soit 20 % de moins que la production de cuivre primaire en Europe sur la période 1994-2003 (et 10 % de moins pour les émissions de GES), alors que pour l'aluminium secondaire, cette consommation est de 2 700 kWh (pour 0,5 tCO₂), soit 95 % de moins que pour l'aluminium primaire produit en Europe en 2010 (et 95 % de moins pour les émissions de GES).

La consommation d'eau

Si les processus de fabrication de cuivre et d'aluminium nécessitent d'importantes quantités d'eau, la problématique est particulièrement aigüe pour le cuivre.

L'industrie minière du cuivre est en effet grande consommatrice d'eau. Les besoins sont importants pour les étapes liées au traitement minéralurgique du minerai (concassage, broyage, triage, flottation). L'eau est utilisée tant pour le traitement selon des procédés hydrométallurgiques (solution de lixiviation avec de l'acide et de l'eau) que pour le traitement selon des procédés pyrométallurgiques (pour la partie flottation). L'eau intervient aussi dans l'affinage électrolytique.

Par ailleurs, en Amérique du Sud et en particulier au Chili, la plupart des grandes mines de cuivre sont situées dans des zones arides voire désertiques (désert d'Atacama). Dans ces zones géographiques où l'accès à l'eau et surtout aux nappes souterraines est un enjeu stratégique, la consommation de 13 m³ d'eau douce par tonne de cuivre produite est loin d'être anodine.

La baisse tendancielle des teneurs en cuivre entraîne par ailleurs une plus grande consommation d'eau : pour produire une même quantité de cuivre, il faut traiter un volume plus important de roches et donc consommer davantage d'eau. Entre aujourd'hui et 2029, la quantité d'eau nécessaire à la production d'une tonne de cuivre passera de 16,3 m³ (dont 13 m³ d'eau douce et 3,3 m³ d'eau de mer) à 25,3 m³ (dont 14,5 m³ d'eau douce et 10,8 m³ d'eau de mer)⁶⁰.

Pour faire face à ces difficultés d'approvisionnement en eau, l'industrie chilienne du cuivre mise sur l'utilisation de l'eau de mer (le plus souvent dessalée), ce qui implique la construction d'infrastructures lourdes (usines de dessalement avec installations de pompage pour transporter l'eau de mer jusqu'aux mines à 250 km, le plus souvent situées en altitude, à 2500 m; installations nécessitant sa propre centrale énergétique) et donc une hausse des coûts et du bilan environnemental.

L'usage des sols

Que ce soit pour le cuivre ou la bauxite, la majorité des mines sont à ciel ouvert, conduisant à une importante érosion des sols (en Australie pour le cuivre) et à une forte consommation d'espace, augmentée par la nécessité d'infrastructures d'accès (sur parfois plusieurs centaines de kilomètres). Les mines de bauxite (au Brésil, quatrième producteur mondial) et de cuivre sont une des causes de la déforestation de la forêt tropicale, déforestation dont les impacts sur la faune et la flore sont importants et irréversibles (notons cependant que l'agriculture et la construction de nouvelles zones d'habitation sont, et de loin, les premières causes de la déforestation de la forêt tropicale).

Les pollutions locales des écosystèmes

Les pollutions des écosystèmes (eaux de surface et souterraines, air et sols) résultent principalement des phases d'extraction et de premières transformations.

Pour le cuivre, les fumées émanant des centres industriels sont chargées en métaux lourds (arsenic, mercure) et en dioxyde de soufre. Ces industries induisent une pollution des cours d'eau et des eaux souterraines (avérée au Chili, au Pérou et en Chine). Une mauvaise gestion des résidus miniers, comme en Chine, entraîne des drainages miniers acides⁶¹ (DMA) et donc une acidification des eaux douces. Au Chili, le sujet des déchets miniers est également préoccupant à plus long terme en cas d'évolutions climatiques avec de fortes pluies.

⁶⁰ Source: BRGM d'après Colchico, 2018

_

⁶¹ Le drainage minier acide (DMA) ou encore drainage rocheux acide (DRA) est un phénomène de production d'une solution minérale acide qui s'écoule régulièrement, suite à une production d'acide sulfurique induite par la mise en contact avec l'air de certains minéraux (sulfures métalliques), généralement à l'occasion de grandes excavations (carrières) et travaux miniers ou de stockage de déchets miniers.

Les mines de bauxite, en revanche, ne produisent pas de DMA (drainages miniers acides) en raison de l'absence de minéraux sulfurés dans le minerai. Les processus de transformation de la bauxite en alumine puis en aluminium nécessitent l'utilisation de réactifs et génèrent de nombreux résidus toxiques, parmi lesquels la boue caustique (appelées « boues rouges »), à l'origine d'une pollution des masses d'eau dans plusieurs pays (Brésil, Inde, Chine). En France, les standards environnementaux ont été mis en application, il n'y a plus de rejets de « boues rouges » en mer. Les rejets liquides encore existants font l'objet d'un suivi attentif des autorités et la mise en œuvre de nouveaux équipements devraient à terme permettre d'atteindre des valeurs limites de rejets conformes aux réglementations française et européenne. Le traitement des boues rouges implique un stockage à terre sous forme solide qui implique une gestion de ces zones de stockages, en particulier en ce qui concerne les émissions de poussières.

Dans les câbles, les matériaux isolants contenus dans la gaine peuvent être à l'origine de pollutions de l'air ou de l'eau.

À l'étape de la fin de vie, les procédés de recyclage, parfois rudimentaires dans certains pays, peuvent émettre des polluants en lien avec la combustion des matières plastiques isolantes. Le recyclage des câbles en France permet de s'assurer de la mise en œuvre de standards environnementaux exigeants.

Pour les câbles sous-marins, le plomb est utilisé dans la gaine isolante. Le risque de contamination des milieux par cette substance toxique lors de l'usage du câble est limité car le plomb n'est pas en contact avec l'extérieur. Il est plus important à l'étape de la fabrication et de la fin de vie mais il peut, avec des mesures appropriées, être maitrisé. Cependant, un risque réglementaire existe : si un durcissement de la réglementation REACH conduisait à une interdiction de l'usage du plomb dans les câbles, l'activité européenne de production des câbles sous-marins serait compromise car il n'y a pas actuellement de substitut du plomb pour ce type d'applications. La construction des interconnexions et le raccordement des parcs éoliens offshores nécessiteraient pourtant toujours des câbles contenant du plomb et impliqueraient un recours à leur importation.

5. L'AMPLEUR DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS AU CUIVRE ET À L'ALUMINIUM AINSI QUE LES CONDITIONS DE TRAVAIL, PARFOIS TRÈS DÉGRADÉES, DES MINEURS ET OUVRIERS PEUVENT PROVOQUER L'HOSTILITÉ DES POPULATIONS LOCALES ET UNE REMISE EN CAUSE DE CERTAINS PROJETS

Ces impacts conduisent à un rejet de plus en plus fort des mines et usines de premières transformations par les populations locales.

Au Chili, la consommation excessive d'eau de l'industrie du cuivre concentre les critiques et a conduit à remettre en cause certains projets. Les inquiétudes quant à l'impact sanitaire des rejets dans l'air de dioxyde de soufre, de particules fines, d'arsenic et de mercure par les fonderies ont par ailleurs provoqué un durcissement des normes d'émission. En Alaska, des oppositions fortes sont apparues face à un projet de mine de cuivre qui devait être réalisé à proximité de réserves naturelles.

Concernant l'aluminium, l'extraction de la bauxite minière génère souvent des conflits avec les populations locales (Guinée, Australie, Amazonie, Inde). L'exposition des populations aux boues toxiques (« boues rouges »), notamment en Chine où se situe la majorité du raffinage, implique d'importants enjeux sanitaires.

Au-delà des conséquences sur les populations locales, l'extraction minière et les premières transformations de ces deux matières soulèvent d'importantes questions éthiques quant aux conditions de travail des mineurs et ouvriers.

Lors de l'extraction du cuivre, les longues heures passées au soleil, la consommation d'eau non potable, le transport de lourdes charges et l'inhalation de poussières conduisent à une fréquence plus importante des maladies respiratoires, digestives et articulaires chez les mineurs (Association Ingénieurs Sans Frontières). Lors de la transformation du cuivre, les ouvriers sont continuellement exposés aux gaz toxiques et à un air extrêmement pollué, ce qui augmente le nombre de morts prématurées et la probabilité d'être atteint par une maladie cardio-respiratoire (Bureau international du Travail Genève, 2013).

Le tableau 7 synthétise et compare les enjeux environnementaux, sociaux et sanitaires de l'exploitation du cuivre et de l'aluminium.

Tableau 7 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation du cuivre et de l'aluminium

Impacts	Cuivre	Bauxite / Aluminium		
Consommation des ressources	Processus fortement énergivore de l'extraction à fonderie	Processus de fabrication d'alumine et d'aluminium extrêmement énergivores		
	Forte consommation d'eau	Consommation d'eau modérée		
	Stress hydrique élevé dans les zones d'extraction et de premières transformations	Stress hydrique modéré dans les zones d'extraction et de premières transformations		
	Forte consommation d'espace (mines à ciel ouvert), déforestation, érosion des sols			
Emissions dans l'environnement	Importantes émissions GES	Emissions GES variables selon mix énergétiques des pays mais en moyenne extrêmement élevées		
	Minerais contenant arsenic, métaux lourds et SO2	Minerais avec des teneurs relativement faibles en métaux lourds		
	Usages de réactifs et peu de contrôles des rejets	Rejets et usages de réactifs aux étapes du raffinage		
	Fortes pollutions des cours d'eau et eaux souterraines	Pollutions des masses d'eau par boues rouges		
	Conditions favorables aux DMA (drainages miniers acides) et mauvaise gestion des résidus miniers	Conditions non favorables aux DMA		
	Enjeu d'acceptabilité sociale par les populations locales			
Impacts sociaux et sanitaires	Peu de mines artisanales	Pas de mines artisanales		
	Zones avec des cancers avérés (présence arsenic et SO2 dans roches)	Risques sanitaires liés à exposition des populations aux boues rouges		

Légende des couleurs : marron : très fort , rouge : fort ; jaune : modéré ; vert : faible

Pour les câbles, une analyse en cycle de vie effectuée par la société Nexans permet de comparer l'impact environnemental d'un câble en cuivre et d'un câble en aluminium à l'aide de différents indicateurs (consommation d'énergie, consommation d'eau, émissions de gaz à effet de serre, etc.)

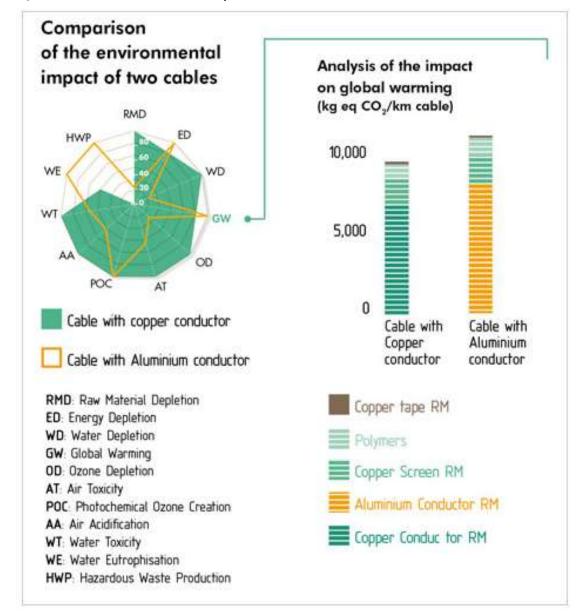


Figure 27 : résultats d'une ACV comparant un câble en aluminium et un câble en cuivre

Source: Nexans, 2019

L'ensemble des éléments présentés dans cette partie sur le cuivre et l'aluminium sont synthétisés dans deux fiches présentées en annexe 5.

In fine, les risques les plus importants sur ces deux matières sont géopolitiques (avec une dépendance de plus en plus forte aux fonderies chinoises), environnementaux et sociaux. Les risques environnementaux et sociaux peuvent conduire à une augmentation des coûts de production (durcissement de normes environnementales, utilisation de procédés moins polluants mais plus coûteux, réglementation plus stricte des conditions de travail...). L'ampleur des conséquences environnementales provoque l'hostilité des populations locales et l'abandon de certains projets. Plus généralement, la prise de conscience au niveau mondial des enjeux éthiques liés à l'extraction des matières premières fait émerger une demande forte pour un approvisionnement plus « responsable ». La capacité de répondre à cette demande sociétale implique d'enclencher dès aujourd'hui des démarches permettant une plus grande traçabilité et une plus grande responsabilisation des acteurs⁶².

⁶² Notons que l'entreprise Nexans communique sur son approvisionnement responsable en cuivre. Le Chili a par ailleurs mis en place une valorisation de son cuivre selon des standards de production.

B. Le béton, autre matière présente en masse dans les réseaux, présente des enjeux différents, essentiellement liés à son acceptabilité sociale

Le béton est un mélange, en proportions variables, d'un liant hydraulique (traditionnellement le ciment, pour 15 %), de granulats (dont le gravier ou le sable, pour 80 %), d'eau (pour 5%), d'adjuvants et parfois de fibres. L'eau provoque une réaction chimique de prise avec le ciment qui, en durcissant à l'air, lie tous les composants en un ensemble homogène et résistant.

Les granulats sont des petits morceaux de roches (gravillons, sable, etc.), d'une taille inférieure à 80 mm. Ils ont de multiples usages : outre le béton, ils participent à la réalisation des ouvrages de travaux publics, de génie civil et de bâtiment et sont dans ces domaines une matière première indispensable.

Les granulats peuvent être issus :

- de roche massive (calcaire, roche dure, roche d'origine volcanique) (figure en annexe 4) ;
- de roche meuble (sables, matériaux alluvionnaires) (figure en annexe 4);
- du recyclage (granulats fabriqués à partir de la déconstruction d'ouvrages en béton, de rebuts et d'excédents d'unités de production...).

Sur le seul marché français, la consommation annuelle était estimée à près de 435 millions de tonnes en 2017⁶³ dont 120 millions de tonnes issues du recyclage. Sur ces 435 millions, environ 120 millions de tonnes de granulats sont utilisées pour le béton. Avec environ 40 milliards de tonnes extraites par an de carrières, mines, rivières, fonds marins, côtes, les granulats sont la ressource la plus consommée dans le monde après l'eau.

Le clinker, composant principal du ciment, résulte de la cuisson à très haute température d'un mélange composé de calcaire (80 %) et d'argile (20 %) (*figure 28*). La production de clinker est fortement émettrice de CO₂, à cause de la combustion d'énergie fossile pour la cuisson, mais également de l'émission de gaz carbonique lors de la réaction chimique de cuisson actuellement aux environ de 1400 °C.

Le ciment résulte d'un broyage très fin du clinker, au cours duquel du gypse est ajouté. À ce stade, le cimentier peut inclure jusqu'à 40 % de substances alternatives, telles que pouzzolane, cendres volantes ou laitiers de hauts fourneaux, de manière à diluer le ciment sans modifier notablement ses propriétés intrinsèques. L'incorporation de ces matières alternatives contribue à réduire le bilan environnemental du ciment.

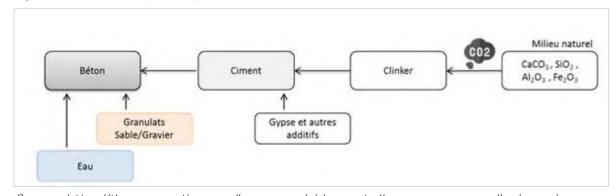


Figure 28 : schéma simplifié de production du béton

Source: https://theconversation.com/les-renouvelables-vont-elles-creer-une-nouvelle-dependance-au-beton-

1100212utm torm-Autofood&utm modium-Social&utm source-Twitter#Echohov-1554071450)

⁶³ Source : Union nationale des producteurs de granulats (UNPG).

 LA TRANSFORMATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'INSTALLATION DES CAPACITÉS D'ÉNERGIE RENOUVELABLES VONT INDUIRE D'IMPORTANTES CONSOMMATIONS DE BÉTON, CEPENDANT MODESTES FACE À CELLES DU SECTEUR DE LA CONSTRUCTION

Le béton est un élément indispensable à la transition bas-carbone.

Dans les réseaux électriques, il est utilisé pour les fondations de pylônes, pour certains pylônes ou pour les postes sources. RTE estime à 25 millions de tonnes la quantité de béton actuellement contenue dans les réseaux de transport (en stock), faisant ainsi du béton la matière la plus utilisée (très loin devant l'acier dont le stock est estimé à trois millions de tonnes). Les chiffres ne sont pas disponibles pour le réseau de distribution, mais il est vraisemblable que le béton y soit également très présent.

Les adaptations du réseau induites par la transition bas-carbone ainsi que les besoins de renouvellement vont nécessiter une utilisation plus importante de béton : RTE estime que sa consommation annuelle, pour le réseau de transport, va passer de 110 kt par an à 160 kt par an (voir I.B.3, les chiffres pour le réseau de distribution ne sont pas connus).

Cette utilisation accrue de béton pour les réseaux électriques reste cependant modeste par rapport aux besoins de béton liés aux éoliennes ou aux centrales photovoltaïques installées au sol.

De plus, face aux autres besoins en béton, comme ceux de la construction, l'utilisation de béton par la transition bas-carbone représente de faibles volumes⁶⁴.

Dans une étude de l'IPFEN et de l'IRIS⁶⁵ réalisée au niveau mondial, figure une estimation de la demande en ciment induite par la transition bas carbone. Quel que soit le scénario retenu, la demande en ciment sera croissante dans les prochaines décennies. Cependant, au niveau global, la part du ciment consacrée aux nouvelles capacités d'ENR entre 2014 et 2050 ne représentera que 0,8 % de la demande cumulée de ciment d'ici à 2050 – mais environ un tiers de la production mondiale actuelle.

2. UNE OFFRE ABONDANTE ET LOCALE

Contrairement aux ressources métalliques, les matières entrant dans la composition du béton ont une valeur commerciale relativement faible et du fait de leurs importantes masses, elles sont difficiles à transporter. Le marché reste donc régionalisé avec peu d'échanges au niveau international.

Ainsi, pour les granulats (dont le transport est limité à une trentaine de kilomètres en camion, davantage par la voie fluviale), les échanges internationaux de la France sont limités (une dizaine de millions de tonnes sur les plus de 400 millions de tonnes consommées annuellement en France, en provenance de pays limitrophes) et la balance commerciale de la France est équilibrée. La ressource est abondante avec plus de 2 700 sites d'extraction sur le sol français. La production est peu concentrée avec de nombreuses petites entreprises (1 600 en France). Cependant, certaines difficultés peuvent apparaître lors des demandes d'autorisation d'exploitation des carrières ou des conflits d'usages (foncier, sites protégés...).

Pour le clinker, la situation est légèrement moins favorable. Si la ressource est également abondante en France (avec, comme pour les granulats, des difficultés liées aux autorisations d'exploitation de carrières ou des conflits d'usage), la production française de clinker ne permet pas de satisfaire la demande : en 2017, la France était importatrice nette de clinker et de ciment pour environ 10 à 15 % de sa consommation. Ces importations tendent par ailleurs à s'accroitre, notamment dans les régions où la proximité des infrastructures portuaires et/ou de voies navigables permet un transport plus compétitif qu'en camion et train. La production est par ailleurs très concentrée avec cinq grandes entreprises principales (et quelques-unes importatrices).

⁶⁴ À titre de comparaison, la consommation annuelle actuelle de béton prêt à l'emploi en France est d'environ 80 millions de tonnes par an.

⁶⁵ « The impact of Future Generation on Cement Demand: An Assessment based on Climate Scenarios », Clément Bonnet, Samuel Carcanague, Emmanuel Hache, Marine Simoen, Gondia Sokhna Seck.

3. DES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX RÉELS, MAIS CONNUS ET, DANS UNE CERTAINE MESURE, MAITRISÉS

Contrairement aux ressources métalliques, les impacts économiques du transport du clinker et des granulats sur de longues distances limitent la délocalisation des externalités environnementales négatives⁶⁶. Les réglementations françaises et européennes, relativement strictes, permettent de maitriser les impacts environnementaux liés à la production de béton, d'autant que les recherches des cimentiers conduisent à modifier les compositions et à baisser les températures de cuisson du cru. Certains cimentiers visent une température de 500 °C.

Les impacts les plus importants sont l'impact paysager des carrières à ciel ouvert, l'impact sur la biodiversité lié à la consommation d'espaces et les émissions de CO₂ liées à la production de clinker (tableau 8).

Bien que le ciment ne soit pas en masse le composant le plus important du béton, il représente en effet la majeure partie de son bilan carbone. C'est lors de l'étape de cuisson du mélange de calcaire et d'argile (fabrication du clinker) que les gaz à effet de serre sont émis : 40 % de l'impact carbone vient de l'utilisation de combustibles fossiles pour chauffer le four et 60 % de la libération de CO₂ lors de la réaction chimique de calcination. En France, 3 % des émissions annuelles de GES proviennent des cimenteries.

D'importants efforts sont menés au niveau français et européen pour élaborer un ciment bas carbone : réduction de la quantité de carbonates dans le cru de fabrication du clinker, efficacité énergétique des procédés de combustion, utilisation de combustibles moins carbonés, etc. Le bilan carbone d'une tonne de ciment est ainsi passé de 656 kg CO₂ en 1990 à 442 aujourd'hui⁶⁷. L'objectif pour 2050 est de diminuer ces émissions de 80 % par rapport à 1990, notamment par le stockage du carbone et des technologies de rupture.

Concernant les impacts sur la biodiversité, les agrégats sont, en France, très souvent prélevés dans les alluvions des fleuves, à un rythme supérieur au renouvellement, avec une conséquence sur les lits et les estuaires.

Tableau 8 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux du clinker et des granulats consommés en France

Impacts	Clinker (ciment)	Granulats		
	Procédé de fabrication fortement énergivore	Processus d'extraction et de broyage faiblement énergivore		
	Consommation d'eau moyenne			
Consommation de ressources	Stress hydrique des zones d'exploitation faible			
	Forte consommation d'espace (carrières à ciel ouvert)			
	Aucune perturbation des milieux alluvionnaires et marins	Perturbation des milieux alluvionnaires et marins		
	Pas ou peu de rejets dans les milieux aquatiques	Peu de rejets dans les milieux aquatiques		
Emissions dans	Importantes émissions GES	Emissions GES faibles à moyenne		
l'environnement	Autres émissions atmosphériques comparables aux incinérateurs	Pas d'autres émissions atmosphériques, hormis poussières		
Impacts sociaux et sanitaires	Conditions de travail françaises ; faibles risques sanitaires (hormis exposition aux poussières) mais problème d'acceptabilité sociale par les populations locales			

Légende des couleurs : <mark>rouge :</mark> fort ; <mark>jaune :</mark> modéré ; <mark>vert :</mark> faible

⁶⁶ Notons cependant que les importations de clinker, même si elles restent faibles en volume, sont en hausse ces dernières années et proviennent de pays moins-disant sur les plans environnementaux et sociaux.

⁶⁷ Source: infociments.fr

4. UN TRAVAIL À MENER SUR L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DES CARRIÈRES

L'absence de risque lié à la disponibilité physique en granulats et en clinker ne doit pas occulter les difficultés grandissantes générées par l'hostilité des populations locales aux carrières.

Les riverains s'opposent de plus en plus aux demandes des exploitants de carrières, pour des raisons multiples : hausse du trafic de camions, alimentation en eau altérée par l'extraction du sable et de l'argile qui ont un rôle de rétention d'eau, nuisances sonores, dégradations et baisse de la valeur des habitations à proximité des carrières, impacts sur le paysage, opposition liée à la fonction précédente du site d'extraction (lieu de détente, de loisirs, terres agricoles...).

Des travaux sont donc indispensables pour lever, ou du tout moins limiter, les craintes des populations locales. Cela pourrait passer par :

- la création d'instances d'information et de concertation des riverains, des démarches de transparence comme l'organisation de portes ouvertes des sites de carrières, l'organisation d'ateliers autour des produits issus des carrières, l'élaboration de partenariats avec des associations environnementales locales, etc;
- une meilleure connaissance des enjeux par les riverains : communication sur les bénéfices économiques des exploitations (création d'emploi, dynamisation de la région, contribution aux besoins régionaux et nationaux), communication sur les impacts environnementaux des carrières et les mesures prises pour les gérer, certification de sites, etc ;
- des actions pour diminuer les impacts de ces carrières : on peut notamment penser aux progrès réalisés en matière de réhabilitations qui peuvent être intéressantes pour la biodiversité (zone d'accueil d'oiseaux migratoires) mais également offrir des opportunités économiques de reconversion (zone de baignade).

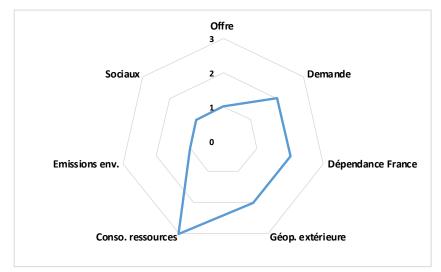
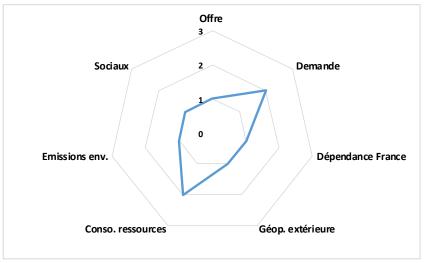


Figure 29 : diagrammes récapitulatifs des risques et impacts du clinker et des granulats



Source : BRGM

C. L'électronique et les smart-grid dans les réseaux électriques : un bilan matière inconnu malgré des enjeux certains

Si les câbles électriques et les pylônes, fondations comprises, constituent une part importante du « bilan-matières » du réseau électrique, à cette infrastructure s'ajoutent les composants électrotechniques et électroniques qui, négligeables en masse, sont indispensables au bon fonctionnement du réseau et contiennent des matières à forts enjeux.

