Le réseau
de transport
d'électricité

LE COLLÈGE DES ÉMÉRITES

L'expertise pour le réseau de demain

2022

Sommaire

Liaisons souterraines et sous-marines : un maillon clé de la transition énergétique 5

Le transformateur, un matériel robuste mais un tissu industriel fragile 12

L'interopérabilité, sésame du futur contrôle commande de poste 19

Vers des appareillages de postes numériques et plus écologiques 30

Les travaux sous tension, une expertise historique mais méconnue 37

Le fonctionnement dynamique des réseaux ou quand ça va trop vite pour l'humain 44

Le système électrique : un système de systèmes, une (r)évolution cyber-physique en cours 51

L'intelligence artificielle au service de la gestion du système électrique 58

Le stockage d'énergie : quelle contribution à la transition énergétique ? 65

Économie des systèmes énergétiques : tendre vers une vision systémique 72

Champs électromagnétiques et principe de précaution 79

Météo, climat et énergie, mieux prévoir pour mieux anticiper 86

Un réseau en interaction constante avec la biodiversité 93

Biographies 100

Liste des sigles et acronymes 104

Édito

Depuis plus de 100 ans, le système électrique s'est développé et a su relever les différents défis du 20e siècle grâce à une expertise forte. Les 100 ans de la naissance du CIGRÉ[1], fêtés l'année dernière, attestent de la vitalité de la communauté internationale de l'expertise des grands réseaux électriques.

RTE, issu d'une longue tradition d'excellence de l'école française des systèmes électriques, peut s'appuyer sur un collectif d'experts reconnus pour relever les défis de la transition énergétique et écologique. Au fil des ans, cette expertise initialement focalisée sur l'électrotechnique, s'est enrichie de nombreuses facettes : de l'économie des systèmes énergétiques à l'écologie en passant par le numérique.

Ce collectif qui s'incarne à travers le Collège des Émérites, experts parmi les experts, est par nature discret. À l'heure de Twitter, de la « PowerPoint mania » généralisée qui nourrit un réductionnisme trop simplificateur, nous avons souhaité leur donner l'occasion d'exprimer, de partager dans un format pédagogique, leur vision de la contribution de leur domaine aux enjeux de RTE. C'est l'objet de ce recueil qui met en perspective ces différentes expertises, une façon aussi de rappeler l'essence même des réseaux électriques qui est de créer du lien.

Olivier Grabette,
Délégué Général

Sébastien Henry,
Directeur exécutif en charge de la R&D,
du système d'information et de la numérisation

1. Conseil International des Grands Réseaux Électriques

LIAISONS SOUTERRAINES ET SOUS-MARINES : UN MAILLON CLÉ DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

© Dias Jean-Lionel / RTE / 2012

Pierre HONDAÂ | Émérite, Domaine Liaisons souterraines et sous-marines

Le développement des énergies renouvelables, les aléas climatiques et les récentes évolutions des technologies de convertisseurs en courant continu, amènent RTE à s'adapter et à développer son réseau. Un développement qui passe par la construction de liaisons souterraines et sous-marines pour le raccordement de parcs éoliens en mer ou pour les interconnexions avec l'étranger. Le réseau doit être pensé avec des liaisons de plus en plus connectées et permettant leur exploitation au maximum de leurs capacités.

Un « système de câbles » est constitué d'extrémités, de câbles et de jonctions. La différence entre un câble terrestre ou sous-marin repose sur l'ajout d'une armure autour du câble terrestre et ceci en Courant Alternatif (AC) ou Courant Continu (DC). Par conséquent, lorsqu'on parlera de systèmes de câbles AC ou DC, on parlera ici de systèmes de câbles terrestres ou sous-marins.

Depuis peu, une nouvelle technologie s'installe sur le réseau : l'offshore avec ses câbles dynamiques. Le système de « câbles dynamiques offshore » est comparable à la technologie de systèmes de câbles AC mais cette technologie a des particularités fonctionnelles et stratégiques différentes.