1. UN BILAN MATIÈRE INC**onnu pour l'électron**ioue présente sur le réseau

Aux composants électriques traditionnels du réseau (transformateur des postes sources, interrupteur, disjoncteur) s'ajoutent désormais de plus en plus de composants électroniques.

La production des énergies renouvelables en courant continu conduit à une multiplication des interfaces entre courant continu et courant alternatif. Les besoins en électronique de puissance (onduleur, convertisseur...) s'en trouvent renforcés.

De plus, la nécessité de renforcer l'intelligence du réseau implique un recours croissant aux technologies de *smart-grids*. Ceci implique une utilisation accrue de composants électroniques (électronique de puissance et de contrôle) mais aussi la mise en place d'un réseau de communication dédié à la gestion des réseaux électriques (fibre optique par exemple). Les *smart-grids*, en association avec la théorie du dimensionnement optimal, permettent d'éviter la construction de nouvelles lignes, le renforcement de lignes existantes ou encore le recours à de nouveaux moyens de stockage. Le tonnage global de matières de la transition bas-carbone serait ainsi limité.

Cependant, il n'y a aucune connaissance globale, ni sur la quantité de composants électroniques présents actuellement sur le réseau ni sur l'augmentation à venir de leur utilisation dans le cadre de la transition bas-carbone.

Le contenu en matières de chacun de ces composants est aussi le plus souvent méconnu.

D'un point de vue matières, l'évaluation « coûts-bénéfices » de l'utilisation des technologies *smart-grids* est parcellaire : on connait les gains permis par ces technologies mais on n'a aucune vision sur leurs coûts-matières. Pourtant, même si, par rapport au cuivre, à l'aluminium ou au béton, les matières traditionnellement associées à l'électronique sont en faibles quantités, elles sont à fort enjeu.

Dans un tel cadre, le présent rapport propose de traiter de 3 matières :

- le gallium, utilisé sous forme de nitrure de galium pour l'électronique de puissance ;
- le tantale, utilisé dans les condensateurs pour l'électronique de contrôle ;
- le germanium utilisé pour la fibre optique.

L'argent, utilisé dans les contacteurs et disjoncteurs, a été présenté lors du rapport d'étape n°1 sur le photovoltaïque. Le cuivre et l'aluminium, également très utilisés dans l'électronique, ont été traités en III.A.

Cette liste n'est pas exhaustive. À titre d'exemple, on estime qu'une carte électronique contient du cuivre mais également de l'or, de l'argent, du palladium, du tantale, de l'étain, de l'antimoine...

2. LES ENJEUX LIÉS À L'UTILISATION DE TANTALE, DE GALLIUM ET DE GERMANIUM

Les fiches récapitulatives de ces matières sont présentées en annexe 5 (Tableau 18 à Tableau 20).

Le gallium

Le gallium est utilisé dans les semi-conducteurs électroniques et opto-électroniques (circuits intégrés pour ordinateurs et smartphones, puces wifi, Led, laser...), ainsi que pour la production de panneaux photovoltaïques CIGS. La demande en gallium est fortement tirée par l'éclairage Led et par les applications de la téléphonie mobile.

Dans l'électronique de puissance, l'usage du gallium sous forme de nitrure de gallium est relativement récent. Du fait de ses propriétés (notamment d'efficacité, de compacité et de légèreté), il remplace progressivement le silicium.

Le gallium est un sous-produit de l'aluminium (95 %), du zinc (5 %), et il est également potentiellement présent dans les cendres de charbon. La production du gallium dépend donc étroitement du marché de l'aluminium.

Le gallium est récupéré lors du traitement de la bauxite pour produire l'alumine. La production de gallium en 2018 était estimée à 410 tonnes pour une capacité de production de plus de 700 tonnes⁶⁸. Une très grande partie du gallium contenu dans la bauxite extraite n'est cependant pas récupérée (seulement 4 à 5 %)). Si on récupérait tout le gallium des bauxites exploitées, la capacité totale théorique de production serait ainsi de près de 10 000 tonnes par an (soit plus de 20 fois le besoin actuel). Par ailleurs, même si l'évaluation est délicate, car le gallium est un sous-produit minoritaire de l'aluminium, les réserves semblent très importantes par rapport à la production annuelle actuelle (ratio réserves/production de gallium > 1000 ans). Les contraintes sur la disponibilité physique de cette matière semblent donc limitées.

La France ne produit pas de gallium mais possède des ressources en bauxite évaluées à 574 Mt, susceptibles de contenir, sous réserve d'évaluation minière, environ 28 000 tonnes de gallium. Cependant la dépendance de la France est forte, notamment vis-à-vis de la Chine qui concentre près de 90 % de la production actuelle de gallium (soit une concentration de la production de gallium en Chine largement plus forte que pour l'alumine).

La France possède par ailleurs des industriels en pointe sur les procédés technologiques utilisant le nitrure de gallium (STMicroelectronics).

Les impacts environnementaux et sociaux du gallium sont fortement corrélés à ceux de l'aluminium et de la bauxite (voir III.A.4). L'allocation de ces impacts au produit principal ou aux sous-produits est cependant délicate⁶⁹.



Figure 30 : diagramme récapitulatif des risques et impacts du gallium

Source: BRGM

⁶⁸ Source: https://www.lelementarium.fr d'après UCGS.

⁶⁹ Plusieurs conventions sont possibles : clé de répartition (ou d'allocation) massique, clé de répartition économique... Pour permettre les comparaisons, ce choix, par nature toujours discutable, doit être partagé par l'ensemble des acteurs de la filière.

Tantale

Le principal usage du tantale (34 %) est l'électronique (fabrication de condensateurs au tantale utilisés dans les smartphones, les disques durs ou l'automobile). Les autres usages sont la fabrication de composés chimiques (20 % - protection galvanique des bateaux contre la corrosion, anodes pour la production de chlore ou de soude, etc.) et de superalliages (18 % - turbines de réacteurs d'avions ou à gaz).

Le tantale est majoritairement produit en tant que co-produit de l'étain (Rwanda, République démocratique du Congo) ou du lithium de roches dures (Australie) et comme sous-produit du niobium ou des terres rares. En 2017, la production s'est élevée à 1768 tonnes, elle est fortement concentrée (43 % provient de la République démocratique du Congo et 22 % du Rwanda). Les réserves, mal connues, notamment en Afrique centrale, sont estimées à plus de 310 kt, soit plus de 150 ans de la production de 2017. L'Australie posséderait d'importantes réserves de tantale, notamment en tant que co-produit du lithium, ce qui pourrait renforcer son rôle pour les prochaines années. Les risques technico-économiques sur l'offre et la demande semblent modérés, et, à court-terme, le marché devrait être excédentaire⁷⁰.

Du point de vue géopolitique, les risques semblent bien plus importants. 43 % de la production de tantale proviennent en effet de la République démocratique du Congo où l'instabilité politique et les conflits armés sont récurrents. Le tantale est d'ailleurs soumis à la loi américaine Dodd-Franck et au règlement européen relatif aux minerais provenant de zones de conflit (ce dernier entrera en vigueur en 2021. L'Australie est un acteur plus stable mais sa production de tantale dépend étroitement de celle du lithium et est donc soumise aux conditions économiques liées à cette matière.

Plusieurs indices de tantale ont été découverts en France, aussi bien en hexagone qu'en Guyane. La société Imerys produit d'ailleurs un concentré à étain-tantale-niobium de l'ordre de 55 tonnes à une teneur de 10 % Ta₂O₅ par an par l'exploitation de la carrière de kaolin d'Echassières (Allier)⁷¹. En Guyane, environ 90 tonnes de colombo-tantalite auraient été produites entre 1969 et 1990. La fabrication de tantale métal est répartie entre quatre principales sociétés : Ningxia Non-Ferrous Metals (Chine), Global Advanced Materials (États-Unis, Australie et Japon), HC Stark (initialement Allemagne, désormais Japon) et Umicore (Belgique).

Enfin, la fabrication des condensateurs au tantale est concentrée en Asie.

Sur le plan environnemental, l'extraction du tantale présente comme toute activité extractive des impacts environnementaux importants. Le tantale étant par ailleurs un co-produit/sous-produit, l'attribution des impacts entre les différentes matières peut s'avérer délicate⁷². Néanmoins, par rapport à d'autres matières (cuivre ou aluminium par exemple), on peut souligner un impact moins important sur l'eau (absence de stress hydrique dans les zones d'extraction, sauf en Australie), sur la déforestation et la dégradation de l'habitat, et sur le risque de DMA.

Sur le plan social, le tantale est exploité dans des conditions très dégradées. 53 % de la production provient de mines artisanales, parfois illégales (30 % de la production), où les conditions de travail sont parfois peu ou pas encadrées (travail des enfants, pollution...)⁷³. Le tantale appartient par ailleurs aux minerais de conflit car son exploitation participe parfois au financement de groupes armés.

Le tableau ci-après présente les différents impacts environnementaux et sociaux du tantale.

⁷⁰ Source : BRGM, Fiche de criticité du tantale, 2020 :

http://www.mineralinfo.fr/sites/default/files/upload/documents/Fiches_criticite/fichecriticitetantale-publique20200131.pdf ⁷¹ Source : BRGM, Fiche de criticité du tantale, 2015

⁷² voir note de bas de page précédente

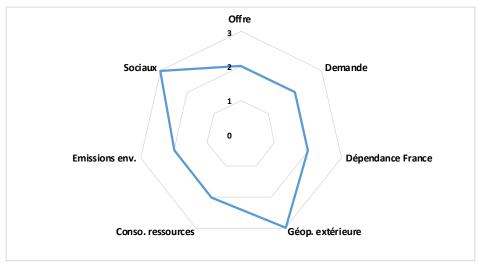
za Source : BRGM, Fiche de criticité du tantale, 2020, d'après les données de la Tantalum-Niobium International Study Center

Tableau 9 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux du tantale

Impacts	Tantale		
	Processus de fabrication moyennement énergivore		
Consommation	Pas de données sur la consommation d'eau		
de ressources	Stress hydrique faible		
	Déforestation et dégradation de l'habitat (zones humides, espèces protégées) modérées		
	Emissions GES élevées à la tonne mais relativement faibles par les quantités produites		
Emissions dans l'environnement	Pas de toxicité avérée mais paragenèse contenant métaux lourds comme or, argent, uranium, cobalt, tungstène		
	Peu ou pas de contrôle des rejets ou de gestion des effluents		
	Risque modéré de DMA		
Impacts sociaux et sanitaires	53 % mines artisanales, parfois illégales – pas ou peu de normes encadrant les conditions de travail : exploitation d'enfants, pollution		
	Métal de conflit (financement de groupes armés)		

Légende des couleurs : rouge : fort ; jaune : modéré ; vert : faible

Figure 31 : diagramme récapitulatif des risques et impacts du tantale



Source : BRGM

Germanium

Le principal usage du germanium est la fibre optique, suivie de l'optique infrarouge et de la catalyse PET (dans les bouteilles uniquement au Japon). Le développement de la fibre optique est le principal déterminant de la demande en germanium.

Le germanium est exclusivement produit en sous-produit du zinc (75 %) et des cendres de charbon (25 %). Le marché du germanium dépend donc très fortement du marché du zinc.

La production annuelle s'élève à une centaine de tonnes par an. Lors de la métallurgie du zinc, une faible partie des concentrés de zinc, qui ne sont pas tous riches en germanium, fait l'objet d'une extraction du germanium contenu (moins de 5 %). Les réserves ne sont pas connues précisément mais le ratio réserves/production serait supérieur à 20 ans.

La répartition géographique de l'extraction minière correspond à celle du zinc, elle est plutôt bien équilibrée. La concentration de la production de germanium métal est quant à elle plus concentrée, avec une forte dépendance aux fonderies chinoises (la Chine produit plus de 72% du germanium mondial).

Il existe en France un grand nombre d'indices de zinc en surface, mais peu d'entre eux ont été exploités et le reste des indices est mal connu. Néanmoins, le filon de St-Salvy (Tarn) a produit de 1973 à 1992 plus de 410 tonnes de germanium, à partir de minerai de zinc, faisant de la France un des premiers pays producteurs de germanium.

Les impacts environnementaux et sociaux sont résumés dans le tableau 10 (notons que comme pour tout sous-produit, l'allocation de ces impacts entre les différentes matières produites est délicate⁷⁴) :

Tableau 10 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux du germanium

Impacts	Germanium
	Consommation d'énergie assez importante à la tonne mais faible par les quantités produites
Consommation	Consommation d'eau corrélée au Zn (mais faiblement attribuée au germanium)
de ressources	Stress hydrique faible
	Consommation d'espace et impacts sur la biodiversité élevés
	Émissions GES élevées à la tonne mais relativement faibles par les quantités produites
	Pas de toxicité avérée mais paragenèse contenant métaux lourds (As, Cd)
Émissions dans	Émissions d'aérosols polluants
l'environnement	Utilisation d'acide sulfurique et chlore pour récupérer le Ge
	Conditions favorables aux DMA
	Peu de mines artisanales
Impacts sociaux et sanitaires	Le germanium est lié au Pb-Zn : donc pollution au Pb et Cd dans diverses provinces de Chine ou en France à Noyelles-Godault, qui se retrouvent dans le sang et les urines

Légende des couleurs : rouge : fort ; jaune : modéré ; vert : faible

⁷⁴ voir note de bas de page précédente

Offre
3
Demande

Dépendance France

Conso. ressources

Géop. extérieure

Figure 32 : diagramme récapitulatif des risques et impacts du germanium

Source: BRGM

3. AU-DELÀ DES ÉTAPES D**E FABRICATION, L'USA**GE DES COMPOSANTS ÉLECTRONIQUES SUR LE RÉSEAU ENGENDRE DE NOUVELLES VULNÉRABILITÉS, JUSQ**U'ICI MAL APPRÉHENDÉ**ES

Outre les enjeux liés aux matières, l'insertion toujours plus importante de composants électroniques sur le réseau pose question. En effet, l'utilisation des nouvelles technologies conduit à une complexification accrue de la gestion du réseau qui pourrait nuire à sa résilience.

Les technologies *smart-grids* suscitent de nouvelles fragilités liées aux cyberattaques. Ce risque est déjà identifié et traité par les gestionnaires de réseau. De manière connexe, l'utilisation de logiciels produits par des fournisseurs étrangers peut poser question quant à la protection des données personnelles.

D'autres menaces, plus difficiles à appréhender, existent, dont ni l'ampleur ni les solutions ne sont bien évaluées.

La première concerne la vulnérabilité des réseaux aux orages magnétiques. Ces derniers désignent un phénomène lié aux variations cycliques de 11 ans de l'activité solaire qui aboutit à des fluctuations brusques et intenses du magnétisme terrestre. Les orages magnétiques peuvent provoquer d'importantes perturbations sur le réseau électrique, allant jusqu'à la coupure généralisée et la destruction de composants électroniques⁷⁵. Dans un tel contexte, la numérisation du réseau pose deux questions, peu abordées jusqu'à présent : la transition numérique du réseau accroît-elle sa vulnérabilité face aux orages magnétiques ? En cas de panne généralisée liée à un tel événement, serait-on capable de le remettre en route rapidement ?

La seconde menace concerne la dépendance nouvelle du réseau à certains types de composants ou de technologies : en cas de rupture durable des chaînes d'approvisionnement de certains composants électroniques ou de modification de standards technologiques, est-on capable de trouver des solutions de substitution qui permettent de faire fonctionner le réseau correctement?

Enfin, un dernier sujet, peu ou pas abordé lors des analyses prospectives sur le réseau, concerne la consommation énergétique induite par les technologies *smart-grids*. Si des gains importants peuvent parfois exister (par exemple, le compteur Linky permet de réels gains énergétiques par rapport aux anciens compteurs), la quantité d'énergie nécessaire au traitement des milliards de données collectées sur le réseau est difficile à appréhender. Une étude de l'Ademe parue en 2015 évalue la consommation globale de la couche TICS des *smart-grids* à 1 TWh en 2030.

⁷⁵ Au Canada en mars 1989, un orage magnétique a plongé 6 millions de personnes dans le noir : https://ici.radiocanada.ca/premiere/emissions/les-annees-lumiere/segments/chronique/111258/panne-electricite-mars-1989-hydro-quebe

- D. Les filières naissantes des batteries et de l'hydrogène pour le stockage stationnaire présentent, du fait de leur faible ampleur à l'échéance de 2030, des enjeux matières limités et dont la montée en puissance peut être anticipée
 - 1. LES ENJEUX MATIÈRES, QUE REPRÉSENTE LA BATTERIE AU LITHIUM DANS LE STOCKAGE SUR LE RÉSEAU, PEUVENT ÊTRE CONTOURNÉS PAR L'UTILISATION D'AUTRES TECHNOLOGIES

Aujourd'hui, la batterie lithium-ion domine le nouveau marché des batteries pour le stockage stationnaire. Les efforts en recherche et développement consentis sur la batterie pour la mobilité électrique ainsi que les baisses de coût permises par l'industrialisation de la fabrication des batteries Li-Ion ont profité aux autres usages (voir partie IV.C pour l'analyse du marché).

Les enjeux matières associés à cette technologie sont importants (enjeux sociaux liés au cobalt, enjeux environnementaux liés à l'exploitation des matières, enjeux économiques liés à la disponibilité de certaines matières, prédominance des acteurs asiatiques, etc.), et feront l'objet d'une étude approfondie lors du rapport d'étape n°3 concernant la mobilité.

D'autres technologies en cours de développement, telles que la batterie Zinc-Air et la batterie dite au « plomb avancé », pourraient présenter des caractéristiques techniques mieux adaptées au stockage stationnaire, tout en mobilisant des matières à moindre enjeu économique. Cette partie s'attachera à présenter les enjeux liés à deux matières : le plomb et le zinc.

Ces deux matières sont souvent associées l'une à l'autre dans les minerais et présentent des problématiques communes.

L'argent, fortement rémunérateur, est également présent dans les minerais plomb-zinc ce qui a, malgré les faibles quantités de ce métal, de réelles conséquences pour l'équilibre économique des mines.

Le principal usage du plomb (80 %) est dans les accumulateurs (principalement batteries de démarrage des voitures mais également quelques applications industrielles telles que les chariots élévateurs). Avec le remplacement à terme des véhicules thermiques par des véhicules électriques, cet usage pourrait fortement diminuer (même si des batteries au plomb plus petites seront toujours utilisées dans les voitures électriques, à pile à combustible ou pour des fonctions de sécurité). Un usage très minoritaire du plomb concerne les gaines des câbles électriques, notamment pour les câbles sous-marins.

Les principaux usages du zinc sont la galvanisation (50 %), le laiton et en addition à certains types de bronzes (17 %). Notons que sur le réseau électrique, l'utilisation de zinc est importante pour la galvanisation des poteaux électriques.

En 2018, les consommations de plomb et de zinc étaient importantes et s'élevaient respectivement à 11,7 et 13,6 Mt. Le ratio réserves/production s'élève à 20 ans, ce qui est peu. Le recyclage de ces deux matières est cependant bien développé et la proportion de matières recyclées dans la consommation s'élève à 40 % pour le zinc et 60 % pour le plomb.

La production minière est globalement bien répartie, même si le poids de la Chine est élevé (33 % pour le zinc et 43 % pour le plomb). Les autres principaux producteurs de minerais de plomb et de zinc sont le Pérou, l'Australie et les États-Unis.

La France possède de nombreux indices qui ont parfois fait l'objet d'une exploitation minière, mais dont la plupart sont encore méconnus.

Les capacités de raffinage des deux matières sont concentrées en Asie et notamment en Chine. Avec plus de 40 % des capacités de raffinage de zinc et de plomb situées en Chine, la dépendance aux fonderies chinoises est forte.

Pour les deux matières, la France dispose de capacités de production (primaire et secondaire pour le zinc, uniquement secondaire pour le plomb), ce qui limite sa dépendance aux acteurs étrangers.

Les impacts environnementaux et sociaux liés à l'extraction et la transformation de ces matières sont synthétisés dans le tableau 11.

Si les impacts liés à la consommation d'énergie, d'eau et d'espace (déforestation) correspondent aux impacts d'une industrie minière « classique », la forte toxicité du plomb entraine d'importants impacts aussi bien sur le plan environnemental que sanitaire.

Tableau 11 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux du plomb et du zinc

Impacts	Plomb	Zinc	
	Consommation d'énergie assez faible à la tonne mais moyenne du fait des quantités extraites et traitées	Consommation d'énergie assez faible à la tonne mais moyenne du fait des quantités extraites et traitées	
Consommation	Consommation d'eau relativement importante	Consommation d'eau relativement importante	
des ressources	Stress hydrique moyen	Stress hydrique moyen	
	Impact modéré sur consommation d'espace et sur biodiversité (80% exploitations souterraines)	Impact modéré sur consommation d'espace et sur biodiversité (80% exploitations souterraines)	
	Émissions GES variables selon mix énergétiques des pays de production	Émissions GES variables selon mix énergétiques des pays de production	
Emissions dans l'environnement	Toxique élevée (neuro-toxique) et paragenèse contenant métaux lourds comme bismuth, thallium	Pas de toxicité avérée aux doses usuelles mais souvent associée au plomb et paragenèse contenant métaux lourds comme cadmium et arsenic	
	Usage de réactifs polluants	Milieux contaminés par Cd et As dans certaines zones d'exploitation (Chine notamment)	
	Contrôle des rejets variable selon la zone de production	Contrôle des rejets variable selon la zone de production	
	Conditions favorables aux DMA, chargés en métaux lourds	Conditions favorables aux DMA, chargés en métaux lourds	
Impacts sociaux	Pollution au Pb et Cd dans diverses provinces de Chine, qui se retrouvent dans le sang et les urines. Pollution atmosphérique importante.	Pollution au Pb et Cd dans diverses provinces de Chine, qui se retrouvent dans le sang et les urines. Pollution atmosphérique importante.	
et sanitaires	Peu de mines artisanales	Peu de mines artisanales	
	Exposition des travailleurs variable selon pays producteur	Conflits avec populations locales du Pérou	

Légende des couleurs : rouge : fort ; jaune : modéré ; vert : faible

Diagramme des risques et impacts du plomb en 2020

Offre

3

Sociaux

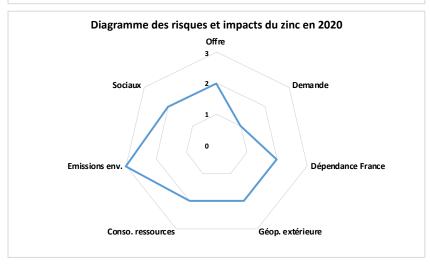
Demande

Dépendance France

Conso. ressources

Géop. extérieure

Figure 33 : diagrammes récapitulatifs des risques et impacts du plomb et du zinc



Source: BRGM

Au-delà des technologies Zinc-Air et Plomb-acide, une autre solution, potentiellement intéressante sur le plan de l'utilisation des ressources, est la réutilisation en seconde vie, pour le stockage stationnaire, des batteries lithium-ion initialement dédiées à la mobilité électrique (plus de détails en IV.C, notamment le projet Phoenix de SNAM).

2. LES BATTERIES POUR LE STOCKAGE STATIONNAIRE : UNE SOLUTION POUR LIMITER LA CONSTRUCTION DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES SUR LE RÉSEAU ?

L'installation de batteries pour le stockage stationnaire permet d'éviter la construction et le renforcement de certaines lignes du réseau.

D'un point de vue matières, un arbitrage est à faire entre d'un côté la consommation de cuivre, d'aluminium et de béton pour le renforcement physique du réseau, et de l'autre la consommation de métaux, potentiellement rares et à forts impacts, pour les batteries.

Pour connaître la quantité de matières mobilisées (et les gains en cuivre/aluminium/béton), une analyse est à faire pour chaque projet de stockage stationnaire par batteries. Lorsque le développement du stockage stationnaire sera envisagé en France, une telle analyse pourrait utilement compléter l'analyse économique de ces projets.

L'autoconsommation avec batteries pourrait soulever de véritables enjeux en termes de consommation matières : la multiplication du stockage décentralisé par de petites batteries chez les particuliers n'est sans doute pas la solution la plus pertinente pour la consommation de ressources. Il n'y a aujourd'hui aucune analyse d'ensemble sur ce sujet (*encadré 15*).

Encadré 15 : l'autoconsommation et les enjeux matières

RTE estime le potentiel technico-économique du PV en autoconsommation à 40 GW à l'horizon 2035 en France. Ce potentiel se répartit de manière équitable sur quatre secteurs : le résidentiel collectif, le tertiaire, l'industriel et le résidentiel individuel.

Afin d'évaluer les impacts d'un développement de l'autoconsommation, RTE a élaboré un scénario central (développement intermédiaire avec 48 GW de PV en 2035 dont 23 GW en autoconsommation sur toiture) et utilisé 3 variantes contrastées pour son analyse :

- un développement marginal de l'autoconsommation : 42 des 48 GW de PV sont installés au sol variante 1 ;
- un développement massif de l'autoconsommation en substitution du PV au sol : 41 des 48 GW de PV sont installés sur toiture en autoconsommation variante 2 ;
- un développement massif de l'autoconsommation en addition au PV au sol : 42 GW au sol + 41 GW sur toiture en autoconsommation variante 3.

Il résulte de cette modélisation que l'autoconsommation – variante 2 conduit à une modification de la géographie des installations PV. En effet, contrairement aux grandes centrales au sol qui se développent en milieu rural, la production PV sur toiture est principalement localisée dans les zones urbaines. En bénéficiant du réseau existant, le développement du PV sur toiture génère moins de contraintes que le PV au sol. Si l'autoconsommation vient en substitution des centrales au sol (et uniquement dans ce cas-là), des économies sont possibles, principalement sur les postes « adaptation du réseau » et « congestions » (en moyenne 200 millions d'euros par an sur la période 2021-2025 par rapport à la variante 1).

Dans la variante 2, RTE a évalué ce que pourrait apporter au réseau le développement d'un stockage diffus chez les particuliers avec une batterie qui complèterait l'installation PV. Ce stockage pourrait à l'échelle du pays représenter 7,7 GW. L'impact sur les réseaux dépendrait de son pilotage. Trois types de pilotage sont possibles :

- le pilotage cherche à maximiser les bénéfices pour le réseau : la batterie se recharge pendant les pics de production et se décharge pendant les pics de consommation ;
- le pilotage est basé sur les signaux prix du marché de l'électricité : la batterie se recharge lorsque les prix sont bas et se décharge pendant les pics de prix. La batterie est gérée par un opérateur de flexibilité ;
- le pilotage cherche à maximiser l'autoconsommation de la production : la recharge est déclenchée dès que la production dépasse la consommation et inversement pour la décharge.

Le premier scénario, bien que le plus favorable au réseau, permettrait des gains supplémentaires modestes pour le réseau : en moyenne, 20 millions d'euros par an sur la période 2021-2035.

Si l'autoconsommation, avec ou sans stockage, permet des gains réels pour le réseau, d'un point de vue collectif, elle n'est pas une solution optimale (figure 34).

D'un point de vue économique tout d'abord, l'autoconsommation entraîne des surcoûts conséquents. En effet, l'installation des panneaux PV en toiture est plus coûteuse que sur le sol, car il s'agit de petites installations qui ne peuvent bénéficier d'effets d'échelle. RTE estime que le système électrique devrait supporter, sur la période 2021-2025, un surcoût de 1.5

1,8 milliards d'euros par an dans la variante 2 par rapport à la variante 1. À quoi s'ajouterait, pour le développement du stockage diffus, un surcoût supplémentaire de 300 millions d'euros par an.

Figure 34 : récapitulatif de l'impact du développement de l'autoconsommation sur le réseau électrique Puissance installée 6 GW 7,7 GWh (sc. Ampère) PV toiture PV sol PV toiture PV sol Stockage diffus PV toiture PV sol Équivalent de la surface Équivalent de la surface Équivalent de la surface Surface de 1,3 terrain de football de 0,2 terrain de football de 1,3 terrain de football utilisée par commune dédié par commune dédié par commune dédié au PV au sol au PV au sol au PV au sol Coût induits -200 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035 +210 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035 -20 M€/an sur le réseau Base de comparaison supplémentaires de transport +3 à 3,5 Md€/an en Coût des **+1,5 à 1,8 Md€/an** en moyenne sur la période 2021-2035 +300 M€/an Base de comparaison moyenne sur la période 2021-2035 installations supplémentaires

Source : RTE

D'un point de vue environnemental ensuite, l'autoconsommation en toiture est bien plus favorable que les centrales au sol du point de vue de l'emprise sur le sol et de l'artificialisation des terres.

L'impact sur la consommation de matières dépend quant à lui du développement ou non du stockage diffus. Sans stockage, l'autoconsommation permet une moindre utilisation de matières. En effet, les centrales en toiture sont moins consommatrices de matières (notamment ciment, acier et aluminium) que les centrales au sol, car elles nécessitent un système de fixation plus léger. Par ailleurs, le moindre besoin d'adaptation du réseau permis par l'autoconsommation (55 % des 200 millions d'euros de gains économiques précédemment cités proviennent de ce poste) se traduit également par des économies de matière.

Le développement du stockage diffus pose beaucoup plus de questions. Il n'y a à l'heure actuelle aucune étude sur le sujet mais, en première approche, il semblerait que si le réseau devait faire appel à des batteries, il serait pertinent de recourir à un stockage centralisé directement géré par le gestionnaire de réseau⁷⁶ (ou par un opérateur de stockage répondant aux ordres ou aux incitations économiques de RTE). Cette mutualisation permettrait de rendre davantage de services au réseau, ce qui a priori diminuerait la quantité de batteries à installer, et donc la quantité de métaux à utiliser.

L'exemple des ZNI peut ici être éclairant (voir partie IV.C) : la CRE recommande en effet de privilégier le stockage centralisé au stockage diffus. Le raisonnement effectué par la CRE est économique mais il peut facilement se traduire en quantité de matières.

⁷⁶

⁷⁶ On pourrait également imaginer que le stockage diffus soit piloté en fonction des besoins du réseau (option 1 dans les différentes possibilités de pilotage des batteries imaginées par RTE) : les batteries rendraient alors davantage de services au réseau. Cependant, il faudrait ajouter un élément communicant à chaque batterie installée chez les particuliers ce qui n'est pas neutre en termes d'utilisation de matières.

3. **L'HYDROGÈNE MOBILISE** DU TITANE ET DES MÉTAUX NOBLES À ENJEUX, MAIS DES OPTIMISATIONS IMPORTANTES SONT POSSIBLES POUR EN DIMINUER LES QUANTITÉS

Nous présenterons ici les enjeux associés à l'utilisation des platinoïdes et du titane pour la technologie PEM. Le nickel présent dans la technologie alcaline, tout comme le manganèse et le cobalt utilisés dans les électrolyseurs haute température, seront étudiés dans le rapport d'étape n°3 concernant la mobilité.

Les platinoïdes

Les platinoïdes désignent une famille de 6 métaux aux propriétés proches et souvent associés dans leurs gisements (il s'agit du platine, du palladium, du rhodium, du ruthénium, de l'iridium et de l'osmium). Du fait de leur excellente propriété de catalyseurs, quatre platinoïdes sont utilisés dans la technologie PEM: le ruthénium et surtout à l'iridium à l'anode; le palladium et surtout le platine à la cathode.

Contrairement à l'iridium et au ruthénium dont les volumes de production et de consommation sont faibles (respectivement 10 tonnes et 40 tonnes), la consommation de platine et de palladium est plus importante (respectivement 190 t et 223 t en 2018⁷⁷). Une partie non négligeable de ces consommations provient de matières recyclées (60 tonnes pour le platine et près de 80 tonnes pour le palladium). Les réserves minières sont estimées à 6 000 tonnes pour le palladium et 13 000 tonnes pour le platine, soit respectivement 30 et 68 fois la production minière de 2016. Pour l'iridium et le ruthénium, l'estimation des réserves n'est pas connue avec précision. Cependant, ces deux métaux étant des sous-produits du platine et du palladium, leurs réserves sont calquées sur ces deux matières.

Le platine est beaucoup utilisé par le secteur automobile (40 % de la consommation), notamment dans les pots catalytiques des véhicules diesel. Avec 30 % de la consommation, la joaillerie est le deuxième secteur utilisateur de platine. Le palladium est lui aussi fortement utilisé par le secteur automobile (près de 80 % de sa consommation), notamment dans les pots catalytiques des véhicules essence.

Quelques ordres de grandeurs sont nécessaires pour comprendre l'impact de l'hydrogène sur la consommation de platinoïdes, et notamment de platine :

- en France, pour atteindre les objectifs de la PPE pour 2028, il faudrait :
 - décarboner 20 à 40 % de la production d'hydrogène à usages industriels, ce qui représentait entre 1,5 GW et 3 GW d'électrolyseurs, soit 1,5 à 3 tonnes de platine (hypothèse : tout l'hydrogène est produit avec des électrolyseurs PEM qui consomment 1 g de platine par kW, fonctionnent 3 000 h par an et, pour produire 1 kilo d'hydrogène par heure, nécessitent une capacité de 55 kW);
 - mettre en circulation 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers et 800 véhicules lourds à hydrogène ce qui correspondrait approximativement à 2,5 tonnes de platine;
- au niveau mondial, selon une étude de l'Hydrogen Council de novembre 2017, 20 % de la consommation finale d'énergie en 2050 pourrait provenir de l'hydrogène. Cela représenterait une multiplication de la production par cinq ou six par rapport à aujourd'hui (400 Mt contre 60 Mt aujourd'hui, dont 1 Mt en France). Dans l'hypothèse où tout l'hydrogène serait produit avec des électrolyseurs PEM qui fonctionneraient 3 000 h par an, il faudrait une capacité de 7 300 GW d'électrolyseurs, soit 7 300 tonnes de platine. La quantité d'électricité nécessaire pour faire fonctionner ces électrolyseurs serait faramineuse : 20 000 TWh par an, ce qui représente la totalité de la consommation actuelle annuelle d'électricité.

Si les chiffres portant sur la France montrent une augmentation modeste de la demande de platine, l'hypothèse de développement de l'hydrogène portée par l'Hydrogen Council pourrait sembler plus problématique : la quantité de 7 300 tonnes correspond à 28 fois la consommation annuelle actuelle de platine et à la moitié des réserves actuelles. Ces chiffres peuvent paraître impressionnants mais s'agissant d'un stock cumulé, le même type de constat pourrait être établi sur plusieurs autres métaux. Plusieurs éléments permettent par ailleurs de nuancer de nuancer ce constat.

⁷⁷ Les données de production proviennent du World Mining Data 2020, https://www.world-mining-data.info/

Tout d'abord, les besoins de platine pour les véhicules diesel sont en baisse : la vente de ces véhicules recule avec le durcissement des réglementations anti-pollution ; à plus long terme, ce type de motorisation, tout comme la motorisation essence, pourrait disparaître.

Ensuite, la consommation de platine par les électrolyseurs PEM peut encore être optimisée et diminuée (à terme, certains pensent pouvoir réduire la quantité de platinoïdes nécessaire par dix).

Par ailleurs, les calculs précédents n'ont pris en compte que la seule technologie d'électrolyseurs PEM. Or, les technologies alcalines et « haute température », dont le développement va se poursuivre dans les prochaines années, n'utilisent pas de platine.

Enfin, le recyclage du platine est plutôt bien maitrisé : le recyclage des pots catalytiques pour le diesel, puis des électrolyseurs PEM en fin de vie, devrait permettre de répondre à une partie de la demande.

In fine, en termes de rareté géologique, le platine ne devrait pas constituer un point d'achoppement au développement de l'hydrogène à condition que les efforts soient poursuivis d'une part pour optimiser la quantité de platine utilisée pour la catalyse et d'autre part pour mettre en place un recyclage efficace (tant sur le plan des procédés techniques que sur le plan de la collecte). Pour l'iridium, également beaucoup utilisé pour la technologie PEM, il est impossible de se prononcer : la faible consommation actuelle induit une connaissance très mauvaise des réserves disponibles.

D'un point de vue géopolitique, les vulnérabilités liées aux platinoïdes sont fortes. Contrairement aux matières jusqu'à présent étudiées, les enjeux portent davantage sur l'extraction minière que sur la première transformation. La production minière des platinoïdes est très concentrée : l'Afrique du Sud produit 72 % du platine et 38 % du palladium (et en possède respectivement 82 % et 52 % des réserves) ; la Russie produit 12 % du platine et 41 % du palladium (et en possède respectivement 6 % et 29 % des réserves). Le ruthénium et l'iridium sont produits quasi-exclusivement par ces deux pays. Cette forte concentration est doublée d'un risque d'instabilité des acteurs. Comme elle menaçait de le faire avec le gaz, la Russie peut à tout moment décider de limiter ses exportations vers l'Europe et la France. L'Afrique du Sud est quant à elle en proie à des conflits sociaux : les grèves sont fréquentes dans les mines. De plus, le pays souffre de plus de coupures d'électricité récurrentes.

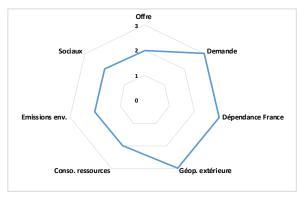
Les enjeux environnementaux et sociaux liés à ces matières sont résumés dans le tableau 12.

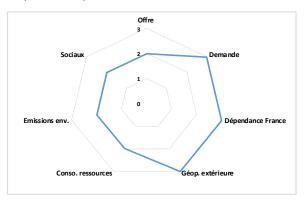
Tableau 12 : récapitulatif des impacts environnementaux et sociaux des platinoïdes

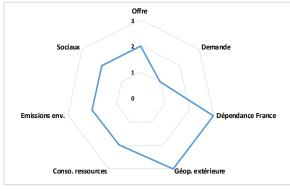
Impacts	Platinoïdes : Pd/Pt/Ir/Ru	
	Consommation d'énergie élevée à très élevée à la tonne mais faible par les quantités produites	
Consommation des ressources	Stress hydrique moyen à fort (pas de données sur la consommation d'eau)	
	Impact modéré sur consommation d'espace et sur biodiversité (majorité des exploitations souterraines)	
	Emissions GES élevées à la tonne mais relativement faibles par les quantités produites	
Émissions dans	Non toxiques et principalement récupérés dans les boues d'électrolyses	
l'environnement	Usage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)	
	Conditions favorables aux DMA	
Impacts sociaux	Mines artisanales mais seulement pour Pt et Pd	
et sanitaires	Revendications sociales en Afrique du Sud	

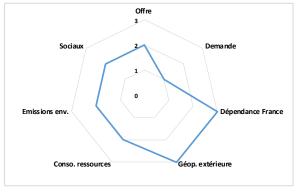
Légende des couleurs : rouge : fort ; jaune : modéré ; vert : faible

Figure 35 : diagrammes récapitulatifs des risques et impacts des platinoïdes









Source: BRGM

Le titane⁷⁸

La demande en titane est d'environ 125 000 tonnes par an. Le marché captif de l'aéronautique est le premier vecteur de croissance de la demande en titane avec un taux de 12 % par an en moyenne sur 2009-2016. La moitié du titane utilisé dans le monde sert à fabriquer des avions. Cette composante de marché est facteur de stabilité car elle est régulée par les cadences de production et offre une perspective chiffrée sur le long terme. La segmentation produit se caractérise globalement d'une part, par les alliages qui sont destinés aux applications de haute performance dans l'aéronautique et la défense et, d'autre part, par le titane pur ou faiblement allié utilisé dans les applications industrielles et les biens de consommation. Dans la plupart des cas, les critères de qualité et de performance sont prépondérants pour l'emploi du matériau. Son prix est en général le principal frein à son utilisation.

Le titane est fortement présent dans la technologie PEM, sur la partie « cœur du système » (là où la réaction chimique a lieu). Il s'agit de titane pur, grade 2 ou grade 1. Il représente 80 % de la masse de l'électrolyseur. Cette matière constitue le coût matière le plus important de l'électrolyseur à l'heure actuelle. Il n'y a pas encore d'effort fait pour diminuer la quantité de titane. Ce dernier se recycle et se réutilise très bien.

Le titane est le neuvième élément le plus abondant dans la croûte terrestre. Dans la nature, il n'existe pas à l'état pur mais sous forme d'oxydes. Il est extrait de minerais, principalement d'ilménite (FeTiO₃– réserves mondiales estimée à 770 millions de tonnes d'équivalent TiO₃) et de rutile (TiO₂ – réserves mondiales estimées à 59 millions de tonnes). On trouve le minerai en grandes quantités en Chine, en Australie, en Inde, en Afrique du Sud et, en quantité plus modeste au Brésil, à Madagascar, en Norvège, au Kenya, au Sénégal, en Russie, au Canada.

L'utilisation du titane sous forme d'oxyde est prépondérante à destination du secteur des pigments et sous forme de ferrotitane pour le secteur sidérurgique. Seulement 5 à 10% du titane est destiné à une transformation métallurgique sous forme d'éponge de titane

⁷⁸ Extrait du rapport de veille sur le marché du titane – P-F Louvigné, publié sur mineralinfo.fr

Les étapes d'élaboration du titane métal sont présentées ci-après :

Extraction d'ilménite et de rutile

Les fabricants d'éponge occidentaux et japonais utilisent le rutile TiO₂ extrait naturellement ou synthétisé tandis que les méthodes de production d'Europe de l'Est (Russie, Kazakhstan, Ukraine) et de Chine sont basées sur l'extraction de scories de titane (slag) par fusion de l'ilménite (FeTiO₂). Selon les informations recueillies auprès de différents producteurs d'éponge, ces généralités cachent en réalité un savant dosage des matières premières qui constitue le savoir-faire « maison ». *In fine*, quel que soit le mix des matières premières utilisées en fonction de leur nature, de leur teneur en impuretés et de leur origine, le fabricant d'éponge doit garantir une certaine qualité d'éponge en sortie. Selon les producteurs, les problématiques d'approvisionnement ne sont donc pas identiques.

Élaboration du TiCl4 puis d'éponge de titane

Dans la filière de production du titane métal, le TiO₂ est transformé en TiCl₄ par procédé de chloration puis réduit par réaction avec du sodium (procédé Hunter) ou avec du magnésium (procédé Kroll) pour obtenir un matériau très poreux appelé éponge de titane. Pour le procédé Kroll, la réaction suivante a lieu :

$$TiCl_4 + 2Mg \rightarrow Ti + 2MgCl_2$$

Le procédé Kroll est aujourd'hui le procédé le plus utilisé dans l'industrie parce qu'il évite le danger lié à la manipulation du sodium. Néanmoins, il reste une étape de production délicate en raison du caractère fortement exothermique de formation du TiCl₄ et de la complexité des traitements chimiques. Le MgCl₂ est progressivement retiré du réacteur et recyclé dans un bain électrolytique en magnésium et chlore. Une fois la réaction de réduction terminée, l'éponge subit différents traitements : broyage, concassage, découpe etc. Elle est également débarrassée des sels de magnésium soit par lavage à l'acide chlorhydrique et séchage soit par distillation sous vide (entre 1000 °C et 1065 °C pendant 85 heures).

La production d'un kilogramme d'éponge de titane nécessite environ 4,4 kg de TiCl₄ et 1,5 kg de magnésium.

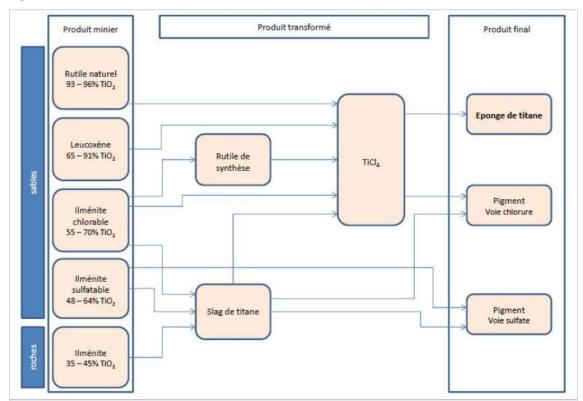


Figure 36 : filière de transformation des minerais titanifères

Source: P.F. Louvigné-2018 (http://www.mineralinfo.fr/actualites/marche-titane-2015-2017-enjeux-loffre-demande-metal-strategique)

Production de lingot de titane

Le lingot est obtenu par une technique de fusion. Plusieurs voies existent :

- la technique de fusion sous vide par électrode consommable ou VAR (Vacuum Arc Reduction);
- les techniques de fusion à foyer froid par faisceau d'électron EB (Electron Beam) ou par source plasma PAM (Plasma Arc Melting);
- la technique de fusion par induction ISM (Induction Skull Melting).

Pour fabriquer un lingot de titane pur, la matière fondue peut être soit exclusivement de l'éponge, soit un mélange d'éponge et de déchet de titane (scrap), soit exclusivement du déchet de titane. Les lingots d'alliage de titane sont quant à eux obtenus en mélangeant à la matière titane les éléments d'addition, comme le vanadium et l'aluminium, pour obtenir, après fusion, l'alliage souhaité (exemple de l'alliage destiné à l'aéronautique : TA6V).

La production d'éponge de titane est répartie entre les pays suivants : Chine, Japon, Russie, Kazakhstan, États-Unis, Ukraine, Inde et Arabie Saoudite.

Etapes de transformation du lingot

Dans la filière de production actuelle, les lingots de titane sont en général transformés par forgeage à chaud et usinage pour obtenir des demi-produits sous forme de brames, bloom ou billette. On distingue les demi produits longs (barres) et les demi-produits plats (tôles). Les produits finis (feuilles, bobines, barres, plaques, câbles, tubes, pièces de forge, matricés etc.) résultent de différentes étapes de transformation : laminage, forgeage, extrusion, usinage etc. Les pièces de fonderie sont réalisées souvent directement à partir du lingot de fusion auquel est rajoutée une proportion variable de scrap. De nombreuses recherches sont menées pour introduire des filières de production alternatives plus courtes et plus économiques. Ainsi, de nouvelles techniques permettant d'obtenir plus directement des pièces proches des cotes finies sont en cours de développement, en particulier dans le domaine des méthodes de production additives à base de poudre et de fil.

Les moyens de fusion sont répartis entre États-Unis, Chine, Russie, Japon, Kazakhstan, Europe, Ukraine, Inde.

Recyclage

Les capacités de recyclage des déchets de titane sont encore sous-développées dans le monde, excepté aux États-Unis. Néanmoins la JV UKAD, sous l'impulsion du groupe Aubert & Duval, a également décidé d'investir dans une capacité de fusion dédiée au recyclage des déchets de titane sur son site de Saint-Georges-de-Mons. Ainsi, la filière UKAD pourra tirer profit des effets de l'économie circulaire pour sa propre production mais elle pourra également revaloriser sur place des déchets qui, très majoritairement, sont actuellement exportés vers les États-Unis. Le titane sera recyclé dans un four plasma (PAM) adapté aux alliages tels que le TA6V. L'usine baptisée EcoTitanium a été inaugurée en septembre 2017.

Points essentiels

- Le cuivre et l'aluminium sont deux métaux fortement mobilisés par la transition bas-carbone. Cette hausse de la demande est cependant à relativiser par rapport aux hausses induites par les autres usages de ces matières.
- Pour l'aluminium et pour le cuivre, il n'y a pas de réel risque d'épuisement géologique.
 Cependant, un risque de pénurie momentanée, lié à une adaptation de l'offre à la demande décalée dans le temps, existe bel et bien. Des tensions conjoncturelles peuvent alors conduire à une hausse de prix, ce qui pourrait ralentir la mise en œuvre de la transition bascarbone.
- Que ce soit pour le cuivre et l'aluminium, les risques géopolitiques sont concentrés sur la première transformation avec une concentration de plus en plus importante des capacités de production en Chine.
- Sur l'aluminium, la crise des oligarques russes a démontré la dépendance de la France à une entreprise russe. L'approvisionnement français en alumine dépend ainsi fortement d'une usine d'alumine irlandaise, appartenant à cette entreprise, et qui est approvisionnée en bauxite guinéenne (la mine appartenant également à cette même entreprise).
- Les impacts environnementaux liés au cuivre et l'aluminium sont très importants. La consommation d'eau dans des zones arides au Chili et les émissions de GES associées à la production d'aluminium primaire figurent parmi les impacts majeurs liés à ces deux matières. Ces impacts, s'ils ne sont pas atténués, risquent de compromettre l'offre (grèves, opposition des populations locales...).
- Par ailleurs, dans les pays consommateurs de ressources minérales, la demande sociale pour un approvisionnement plus éthique, à la fois sur le plan environnemental et social, se développe. Si ce mouvement s'amplifie, un risque existe que l'offre répondant à ces standards environnementaux et sociaux élevés ne soit pas suffisante.
- Pour le béton (granulats et clinkers), l'approvisionnement est principalement local. La ressource est abondante, même si un travail doit être menée pour éviter l'hostilité des populations locales aux projets d'ouverture et d'extension de carrière. Du fait de l'application des standards de production français et européens, les impacts environnementaux et sociaux sont limités. Ils concernent principalement les impacts sur la biodiversité, l'impact paysager et enfin les émissions de CO₂ liées à la production de clinker (3 % des émissions françaises proviennent des cimenteries).
- La composition en matières des équipements smart grids ainsi que la quantité de ces équipements mobilisés par la transition bas-carbone sont très mal connues. L'analyse coûtsbénéfices de la transition numérique du réseau est donc parcellaire (on ne connaît que les impacts matières évités grâce aux smart-grids mais pas les impacts matières qu'ils induisent).
- La transition numérique du réseau peut par ailleurs apporter de nouvelles vulnérabilités dont certaines sont peu ou pas documentées (orages magnétiques, ruptures des chaînes d'approvisionnement sur certains composants électroniques...)
- Les réserves de gallium, co-**produit de l'alumine, sont importantes. Cependant, les capacités** de production sont très fortement concentrées en Chine. Pour le germanium, co-produit du zinc, les problématiques sont similaires.
- Pour le tantale, les réserves, mal connues, seraient aussi relativement importantes.
 Cependant, 43 % de la production proviennent de la République démocratique du Congo, pays instable politiquement et où les conflits armés sont récurrents. Les conditions sociales de production de cette matière sont dans ce pays en général très dégradées et le tantale, en tant que minerai de conflit, est soumis à plusieurs réglementations dont la loi Dodd-Franck ou le règlement européen relatif aux minerais provenant de zones de conflit.

- L'installation de batteries sur le réseau peut permettre d'éviter certains investissements. Une analyse coût-bénéfice d'un point de vue matières complèterait utilement les analyses économiques classiquement effectuées.
- L'autoconsommation avec batteries chez les particuliers soulève de véritables enjeux en termes de consommation de matières. Il n'y aujourd'hui pas d'analyse d'ensemble sur ce sujet.
- Les deux matières retenues dans le cadre de ce rapport, le plomb et le zinc, présentent des similitudes, nota**mment quant à l'importance de leur recyclage et quant à la forte** dépendance aux fonderies chinoises.
- L'électrolyseur PEM mobilise des platinoïdes, notamment pour profiter de leurs propriétés de catalyseurs. En termes de rareté géologique, les risques semblent faibles, sauf peut-être sur l'iridium qui est un métal dont la production est actuellement très faible et pour lequel les connaissances sont faibles. En revanche, les vulnérabilités géopolitiques sont fortes, notamment sur la partie extraction.
- La technologie étant récente, d'importantes optimisations peuvent encore être faites pour diminuer les quantités de platinoïdes utilisées.

IV.

Les opportunités industrielles pour l'économie française

A. L'extraction et les premières transformations en France

La production de certaines matières en France présente des atouts, en particulier le bilan carbone de leur production du fait de l'électro intensivité des procédés métallurgiques et du mix décarboné français. Certaines productions sont de classe mondiale et contribue à sécuriser l'approvisionnement européen (tableau 13).