Le système de câbles apparaît comme une simple pièce du réseau. Mais sa mise au point et son dimensionnement font appel à de nombreuses disciplines (électricité, chimie, thermique, mécanique). Le caractère linéaire du système et les procédés de fabrication associés le rendent sensible à toute dérive de maîtrise des paramètres de fabrication. Ainsi, il est essentiel de vérifier la pertinence du choix des constituants, leur dimensionnement intrinsèque et la régularité de leurs performances en fabrication.

Cette sensibilité explique que de nombreux essais ont été mis au point et normalisés. Les essais dits de courte durée ont été complétés par des essais d'endurance de longue durée sous des contraintes sévères permettant de juger de la fiabilité à long terme du système de câble et de sa parfaite compatibilité. C'est grâce à cet ensemble de précautions, résultant d'études très poussées, que l'on dispose de câbles souterrains et sous-marins AC et DC à la fois sûrs et relativement économiques.

Les matériels de raccordement (jonctions et extrémités) développés pour les applications terrestres AC sont, en grande partie, réutilisés pour les applications HVDC (Courant Continu Haute Tension) et offshore. En effet, les différences peuvent porter sur des fluides diélectriques pour les extrémités et sur les blocs déflecteurs de champ électrique des jonctions et extrémités de type entrée blindée, qui sont spécifiques à une application DC. Pour le câble, la différence entre DC et AC est uniquement l'isolant et ses deux écrans semi-conducteurs sur âme et sur enveloppe isolante. Il en va de même pour l'isolant du « câble dynamique offshore ». Pour cette raison, les différentes spécifications matériels sont dérivées de la spécification RTE 214 des systèmes de câbles à haute tension AC terrestres.

Les câbles AC

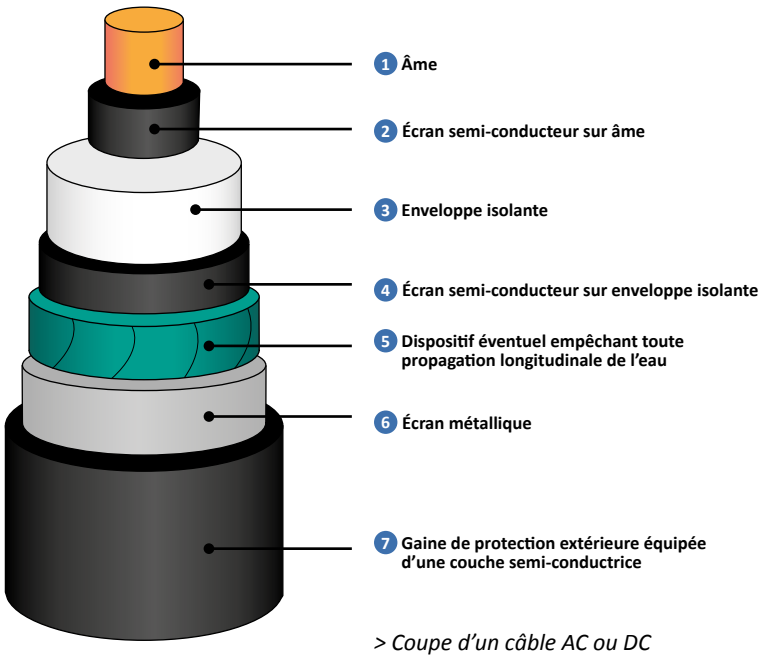
L'histoire des câbles isolés de transport d'énergie a plus de 100 ans. Deux principales technologies se sont développées depuis l'origine : les câbles isolés au papier imprégné et les câbles à isolation synthétique. Du début du 20e siècle aux années 60, l'isolation au papier imprégné a dominé l'industrie. Aujourd'hui, elle n'est plus utilisée dans le monde que pour les très hautes puissances.

Dans les années 60, en France, ces câbles ont progressivement été abandonnés au profit des câbles à isolant synthétique. Cette évolution est principalement due à l'absence de maintenance, aux faibles pertes diélectriques, à la plus forte capacité de transport et au coût moindre de ces derniers.

Les câbles synthétiques couvrent aujourd'hui tous les besoins de RTE jusqu'à 400 kV, avec une facilité de mise en œuvre et d'exploitation inégalée ainsi qu'une fiabilité très satisfaisante.

Les câbles DC

Les systèmes de câbles synthétiques DC sont récents (20 ans) et ne bénéficient que d'un faible retour d'expérience. Vers la fin des années 90, d'importants besoins en interconnexions ont engendré une forte demande de nouvelles liaisons HVDC de la part des gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Mais à la même époque, l'activité HVDC en R&D chez les câbliers ou dans les grands laboratoires était soit arrêtée, soit mise sous cocon. Il a donc fallu relancer l'activité de R&D et construire de nouveaux laboratoires. Il était nécessaire de valider des nouveaux paliers techniques sur le câble papier imprégné avec le doublement de la tension et une nouvelle technologie de câbles à isolation synthétique en Polyéthylène Réticulé Chimiquement (PRC) en 320 kV.



> Coupe d'un câble AC ou DC

Aujourd'hui, le travail de validation n'est pas terminé. Il reste des inconnues concernant les lois de vie en courant continu. Ce manque de connaissances a d'ailleurs conduit à la préconisation par le CIGRÉ de s'appuyer sur la loi de vieillissement électrique des câbles AC avec un coefficient de sécurité pour dimensionner les valeurs de tension d'essais des câbles DC pour les valider.

Par ailleurs, les systèmes de câbles DC et tout particulièrement l'isolant du câble et les blocs déflecteurs de champ électrique pour les reconstitutions des isolants des accessoires (particularité du DC par rapport à l'AC) sont complexes à développer. Un constructeur fournissant des systèmes de câbles avec des isolants fonctionnant en alternatif ne saura pas forcément le faire en courant continu.

Le système de « câbles dynamiques offshore »

Alors que l'éolien offshore posé a atteint un seuil de maturité technique, l'exploitation du plein potentiel de l'éolien en mer nécessitera l'installation de parcs situés loin des côtes, sur des sites dépassant les 50 mètres de profondeur, là où la complexité et le coût des fondations justifient le passage à des éoliennes flottantes (voir encadré). Bien que l'objectif initial soit de lever le verrou technique, l'industrie de l'éolien flottant ambitionne à terme une performance économique comparable, voire supérieure à celle de l'éolien posé.

Positionnement face aux constructeurs

Globalement, les nouveaux systèmes de câbles AC, DC et « dynamiques offshore » doivent répondre à plusieurs objectifs. Il faut ainsi bénéficier de systèmes de câbles sécurisés avec des fonctionnalités de tenue au feu et de système anti-explosion (protection des biens et des tiers). Il faut également développer des câbles en intégrant les fibres optiques (câbles connectés).

Enfin, il est nécessaire de mettre le bon niveau de fiabilité des systèmes de « câbles dynamiques offshore » : ces câbles non étanches sont programmés pour une durée de vie d'exploitation donnée. Il est aussi important de bénéficier des technologies « sur étagère » : utiliser des matériels terrestres qualifiés 90 kV AC pour les adapter aux standards 66 kV des systèmes de câbles offshore permettant disponibilité (qualification par extension) et meilleurs prix.

LE SYSTÈME DE « CÂBLES DYNAMIQUES OFFSHORE » ET LES DÉFIS DE L'ÉOLIEN FLOTTANT

Selon un rapport de 2020[1], 21 000 km de câbles d'inter-éoliennes et de câbles de puissance sont installés dans le monde, dont plus de 12 000 km de câbles éoliens offshore installés en Europe. Le câble 220 kV AC devient le standard mais plus on s'éloigne de la côte, plus la puissance réactive devient problématique. Pour les câbles inter-éoliennes c'est le 66 kV qui devient la norme (environ 67 % des câbles installés).

Aujourd'hui, l'éolien est posé et cette technique est arrivée à maturité. La tendance actuelle consiste à l'optimiser : plus grand, plus puissant (>10 MW par turbine, >1 GW pour les parcs) avec des câbles inter-éoliennes non étanches en 66 kV et par l'émergence du courant continu.