Un point d'attention sur la production de béton et le bilan carbone affiché est à signaler : la fabrication de béton à partir de clinker importé se développe aujourd'hui, externalisant la phase la plus émettrice de carbone hors de France voire hors d'Europe. Cette production ne réduit pas les émissions de carbone associé à la fabrication du béton et soustrait la phase amont aux standards de production européens sociaux et environnementaux.

Le recyclage des métaux nobles et précieux est présent depuis décennies sur le territoire. Cette production confidentielle à partir de déchets industriels tend à s'accroître avec de nouveaux acteurs et des capacités d'affinage de haute pureté. Le Comité pour les métaux stratégiques (Comes) propose des actions de développement.

Tableau 13 : ressources primaires et secondaires françaises

Etapes	Composant	Elément /métal/ alliage	Ressources (disponibilité et exploitation)	Acteurs industriels de la transformation
Réseaux intelligents	Pylônes	Clinker/ ciment	Disponibilité et exploitation de la ressource* en France	Plusieurs acteurs industriels Nombreux projets en Europe et en France pour améliorer le bilan carbone de l'étape de fabrication du ciment, avec des technologies de rupture en développement
		Granulats	Disponibilité et exploitation de la ressource* en France	Nombreux acteurs
		Zinc pour galvanisation	Des ressources* primaires non exploitées en Métropole Une production de zinc incorporant jusque 30 % de déchets	Unité industrielle de raffinage de zinc, production de cathode - SHG (155 kt/an, Nyrstar)
	Câbles	Aluminium	Une production de bauxite en France mais à destination des réfractaires et liants Une production d'alumine à partir de bauxite importée Part du recyclage de l'aluminium dans la production française élevée (50%)	Mix décarboné français permet de produire de l'aluminium à faible émission de CO ₂ . Unités industrielles de production et de transformation d'aluminium Unités industrielles de fabrication de câbles - Nexans et Prysmian group
		Cuivre	Des ressources* primaires non exploitées en France métropolitaine Un recyclage significatif des câbles en cuivre lié à une forte présence d'acteurs du câble et d'un équipementier spécialisé dans le broyage et tri des câbles	Pas de raffinerie de cuivre, ce qui limite les utilisations du cuivre recyclé - l'essentiel du cuivre nécessaire à la fabrication des câbles est importé Unités industrielles de fabrication de câbles - Nexans et Prysmian group

	Électronique de puissance	Gallium	Pas de ressource* primaire exploitable Ressources* dans les déchets métallurgiques de l'alumine et du zinc. Bauxites françaises contiennent du gallium Pas de production de recyclage	Pas de production connue
	Électronique de contrôle - capteurs	Tantale	Des ressources* primaires exploitées en tant que substances connexes (Imérys) - gisements d'intérêt en France métropolitaine et en Guyane Des ressources* non exploitées dans les déchets électroniques - des projets de R&D financés par l'Ademe sur le recyclage du tantale	Pas d'acteur dans la production en France, mais en Europe (Exxelia, un des premiers producteurs de condensateurs au tantale de spécialité)
		Argent	Des ressources* primaires non exploitées en France métropolitaine et en Guyane Une production d'argent par recyclage	Plusieurs fonderies et une unité d'affinage de haute pureté (Morphosis)
		Cuivre	Pas de ressource* primaire Pas de production de recyclage pour ces applications	Pas de raffinerie en France, mais plusieurs en Europe
	Communication - fibre optique	Germanium	Des ressources* primaires non exploitées possible ressources* dans les déchets métallurgiques du zinc	Pas de production en France
Stockage stationnaire	Batteries	Zinc	Des ressources* primaires non exploitées en France métropolitaine Une production de zinc incorporant jusque 30 % de déchets	Unité industrielle de raffinage de zinc (Nyrstar)
		Plomb	Des ressources* primaires non exploitées en France métropolitaine Une production par recyclage	Unité industrielle de raffinage de recyclage des batteries au plomb (STCM) Unité de pré-traitement des batteries au plomb pour recyclage en Allemagne (Recylex)
	Hydrogène	Palladium	Pas de ressource primaire Une production par recyclage	Plusieurs fonderies et unités d'affinage de haute pureté
		Platine	Pas de ressource primaire Une production par recyclage	
		Iridium	Pas de ressource primaire	
		Ruthénium	Possibles nouvelles ressources dans des déchets industriels	
		Titane	Pas de ressource primaire Recyclage d'alliage de titane à partir des déchets industriels aéronautiques	Unité industrielle de recyclage de titane de qualité aéronautique uniquement (Ecotitanium)

(* le terme ressource ne présage pas de la faisabilité technico-économique, environnementale et sociale de l'exploitation)

B. Rendue vulnérable par l'internationalisation des chaînes de valeur et par sa dépendance à l'Asie pour les composants de base, la filière électro-numérique française peut trouver de nouvelles opportunités grâce à l'écoconception

 UNE FILIÈRE FRANÇAISE VIVACE, FRAGILISÉE PAR L'INTERNATIONALISATION DES CHAÎNES DE VALEUR ET SON ABSENCE DANS LA FABRICATION DES COMPOSANTS DE BASE

Les équipements nécessaires au pilotage de la gestion des réseaux électriques sont variés, et leur conception et fabrication mobilisent un large spectre d'activités : recherche et développement pour concevoir les équipements, fabrication des composants, assemblage de ces composants, conception et intégration des systèmes, installation, maintenance, gestion de la fin de vie.

Les chaines de valeur de l'électro-numérique sont de plus en plus segmentées et mondialisées. Face à la nécessité de rendre le réseau intelligent, le recours à des composants électroniques augmente. Ces composants, inclus dans les capteurs et objets communicants, diminuent en taille. Cette tendance à la miniaturisation s'observe également pour les équipements plus « traditionnels », notamment les transformateurs et convertisseurs.

L'étude fine des marchés et des chaînes de valeur de la filière n'est pas l'objet de ce rapport et mériterait un rapport dédié. Cependant, les auditions réalisées permettent de dessiner certaines tendances.

Historiquement, la filière électro-numérique est bien implantée en France. Le syndicat professionnel de cette filière (Gimelec) représente 90 % des entreprises de ce secteur, soit 200 entreprises. Ces dernières emploient 67 000 personnes, génèrent un chiffre d'affaires de 15 milliards d'euros et présentent un profil varié, allant du grand groupe comme Schneider Electric à des petites entreprises. La plupart possède des usines sur le sol français.

Les marchés de la filière électro-numérique ne se limitent pas à la gestion du réseau électrique, ils incluent l'ensemble des équipements relatifs à l'intelligence dans le bâtiment (systèmes permettant l'optimisation énergétique), à l'industrie 4.0 (automatisation et optimisation des processus industriels) et à l'alimentation en énergie des « data centers ». Ainsi, sur les 200 entreprises du Gimelec, 60 produisent des équipements pour les réseaux (le réseau n'étant pas en général leur unique débouché).

Sur l'électronique de puissance, des acteurs sont présents pour la fabrication de composants passifs (CEFEM, Exxelia). Pour les semi-conducteurs, Exagan est un acteur local pour le nitrure de gallium qui a été racheté récemment par ST MicroElectronics. La complémentarité sur l'offre des semi-conducteurs se trouve plutôt au niveau européen avec un acteur comme Infineon. Une stratégie européenne dans ce domaine semble particulièrement nécessaire.

Si la France et l'Europe sont encore bien présents dans ce domaine d'activités, de réelles fragilités existent.

L'internationalisation et la segmentation des chaînes de valeur créent en effet de fortes dépendances. Des ruptures d'approvisionnement de composants peuvent se produire, comme lors d'incidents naturels tels qu'incidents climatiques ou sanitaires (voir la crise liée au COVID 19). En particulier, on observe une forte dépendance et donc vulnérabilité des acteurs français et européens par rapport aux acteurs asiatiques sur les composants de base. Si l'Europe est encore bien positionnée sur l'assemblage de ces composants, elle n'en fabrique quasiment plus⁷⁹.

⁷⁹ Concernant la filière de l'électronique, le lecteur pourra se référer, pour plus de détails, au rapport de la DGE, publié en juin 2019, qui fait l'état des lieux des forces et faiblesses de l'industrie française (https://www.entreprises.gouv.fr/etudes-et-statistiques/enjeux-et-perspectives-pour-la-filiere-francaise-de-la-fabrication). Ce dernier traite de la filière dans son ensemble. Même si les composants électroniques destinés au réseau électrique ne composent qu'une petite partie de l'ensemble des débouchés de la filière, certains messages de ce rapport sont pertinents dans le cadre de notre étude.

2. LE DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES ACTIVITÉS FON**DÉES SUR L'ÉCONOMIE** CIRCULAIRE POURRAIT OFFRIR DE NOUVELLES OPPORTUNITÉS À LA FILIÈRE FRANÇAISE ET RENFORCER SA RÉSILIENCE

Face à la concurrence internationale, la filière française trouverait dans l'excellence environnementale et l'écoconception un levier intéressant de différenciation. Pour l'électronumérique, l'écoconception consiste en premier lieu à améliorer la performance énergétique du produit ainsi que sa durée de vie, points très importants pour des équipements dont la vocation est de durer plusieurs dizaines d'années (jusqu'à 80 ans). L'incorporation de matières recyclées ainsi que l'approvisionnement responsable sont, par exemple, des piliers forts de la démarche d'écoconception.

Plusieurs leviers existent pour stimuler l'écoconception au sein des entreprises françaises et européennes.

Tout d'abord, la recherche et développement permet de lever les freins techniques à l'amélioration des performances des appareils, à la substitution des matières à forts enjeux environnementaux par des matières à moindres enjeux, et à l'optimisation du recyclage.

En second lieu, la fixation de critères d'écoconception dans les contrats avec les fournisseurs permettrait de promouvoir les entreprises qui ont adopté les pratiques d'écoconception. Situé en bout de chaine, le rôle des gestionnaires de réseaux est particulièrement important dans cette perspective (voir IV.E). La mise en place de tels critères n'est cependant possible que si une information claire et transparente est disponible sur les équipements (performance en fonctionnement, impacts liés à leur fabrication, contenu en matières, traçabilité des matières).

Pour faciliter le partage d'informations, plusieurs initiatives ont été lancées et sont à encourager : ainsi, l'initiative française à vocation internationale « profils environnementaux des produits » (« PEP-Eco-passeport »), à laquelle adhère le Gimelec, consiste en l'élaboration d'analyses en cycle de vie (ACV) de produits mis sur le marché. Une association⁸⁰ est chargée de fixer des règles d'élaboration communes et de publier, après vérification du respect de ces règles, « les passeport-produits ». RTE, de son côté, envisage la création d'une base de données afin d'améliorer la traçabilité des matières contenues dans les équipements du réseau.

Une coordination de ces initiatives, pour améliorer les informations disponibles comme pour fixer des critères d'écoconception dans les contrats, serait bienvenue.

Une présence encore forte des acteurs français dans les instances internationales de normalisation dans le domaine de l'énergie (Afnor, Cenelec, IEC) est par ailleurs un véritable atout, car elle permet de mettre en avant des normes favorisant le recyclage ou permettant d'allonger la durée de vie des équipements.

Enfin, les filières responsabilité élargie du producteur (REP) sont également un levier destiné à favoriser l'écoconception.

Les entreprises du secteur électro-numérique relèvent des catégories 9 « Instruments de surveillance et de contrôle » (compteurs communicants type Linky et capteurs) et 12 « Appareillage d'installation pour le réseau d'énergie électrique basse tension et le réseau de communication » de la filière REP des « déchets d'équipements électriques et électroniques professionnels ». Les équipements pour le réseau électrique à haute tension (supérieure à 63 kV) ne sont aujourd'hui pas concernés par la responsabilité élargie des producteurs.

Pour les filières collectives avec éco-organismes, l'écoconception peut être favorisée par la modulation de l'écocontribution payée par les metteurs sur le marché. Dans le cadre de la catégorie 9 la filière D3E, l'écocontribution est modulée en fonction du taux d'incorporation de plastiques recyclés et de l'absence ou non de retardateur de flamme bromé dans les plastiques (ce dernier empêche le recyclage des plastiques).

⁸⁰ L'association PEP-Ecopasseport est reconnue par la Commission européenne comme membre permanent du sous-groupe « Environmental Footprint » (EF). Pour en savoir davantage sur le PEF : https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/index.htm

Ces filières permettent de mutualiser la collecte et d'apporter des volumes conséquents aux opérateurs de recyclage, ce qui permet à ces derniers d'atteindre la rentabilité économique et de sécuriser leur modèle. Les éco-organismes jouent le rôle d'intermédiaires entre les opérateurs de recyclage et les metteurs sur le marché : les opérateurs de recyclage expliquent quels sont les freins au recyclage, tandis que les metteurs sur le marché apportent des informations sur le contenu en matières de leurs produits. L'éco-organisme peut aussi élaborer des outils, comme des logiciels, au service de l'écoconception.

Les filières collectives sont particulièrement utiles pour les produits présentant des volumes conséquents et un gisement de produits usagés diffus. Les compteurs communicants de type Linky et les capteurs utilisés sur le réseau électrique rentrent bien dans cette catégorie (encadré 16).

Les filières individuelles de recyclage sont pertinentes pour les produits à durée de vie très longue : transformateurs, ou certains produits de la filière piles et accumulateurs industriels. Si l'entreprise a conclu un contrat de service avec l'utilisateur de son équipement, elle gère alors directement son produit sur tout son cycle de vie et cherche à en prolonger la durée de vie (par des maintenances et des réparations) et à en optimiser le traitement en fin de vie (réutilisations de certains composants ou reconditionnement). De plus, les filières individuelles peuvent contribuer au développement de certaines boucles amont de l'économie circulaire comme le reconditionnement.

Encadré 16 : le recyclage des cartes électroniques⁸¹

Le contenu en matières des cartes électroniques

Une carte électronique est constituée d'un circuit imprimé qui sert de support pour relier électriquement un ensemble de composants électroniques. Les matières mobilisées sont extrêmement variées.

Le circuit imprimé est ainsi constitué d'un empilement de fines couches de cuivres séparées par un matériau isolant (en général de la résine époxy comportant en général des fibres de verre, des composants bromés et de l'antimoine). Un ensemble de pistes terminées par des pastilles sont ensuite gravées sur ces couches de cuivre par lixiviation chimique. Ces pastilles sont perforées : les trous ainsi crées permettent notamment l'insertion des composants électroniques. Une très fine couche de palladium est déposée dans les trous afin d'éviter l'oxydation. Une très petite quantité d'or est également utilisée au niveau des contacts entre la carte électronique et l'équipement électrique auquel elle est destinée.

Les composants électroniques sont soudés sur la carte électronique au niveau des trous de la carte électronique. La soudure s'effectuait traditionnellement avec un alliage plombétain, désormais théoriquement remplacé par des alliages étain-argent-cuivre afin de se conformer à la directive RoHS interdisant l'usage du plomb.

Les composants électroniques d'une carte électronique utilisent une large gamme de métaux : aluminium (dans les radiateurs), fer et cuivre (dans les transformateurs), acier inox (dans les éléments de connexion), palladium et tantale (dans les condensateurs), or (dans les microprocesseurs et dans les dépôts de surface des connexions), nickel (dans les résistances). Des plastiques thermo-formables, des résines, des vernis, des électrolytes chimiques et des céramiques complètent cet inventaire.

In fine, on considère qu'une carte électronique contient environ 40 % de résine et de plastique, 30 % de fibres de verre et 30 % de métaux. Pour certains métaux, les teneurs des cartes électroniques peuvent ne pas être négligeables comparativement à celles des gisements miniers: les cartes électroniques contiennent par exemple 10 à 500 grammes d'or par tonne et de 7 à 100 grammes de palladium.

⁸¹ Voir notamment : « Recyclage des cartes électroniques : un aperçu de l'état de l'art », Annales des mines : responsabilité et environnement, 2016, Christian Thomas.

Les enjeux liés au recyclage des cartes électroniques et les opportunités pour l'industrie française

Étant donné le contenu en matières et notamment en métaux des cartes électroniques, leur recyclage présente une réelle pertinence d'un point de vue environnemental. Cependant, plusieurs obstacles doivent être levés.

Le premier concerne la collecte des équipements électriques et électroniques usagés. En Europe, des filières REP permettent de bons taux de collecte, qui peuvent cependant être encore largement améliorés (en France, le taux de collecte sur les déchets d'équipement électrique et électronique (DEEE) est de 49 %).

Le second obstacle concerne la récupération des cartes électroniques contenues dans ces équipements: ces derniers n'ont en général pas vocation à être démontés et les cartes sont en général mécaniquement fixées dans l'appareil concerné. Lors de ces premières opérations de démantèlement et de tri, une partie des cartes peut donc être perdue et parmi les cartes collectées, certaines peuvent être polluées par d'autres matières, notamment des plastiques.

Enfin, la dernière difficulté, et non des moindres, porte sur l'extraction des métaux contenus dans les cartes électroniques. La complexité et la variabilité de la composition des cartes électroniques rendent très difficile leur traitement.

Aujourd'hui, les flux les plus importants de cartes électroniques sont destinés aux grandes fonderies de cuivre primaire et secondaire (Japon, Corée, Canada, Suède, Belgique et Allemagne)⁸². Une petite proportion de cartes électroniques (proportion de l'ordre de 10 %) peut en effet être ajoutée avec le cuivre dans le four. Les plastiques et les résines sont ainsi brûlés : l'apport calorifique qui en résulte permet d'optimiser, d'un point de vue énergétique, le fonctionnement du four. Par ailleurs, certains métaux sont très bien récupérés (cuivre, or, argent, palladium) mais d'autres non (étain, nickel, tantale, antimoine). Une autre partie des flux est traité par le secteur informel, dans des conditions environnementales et sociales inacceptables.

Le flux restant est réparti entre des petites unités industrielles dédiées au traitement des cartes électroniques réparties en Chine, en Russie, au Moyen Orient et en France. Ne disposant pas de fonderies de cuivre sur son territoire, la France s'est en effet positionnée sur le recyclage des cartes électroniques par de petites unités moins capitalistiques aux procédés flexibles et dédiés. Grâce au soutien des pouvoirs publics sur la recherche et développement et sur l'industrialisation des projets, plusieurs unités industrielles ont vu le jour. Les capacités industrielles installées dépasseront 30 kt/an en 2020. Ces différentes unités présentent des modèles économiques complémentaires ce qui limite la compétition pour l'accès au gisement de cartes.

Le marché des cartes électroniques est globalisé et le gisement de cartes usagées ne fait pas exception (il est parfois exporté en Europe voire à l'international, notamment au Japon, dès le premier intermédiaire). La mise en place de ces unités industrielles devrait permettre d'augmenter la valeur récupérée en France tout en améliorant le bilan environnemental du recyclage (par notamment une limitation des phases de transport).

Par rapport aux fonderies de cuivre, ces unités présentent par ailleurs l'avantage de pouvoir davantage travailler à la récupération des « petits métaux ».

L'exportation du savoir-faire français, notamment dans les zones où sont traités les flux informels (Afrique ou Asie) offre de réelles opportunités à la fois sur le plan économique, environnemental et social.

Ces différentes réflexions constituent un point de départ vers l'élaboration de nouveaux modèles économiques dont l'objectif serait d'encourager la circularité en amont pour retarder l'arrivée du produit au stade du déchet. Ces modèles, fondés sur l'économie de la fonctionnalité, verraient se développer de nouvelles activités comme celles de la réparation et la maintenance, qui offrent une vraie pertinence pour les équipements à durée de vie longue.

⁸² Source : Ademe, 2018

C. Les opportunités sur le marché des batteries pour le stockage stationnaire restent à court terme très réduites, sauf sur certaines niches et sur le recyclage

Pour rappel, la batterie lithium-ion et les opportunités industrielles associées seront étudiées dans le rapport d'étape n°3.

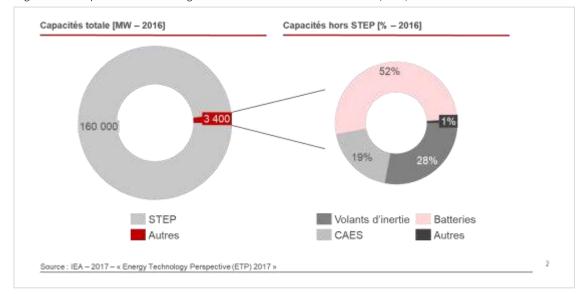


Figure 37 : capacité de stockage stationnaire installée en 2016 (MW)

Source: IEA, 2017

Aujourd'hui, les STEP représentent la quasi-intégralité des capacités de stockage électrique stationnaire installées dans le monde (98 % des capacités installées au niveau mondial). Les batteries ne représentent que 1% des capacités installées. Le prix élevé de ces technologies et l'existence de barrières réglementaires expliquent le faible développement jusqu'à présent des batteries pour le stockage stationnaire.

Si la baisse rapide des prix, notamment pour les batteries lithium-ion, laisse entrevoir de nouvelles opportunités, le marché devrait rester relativement réduit à court et moyen terme.

1. LE MARCHÉ DES BATTERIES POUR LE STOCKAGE STATIONNAIRE EST TRÈS RÉDUIT À COURT TERME, INCERTAIN À LONG TERME

Comme on l'a vu précédemment (voir partie II.B), RTE et les principaux experts des réseaux électriques s'accordent à dire que l'utilisation de batteries sur le réseau électrique français devrait être nulle ou quasi-nulle jusqu'en 2030.

Au-delà, l'émergence des véhicules électriques suffirait largement à remplir les besoins en stockage journalier (de l'ordre de 0,1 TWh). Des incertitudes existent cependant à la fois sur le rythme de déploiement des véhicules électriques et sur le modèle technico-économique permettant aux batteries des véhicules électriques de rendre des services au réseau. Sur le réseau continental français, les besoins de court et de moyen terme en batteries semblent donc très réduits.

Le niveau mondial présente la même tendance : l'International Renewable Energy Agency « IRENA » estime ainsi, dans son scénario de référence pour 2030, que le stockage stationnaire restera fortement dominé par les STEP, les batteries ne représentant que 0,1 TWh, sur une capacité totale estimée à 8 TWh. Dans un scénario plus optimiste, les capacités totales de stockage doubleraient mais ce serait dû à un fort développement des véhicules électriques et du solaire à concentration avec stockage thermique à court terme. La capacité de batteries passerait quant à elle de 0,1 à 0,4 TWh.

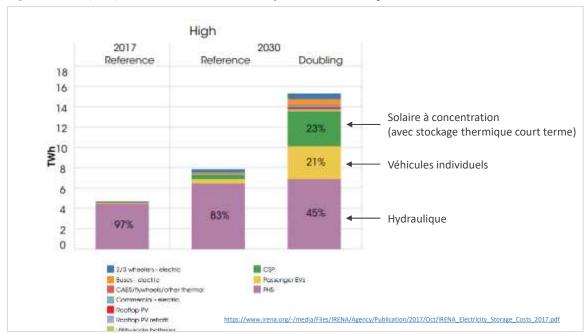


Figure 38 : les perspectives d'évolution des capacités de stockage stationnaire à l'horizon 2030

Source : IRENA, 2017

Des marchés de taille modeste existent cependant.

En France, les zones non interconnectées présentent de réelles opportunités pour les batteries dédiées au stockage stationnaire. Au niveau international, les réseaux de certains pays ou zones géographiques (Australie, Royaume-Uni, Afrique) peuvent également avoir des besoins en stockage stationnaire plus importants que le réseau français. Le marché des petites batteries à destination des particuliers dans le cadre de l'autoconsommation (PV) peut également se développer dans les prochaines années.

Les zones non interconnectées

Du fait de la petite taille des réseaux électriques des ZNI, aucun foisonnement n'est possible et l'apport d'énergies renouvelables variables conduit plus rapidement à des problèmes de stabilité du réseau (*encadré 10*).

Les installations de stockage, quasi-inexistantes sur le réseau continental, sont ainsi davantage présentes dans les ZNI.

Dans un premier temps, certains dispositifs de soutien à l'énergie éolienne et photovoltaïque, par les appels d'offre du ministère de la transition écologique, prévoyaient une obligation pour les producteurs d'énergie renouvelable d'installer dans leur centrale PV ou éolienne une installation de stockage ainsi qu'un dispositif de prévisions météorologiques fines. Le producteur est ainsi en mesure de fournir un plan de production, la veille pour le lendemain, au gestionnaire de réseau (le non-respect de ce plan entraine des pénalités pour le producteur). Dans ce modèle de stockage diffus, le pilotage de la batterie est décentralisé et directement géré par le producteur d'énergie.

Des premiers retours d'expérience de ces installations montrent que si ces stockages diffus permettent d'atténuer les fluctuations de productions et d'obtenir des courbes de production plus prévisibles, leur coût est trop élevé par rapport aux services rendus au réseau. La CRE préconise ainsi de recourir à des moyens de stockage centralisés, directement gérés par le gestionnaire du réseau. La mutualisation des services rendus au réseau, les économies d'échelle ainsi que la possibilité de faire évoluer ces services dans le temps permettraient de réelles économies⁸³.

Cette analyse a donc conduit en 2017 à la mise en place d'un « guichet » portant sur le stockage centralisé, afin de fournir deux services principaux : un service d'arbitrage et un service de réserve.

Un stockage assurant le service d'arbitrage soutire de l'électricité au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles, pour la réinjecter à la pointe en substitution des moyens de production les plus onéreux. Ce report de charge permet de dégager des économies sur les coûts de production du parc en optimisant l'appel des moyens.

Un stockage assurant le service de réserve rapide doit être mobilisable rapidement pour participer au réglage de la fréquence.

40 projets ont été déposés auprès de la CRE, qui a évalué les économies que ces projets permettraient réellement de faire au réseau, et en a *in fine* retenus 11⁸⁴. Ces projets retenus reposent sur le stockage électrochimique par des batteries lithium-ion (solution utilisée par 38 des 40 projets déposés), ils représentent une puissance à l'injection de 50 MW et une capacité de stockage de 56,8 MWh.

Les opportunités à l'export

Des opportunités existent à l'export que ce soit pour le stockage réseau ou le stockage *off-grids/micro-grids*.

Le stockage concerne les pays où le réseau souffre d'un sous-investissement chronique et où les interconnexions sont peu développées, comme en Australie, aux États-Unis ou au Royaume-Uni. Le stockage *off-grids/micro-grids* est lié à l'électrification de sites isolés et non raccordés à un réseau électrique, comme en Afrique où 600 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité. L'utilisation de panneaux photovoltaïques associés à des batteries est une solution pertinente pour répondre à ce besoin vital sans recourir à des solutions émettrices de gaz à effet de serre.

Le marché particulier : le stockage individuel pour l'autoconsommation

L'autoconsommation (*encadrés 11 et 15*) consiste pour un consommateur (particulier ou entreprise) à consommer tout ou partie de l'électricité produite par les panneaux solaires qu'il possède (en général, ces panneaux sont installés sur le toit). Une batterie complète éventuellement l'installation et permet de stocker l'électricité lorsque la production excède la consommation. Pour les installations sans batterie, et pour les installations avec batterie lorsque cette dernière est pleine, l'électricité en surplus peut être revendue (en bénéficiant potentiellement d'un tarif de rachat avantageux).

Le marché de l'autoconsommation est en pleine croissance : en France, le nombre « d'autoconsommateurs » est passé de 10 000 en 2018 à 45 000 aujourd'hui. Cependant, très peu de ces installations comportent une batterie, du fait du prix encore élevé des batteries et du prix encore bas de l'électricité Avec les évolutions de prix prévisibles, cette situation pourrait évoluer dans les prochaines années.

Dans le reste de l'Europe, l'autoconsommation (avec ou sans batterie) est plus répandue : en 2018, l'Allemagne comptait 1,5 millions d'auto-consommateurs, dont plus de 500 000 particuliers, l'Italie 630 000, le Royaume-Uni 750 000 et la Belgique presque 400 000⁸⁵.

Le marché potentiel pour les batteries est donc important, d'autant plus que des subventions à l'achat de batteries se développent (surtout en Allemagne, qui concentre près de 60 % des capacités de batteries installées en Europe⁸⁶).

⁸³ https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Note-ZNI

⁸⁴ https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Compensation-des-projets-de-stockage-centralise-dans-les-zones-non-interconnectees-dans-le-cadre-du-guichet-d-octobre-2017

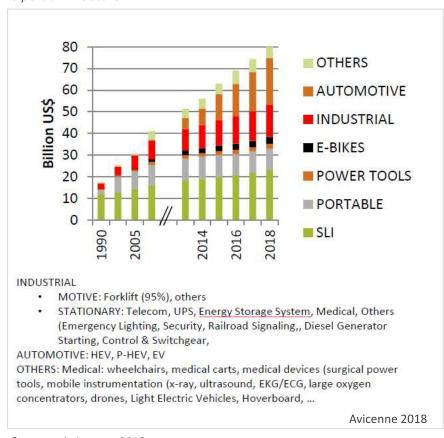
⁸⁵ https://ekwateur.fr/2019/08/27/autoconsommation-delectricite-photovoltaique-quest-ce-que-cest/

⁸⁶ https://www.lemondedelenergie.com/stockage-stationnaire-electricite-decollage-marche/2018/11/14/

2. TIRÉ PAR LE MARCHÉ DE LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE, LE MARCHÉ RESTREINT DE LA BATTERIE STATIONNAIRE EST PEU PROPICE AU DÉVELOPPEMENT DE TECHNOLOGIES DÉDIÉES À CET USAGE

L'analyse du marché des batteries montre que les usages stationnaires des batteries représentent aujourd'hui une faible part de l'ensemble des usages (figure 39).

Figure 39 : répartition par usage du marché mondial de l'ensemble des batteries – les batteries pour le stockage stationnaire sont incluses dans la partie « industrial »



Source : Avicenne 2018

Le faible débouché que représente le stockage stationnaire pour les batteries explique ainsi que ce segment du marché est fortement influencé par les évolutions d'autres domaines d'application des batteries.

Ainsi, la répartition technologique des batteries stationnaires reflète les évolutions technologiques des autres usages (notamment l'émergence rapide du lithium-ion pour les usages électroniques, et désormais pour la mobilité électrique).

En tendanciel, la batterie lithium-ion (en bleu clair sur la figure 40) s'est ainsi développée d'abord au détriment de la batterie plomb-acide (en bleu foncé sur la figure 40) puis au détriment de la batterie sodium-soufre (en jaune).

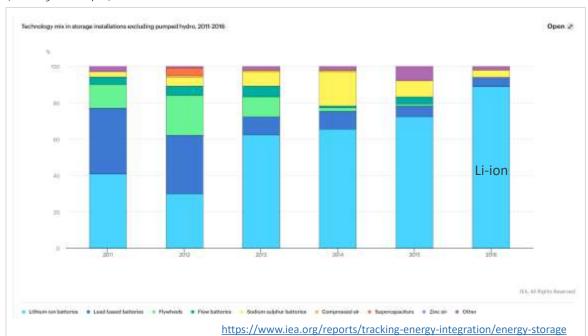


Figure 40 : répartition des technologies de batteries pour le stockage électrique stationnaire (hors hydraulique)

Source : AIE

À l'horizon 2030, sur le marché des batteries tous usages confondus, la batterie plomb-acide qui domine largement le marché (pour les batteries de démarrage de véhicules ou pour les applications industrielles telles que les chariots élévateurs) sera certainement supplantée par la batterie lithium-ion (*figure 41*).

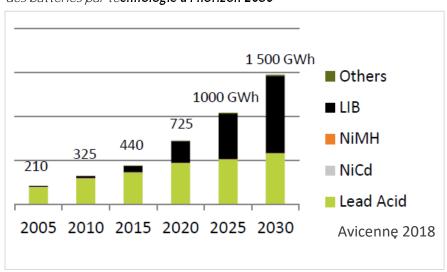


Figure 41 : évolution du marché, tous usages confondus, des batteries par technologie à l'horizon 2030

Source : Avicenne 2018

Ces évolutions risquent de renforcer la prédominance des batteries lithium-ion sur le marché du stockage stationnaire.

En effet, la question du coût est déterminante pour le stockage stationnaire. Or, l'industrialisation massive de la production de batteries au lithium-ion, destinées à la mobilité électrique, va permettre d'importantes économies d'échelle et d'importants effets d'apprentissage. La baisse des prix de la batterie lithium-ion, déjà amorcée, va se poursuivre. Il sera alors très difficile pour les technologies en cours de développement, comme la technologie plomb-avancé ou zinc-air, de se développer.

En effet, si ces technologies présentent des caractéristiques plus intéressantes pour le stockage stationnaire, elles ne pourraient être compétitives par rapport au lithium-ion, voire être moins chères qu'au prix d'une industrialisation massive. Or, les faibles besoins du stockage stationnaire, en comparaison de ceux liés à la mobilité, ne justifient pas une telle industrialisation.

Sans soutien public, ces technologies ne passeront pas au stade de l'industrialisation. Du point de vue de la collectivité, un tel soutien pourrait cependant se justifier car ces nouvelles technologies permettraient de s'affranchir de la dépendance du Li-Ion à certains matériaux critiques.

À l'inverse, on pourrait justifier de ne pas chercher à soutenir de telles technologies à condition de se prémunir d'une dépendance trop importante aux acteurs asiatiques. Le développement d'une filière européenne des batteries lithium-ion, à destination de la mobilité électrique et de manière secondaire au stockage stationnaire, permettrait de maitriser et de limiter les enjeux qui y sont associés (voir rapport d'étape n°3).

3. DES OPPORTUNITÉS EXISTENT À COURT TERME SUR DES MARCHÉS DE NICHE, EN AVAL DE LA CHAÎNE DE VALEUR, ET, POUR CERTAINS, AVEC UNE RÉELLE PLUS-VALUE ENVIRONNEMENTALE

Si les opportunités sur la fabrication industrielle des batteries sont restreintes et fortement dépendantes de l'évolution du marché de la batterie lithium-ion, plus en aval de la chaîne de valeur, des opportunités se présentent sur des marchés de niche.

Le premier marché est le développement économique et technique des projets de gestion des batteries stationnaires. Il s'agit d'élaborer des solutions pour optimiser l'utilisation des batteries. En France, la filiale Store & Forecast d'EDF a développé des algorithmes permettant de piloter de manière intelligente la charge et la décharge des batteries, la startup Power up issue de travaux de recherches du CEA propose des solutions de gestion et de supervision de batteries.

Le deuxième marché est la réutilisation en deuxième vie des batteries dédiées à la mobilité électrique. Ces batteries sont déclassées dès que la capacité restante est inférieure ou égale à 80 % de leur valeur nominale. Étant donné que le volume et la masse ne sont pas limitants pour le stockage stationnaire, on peut réutiliser ces batteries, quitte à devoir en utiliser un nombre un peu plus important.

L'impact environnemental d'un tel projet ne fait pas consensus. D'un côté, la réutilisation peut être vue comme un moyen d'éviter les impacts associés à la fabrication de la batterie (et notamment la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre associées). D'un autre côté, l'usage de batteries de seconde vie augmente la quantité de matière immobilisée et retarde leur disponibilité pour le recyclage. Or, les progrès en cours consistent à mieux utiliser les matériaux : avec la même quantité de matière, on a plus d'énergie et plus de puissance dans une batterie récente que dans une batterie ancienne. Si l'on considère le moment où une vieille voiture électrique part à la casse pendant que de nouvelles sont produites, soit l'ancienne batterie continue une deuxième vie et de nouveaux matériaux sont extraits de la mine pour les nouvelles voitures, soit l'ancienne batterie est recyclée et ses matériaux sont plus que suffisants pour une nouvelle voiture.

D'un point de vue technico-économique, il faut d'une part être capable d'estimer l'état de santé des batteries et d'autre part, mettre en place des dispositifs de reconditionnement à bas coûts pour pouvoir être compétitif avec les batteries lithium-ion de première vie (dont les prix baissent continuellement). Des freins juridiques sont à lever, notamment sur les questions de propriété intellectuelle et d'obsolescence programmée (verrouillage électronique des batteries).

Le troisième marché est le recyclage⁸⁷ des batteries en fin de vie. Avec le développement de la mobilité électrique, les flux de batterie usagées, déjà importants, vont prendre de l'ampleur. L'activité de recyclage des batteries s'inscrit dans la filière de responsabilité élargie des producteurs de « piles et accumulateurs ».

Effectuer un recyclage à haute valeur ajoutée de ces batteries est primordial pour limiter les impacts environnementaux liés à l'extraction et à la transformation des métaux qu'elles contiennent. Plusieurs freins doivent cependant être levés.

D'un point de vue technique, plusieurs éléments complexifient aujourd'hui le travail du recycleur. Les caractéristiques des batteries sont en perpétuelle évolution et peuvent faire émerger des risques. En effet, les batteries usagées sont rarement complètement vides et l'augmentation des énergies spécifiques, qui conduit à une augmentation de l'énergie résiduelle, entraîne une multiplication des risques d'incendie ou d'explosion lors du traitement des batteries. L'écoconception est par ailleurs inexistante. Certains constructeurs adoptent même des stratégies inverses, qui visent à empêcher le réemploi.

D'un point de vue logistique, il est nécessaire de disposer d'entrepôts intercalaires avec d'importantes garanties en termes de sécurité. En effet, pour des raisons de rentabilité économique, la collecte de produits usagés dont l'usage est très dispersé doit être massifiée. Or, si d'importantes quantités de batteries sont accumulées dans un même lieu, cela peut générer des risques pour la sécurité des biens et des personnes.

Du fait des importants coûts d'infrastructure, les procédés industriels de traitement et de recyclage des déchets doivent être concentrés. L'accès à un financement suffisant est donc primordial et n'est pas forcément acquis du fait de la faible attractivité de l'activité de recyclage pour les investisseurs.

Encadré 17 : le projet Phoenix

Dans le cadre d'un partenariat avec le CEA et d'un financement de l'Ademe, l'entreprise SNAM a développé une solution innovante, à mi-chemin entre le recyclage et la réutilisation pour la seconde vie, qui s'inscrit parfaitement dans la logique de l'économie circulaire.

Il s'agit de détecter, dans les batteries lithium-ion usagées, les éléments encore viables jusqu'au niveau de la cellule. Ces éléments sont utilisés pour fabriquer de nouvelles gammes de batteries destinées à des applications stationnaires (modules-packs, armoires modulaires ou containers) et comportant 80 % de réemploi.

À plus long terme, de nouveaux modèles économiques sont à inventer autour du stockage, en lien avec les besoins du réseau en batteries stationnaires.

La gestion des installations de batteries stationnaires, qu'il s'agisse d'installations dédiées au fonctionnement du réseau ou des batteries contenues dans les véhicules électriques, va générer de nouvelles activités.

Ni RTE ni Enedis ne pourront intervenir sur ces activités reliées, en droit européen actuel, au secteur concurrentiel. Des opérateurs de stockage et des agrégateurs de stockage verront ainsi le jour selon de nouveaux modèles économiques à inventer.

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES: CHOIX TECHNOLOGIQUES, ENJEUX MATIÈRES ET OPPORTUNITÉS INDUSTRIELLES I

⁸⁷ Ce point ainsi que le précédent seront davantage détaillés dans le rapport du GT 3.

D. La filière de l'hydrogène, embryonnaire et dominée par les acteurs européens, est une opportunité de mettre en œuvre les principes de l'économie circulaire

La filière de l'hydrogène est encore embryonnaire. Les modèles économiques restent à construire, en tirant partie des usages différents et complémentaires de l'hydrogène (stockage, industrie mais aussi mobilité). Si des incertitudes subsistent sur la place de l'hydrogène dans la transition bas-carbone et sur l'ampleur de son déploiement, il faut dès aujourd'hui réfléchir aux pratiques d'éco-conception qui garantiraient une longue durée de vie des équipements et un recyclage à haute valeur ajoutée des produits en fin de vie.

1. LA DÉCARBONATION DE L'HYDROGÈNE INDUSTRIEL ET LES DÉPLOIEMENTS DANS LA MOBILITÉ LOURDE, EN PERMETTANT DE PROGRESSER SUR LA COURBE D'APPRENTISSAGE ET DE DÉVELOPPER LES ÉCONOMIES D'ÉCHELLE SUR LA PRODUCTION D'ÉLECTROLYSEURS, SONT DES PRÉALABLES AU DÉVELOPPEMENT DE L'HYDROGÈNE POUR LE STOCKAGE STATIONNAIRE

L'utilisation de l'hydrogène pour le stockage saisonnier de l'électricité n'est pas aujourd'hui d'actualité. Non seulement les besoins ne sont pas là, mais les solutions technico-économiques ne sont pas prêtes.

Pourtant, à long terme, si l'apport des énergies renouvelables variables sur le réseau électrique se poursuit, la question du stockage longue durée constituera un véritable enjeu. Il est indispensable de continuer les travaux sur l'hydrogène, une des rares solutions pour le stockage saisonnier, afin d'assurer son déploiement le moment venu.

Comme vu précédemment (voir II.C), un enjeu principal pour le stockage saisonnier est d'obtenir des coûts peu élevés.

Sur les électrolyseurs, une baisse importante des coûts de production a été observée ces dernières années (division par quatre depuis 2010 pour la technologie PEM). Pour poursuivre cette baisse, il est nécessaire de produire davantage afin d'obtenir des économies d'échelle. L'hydrogène à usage industriel et pour la mobilité (notamment la mobilité lourde) présente des volumes suffisamment importants pour enclencher un tel mouvement, et c'est dans cette optique que les plans Hulot et la PPE ont fixé des objectifs portant en premier lieu sur la décarbonation de l'hydrogène industriel et sur le déploiement de flottes. De nouveaux usages de l'hydrogène pourront ensuite être développés en capitalisant sur ces développements.

Par ailleurs, d'autres axes sont envisagés pour faire baisser les coûts de production. Le premier axe porte sur l'innovation et la recherche. Ces efforts peuvent permettre l'amélioration des technologies déjà existantes, avec par exemple la mise en place de nouvelles architectures ou l'utilisation de nouveaux matériaux (à titre d'exemple, le passage à de plus grandes surfaces de cellules est une de ces voies d'amélioration). L'innovation et la recherche peuvent également conduire à l'émergence de nouvelles technologies, telles que l'électrolyse à haute température, qui permettrait une amélioration significativement des rendements (sous réserve d'avoir de la chaleur à disposition) et une baisse des coûts.

Le second axe porte sur le prix de l'électricité. Aujourd'hui, 80 % du coût de la production d'hydrogène par électrolyse vient du coût de l'électricité. La suppression partielle ou totale des taxes pesant sur l'électricité⁸⁸ utilisée par les électrolyseurs permettrait une baisse du coût de production de l'hydrogène.

⁸⁸ Les modalités de financement de cette suppression doivent être précisés. Une piste pourrait être d'instaurer un bonus-malus : la fabrication d'hydrogène à partir d'hydrocarbures serait pénalisée par rapport à la fabrication d'hydrogène par l'électrolyse

2. LES UTILISATIONS DE **L'HYDROGÈNE POUR LE** DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SONT LIMITÉES

Les usages de l'hydrogène pour rendre des services au réseau et accompagner l'essor des énergies renouvelables relèvent du marché de niche et de l'expérimentation. Les ZNI sont des territoires privilégiés pour les expérimentations (on peut penser au projet MYRTE en Corse, qui associe production d'énergie solaire et stockage sous forme d'hydrogène), il en est de même des sites isolés, en association avec des installations de production d'énergie renouvelable.

À un horizon un peu plus lointain, l'insertion d'électrolyseurs sur le réseau électrique pourrait être une solution pour valoriser l'électricité écrêtée, qui, sans utilisation dans les électrolyseurs, serait perdue⁸⁹.

3. L'HYDROGÈNE EST UNE FILIÈRE CLEF, QU'IL FAUT À PROTÉGER ET DÉVELOPPER SUR LE SOL EUROPÉEN EN METTANT EN ŒUVRE LES PRINCIPES DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE

Si l'ampleur du déploiement de l'hydrogène dans le cadre de la transition bas carbone reste à clarifier, il n'en reste pas moins que la filière de l'hydrogène est porteuse de réelles opportunités industrielles pour la France et l'Europe.

En effet, le continent dispose d'une avance technologique sur les autres régions du globe. Pour éviter de revivre ce qui s'est passé avec la filière photovoltaïque, il est primordial d'accorder la protection nécessaire aux industriels, à la fois du côté de l'offre (en évitant la prise de possession des startups par des entreprises étrangères) et de la demande (en favorisant les technologies européennes).

Cette filière encore jeune présente l'avantage de pouvoir travailler, tout au début de son développement, sur les problématiques liées à l'éco-conception. Intégrer dès la phase de recherche et développement les questions relatives à la durée de vie, à la maintenance et au recyclage des équipements en fin de vie permettrait à terme d'atteindre d'excellentes performances environnementales. À l'inverse d'une approche qui intégrerait ces problématiques dans un second temps, cette façon de procéder permettrait de limiter les coûts et d'anticiper la mise en place de filières de collecte, de reconditionnement, de réemploi et de recyclage.

⁸⁹ L'électricité écrêtée est une conséquence de la théorie du dimensionnement optimal où on préfère éviter un investissement couteux sur une ligne électrique, quitte à perdre une petite partie de l'énergie produite par les énergies renouvelables. L'insertion d'électrolyseurs, en permettant d'éviter la construction de certaines lignes sans perdre toute l'énergie écrêtée, serait une nouvelle déclinaison de cette théorie.

E. Le rôle particulier des gestionnaires des réseaux

Les technologies en lien avec la gestion de réseaux électriques forment un vaste écosystème. Dans le cadre réglementaire européen, les gestionnaires de réseaux, Enedis et RTE, y jouent un rôle central.

 LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX JOUENT UN RÔLE CENTRAL DANS L'ÉLABORATION DE L'ARCHITECTURE DU RÉSEAU DE DEMAIN ET PEUVENT FAVORISER LES SOLUTIONS LES MOINS CONSOMMATRICES DE MATIÈRES

Ces monopoles publics définissent l'architecture des réseaux. RTE doit, en lien avec la CRE, définir les investissements à réaliser. Les choix effectués sont cruciaux pour le développement ou non de certaines filières. Ils ont également d'importantes conséquences sur la quantité de matières mobilisées pour la gestion des réseaux électriques.

Jusqu'à présent, les arbitrages sont effectués avec comme seul objectif d'optimiser les coûts pour les consommateurs. À première vue, ce critère économique semblerait aligné avec un objectif de limitation de la consommation de ressources par le réseau (l'utilisation de nouvelles flexibilités ou encore l'écrêtement permettent d'éviter de construire certaines lignes). Cependant, ces nouvelles flexibilités, notamment les technologies *smart-grid*, peuvent contenir des matières dont les impacts associés (environnementaux, économiques et sociaux) ne rentrent aujourd'hui pas en ligne de compte.

2. POUR FAVORISER LES ENTREPRISES QUI CHERCHENT À LIMITER L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL DES MATIÈRES, AINSI QUE CELLES QUI PRODUISENT SUR LE SOL EUROPÉEN, LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX PEUVENT ACTIONNER LE LEVIER DE LA COMMANDE PUBLIQUE

Au-delà de leur rôle de planification, les gestionnaires de réseaux mettent en œuvre les choix stratégiques effectués.

RTE et Enedis sont d'importants donneurs d'ordre de commande publique, ce qui constitue un levier important pour favoriser les entreprises les plus vertueuses sur le plan de la responsabilité sociale et environnementale. Si dans un premier temps, l'unique critère de sélection était le prix, les gestionnaires de réseaux ont progressivement intégré d'autres critères.

RTE a ainsi adopté en 2016 une charte « achats responsables » qui prévoit l'intégration dans ses critères de sélection, non seulement du coût à l'achat, mais également du coût à l'usage. Ce type d'analyse est pertinente pour les équipements dont la durée de vie peut atteindre 80 ans, et qui influencent les pertes électriques du réseau. L'achat d'équipements plus performants, dont le coût initial peut être plus élevé, permet de minimiser les pertes d'énergie sur toute la durée de vie de l'équipement, et d'obtenir sur le long terme d'importants gains économiques et environnementaux. Cette analyse permet d'intégrer les problématiques liées à la durée de vie et aux coûts de gestion en fin de vie.

Ce mouvement pourrait encore être amplifié, notamment en favorisant les fournisseurs qui s'efforcent d'utiliser des matières recyclées et/ou plus facilement recyclables ou encore ceux qui appliquent les principes de l'approvisionnement responsable.

Pour y parvenir, il faut tout d'abord renforcer la connaissance sur les matières contenues dans les systèmes électriques par un observatoire ou une base de données de références. Cela permettrait aux gestionnaires de réseau de faire des choix éclairés quant aux équipements qu'ils achètent. Cette base contiendrait le contenu en matière du produit, le part des matières premières recyclées (au total et matière par matière), leur recyclabilité et leur traçabilité (depuis l'extraction jusqu'au produit final). Aux Pays-Bas, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité demande, depuis 2019, de telles informations dans le cadre de ses appels d'offre. Il serait pertinent de profiter de cette initiative pour impulser au niveau européen la standardisation et la mise en commun de ces données.

La deuxième étape consisterait à introduire, dans les appels d'offres et les marchés publics, des critères de sélection permettant d'intégrer « le coût environnemental des matières » (ACV, contenu en matières recyclées, traçabilité, etc.). La conformité de tels critères avec les règles européennes devrait néanmoins être investiguée.

La CRE dont l'une des missions est la supervision des gestionnaires du réseau électrique pourraient également contribuer, par des incitations économiques, à une plus grande prise en compte de ces impacts environnementaux.

Outre la question du coût environnemental des matières, les gestionnaires de réseau pourraient se voir donner comme mission de participer à l'objectif de relocalisation industrielle de certaines activités en Europe. Cela nécessiterait d'introduire un critère de contenu local dans le choix des fournisseurs. Ce critère devrait, tout en favorisant les acteurs européens, ne pas annihiler tout forme de concurrence (ce qui conduirait à des hausses de prix injustifiées).

Ce nouveau positionnement de la commande publique nécessite un réel changement de paradigme au niveau européen. Ce type de réflexion, qui avait commencé à émerger avant la crise du Covid-19, est désormais sur le devant de la scène. La crise sanitaire a en effet révélé les faiblesses industrielles de l'Europe, sa vulnérabilité et sa dépendance face aux approvisionnements asiatiques. En ce qui concerne la gestion des réseaux électriques, la question est particulièrement aigüe pour les composants électroniques de base.

3. LA PLACE CENTRALE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAU LEUR CONFÈRE **ENFIN UN DEVOIR D'EX**EMPLARITÉ, QUE CE SOIT DANS LA GESTION DES SITES DU RÉSEAU OU DANS LE TRAITEMENT DES ÉQUIPEMENTS USAGÉS

Dans la gestion au quotidien du réseau, les gestionnaires de réseau se doivent d'être exemplaires.

C'est notamment le cas pour la gestion des déchets engendrés par les activités du réseau (déchets produits sur les chantiers ou déchets liés aux équipements en fin de vie).

Enedis travaille ainsi sur le recyclage de ses équipements usagés. Chaque année, l'entreprise produit ainsi 60 000 tonnes de déchets de poteaux de béton. Ces déchets sont en général concassés pour ensuite être recyclés. RTE de son côté présente un taux de valorisation des métaux contenus dans ses déchets de 99 %.

Limiter les impacts des installations du réseau sur la biodiversité est également un axe important dans lequel les gestionnaires de réseaux sont attendus. RTE a des réflexions sur le biomimétisme, notamment dans le cadre des liaisons sous-marines pour l'éolien offshore. Plusieurs réflexions sont menées autour de la vie sur les câbles sous-marins (favoriser la vie sur ces câbles avec des algues ou des coquillages, pourrait permettre de les renforcer; au contraire, l'empêcher faciliterait la maintenance) et du béton de l'éolien offshore (qui peut constituer un récif favorisant la biodiversité).