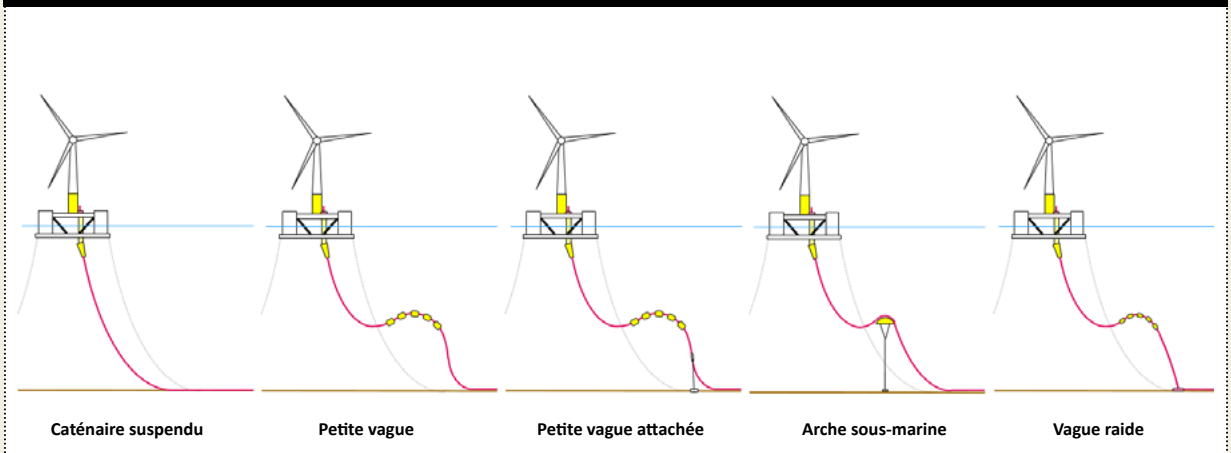
Le prochain défi est l'éolien flottant ! La technologie sera nécessaire pour développer pleinement le gisement éolien offshore, en Europe et au-delà. C'est particulièrement vrai en France, où la bathymétrie[2] des sites les plus exposés au vent est souvent défavorable au posé.

Pour RTE, cela signifie des plateformes offshores flottantes et des câbles dynamiques 225 kV dont la technologie reste aujourd'hui à développer. Ces câbles « dynamiques » sont conçus pour se déformer, de façon à suivre le flotteur dans ses mouvements à la surface d'une mer parfois très agitée.

La solution consiste à fixer des accessoires sur le câble, tels que des bouées, donnant ainsi au câble une forme ondulée qui, à la manière d'un ressort, « amortit » les mouvements générés par les déplacements du flotteur. Il existe plusieurs façons d'associer ces accessoires, modifiant ainsi la forme de descente du câble dynamique depuis la surface jusqu'au fond de l'eau : ce sont les configurations. Elles présentent chacune des avantages et complexités propres, que l'on doit adapter aux spécificités de chaque projet.

Depuis 2015, plusieurs pays, dont la France, ont lancé la construction de démonstrateurs d'éoliennes flottantes. L'éolienne Floatgen a été installée au Croisic en 2018 et l'installation des démonstrateurs de Faraman, Groix, Leucate et Gruissan sont en cours. Ces démonstrateurs mettront en œuvre de nombreux concepts différents de flotteurs, d'ancrages ou de câbles dynamiques. Une concurrence qui devrait se révéler riche d'enseignements techniques pour les futurs parcs commerciaux 225 kV.

LA DIVERSITÉ DES CONFIGURATIONS DYNAMIQUES



1. Rapport de 4C Offshore, juillet 2020
2. Mesure des profondeurs et du relief des fonds pour en déterminer la topographie

Des enjeux différents selon le système de câbles

En AC, le réseau se complexifie avec l'introduction des énergies renouvelables (EnR), l'augmentation des câbles souterrains, leur exploitation aux tensions maximales et l'installation de plus en plus de sources autonomes. Il faut donc envisager les nouvelles contraintes d'exploitation que connaîtront les matériels demain.

Pour anticiper, RTE se doit d'améliorer encore plus les synergies et la transversalité entre prescripteurs internes et acheteurs. L'entreprise doit lancer systématiquement, en amont, des études de coordination en courant et en tension des futurs projets. L'enjeu est de mieux préparer l'installation de nouveaux matériels compatibles entre eux, de garantir l'interopérabilité et l'intégration parfaite dans le réseau, et maintenir ainsi un haut niveau de fiabilité du réseau.

En DC, l'importance d'une coopération entre GRT

Pour les systèmes de câbles DC, les enjeux sont plutôt liés aux interconnexions et aux échanges avec les autres GRT européens. La complexité de la technologie HVDC doit conduire RTE à s'interroger quant à la pertinence d'échanger, voire de s'allier avec d'autres GRT dans différents domaines comme celui des achats avec les exigences de spécifications lors des consultations.

Dans le domaine de la qualification, des synergies sont également souhaitables. Aujourd'hui chaque câblier procède à sa qualification en lien avec un projet et donc avec un ou deux GRT. Mais en aval, d'autres GRT peuvent utiliser cette qualification pour leur projet sans y avoir participé financièrement. Il serait possible d'identifier un besoin collectif de cofinancement d'une qualification qui permettrait notamment d'établir un tronc commun d'exigences.

En matière de gestion des actifs, des coopérations pourraient permettre de mieux partager les retours d'expérience entre GRT, de mutualiser certaines ressources, d'anticiper les problèmes d'obsolescence et d'éviter une trop forte dépendance aux constructeurs.

Dernier domaine d'échange : la simulation. Elle constitue un moyen incontournable pour exploiter des composants complexes avec un niveau de maîtrise compatible avec les défis techniques induits par la transition énergétique.

Sur le plan des isolants, des résultats d'études peuvent bouleverser l'exploitation des liaisons existantes et futures ainsi que les stratégies d'achats de demain. L'isolant des liaisons existantes à RTE est exploité à 70°C (précaution des fournisseurs). Cependant de nouveaux résultats d'essais montrent une réelle marge qui permettrait d'augmenter la température au-dessus de 70°C, voire jusqu'à 90°C. D'autres matériaux sont également à l'étude et pourraient représenter des alternatives ou des améliorations par rapport au PRC actuel.

Le choix technologique de RTE et de beaucoup d'autres GRT a été celui du PRC. Ce matériau est bien connu et son retour d'expérience très satisfaisant. Aujourd'hui, si l'entreprise veut aller vers d'autres types d'isolants (surtout pour les projets à enjeux élevés comme les interconnexions) l'analyse risque/bénéfice doit être étudiée.

Enfin, du côté des câbliers, il faut prendre en considération les problématiques de R&D. Chaque constructeur développe ses propres accessoires et il n'y a pas de contrats d'alliance entre eux pour proposer les meilleurs systèmes. Par ailleurs, ils ne sont pas forcément prêts à développer des accessoires spécifiques pour garantir un bon fonctionnement en HVDC.

L'offshore confronté aux mêmes enjeux que le DC

Aujourd'hui, il n'existe pas de sous-station flottante ni de câble dynamique de tension 225 kV en service dans le monde. Les défis techniques sont nombreux. Autre challenge : celui lié à l'éloignement des parcs de la côte. Le câble dynamique HVDC pourrait palier au réactif mais là encore, il existe une simultanéité des contraintes (fatigue thermique et électrique) et un manque de connaissances.

Il est donc nécessaire de poursuivre les recherches et peut-être de repenser les stratégies de qualification des câbles, aujourd'hui pensées en silo : la performance mécanique d'un côté et thermo-électrique de l'autre. Pour les GRT, il va être important de monter en compétences sur la compréhension de la mécanique des câbles et la dynamique des flotteurs : des sujets au cœur de l'ingénierie navale.