Points essentiels

- Pour certaines matières, comme l'aluminium, la France possède, du fait de son mix électrique décarboné, un atout majeur.
 - Des opportunités existent également sur le recyclage, notamment pour les métaux nobles et précieux.
- Le pays abrite d'importantes ressources en roches et minéraux industriels pour satisfaire les besoins. Le sous-sol français est peu connu en dessous de 300 m, néanmoins les nombreux indices en métaux (tungstène (W), antimoine (Sb), or (Au), plomb (Pb), zinc (Zn), germanium (Ge), cuivre (Cu), lithium (Li), molybdène (Mo)) laissent espérer la présence de ressources potentiellement valorisables.
- Sur les équipements électroniques du réseau, l'industrie française est rendue vulnérable par sa dépendance aux acteurs asiatiques sur les composants électroniques de base. L'éventuelle reconstruction d'une filière dans ce domaine ne peut se faire qu'au niveau européen avec un soutien public fort.
 - Le développement de nouvelles activités fondées sur l'économie circulaire pourrait offrir de nouvelles opportunités à la filière électro-numérique française et renforcer sa résilience.
- À part quelques marchés de niche, le marché des batteries pour le stockage stationnaire est en Europe très réduit à court et moyen terme. À plus long terme, l'électrification du parc de véhicules pourrait apporter une quantité de batteries suffisantes pour le stockage saisonnier.
 - Les développements technologiques et industrielles de la batterie Li-Ion, induits par les marchés de la mobilité, permettent à cette dernière d'atteindre des performances et des coûts inégalés. Même si d'autres technologies, comme le plomb avancé et le zinc-air, pourraient, après amélioration technologique, présenter des caractéristiques techniques plus intéressantes que la Li-Ion pour le stockage stationnaire, la taille du marché ne semble pas justifier de tels investissements.
- La filière de l'hydrogène, encore embryonnaire, possède de nombreux acteurs européens, qu'il est, du fait du caractère stratégique de cette technologie, impératif de protéger.
 - La décarbonation de l'hydrogène industriel est un préalable au développement de l'hydrogène pour d'autres applications car elle permettra de progresser sur la courbe d'apprentissage et de développer les économies d'échelle.
 - Cette filière, encore jeune, présente l'opportunité de pouvoir inclure, dès aujourd'hui, les principes de l'économie circulaire dans ses stratégies de développement.
- Les gestionnaires de réseaux ont un rôle central pour limiter l'impact-matières du réseau électrique: d'une part, ils participent à l'élaboration de l'architecture du réseau de demain et peuvent favoriser les solutions les moins consommatrices de matières; d'autre part, ils disposent du levier de la commande publique pour favoriser les entreprises les plus vertueuses.

V

Recommandations

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables nécessite et nécessitera d'importantes modifications du réseau électrique : renforcement ou construction de nouvelles lignes ; numérisation accrue pour gérer de plus en plus finement les flux électriques et, à plus long terme, installation de nouveaux moyens de stockage.

Les solutions technologiques envisagées sont multiples et se situent à divers degrés de maturité. Elles peuvent mobiliser des matières à enjeux et déclencher des vulnérabilités dont l'ampleur est difficile à déterminer. La composition en matière de certains équipements, notamment dans le domaine de l'électronique, est en effet souvent méconnue. Par ailleurs, l'adoption d'une technologie donnée peut, du fait de la complexité de la gestion d'un réseau électrique, entraîner des effets indirects difficiles à anticiper.

Ces nouvelles technologies peuvent également être à la source d'opportunités économiques pour l'industrie française et européenne. Pour créer de la valeur à partir de ces opportunités, il faut mobiliser acteurs publics et privés. Face aux défaillances et faiblesses de notre système productif révélées par la crise sanitaire du COVID-19, il semble indispensable de localiser ou relocaliser les activités de ces filières stratégiques sur le sol français ou européen. Seule cette localisation permettra d'ailleurs de s'assurer de l'excellence environnementale des équipements produits.

Les propositions ci-dessous s'inscrivent dans ce cadre. Elles se structurent autour de deux axes :

- anticiper et limiter les risques liés aux matières ;
- favoriser la création de valeur sur le territoire français et européen en misant sur l'excellence environnementale et la protection de nos intérêts stratégiques.

A. Anticiper et limiter les risques liés aux matières

Recommandation 1

Le réseau électrique est un système complexe faisant intervenir une multitude d'acteurs. Face aux défis soulevés par l'intégration des énergies renouvelables non pilotables, de nombreuses études ont été réalisées. Ces études n'intègrent que rarement les enjeux soulevés par le contenu matières des technologies mobilisées par le réseau électrique. Le corollaire de ce constat est la non prise en compte de ces problématiques dans les décisions stratégiques portant sur l'avenir du réseau.

Les équipements nécessaires à la numérisation du réseau sont un bon exemple de cette situation. En effet, les solutions *smart-grids* sont aujourd'hui massivement déployées pour permettre l'intégration des énergies renouvelables, ce qui évite le renforcement ou la construction de nouvelles lignes. L'avantage économique et les gains réalisés sur l'utilisation de cuivre, d'aluminium et de béton sont évidents. Cependant, les problématiques matières de ces technologies numériques sont ignorées : leur contenu en matières et la quantité d'équipements *smart-grids* à intégrer sur le réseau sont mal connus, alors même que les matières mobilisées peuvent être à forts enjeux. Les chaînes de valeur de ces divers composants sont par ailleurs fragmentées et mal renseignées.

Dans ce contexte, il est proposé d'inclure, dans les réflexions et décisions stratégiques sur l'avenir du réseau, les enjeux (économiques, industriels, sociaux, géopolitiques, environnementaux) liés aux matières. Ce travail sera supervisé par le CRE et s'articulera en trois axes.

Le premier axe visera à pallier le manque de connaissances sur les matières mobilisées par les technologies *smart-grids* et le stockage stationnaire. L'acquisition dynamique et continue de ces connaissances sera réalisée de manière pérenne et évolutive au sein d'un observatoire. Les informations collectées répondront aux questions suivantes : quelle est la composition en matières des technologies utilisées sur les réseaux ? Quelles sont les chaînes de valeur ? Quelle est la consommation énergétique induite par ces composants durant la phase d'usage ? Un lien avec les analyses de criticité, l'initiative PEF (*Product Environmental Footprint*) et le projet SURFER devra être fait.

RTE et Enedis piloteront ces travaux auxquels seront associés les metteurs sur le marché (adhérents du GIMELEC et éventuellement fabricants de pylônes et câbliers). Ces travaux s'appuieront sur le CSF « nouveaux systèmes énergétiques » et sur le COMES (BRGM).

Le deuxième axe portera sur la définition, par les mêmes acteurs, d'indicateurs autour des matières premières. Construits à des fins d'utilisation stratégique et opérationnelle, ces indicateurs porteront sur le contexte environnemental et social des matières ainsi que sur leur disponibilité.

Le troisième axe portera enfin sur la mise en œuvre, dans le cadre des plans stratégiques et des appels d'offres, de l'inclusion systématique des problématiques « matières » à plusieurs niveaux :

- les études prospectives (PPE, SNBC, schéma décennal de RTE, études réalisées par Enedis, la CRE ou France Stratégie, les Visions énergie-climat de l'Ademe pour l'après 2030, etc.) portant sur l'avenir du réseau à moyen et long terme : il s'agira de comparer, d'un point de vue matières, les différentes solutions entre elles. Le raisonnement sera mené, de manière privilégiée, à l'échelle du système, en termes de services rendus et pas uniquement en termes d'impacts quantitatifs de production.
 - Parmi ces études, la PPE est cruciale car elle fixe les objectifs d'intégration des énergies renouvelables non pilotables. Compte tenu des impacts matière liés aux technologies de stockage et de *smart-grids*, sera étudié, pour chaque ajout de production intermittente ou chaque retrait de production pilotable, l'impact environnemental, en comptant les effets « système », c'est-à-dire en incluant non seulement les nouveaux systèmes de production, mais aussi les nouveaux stockages, les évolutions du réseau, voire les modifications des usages nécessités par le changement de mix électrique. Les discussions pour la période 2028-2033 de la PPE démarrent dès l'année 2021;
- les décisions d'investissements: les arbitrages entre les différentes solutions se font jusqu'à présent uniquement sous l'angle des coûts économiques. D'autres dimensions sont à intégrer: externalités environnementales, vulnérabilités économiques, enjeux industriels et dépendances stratégiques associées aux matières;
- les achats réalisés par les gestionnaires de réseau : l'intégration de critères d'écoconception dans les appels d'offres sera progressivement étendue.

Recommandation 1

Sous la supervision de la CRE, inclure dans les réflexions et décisions stratégiques sur l'avenir du réseau les enjeux (économiques, industriels, sociaux, géopolitiques, environnementaux) liés aux matières. Pour ce faire, il faut acquérir de plus amples connaissances sur les matières mobilisées par les technologies smart-grids et le stockage stationnaire et définir des indicateurs autour des matières premières.

Recommandation 2

Les différentes études et réflexions citées précédemment portent sur les évolutions du réseau destinées à garantir, dans le contexte d'intégration des énergies renouvelables, un niveau constant et élevé de fiabilité du réseau et de qualité du courant distribué.

Parmi les critères permettant de caractériser la fiabilité du réseau, le critère de défaillance de l'équilibre offre-demande, aujourd'hui fixé au niveau de 3 heures par an, est particulièrement exigeant. Il conditionne en effet le dimensionnement du réseau, des installations de production et des installations de stockage, ainsi que leurs impacts matières, potentiellement très importants à l'aune du critère actuel. Au vu de l'intégration croissante d'énergies renouvelables non pilotables, ce critère a un impact matières potentiellement important. Il n'est pourtant jamais l'objet de discussions.

Un assouplissement de ce critère constituerait un changement de paradigme car on accepterait pour la première fois le principe d'une fourniture en électricité moins fiable. Une telle mesure cependant se justifierait par l'objectif d'intégration des énergies renouvelables sur le réseau.

Il est donc proposé que RTE et Enedis étudient, pour le compte de la DGEC, l'impact, sur les matières mobilisées par le réseau, d'un relèvement du critère de défaillance. Seront évalués les éventuels effets contreproductifs (par exemple, stratégie des consommateurs pour se prémunir des coupures d'électricité plus fréquentes avec l'installation de groupes électrogènes). Pour pouvoir être intégrée dans les réflexions portant sur la prochaine période de la PPE, cette étude sera lancée d'ici la fin de l'année 2020.

Recommandation 2

Pour le compte de la DGEC, RTE et Enedis étudient des alternatives à l'actuel critère de défaillance de l'équilibre offre-demande (aujourd'hui 3 heures par an) sous l'angle des enjeux matières. Afin d'être intégrée dans les discussions portant sur la prochaine période de la PPE, cette étude est à lancer d'ici la fin de l'année 2020.

Recommandation 3

Au-delà des questions posées par les matières qu'elle mobilise, la transition numérique du réseau peut occasionner de nouvelles vulnérabilités remettant en cause sa résilience. Trois grandes menaces se dégagent : les cyberattaques (et leur impact sur la protection des données personnelles), l'impact des ruptures d'approvisionnement dans la filière électronique et enfin les orages magnétiques.

Le sujet des cyberattaques, déjà connu et pris en compte, pourra faire l'objet d'une attention encore renforcée. En effet, l'approvisionnement en logiciels auprès de fournisseurs étrangers peut représenter un danger quant à la protection des données personnelles. Cette question mérite de plus amples investigations sur la possibilité de recourir à des fournisseurs français.

Les deux autres sujets sont peu ou pas étudiés, bien qu'ils aient des implications matières évidentes.

Concernant la filière électronique, certains événements exceptionnels, comme la crise sanitaire du COVID-19 ou les inondations en Thaïlande en 2011, ont généré des ruptures d'approvisionnement dans cette filière, sans que leurs impacts pour les réseaux électriques soient connus. Face à constat, une lettre de mission signée du Ministre de l'économie sera adressée au CSF « industries électroniques » et au CSF « nouveaux systèmes énergétiques » pour engager, d'ici la fin de l'année 2020, une analyse de ces impacts. Cette étude aura pour but de répondre aux questions suivantes : quels sont les composants concernés ? à quel endroit de la chaîne de valeur se situe la rupture d'approvisionnement ? quel est le degré de criticité de ce composant pour le réseau : a-t-on des solutions de substitution ? peut-on revenir facilement à une gestion manuelle ?

Concernant les orages magnétiques, il s'agit d'anticiper l'impact de tels événements sur le réseau électrique : le réseau est-il plus ou moins résilient aux orages magnétiques du fait des technologies smart-grids? peut-on se prémunir des tels événements, notamment par l'emploi de matériaux alternatifs ou d'autres dispositifs? quels sont les plans envisagés pour redémarrer rapidement le réseau? La ministre de la Transition écologique demandera aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution de lui faire connaître soit leur réponse à ces questions, soit les actions qu'ils envisagent pour y répondre, d'ici la fin de l'année 2020.

Recommandation 3

Identifier les nouvelles vulnérabilités du réseau liées à l'intégration des technologies smartgrids dans trois domaines particuliers : les cyberattaques, les ruptures d'approvisionnement dans la filière électronique et les orages magnétiques.

Le sujet des cyberattaques, déjà connu et pris compte, fera l'objet d'une attention renforcée, en particulier sur le risque, pour la protection des données personnelles, provoqué par l'approvisionnement en logiciels auprès de fournisseurs étrangers.

Les deux autres sujets sont à initier et ont des implications matières évidentes.

- Une lettre de mission signée du ministre de l'Économie sera adressée au CSF « industries électroniques » et au CSF « nouveaux systèmes énergétiques » pour engager, d'ici la fin de l'année 2020, une analyse des impacts pour le réseau des ruptures de chaîne d'approvisionnement dans la filière électronique lors d'événements exceptionnels (crise sanitaire ou catastrophe naturelle).
- Une lettre signée de la ministre de la Transition écologique aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution pour présenter d'ici la fin de l'année 2020 leur analyse de l'impact des orages magnétiques sur le réseau électrique, et de leur plan d'actions pour y remédier.

Recommandation 4

Les risques liés aux matières peuvent être limités par l'application des principes de l'économie circulaire aux équipements du réseau électrique selon trois axes.

Le premier axe est celui de l'éco-conception. Pour les technologies matures, il s'agit d'encourager l'intégration de critères liés à l'éco-conception dans les appels d'offres et contrats passés avec les fournisseurs. Les gestionnaires de réseaux auraient un rôle important à jouer pour mettre en œuvre cette action. Pour les technologies non matures, l'éco-conception doit être intégrée dès aujourd'hui dans les objectifs de recherche et développement. La création d'une chaire dédiée constituerait un signal positif.

Le second axe est celui de l'économie de la fonctionnalité : sous l'égide des syndicats professionnels et des CSF, les filières seront incitées à réfléchir aux nouveaux modèles d'affaire basés sur l'économie de la fonctionnalité.

Le dernier axe porte sur le recyclage et la réutilisation. Plusieurs actions sont possibles pour favoriser leur développement.

En premier lieu, une réflexion sera menée pour évaluer la pertinence de la création d'une filière REP pour les équipements électriques et électroniques du réseau haute tension, actuellement non couverts par la réglementation DEEE.

En second lieu, un soutien sera apporté au développement des filières européennes de recyclage. Pour les technologies matures et disposant d'un flux de produits en fin de vie suffisant, l'accès au financement doit être amélioré, car les activités de recyclage sont très capitalistiques et en général peu attractives pour les investisseurs. Un financement public peut être mobilisé par le PIA. Les avances accordées pourraient être transformées en subventions en fonction des effectifs en contrat à durée indéterminée présents à terme dans l'entreprise. Pour les technologies naissantes (hydrogène, batteries de stockage stationnaire), le flux des produits en fin de vie est et sera trop faible à moyen terme pour envisager le développement de filières de recyclage viables économiquement. Cependant, c'est aujourd'hui qu'il faut rendre possible le recyclage dans le futur. L'association des acteurs industriels et de la R&D avec les acteurs du recyclage est indispensable pour prendre un temps d'avance et positionner les acteurs français et européens sur ce créneau. Un passeport-recyclage sur les nouveaux produits mis sur le marché sera créé afin de rendre visibles les possibilités de recyclage en fin de vie (sur le modèle de la filière automobile).

En dernier lieu, la collecte des déchets en fin de vie sera améliorée, notamment pour les câbles. L'Ademe réalisera en 2021, en lien avec les acteurs, une évaluation, technico-économique et de l'impact matières, de la possibilité d'extraire les câbles usagers enterrés (câbles électriques et téléphoniques) afin d'en récupérer les métaux.

La mutualisation de la gestion de ces flux de déchets entre les différents acteurs de réseau (Enedis, RTE mais aussi SNCF, RATP, opérateurs télécoms) fera l'objet d'une étude technique visant un recyclage à haute valeur ajoutée et une intégration croissante des matières recyclées dans les équipements neufs. Cela nécessite d'évaluer le volume potentiel, et les coûts associés au recyclage, et d'identifier les critères des cahiers des charges en vue de la réincorporation de la matière recyclée.

Recommandation 4

Favoriser, pour les équipements présents sur le réseau électrique, la mise en œuvre des principes de l'économie circulaire :

- favoriser l'éco-conception en intégrant pour les technologies matures des critères spécifiques dans les appels d'offres et les contrats passés avec les fournisseurs (rôle majeur des gestionnaires de réseaux) et en intégrant cette problématique dans les objectifs de développement des technologies non matures;
- favoriser, sous l'égide des syndicats professionnels et des CSF, le développement de nouveaux modèles d'affaire basés sur l'économie de la fonctionnalité;
- inciter au recyclage et à la réutilisation :
 - étudier la pertinence d'une filière REP pour les équipements électriques et électroniques du réseau haute tension;
 - soutenir le développement des filières européennes de recyclage en facilitant l'accès au financement pour les technologies matures (PIA, avances transformables en subventions sous condition de créations d'emplois) et, pour les technologies non matures, en rendant techniquement et économiquement possible le recyclage à terme (coopération entre industriels et acteurs du recyclage, mise en place d'un passeport-recyclage);
 - pour les câbles, évaluer la pertinence technico-économique d'un recyclage des câbles à haute valeur ajoutée par une mutualisation des flux des acteurs de réseaux et une plus forte intégration des matières recyclées dans les produits neufs (en 2021, étude Ademe sur les câbles enterrés, jusqu'à présent non récupérés en fin de vie).

B. Favoriser la création de valeur sur le territoire français en misant sur l'excellence environnementale et la protection de nos intérêts stratégiques

Recommandation 5

Des métaux, comme l'argent ou le germanium, peuvent être présents dans les déchets miniers et métallurgiques avec des concentrations permettant techniquement leur récupération. Ils sont parfois associés à des volumes de déchets présentant un risque de pollution. Le retraitement de ces volumes peut dans certains cas offrir l'opportunité de réduire la pollution contenue dans les déchets, tout en produisant des métaux critiques pour le tissu industriel et en permettant la réutilisation des volumes dépollués. La faisabilité technico-économique dépend de nombreux paramètres.

Il est proposé de :

- 1. réaliser pour le compte du ministère de la Transition écologique (DGALN) un exercice exploratoire pour identifier les anciens sites industriels présentant le plus fort potentiel en métaux stratégiques et au regard du potentiel dépollution ;
- 2. pour les sites industriels identifiés avec un potentiel en métaux stratégiques, envisager en phase de mise en sécurité ou réhabilitation, une analyse technico-économique et sociétale d'une reprise des déchets, et de l'intérêt environnemental de leur retraitement en vue d'une dépollution ;
- 3. faire un état de l'art des unités mobiles de traitement de ce type de déchets en vue de récupérer les métaux et de caractériser les paramètres de mise en œuvre, notamment d'un point de vue réglementaire ;
- 4. ajouter dans les bases de données de gestion de ces déchets une information relative aux concentrations en métaux stratégiques et métaux de base.

Recommandation 5

Analyser le potentiel en métaux stratégiques contenus dans les déchets miniers et métallurgiques et l'intérêt de leur récupération.

Recommandation 6

Comme exposé en partie IV.B, la France et l'Europe sont encore présentes dans la filière électronique. Cependant, les activités consistent essentiellement en l'assemblage de composants fabriqués sur le continent asiatique. Cette dépendance de l'Europe à l'Asie pour les composants électroniques de base crée d'importantes vulnérabilités pour le réseau électrique, où les technologies *smart-grids* vont être massivement déployées dans les prochaines années, mais aussi pour de nombreux autres secteurs.

Dans le contexte de l'après-COVID, la relocalisation des activités de production des composants électroniques de base semble stratégique et devra être initiée au niveau européen.

Pour ce faire, les industriels seront mobilisés au travers des CSF et la dynamique sera portée par la DGE au niveau européen. Une telle reconstruction ne sera pas possible sans un soutien public important (côté offre) ni sans une protection du marché européen (côté demande). Ceci implique un allègement ou une réorientation des règles européennes portant sur la concurrence et les aides d'État. En effet, ces industries ne deviennent rentables que lorsqu'elles ont atteint une certaine taille. Les économies d'échelle constituent donc une barrière à l'entrée et justifient l'intervention publique. De même le rétablissement de la souveraineté économique de l'Europe, par les externalités positives qu'elle entraîne, légitime également l'intervention des États.

Recommandation 6

Face à la dépendance de l'Europe à l'Asie pour les composants électroniques de base (générateur de vulnérabilités pour le réseau électrique mais également pour de nombreux autres secteurs), initier la reconstruction d'une filière électronique au niveau européen.

Pour ce faire, les industriels seront mobilisés au travers des CSF et la dynamique sera portée par la DGE au niveau européen.

Une telle reconstruction ne sera pas possible sans un soutien public important ni sans une protection du marché européen. Ceci implique un allègement ou une réorientation des règles européennes portant sur la concurrence et les aides d'État, évolution qui se justifie par le caractère stratégique de la filière vis-à-vis de la souveraineté économique de l'Europe.

Recommandation 7

La question du stockage saisonnier ne se pose pas à ce jour. Cependant, avec la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix électrique, la question deviendra cruciale. Si l'horizon semble lointain (après 2030 voire 2040), il est indispensable d'anticiper afin que les acteurs industriels français ou européens soient capables de fournir des solutions technologiques pertinentes, en limitant les impacts matières et environnementaux.

Il est donc proposé de lancer une étude sur le potentiel de l'hydrogène au regard d'autres solutions, comme le stockage de chaleur couplé aux réseaux de chaleur ou le stockage thermique par changement de phase.

En effet, l'absence d'analyse du stockage de chaleur dans ce rapport ne signifie pas que ces solutions technologiques ne sont pas pertinentes. Bien au contraire, cette absence se justifie par leur impact a priori négligeable en termes de matières critiques. Leurs caractéristiques de coût et de rendement sont par ailleurs favorables et le stockage de chaleur est activement développé dans les pays du Nord de l'Europe (Pays Bas, Allemagne, Danemark notamment).

Le but de cette étude sera d'apporter des éléments de comparaison entre les différentes solutions, notamment sur les rendements et pertes énergétiques associées, les émissions de gaz à effet de serre évitées ainsi que sur les matières utilisées.

Dans le même temps, il est important de maintenir l'excellence des acteurs français et européens dans l'hydrogène et le stockage de chaleur. Le maintien des efforts de R&D et le développement de démonstrateur permettront le moment venu de pouvoir avoir réellement le choix entre plusieurs solutions.

Recommandation 7

Avec la montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables sur le réseau électrique, la question du stockage saisonnier deviendra cruciale.

Si l'horizon (après 2030 voire 2040) semble lointain, il semble nécessaire de :

- lancer une étude pour apporter des éléments de comparaison portant sur les différentes technologies envisagées (hydrogène mais également stockage de chaleur couplé aux réseaux de chaleur ou stockage thermique par changement de phase) : potentiel de développement, rendement, émissions de CO₂ évitées, matières utilisées ;
- maintenir l'excellence des acteurs européens dans le domaine de l'hydrogène et du stockage de chaleur (R&D, démonstrateurs) pour avoir, le moment venu, un réel choix entre les différentes solutions technologiques.

Recommandation 8

Enfin, si les évolutions du réseau électrique sont généralement étudiées d'un point de vue technologique, il est indispensable de ne pas oublier le facteur humain, les nouvelles technologies demandant des compétences nouvelles pour accompagner les nouveaux modes de gestion du réseau.

Pour anticiper les nouveaux besoins en compétence, deux axes d'actions sont proposés.

Le premier porte en amont sur la recherche. Il est proposé de fonder une chaire dédiée à l'optimisation multicritères (économique, environnemental, matières, résilience, indépendance stratégique, social) du système énergétique dans sa globalité, incluant chaleur, transport, électricité, voire industrie et agriculture. Cette vision panoptique et la compréhension globale qui la sous-tendra permettront d'intégrer un grand ensemble de paramètres afin d'éviter de créer, à chaque étape, autant de problèmes qu'on en résout.

Le second axe est opérationnel : il vise à déterminer les formations structurantes à mettre en place, à tous les échelons (techniciens, modélisateurs, ingénieurs etc.), ainsi que les diplômes associés, pour les nouveaux métiers liés aux équipements numériques du réseau et à la maintenance des nouveaux systèmes (batteries, électrolyseurs etc.). Ce travail pourra être mené par filière industrielle sous l'égide du ministère du travail.