PRÉ NORMALISATION ET NORMALISATION : UNE PRÉSENCE PRÉCIEUSE

En AC, la standardisation des systèmes de câbles puise, en partie, ses origines dans les travaux de développement conjoints entre EDF R&D et trois constructeurs français : Nexans, Câbles Pirelli et Sagem (Silec). À partir des années 80 et durant 30 ans, EDF et ces trois câbliers ont largement participé à ce que le câble synthétique AC soit reconnu par l'ensemble de la communauté internationale. Une reconnaissance qui est partie des spécifications d'EDF, est passée par la normalisation française puis internationale, avant d'imposer les normes d'essai qui ont servi à développer le câble standard « français » d'aujourd'hui.

Depuis 2008, RTE fait évoluer sa spécification des systèmes de câbles au fur et à mesure des besoins d'évolution des réseaux. Cette réactivité et cette indépendance vis-à-vis des acteurs externes doit être pérennisée tout en ayant conscience que la spécification fait beaucoup appel à des essais issus des normes internationales dont l'évolution est plus lente que celle des réseaux !

Orienter les exigences vers le haut

Les matériels doivent être le plus standard possible. C'est une des raisons pour laquelle il est extrêmement important pour RTE d'être présent dans les groupes de pré-normalisation et de normalisation pour influer sur les décisions d'évolutions des prescriptions. RTE est l'un des rares GRT présent au sein du groupe 16 de la CEI qui gère les câbles. La majorité du groupe est composée de constructeurs et lorsque RTE défend une position technique argumentée, les câbliers autour de la table sont partagés entre l'idée de maintenir une exigence faible ou suivre l'idée d'un GRT pour augmenter l'exigence. La participation d'autres GRT aux groupes de travail sur la maintenance des normes des câbles permettrait d'orienter davantage vers le haut les exigences techniques.

Les câbles HVDC sont normalisés à la CEI depuis 2017. L'influence de RTE dans les instances de normalisation a permis de lancer rapidement l'écriture d'une norme après l'installation d'une liaison HVDC 320 kV en technologie synthétique entre la France et l'Espagne (une première mondiale).

Là encore, RTE est très présent dans les groupes de travail de normalisation mais très souvent seul face aux câbliers. Il y a peu ou pas de représentants des autres GRT dans certains groupes importants qui dimensionnent les matériels et donnent les prescriptions d'essai. Les essais de qualification des matériels sont très souvent des prescriptions minimales. Les grands GRT compensent les manques par l'écriture de leurs propres spécifications à l'image de RTE mais il devient difficile de les imposer aux câbliers puisqu'on s'éloigne des standards.

Ce déséquilibre de représentation face aux constructeurs en normalisation rappelle l'importance de la présence des GRT au sein des instances de pré normalisation (CIGRÉ), afin de préparer le terrain en amont de l'écriture d'une norme et permettre de fournir un document d'entrée aux standards déjà élevés.

Au sein du CIGRÉ, RTE maintient une participation très active dans le Comité d'études B1 des câbles isolés (SC B1). Sa forte participation permet d'être légitime et reconnu dans le monde des câbles, notamment face à ses fournisseurs. Contrairement aux acteurs de la normalisation, le SC B1 est assez collégial. Il n'y a pas de déséquilibre de rapport de force et l'indépendance de l'organisation est réelle. Le binôme à la tête du comité veille à maintenir cet équilibre : la tradition veut que le président soit un câblier et le secrétaire issu d'un GRT.

Là encore, des questions de coopération entre GRT vont se poser concernant notamment la maintenance en mer et l'intérêt de mutualiser les moyens de réparation, donc d'harmonisation des technologies (développement de jonctions de réparation interchangeables entre câbles).

Le respect des engagements pris au niveau européen en matière d'EnR passera par le développement des parcs éoliens offshore. Ces parcs auront besoin de câbles sous-marins à forte puissance. Leur développement est donc intimement lié aux engagements de réduction de CO_2 et aux demandes européennes en matière de connexions offshore.

Les liaisons souterraines elles, constituent toujours un moyen privilégié de favoriser l'acceptabilité du réseau, dans une période où les questions d'environnement visuel sont plus que jamais au cœur des débats.