Recommandation 8

Anticiper les nouveaux besoins en compétence pour la gestion du réseau selon deux axes :

- fonder une chaire sur l'optimisation multicritères (économique, environnemental, matières, résilience, indépendance stratégique, social) du système énergétique dans sa globalité, incluant chaleur, transport, électricité, voire industrie et agriculture ;
- déterminer les formations structurantes à mettre en place, à tous les échelons (techniciens, modélisateurs, ingénieurs etc.), ainsi que les diplômes associés, pour les nouveaux métiers liés aux équipements numériques du réseau et à la maintenance des nouveaux systèmes (batteries, électrolyseurs etc.). Ce travail sera mené par filière industrielle sous l'égide du ministère du Travail.

Note: en ce qui concerne le stockage stationnaire en France, on ne prévoit pas de besoin effectif avant 2035. Cependant il est nécessaire d'approcher de manière globale la question de l'usage des batteries, et de trouver la meilleure articulation entre les usages « mobilité » et « stationnaire » des batteries. Ce point sera abordé au cours des travaux du GT3, consacré à la mobilité électrique, et donnera lieu à une recommandation globale sur les batteries.

ANNEXES

Annexe 1 : Le contenu en matières d'un kWh de batteries lithium-ion, plomb-acide et zinc-air

Figure 42 : contenu en matières d'un kWh de batterie lithium-ion

Dans une batterie de 1 kWh Cathode Compositions g de Ni g de Mn g de Co g de Li NMC 111 366 333 357 127 NMC 622 578 180 193 114 NMC 811 652 76 82 96 NMC 90/5/5 698 36 39 92 + 3 à 5 g de Li dans l'électrolyte

Anode

- 925 g de graphite
- ou 775 g de graphite/silicium (à 5-10% de Si)

Electrolyte et liant

• 55 à 130 g de Fluor

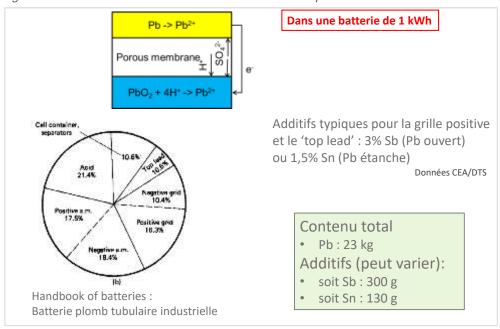
Cu et Al (de la cellule au pack, hors électronique de puissance)

- 600 à 2700 g d'Aluminium
- 400 à 700 g de Cuivre

Données CEA/DEHT 2019

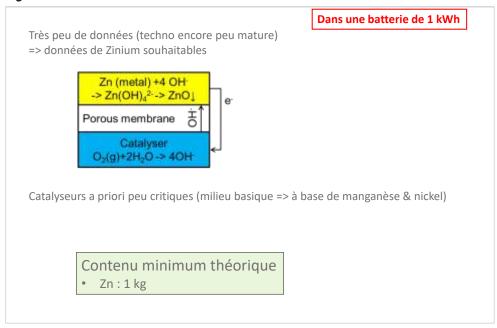
Source: CEA/DEHT 2019

Figure 43 : contenu en matières d'un kWh de batterie plomb-acide



Source: CEA/DTS

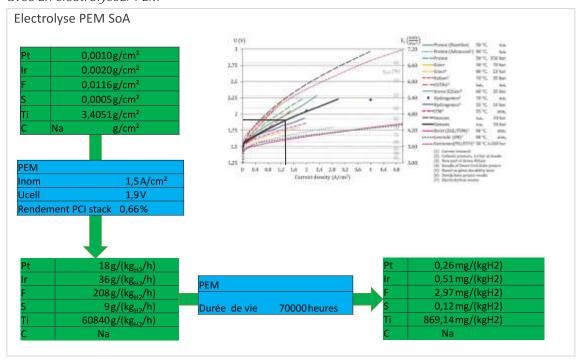
Figure 44 : contenu en matières d'un kWh de batterie zinc-air



Source: CEA

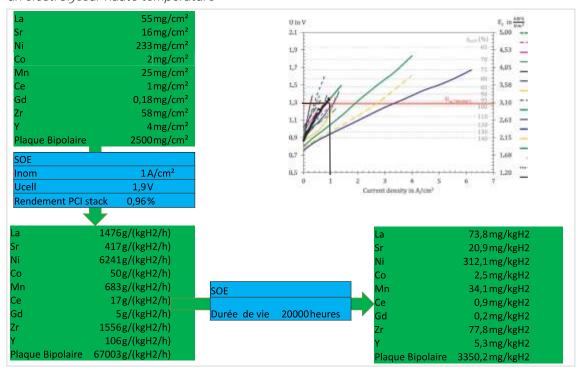
Annexe 2 : Quantités de matières nécessaires pour fabriquer un kilo d'hydrogène avec un électrolyseur PEM et un électrolyseur haute température

Figure 45 : quantité de matière pour fabriquer un kilo d'hydrogène avec un électrolyseur PEM



Source: CEA

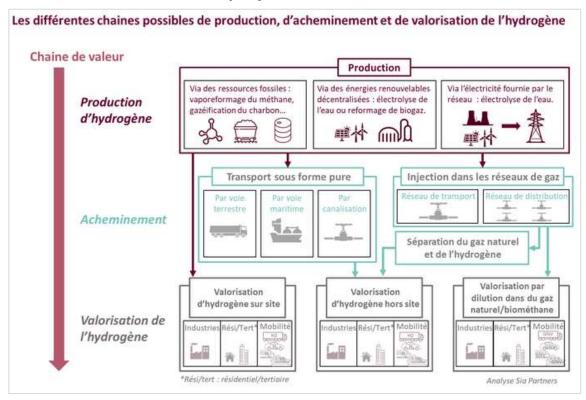
Figure 46 : quantité de matière pour fabriquer un kilo d'hydrogène avec un électrolyseur haute température



Source: CEA

Annexe 3 : les différentes valorisations possibles de l'hydrogène

Figure 47 : les différentes chaines possibles de production, d'acheminent et de valorisation de l'hydrogène



Source : Sia Partners

Annexe 4: fabrication des granulats selon leur origine

Extraction

Déchargement

Installation de traitement transporteuse

Contrôle laboratoire

Produits finis

Convoyeur à bande

Livraison clients par voie routière, fluviale ou ferroviaire

Figure 48 : fabrication des granulats en roches meubles

Source : Site internet de Lafarge

Fabrication en roche massive Front de taille : extraction Transfert vers l'installation Minage Concassage primaire Foration Criblage Concassage secondaire Contrôle Stock de granulats Criblage et lavage primaires Produits finis Livraison clients par voie routière ou ferroviaire

Figure 49 : fabrication de granulats en roche massive

Source : Site internet de Lafarge

Annexe 5 : grilles d'analyse des matières (étude du BRGM)

Tableau 14 : grille d'analyse du cuivre

Risque technico-economique sur l'offre : 1

Majoritairement produit principal (>99 %)

Ratio réserves/production : 40 ans

Adaptation de l'offre très lente

Procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement longs

Recyclage relativement bien développé (env. 33 % du Cu consommé est issu du recyclage (9,4 Mt), dont 17 % de produits en fin de vie) ; EOL-RR de 50 % environ

Recyclage en croissance en tonnage mais pas en taux d'utilisation qui baisse.

lisque technico-economique sur la demande : 2

Substitutions possibles dans de nombreux usages avec des adaptations techniques (Al pour câbles, fibres optique etc.)

Volatilité moyenne des prix

Très haute importance économique (cáblage dans tous les domaines). Co-produits associés : Au, Ni, Zn, U, Sn. Sous-produits : Pt, Pd, Rh, Co, Ag, Mo, Re, Se, Te

Demande très fortement corrélée à l'économie mondial e (construction, infrastructure, automobile, électricité etc.)

Pas de compétition interfilière mais usage potentiellement croissant des véhicules électriques

Dépendance de la France : 2

France absente de la mine, métallurgie et raffinage mais bien présente pour la première transformation de cuivre raffiné et semi-produits : fils et câbles par Nexans et demiproduits (barres, fils, profilés, tubes) par KME Group ou Gindre Duchavany

Pas de réglementation particulière, hormis restrictions de la Chine sur les importations de déchets de Cu (cf. Ecomine)

Balance commercial en égative (-600 M€ en 2017)

Géopolitique extérieure : 2

Très bonne répartition géographique de la production mondiale et des acteurs (Chili 27,5 % ; Pérou 11,6 % ; Chine 9,4 % ; Etats-Unis 7,2 % ; Australie 4,7 % ;

RDC 4,3 %; Zambie 3,8 %; Mexique 3,7 %; Indonésie 3,6 %)

Concentration du raffinage du cuivre en Chine (41 % des blisters et 39 % des cathodes), forte dépendance aux fonderies chinoises

Risques moyens sur la stabilité des acteurs

Consommation de ressources :

Procédés énergivores de l'extraction à la fonderie (métal majeur avec 25 Mt/an)

Consommation d'eau très importante de par les quantités de minerai extraites et traitées ; stress hydrique élevé (notamment dans les Andes)

Déforestation et érosion des sols (Australie notamment). Néanmoins de nombreuses exploitations à ciel ouvert passent en souterrain (après avoir epuisé la partie exploitable à ciel ouvert).

Emissions a l'environnement ; 3

Importantes émissions de GES associées aux procédés énergivores Paragenèse comprenant généralement As et certains métaux lourds et SO2 (certaines zones avec des cas de cancers avérés, en Chine par exemple)

U sage de réactifs et peu de contrôle des rejets

Forte pollution des cours d'eau et eaux souterraines (Chili, Pérou, Chine)

Conditions favorables aux DMA ; mauvaise gestion des résidus miniers (en Chine par exemple)

Ampleur du flux de matière

Impacts et risques sociaux : 2

En jeux importants sanitaires et sociaux pesant sur l'acceptabilité de la mine, en particulier en Amérique (Andes pour l'eau et pollution), Alaska pour les réserves naturelles etc. Peu de mines artisanales (RDC)

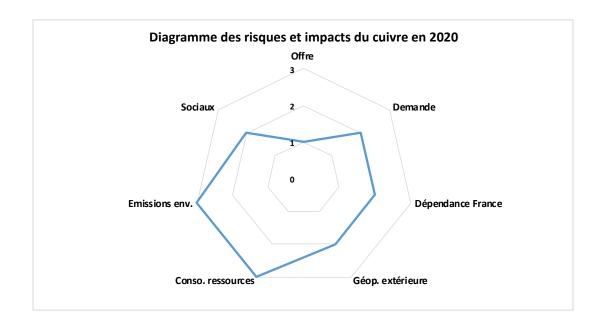


Tableau 15 : grille d'analyse de l'aluminium

Risque technico-economique sur l'offre : 1

Provient de l'électrolyse de l'alumine (Al_2O_3), provenant elle-même du raffinage de la bauxite

Ratio réserves/production de bauxite : > 80 ans

Adaptation de l'offre très lente du fait du temps de mise en place d'une nouvelle mine. Raffineries très onéreuses et longues à construire

Procédés nécessitant de très grands investissements, retours sur investissement très longs

L'alumine ne se recycle pas en tant que tel. EOL-RR de 50 % environ pour l'aluminium

Risque technico-economique sur la demande : 2

L'alumine peut être substituée dans certains usages mais avec des coûts supplémentaires. L'aluminium peut être substitué par des composites, du plastique, du verre ou de nombreux métaux dans la plupart des usages

Volatilité moyenne des prix

Haute importance économique car utilisé dans de nombreux domaines. Alumine utilisée pour 95 % pour fabrication de l'aluminium, le reste pour les réfractaires, papeterie, traitement de l'eau ou fondant. Aluminium utilisé dans les transports, construction, électricité etc. Sous produit associé: Ga uni quement produit avec Al

Demande très fortement corrélée à l'économie mondiale (construction, infrastructure, automobile, électricité etc.)

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 2

La France exploite de la bauxite sur 2 sites pour briques réfractaires et non pour métal, production d'alumine de spécialité à Gardanne pour travaux publics, Pas de réglementation particulière, hormis restrictions de la Chine sur les importations de déchets d'Al (cf. Ecomine)

Balance commercial en égative

Géopolitique extérieure : 3

Bauxite: bonnerépartition géographique avec Australie (29 %), Chine (23 %), Guinée (16 %); Alumine: très concentrée en Chine (55 %) et Australie (16 %); Aluminium: très concentré en Chine (57 %)

Concentration du raffinage de l'alumine et aluminium en Chine donc très forte dépendance aux fonderies chinoises

Stabilité des acteurs assez faible

Consommation de ressources : 3

Procédés de fabrication d'alumine et d'aluminium très én ergivores

Consommation d'eau relativement importante (métal majeur) et stress hydrique moyen

Importante consommation d'espace, déforestation notamment en Amazonie (Brésil 4ème producteur mondial); 80 % des exploitations de bauxite sont à ciel ouvert

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES très variables selon le mix énergétique de la fusion primaire (charbon, gaz ou hydroélectricité); la production d'aluminium secondaire est généralement moins émettrice

Rejets et usages de réactifs principalement aux étapes de raffinage

Rejets de boues rouges notamment entraînant la pollution des masses d'eau (Brésil, Inde, Chine...)

Conditions non favorables aux DMA (en l'absence de minéraux sulfurés dans le minerai)

Ampleur du flux de matières

Impacts et risques sociaux : 2

En Chine (où se situe la majorité du raffinage), exposition de la population aux pollutions (boues rouges), mauvaise gestion des résidus miniers

Pas de mines artisanales

En Australie, en Amazonie et en Inde, conflits avec des populations locales à propos de l'exploitation de la bauxite

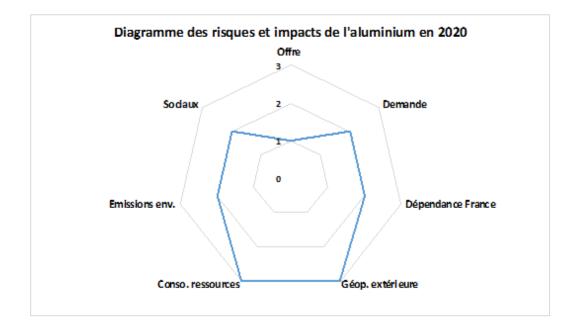


Tableau 16 : grille d'analyse du clinker/ciment

Clinker fabriqué à 80 % à partir de calcaire, 20 % à partir d'argile (pouvant être remplacée par des déchets industriels) Ressource calcaire abondante en France ; la limite peut venir des autorisations d'exploitation des carrières ou conflits d'usages (foncier, sites protégés...). Adaptation rapide de l'offre Procédés peu spécialisés (hormis les efforts pour réduire le contenu carbone). Le clinker ne se recycle pas en tant que tel. Mais la fabrication du ciment permet la valorisation matière et énergétique de déchets (terres polluées, CV, CSR...) Subtitution partielle pour certains usages, mais matériau indispensable Evolution possible des modes constructifs nécessitant moins de béton (construction en bois, privilégier la rénovation au lieu du neuf); ciment "bas carbone" Prix stables, fixé par des contrats de gré à gré ; taxe carbone européenne en projet Très haute importance économique (CA France du BTP : 170 G€) Demande pilotée par les besoins du BTP et des EnR Pas de compétition interfilière 36 carrières de calcaire en France et en moyenne 1 cimenterie/région France importatrice nette de clinker et de ciment pour environ 10 à 15 % de sa consommation Production française de clinker en baisse en 2017 et hausse des importations. Projet de Green deal européen (taxe carbone aux frontières de l'Europe pour le ciment) Actionnariat français, au moins en partie (grands groupes historiques français) Production très concentrée : seulement 5 entreprises au SFIC (et quelques-unes importatrices) importation de clinker de pays du bassin méditerranéen dont certains instables Procédétrès énergivore Consommation d'eau moyenne (l'eau représente 5 à 10 % dans le do sage du béton) et stress hydrique faible importante consommation d'espace (exploitation des carrières surtout à ciel ouvert) mportantes émissions de GES associées au procédé énergivore (3 % des émissions GES de la France pour 40 cimenteries). Efforts pour les réduire (en France/EU) ; béton bas carbone, réduction de clinker dans le ciment Autres émissions atmosphériques des cimenteries : comparables aux incinérateurs Pas ou peu de rejets vers les milieux aquatiques Impacts et risques sociaux:1 Conditions de travail : France et autres pays développés Faibles risques sanitaires (hormis exposition aux poussières). Néanmoins des problèmes d'acceptabilité des carrières

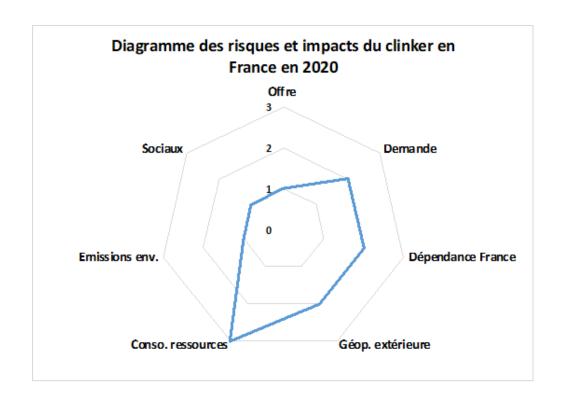
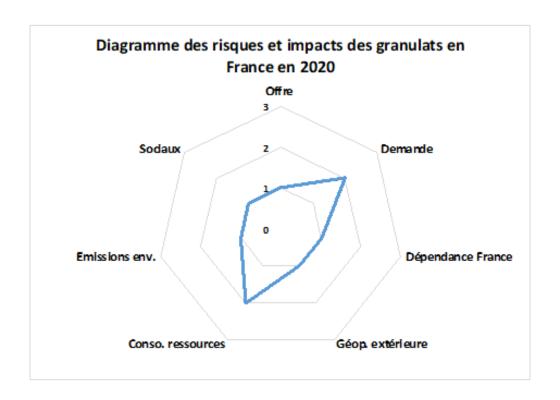


Tableau 17 : grille d'analyse des granulats

Ressource abondante en France (roches meubles et roches dures); la limite peut venir des autorisations d'exploitation des carrières ou conflits d'usages (foncier, sites protégés...). Adaptation rapide de l'offre Procédés peu spécialisés mais les granulats se transportent sur de courtes distances (maximum 30 km environ en camion, davantage en fluvial) Recyclage possible des déchets de béton en granulats, mais très peu de granulats recyclés utilisées dans des nouveaux bétons (8% granulat commercialisé par l'UNICEM en 2017 est recyclé) Risque technico-economique sur la demande : 2 Subtitution partielle pour certains usages, mais matériau indispensable Evolution des modes constructifs nécessitant moins de béton (construction en bois) Prix stables, fixé par des contrats de gré à gré Très haute importance économique (CA France du BTP : 170 G€) Demande pilotée par les besoins du BTP et des EnR Pas de compétition interfilière mais un gros chantier peut créer ou augmenter une tension locale Dépendance de la France : 1 Environ 2700 sites d'extraction de granulats sur le territoire français Balance commercial en eutre pour la France Réglementation nationale classique (ICPE, arrêtés...) Géopolitique extérieure : 1 Actionnariat français essenti ellement Production peu concentrée : 1600 entreprises de granulats adhérentes à l'UNICEM Approvision nement en France et pays li mitrophes Consommation de ressources : 2 Consommation d'énergie faible à moyenne (broyage et transport), de source quasi-exclusivement fossile Consommation d'eau moyenne et stress hydrique faible Importante consommation d'espace (exploitation des carrières uniquement à ciel ouvert) Perturbation des milieux aquatiques en alluvionnaire et exploitation des sables marins Emissions à l'environnement : 1 Emissions de GES faibles à moyennes, corrélées à la consommation d'énergie fossile pour le broyage et le transport Gisements sans minéraux métalliques li xiviables en quantité notable, pas de toxicité intrinsèque mais émissions de poussières Peu de rejets vers les milieux aquatiques Production de stériles, plutôt inertes en quantités assez faibles. Réemploi possible en remblaiement de carrières. Impacts et risques sociaux: 1 Conditions de travail : France



Faibles risques sanitaires (hormis exposition aux poussières). Néanmoins des problèmes d'acceptabilité des carrières

Tableau 18: grille d'analyse du gallium

Risque technico-economique sur l'offre : 1

Exclusivement en sous-produit de l'aluminium (95 %) et du zinc (5 %), potentiellement des cendres de charbon également. Seulement 1 % du Ga contenu dans les bauxites est récupéré!

Ratio réserves/production de bauxite : > 1000 ans mais pas d'évaluation normalisée

Adaptation de l'offre rapide pui sque récupéré lors du raffinage de la bauxite

Etant un sous-produit de l'aluminium, procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement très longs

Recyclage quasi in existant en fin de vie, mais représente jusqu'à 40 à 45 % de la consommation totale car développé pour les chutes de fabrication (new scraps)

Risque technico-economique sur la demande : 1

Substitution possible du gallium par du silicium dans de nombreux usages mais avec des performances moindres

Faible volatilité des prix

Importance économique relativement élevée car utilisé dans de nombreuses applications comme semi-conducteurs électroniques et opto-électroniques (circuits intégrés, LED, laser etc.)

Demande très fortement corrélée au développement des applications électroniques, voire des cellules PV CIGS

Pas de compétition interfilière

Dénendance de la France : 3

Pas de production en Francemais les ressources en bauxite en Francemétropolitaine sont évaluées à 574 Mt, susceptibles de contenir environ 28 kt de Ga, Balance commercialen égative (350 kg en 2015) mais indicateur non-pertinent (nomenclatures incomplètes)

Pas de réglementation particulière

Géopolitique extérieure : 3

Bauxite: bonnerépartition géographique avec Australie (29 %), Chine (23 %), Guinée (16 %); Gallium: Chine produit 95 % mondial, à partir des bauxites étrangères

Concentration extrêmement forte de la production en Chine. Très forte dépendance

Stabilité des acteurs assez fai ble

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie importante (corrélée à l'aluminium) mais faiblement attribuée au gallium de par les quantités produites

Consommation d'eau corrélée à l'aluminium (mais faiblement attribuée au gallium) et stress hydrique moyen

Importanteconsommation d'espace, déforestation (notamment en Amazonie) ; 80 % des exploitations de bauxite sont à ciel ouvert

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES élevées à la tonne, relativement faibles par les quantités produites

Rejets et usages de réactifs principalement aux étapes de raffinage

Rejets de boues rouges notamment entraî nant la pollution des masses d'eau (Brésil, Inde, Chine...)

Conditions non favorables aux DMA

Impacts et risques sociaux : 2

En Chine (où se situe la majorité du raffinage), exposition de la population aux pollutions (boues rouges), mauvaise gestion des résidus miniers

Pas de mines artisanales

En Australie, en Amazonie et en Inde, conflit avec des populations locales à propos de l'exploitation de la bauxite

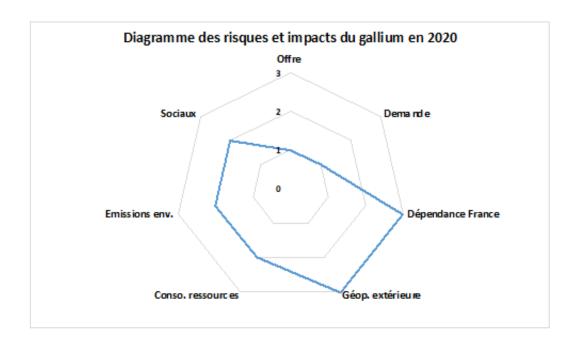


Tableau 19 : grille d'analyse du tantale

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Majoritairement en coproduit/sous-produit de l'étain, niobium, lithium de roches dures

Ratio réserves/production : > 150 ans

Adaptation de l'offre relativement lente

Procédés ne nécessitant pas de grands investissements

Recyclage développé en boucle courte, très peu en fin de vie

Risque technico-economique sur la demande : 2

Substitution possible dans plusieurs applications, mais avec perte d'efficacité

Volatilité importante des prix

Haute importance économique (superalliages et condensateurs)

Demande en hausse sur les prochaines années

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 2

Fortedépendance de la France aux importations de tantale et de condensateurs. Déficit commercial de8 M€ en 2014

Production d'un concentré Ta-Sn à Echassières (03) par Imerys (env. 55 t/an)

Exxelia produit des condensateurs, composants magnétiques et des solutions électrochimiques.

Soumis à la réglementation des 3TG et loi Dodd-Franck

Géopolitique extérieure : 3

RDC et Rwanda produisent 2/3 mondial. Vulnérabilité en tant que co-produit du lithium concernant la production australienne

Concentration de la fabrication de condensateurs en Asie

Stabilité des acteurs faible hormis Australie mais dépendance au lithium

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie moyenne

Stress hydrique faible (pas de données sur la consommation d'eau)

Déforestation et dégradation de l'habitat (zones humides, espèces protégées), néanmoins l'impact est modéré

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES élevées à la tonne, relativement faibles par les quantités produites

Pas de toxicité avérée aux doses usuelles mais paragenèse comprenant des métaux lourds

Pas ou peu de contrôle des rejets ou de gestion des effluents

Risque de DMA modéré

Impacts et risques sociaux :

53% de la production en mine artisanal e dont 30% il légale (travail des enfants, pollution etc.)

Pas ou peu de normes encadrant les conditions de travail

Métal de conflit (financement de groupes armés)

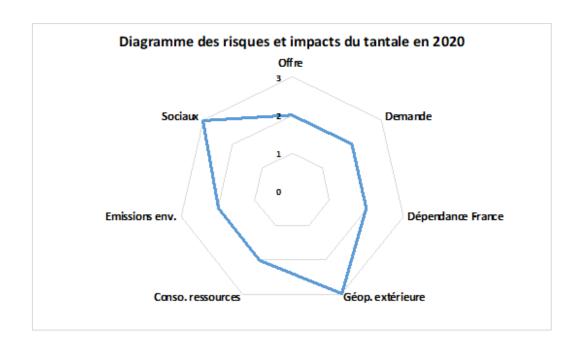


Tableau 20: grille d'analyse du germanium

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Exclusivement produit en sous-produit du zinc (75 %) et des cendres de charbon (25 %)

Ratio réserves/production : données non disponibles mais sont vraisembablement supérieures à 20 ans

Adaptation de l'offre rapide puisque récupéré lors de la métallurgie du zinc

Etant un sous-produit du zinc, procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement très longs

Recyclage quasi in existant en fin de vie, mais représente jusqu'à 30 % de la consommation totale car développé pour les chutes de fabrication (new scraps)

Risque technico-economique sur la demande : 2

Substitution possible dans applications infrarouges par le séléniure de zinc mais avec perte d'efficacité. Idem dans composants électroniques.