Pour aller plus loin

- **Dossier sur les câbles électriques de puissance**, La Revue de l'Électricité et de l'Électronique – REE 2021-1

LE TRANSFORMATEUR, UN MATÉRIEL ROBUSTE MAIS UN TISSU INDUSTRIEL FRAGILE

© Lafontan Mikaël / RTE 2016

Jean-Christophe RIBOUD | Émérite,
Domaine Transformateurs

Pour son approvisionnement en transformateurs, RTE repose sur un réseau de constructeurs de moins en moins étendu. Une fragilité industrielle dont les conséquences à moyen et long terme peuvent s'avérer lourdes pour l'entreprise qui dispose cependant de certains leviers.

L'appellation transformateur regroupe de nombreux équipements qui partagent un principe général de fonctionnement : l'induction électromagnétique. Le parc de RTE est majoritairement composé d'appareils de grande puissance. Viennent ensuite les transformateurs de moyenne puissance et enfin d'autres matériels régis par la même famille de normes.

Les appareils de grande puissance (LPT) sont définis par le règlement européen comme des appareils de plus de 3 150 kVA ou de plus de 36 kV. Cette catégorie, très vaste, regroupe l'ensemble des matériels de puissance utilisés par RTE. Ils bénéficient tous d'une grande similitude de conception. Actuellement, les matériels immergés représentent environ 1300 LPT.

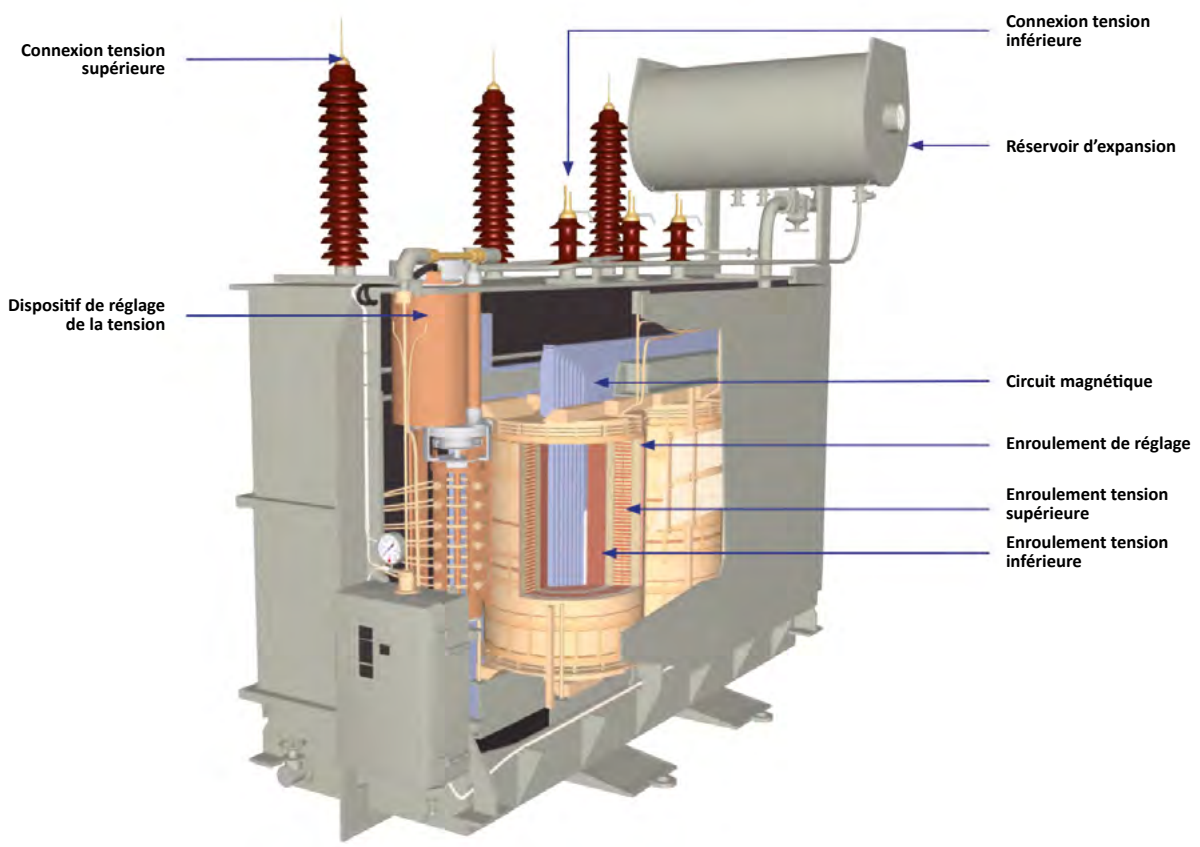
Les transformateurs de moyenne puissance (MPT) ont une tension inférieure à 36 kV et une puissance inférieure à 3 150 kVA. Les transformateurs de service auxiliaires appartiennent à cette catégorie. Bien que basés sur les mêmes principes physiques, ces appareils possèdent des caractéristiques de construction particulières liées à leurs plus faibles puissances.