Volatilité relativement importante des prix

Importance économique relativement élevée car utilisé dans de nombreuses applications optiques : fibres et infrarouge, en croissance

Demande très fortement corrélée au développement des réseaux (fibres optiques)

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 3

Pas de production actuelle en France mais production historique conséquente (St-Salvy, fermée en 1992)

Déficit commercial de 1,5 M€ en 2015

Pas de réglementation particulière

Géopolitique extérieure : 3

Zinc : bonne répartition géographique de la production mondiale et des acteurs (Chine produit 33 % du zinc total)

Germanium métal : concentration des acteurs relativement élevée et Chine représente 62 % de la production mondial edonc très forte dépendance aux fonderies chinoises

Stabilité des acteurs relativement bonn e pour le zinc, très dépendante de la Chine pour le germanium métal

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie assez importante à la tonne, fai ble par les quantités produites

Consommation d'eau corréléeau zinc (mais faiblement attribuéeau germanium) et stress hydrique faible

Impact élevé sur la consommation d'espace et la biodiversité

Emissions à l'environnement : 3

Emissions de GES assez importantes à la tonne, relativement faibles par les quantités produites

Utilisation d'acide sulfurique et chlore pour récupérer le Ge

Pas de toxicité avérée aux doses usuelles mais paragenèse comprenant des métaux lourds (As, Cd)

Emissions d'aérosols polluants

Conditions favorables aux DMA

Impacts et risques sociaux : 2

Peu de mines artisanales

Lié aux minerais Pb-Zn donc pollution au Pb et Cd dans divers provinces de Chine, qui se retrouvent dans le sang et les urines

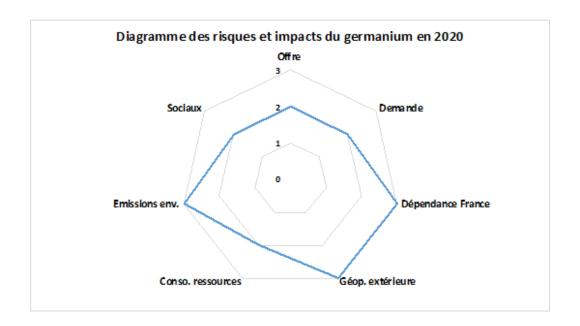


Tableau 21 : grille d'analyse du plomb

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Majoritairement produit principal et en coproduit du Zn, Ag

Ratio réserves/production : 20 ans

Adaptation de l'offre relativement lente

Procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement longs

Recyclage relativement bien développé, en particulier pour les batteries

Risque technico-economique sur la demande : 2

Hormis les accumulateurs (80 % des usages), substitution possible dans de nombreuses applications

Volatilité moyenne des prix

Haute importance économique (accumulateurs) et produit Sb, Ag, Bi, Tl en sous-produit et Zn en co-produit

Deman de fortement corrélée à l'économie mondiale et au marché de l'automobile, en faible hausse sur les prochaines années

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 2

Plus de production de première fusion en France

La France a produit 54 939 t de plomb de 2 ème fusion en 2017, via les usines STCM, APSM et le Plomb Français (Groupe Eco-Bat Technologies) ainsi que Métal Blanc Plomb soumis à de nombreuses restrictions par REACH

Géopolitique extérieure : 2

Bonnerépartition géographique de la production mondiale et des acteurs (même si 43 % produit en Chine)

Concentration du raffinage du plomb en Chine (42 %) et aux USA (10 %), forte dépendance aux fonderies chinoises

Stabilité des acteurs relativement bonn e

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie assez faible à la tonne, moyenne du fait des quantités extraites et traitées (métal majeur, souvent associé au Zn)

Consommation d'eau relativement importante (métal majeur) et stress hydrique moyen

Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité

Emissions à l'environnement : 3

Emissions de GES variables selon la zone de production

Toxicité intrinsèque élevée (Pb métal lourd neurotoxique) et paragenèse comprenant des métaux lourds (Bi, Tl)

Usage de réactifs polluants

Contrôle des rejets variable selon la zone de production

Conditions favorables aux DMA, chargés en métaux lourds

Impacts et risques sociaux : 2

Peu de mines artisanales

Pollution au Pb et Cd dans divers provinces de Chine, qui se retrouvent dans le sang et les urines. Pollution atmosphérique importante.

Exposition des travailleurs variable selon la zone de production

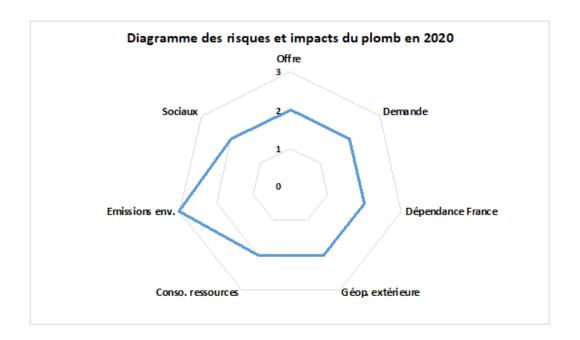


Tableau 22: grille d'analyse du zinc

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Majoritairement produit principal et en coproduit du Pb, Ag

Ratio réserves/production : 20 ans

Adaptation de l'offre relativement lente, rôle majeur des fonderies chinoises

Procédés nécessitant de grands investissements, retours sur investissement longs

Recyclage relativement bien développé, en particulier aciers galvinisés et oxydes dezinc pour usages similaires

Risque technico-economique sur la demande : 1

Substitution possible dans denombreuses applications

Volatilité importante des prix

Haute importance économique (aciers galvanisés) et produit in, Ge, Cd et Ag en sous-produit

Demande fortement corrélée à l'économie mondiale, en faible hausse sur les prochaines années

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 2

France a produit 155 kt de Zn raffiné en 2018 (Auby) et 4,1 Mt d'acier galvanisé (120 Mt dans le monde) en 2017. Recyclage de 47 kt d'oxyde brut (Recytech)

Pas de réglementation particulière

Balance commercial e variable selon le produit (concentré minier, métal, semi-facturé etc.)

Géopolitique extérieure : 2

Bonnerépartition géographique de la production mondiale et des acteurs (Chine produit 33 %)

Concentration du raffinage du zinc en Asie dont 44% en Chine, fort e dépendance aux fonderies chinoises

Stabilité des acteurs relativement bonn e

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie moyenne à la tonne, importante du fait des quantités extraites et traitées (métal majeur, souvent associé au Pb)

Consommation d'eau relativement importante (métal majeur) et stress hydrique moyen

Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité (80 % des exploitations sont souterraines)

Emissions à l'environnement : 3

Emissions de GES variables selon la zone de production

Pas de toxicité avérée aux doses usuelles mais associé au Pb et paragenèse comprenant des métaux lourds (Cd, As)

Milieux contaminés par Cd et As en Chine

Conditions favorables aux DMA, chargés en métaux lourds

Ampleur du flux de matière

Impacts et risques sociaux : 2

Peu de mines artisanales

Pollution au Pb, Cd dans divers provinces de Chine, qui se retrouvent dans le sang et les urines

Conflit avec des populations locales au Pérou



Tableau 23: grille d'analyse du palladium

Risque technico-economique sur l'offre : 2

A la fois produit principal et sous-produit du Ni, Cu et Pt

Ratio réserves/production : environ 30 ans (130 ans selon USGS)

Adaptation de l'offre relativement rapide, possibilité de vente des stocks, bijoux et lingots

Procédés nécessitant des investissements moyens, souvent en sous-produits d'autres métaux

Recylage provenant principalement des catalyseurs et DEEE. Pd secondaire représente environ 37 % du total consommé. Recyclage en hausse

Risque technico-economique sur la demande : :

Substitution par le platine dans la catalyse (également un élement du groupe du platine ou EGP)

Volatilitétrès forte des prix

Haute importance économique du fait de son utilisation dans les catalyseurs des véhicules essence, dont la vente est en hausse ces dernières années.

Demande très fortement corrélée à la vente de véhicules essence et donc à l'évolution des normes antipollutions adoptées par les pays

Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 3

Production française non publiée, uniquement issue du recyclage par des entreprises comme Eurecat, Cookson-CLAL ou Morphosis

Pas de réglementation particulière

France importe son Pd non pas des producteurs miniers mais des pays tiers affineurs (Suisse, USA etc.)

Géopolitique extérieure : 3

Très forte concentration des acteurs miniers : Russie (43 %) et Afrique du Sud (36 %). Très peu de pays producteurs

Production métallurgique moins concentrée que la production minière

Stabilité des producteurs miniers faible

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie élevée à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), moyenne par les quantités produites

Consommation d'eau relativement élevée à la tonne (mais métal produit en faible tonnage) et stress hydrique moyen

Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité (la majorité des exploitations sont souterraines)

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES élevées à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), moyennes par les quantités produites

Non toxique et principalement récupéré dans les boues d'électrolyses

U sage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)

Conditions favorables aux DMA

Imapcts et risques sociaux : 2

Revendications sociales en Afrique du Sud notamment (conditions de travail)

Possible présence de mines artisanales (récupération de pépites)

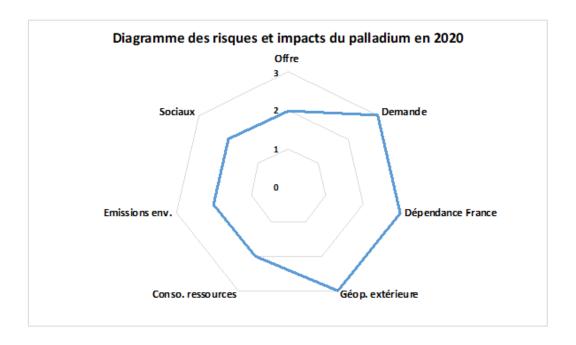


Tableau 24 : grille d'analyse du platine

Risque technico-economique sur l'offre : 2

A la fois produit principal et sous-produit du Ni, Cu et Pd

Ratio réserves/production : environ 68 ans (100 ans selon USGS)

Adaptation de l'offre relativement rapide, possibilité de vente des stocks, bijoux et lingots

Procédés nécessitant des investissements moyens, souvent en sous-produits d'autres métaux

Recylage provenant principalement des catalyseurs, bijoux. Pt secondaire représente environ 23 % du total consommé. Recyclage en hausse

lisque technico-economique sur la demande : :

Substitution par le palladium dans la catalyse (également un élément du groupe du platine ou EGP); substitution des bijoux au platine possible Volatilité très forte des prix

Haute importance économique du fait de son utilisation dans les catalyseurs des véhicules diesel, mais dont la vente est en baisse relative ces dernières années (hausse des teneurs mais baisse des ventes). Rôle croissant dans la pile à combustible ?

Demande très fortement corrélée à la vente de véhicules diesel et donc à l'évolution des normes antipollutions adoptées par les pays. Pas de compétition interfilière

Dépendance de la France : 3

France importe son Pt non pas des producteurs miniers mais des pays tiers affineurs (Suisse, USA etc.)

Production française non publiée, uniquement issue du recyclage par des entreprises comme Eurecat, Cookson-CLAL ou Morphosis Pas de réglementation particulière

Géopolitique extérieure : 3

Très forte concentration des acteurs miniers : Afrique du Sud (73 %) et Russie (11 %). Très peu de pays producteurs Production métallurgique moins concentrée que la production minière

Stabilité des producteurs miniers faible

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie très élevée à la tonne (résultat d'allocation entreplusieurs métaux), moyenne par les quantités produites Consommation d'eau relativement élevée à la tonne (mais métal produit en faible tonnage) et stress hydrique élevé Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité (la majorité des exploitations sont souterraines)

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES très élevées à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), moyennes par les quantités produites

Non toxique et principalement récupéré dans les boues d'électrolyses

U sage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)

Conditions favorables aux DMA

Imapcts et risques sociaux : 2

Revendications sociales en Afrique du Sud notamment (conditions de travail)

Possible présence de mines artisanales (récupération de pépites)

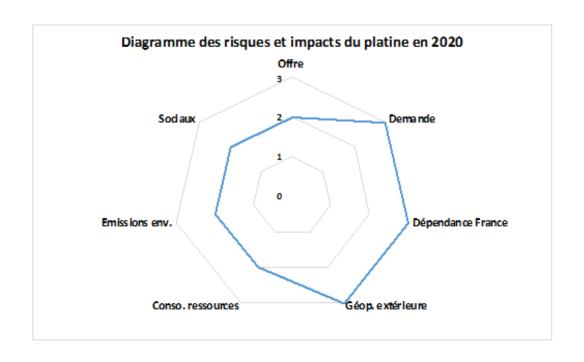


Tableau 25 : grille d'analyse de l'iridium

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Production très faible (9 t) en sous-produit du Pt et Pd, donc parfois Cu et Ni également. Teneur moyenne de Ir 37 fois plus faible que Pt dans le minerai Ratio réserves/production : calquée sur Pd et Pt (entre 30 et 68 ans)

Adaptation de l'offre dépendante de l'exploitation des autres éléments du groupe du platine ou EGP

Procédés nécessitant des investissements moyens, souvent en sous-produits d'autres métaux

Données sur le recyclage non disponibles, possiblement recyclé pour un même usage si allié à d'autres EGP

Risque technico-economique sur la demande : 1

Substitution par Pt, Pd ou Ru dans certaines applications mais très peu étudiée comptetenu de la faible production annuelle et de la demande Faible volatilité des prix

Applications à hautes valeurs ajoutées ou techniques (de pointe) : électrochimie pour électrolyse du Cl ou électricité

Demande en hausse modérée mais constante du fait de l'utilisation toujours plus grande des LED (ir utilisé pour leur fabrication)

Pas de données sur une compétition interfilière

Dépendance de la France : 3

Production française non publiée mais proche de 0

Pas de réglementation particulière

Géopolitique extérieure : 3

Très forte concentration des acteurs miniers : Afrique du Sud (principalement) et Russie (probablement)

Production métallurgique moins concentrée que la production minière

Stabilité des producteurs miniers faible

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie très élevée à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), faible par les quantités produites

Stress hydrique probablement moyen à fort (pas de données sur la consommation d'eau)

Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité (la majorité des exploitations sont souterraines)

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES élevées à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), faibles par les quantités produites

Non toxique et principalement récupéré dans les bou es d'électrolyses

U sage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)

Conditions favorables aux DMA

Imapets et risques sociaux : 2

Revendications sociales en Afrique du Sud notamment (conditions de travail)

Possible présence de mines artisanales (récupération de pépites) mais seulement pour Pt et Pd

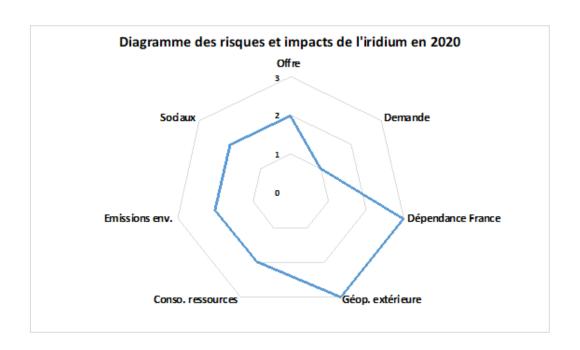


Tableau 26 : grille d'analyse du ruthénium

Risque technico-economique sur l'offre : 2

Production très faible (40 t) en sous-produit du Pt et Pd, donc parfois Cu et Ni également. Teneur moyenne en Ru 6 fois plus faible que Pt dans le minerai Ratio réserves/production : calquée sur Pd et Pt (entre 30 et 68 ans)

Adaptation de l'offre dépendante de l'exploitation des autres éléments du groupe du platine ou EGP

Procédés nécessitant des investissements moyens, souvent en sous-produits d'autres métaux

Données sur le recyclage non disponibles, possiblement recyclé pour un même usage si allié à d'autres EGP

Risque technico-economique sur la demande : 1

Substitution par Pt, Pd ou Ir dans certaines applications mais très peu étudiée comptetenu de la faible production annuelle et de la demande Faible volatilité des prix

Applications à hautes valeurs ajoutées ou techniques (de pointe) : électronique, électrochimie pour électrolyse du Clou chimie comme catalyseur Demande en hausse modérée mais constante du fait de l'utilisation toujours plus grande des appareils électroniques et des alliages et superalliages. Pas de données sur une compétition interfilière

Dépendance de la France : 3

Production française non publiée mais proche de 0

Pas de réglementation particulière

Géopolitique extérieure : 3

Très forte concentration des acteurs miniers : Afrique du Sud (principalement) et Russie (probablement)

Production métallurgique moins concentrée que la production minière

Stabilité des producteurs miniers faible

Consommation de ressources : 2

Consommation d'énergie moyenne à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), faible par les quantités produites

Stress hydrique probablement moyen à fort (pas de données sur la consommation d'eau)

Impact modéré sur la consommation d'espace et la biodiversité (la majorité des exploitations sont souterraines)

Emissions à l'environnement : 2

Emissions de GES élevées à la tonne (résultat d'allocation entre plusieurs métaux), faibles par les quantités produites

Non toxique et principalement récupéré dans les boues d'électrolyses

U sage de réactifs et peu de contrôle des rejets (pollution avérée en Russie notamment)

Conditions favorables aux DMA

Imapcts et risques sociaux : 2

Revendications sociales en Afrique du Sud notamment (conditions de travail)

Possible présence de min es artisanales (récupération de pépites) mais seulement pour Pt et Pd

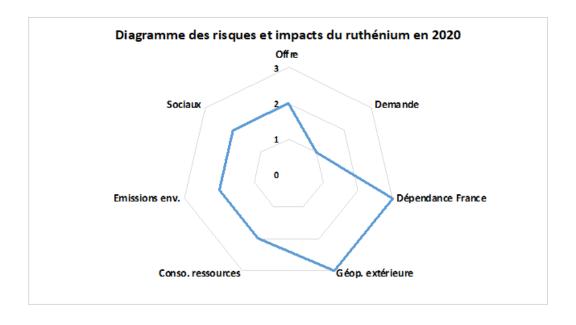


TABLE DES MATIÈRES

RA	PPEL DU CONTEXTE	7
SY	NTHÈSE	8
INTRODUCTION		
	Des réseaux électriques de plus en plus intelligents sont cruciaux à court terme pour la réussite de la transition du système électrique mais peuvent néanmoins présenter un impact matière non négligeable	15
	 A. Les réseaux de transport et de distribution sont en pleine mutation face à la transition énergétique	16 21 24 25
	À moyen ou long terme, assurer l'équilibre offre-demande nécessitera de trouver de nouveaux moyens de flexibilité dont l'impact-matière doit également être pris en compte	39
	 A. La poursuite de l'intégration des ENR et de l'électrification des usages devraient nécessiter de trouver de nouveaux moyens de flexibilité	40 41 44 47
	 D'un point de vue technologique, si la technologie lithium-ion, portée par les progrès liés à la mobilité électrique, semble très prometteuse pour le stockage stationnaire, les technologies zinc-air et plomb avancé pourraient présenter des spécificités également intéressantes. 	

	C.	Le stockage saisonnier est bien plus délicat et fera appel à des solutions complexes, telles que l'hydrogène	.52
	1.	Les différents types de stockage saisonniers possibles	
		L'hydrogène : une production jusqu'à présent fortement génératrice	
		de gaz à effet de serre, pour des usages quasi exclusivement industriels	. 53
		L'hydrogène pour le stockage saisonnier : production, stockage et conversion	
	4.	Le stockage saisonnier avec de l'hydrogène n'est envisageable qu'à long terme	. 57
	D.	Conclusion	. 59
Ш.	Le	s risques associés aux matières contenues dans le réseau électrique	. 60
	Α.	Malgré d'importants efforts d'optimisation, les métaux de base indispensables aux réseaux (cuivre et aluminium) vont être davantage sollicités durant les prochaines années : l'absence relative d'enjeux sur l'approvisionnement à court-terme ne doit pas faire oublier les impacts environnementaux, potentiellement significatifs, liés à ces matières	<i>41</i>
	1		
	1. 2.	Description de la chaîne de valeur des câbles en cuivre et en aluminium Le cuivre et l'aluminium seront fortement mobilisés dans les prochaines années :	
	2	pour les réseaux électriques, et par la transition bas carbone	. 70
	3.	Analyse des acteurs en présence sur les chaînes de valeur des câbles en cuivre et en aluminium	71
	4	Si d'un point de vue géopolitique et technico-économique, les risques pour	. / 4
		l'approvisionnement en câbles et en aluminium sont modérés, les impacts	
		environnementaux induits par la production de ces deux matières sont majeurs	81
	5.	L'ampleur des impacts environnementaux liés au cuivre et à l'aluminium ainsi que	
		les conditions de travail, parfois très dégradées, des mineurs et ouvriers peuvent	
		provoquer l'hostilité des populations locales et une remise en cause de certains projets	. 83
	В.	Le béton, autre matière présente en masse dans les réseaux, présente des enjeux différents, essentiellement liés à son acceptabilité sociale	86
	1.	La transformation du réseau électrique et l'installation des capacités d'énergie	
		renouvelables vont induire d'importantes consommations de béton, cependant modestes face à celles du secteur de la construction	07
	2	Une offre abondante et locale	
		Des enjeux environnementaux réels, mais connus et, dans une certaine mesure, maitrisés	
		Un travail à mener sur l'acceptabilité sociale des carrières	
		L'électronique et les <i>smart-grid</i> dans les réseaux électriques : un bilan matière	
	С.	inconnu malgré des enjeux certains	. 90
	1	Un bilan matière inconnu pour l'électronique présente sur le réseau	
	2.	Les enjeux liés à l'utilisation de tantale, de gallium et de germanium	
		Au-delà des étapes de fabrication, l'usage des composants électroniques	
		sur le réseau engendre de nouvelles vulnérabilités, jusqu'ici mal appréhendées	. 95
	D.	Les filières naissantes des batteries et de l'hydrogène pour le stockage stationnaire présentent, du fait de leur faible ampleur à l'échéance de 2030, des enjeux matières	
		limités et dont la montée en puissance peut être anticipée	. 96
	1.	Les enjeux matières, que représente la batterie au lithium dans le stockage	<i>C ′</i>
	_	sur le réseau, peuvent être contournés par l'utilisation d'autres technologies	. 96
	2.	Les batteries pour le stockage stationnaire : une solution pour limiter la construction	00
	2	de nouvelles infrastructures sur le réseau ? L'hydrogène mobilise du titane et des métaux nobles à enjeux, mais	. YŎ
	J.	des optimisations importantes sont possibles pour en diminuer les quantités	101
		The second secon	

V.	Le	s opportunités industrielles pour l'économie française	109
	Α.	L'extraction et les premières transformations en France	110
	В.	Rendue vulnérable par l'internationalisation des chaînes de valeur et par sa dépendance à l'Asie pour les composants de base, la filière électro-numérique française peut trouver de nouvelles opportunités grâce à l'écoconception	112
	 1. 2. 	Une filière française vivace, fragilisée par l'internationalisation des chaînes de valeur et son absence dans la fabrication des composants de base	
	\subset	offrir de nouvelles opportunités à la filière française et renforcer sa résilience Les opportunités sur le marché des batteries pour le stockage stationnaire	113
	1.	restent à court terme très réduites, sauf sur certaines niches et sur le recyclage	116
	2.		
	3.	stationnaire est peu propice au développement de technologies dédiées à cet usage	
	D. 1.	La filière de l'hydrogène, embryonnaire et dominée par les acteurs européens, est une opportunité de mettre en œuvre les principes de l'économie circulaire	
		lourde, en permettant de progresser sur la courbe d'apprentissage et de développer les économies d'échelle sur la production d'électrolyseurs, sont des préalables au développement de l'hydrogène pour le stockage stationnaire	123
		Les utilisations de l'hydrogène pour le développement des énergies renouvelables sont limitées	124
	3.	L'hydrogène est une filière clef, qu'il faut à protéger et développer sur le sol européen en mettant en œuvre les principes de l'économie circulaire	124
	E.	Le rôle particulier des gestionnaires des réseaux	125
	1.	Les gestionnaires de réseaux jouent un rôle central dans l'élaboration de l'architecture du réseau de demain et peuvent favoriser les solutions les moins consommatrices de matières	125
	2.	Pour favoriser les entreprises qui cherchent à limiter l'impact environnemental des matières, ainsi que celles qui produisent sur le sol européen, les gestionnaires	
	3.	de réseaux peuvent actionner le levier de la commande publique La place centrale des gestionnaires de réseau leur confère enfin un devoir d'exemplarité, que ce soit dans la gestion des sites du réseau ou dans	125
		le traitement des équipements usagés	126
/ .	Rec	commandations	129
	Α.	Anticiper et limiter les risques liés aux matières	13C
	B.	Favoriser la création de valeur sur le territoire français en misant sur l'excellence environnementale et la protection de nos intérêts stratégiques	135
1/		XES	
		nnexe 1 : Le contenu en matières d'un kWh de batteries lithium-ion, plomb-acide et zinc-air	140
		nexe 2 : Quantités de matières nécessaires pour fabriquer un kilo d'hydrogène avec un ectrolyseur PEM et un électrolyseur haute température	142
	Ar	nnexe 3 : Les structures de coût du PV	143
		nnexe 4 : Fabrication des granulats selon leur origine	
	Λn	aneve 5 : Grilles d'analyse des matières (étude du RRGM)	1/16



Commissariat général au développement durable Service de l'économie verte et solidaire Sous-direction de l'économie et de l'évaluation Tour Séquoia - 92055 La Défense cedex Courriel : diffusion.cgdd@developpement-durable.gouv.fr

www.ecologie.gouv.fr