La dénomination transformateur couvre également les transformateurs spéciaux que sont les déphaseurs, boosters et transformateurs de redresseur utilisés dans les stations de conversion HVDC.

Enfin, les bobines d'inductance immergées, quelles que soient leurs utilisations (shunt, série ou lissage) sont régies par la même famille de normes que les transformateurs de puissance. Ces matériels partagent de nombreuses règles de conception avec les transformateurs.

Les transformateurs de mesure, de type tore en résine, sont trop éloignés technologiquement des transformateurs de puissance pour pouvoir y être associés.

COUPE D'UN TRANSFORMATEUR



Un tissu industriel moins adapté aux besoins de RTE

La construction de transformateurs est un domaine extrêmement concurrentiel où les marges sont faibles et les risques importants (le moindre défaut a des conséquences en coûts pour le fabricant : main d'œuvre, voire matière première). Depuis près de 40 ans, on assiste à un double phénomène. D'une part, une concentration de l'offre des constructeurs avec de nombreuses disparitions de lieux de production et d'autre part, une concentration des usines aux mains de quelques grands groupes.

En parallèle, les usines ne se spécialisent plus par marché comme ce fut longtemps le cas, mais par produit afin d'optimiser les processus de fabrication. Il en résulte une moindre personnalisation de l'offre et la nécessité d'une qualification accrue.

Les transformateurs LPT

Selon la catégorie de transformateurs, la situation industrielle varie car les types de savoir-faire sont différents. Les LPT[1] font appel à beaucoup de technicité et nécessitent un important travail en bureau d'étude. Peu d'unités sont produites par an (de 30 à 100 pièces) et une série compte en moyenne 5 appareils. De plus, la rationalisation des usines rendent ces dernières moins agiles.

Les grands groupes conservent des unités de production pour pouvoir offrir des ensembles complets « clé en main ». De leur côté, les petits constructeurs prennent des parts de marché grâce à des tarifs plus attractifs mais ils ne sont pas toujours en mesure d'assumer les conséquences d'éventuels défauts.

La pression économique et l'amélioration des outils de conception ont contribué à réduire les marges de conception, les appareils sont donc plus sensibles aux écarts de fabrication et à la qualité des matériaux mis en œuvre. Les conséquences de la crise du Covid-19 ont d'ailleurs rappelé que le transformateur était très sensible aux fluctuations des prix des matières premières.

On assiste également à une perte de compétences et d'expérience des constructeurs, liée à la concentration des équipes de R&D, au départ des experts historiques et à un plus grand *turn-over* des nouvelles générations. Par ailleurs, de plus en plus de sites sont délocalisés hors de France et d'Europe. Dans les années 80, la France comptait 5 constructeurs de transformateurs de grande puissance. Aujourd'hui, il n'en survit qu'un seul.

Les transformateurs MPT

Par rapport aux LPT, les MPT nécessitent moins de connaissances techniques et de moyens industriels. L'essentiel du marché mondial est constitué d'appareils destinés aux compagnies de distribution, le reste concerne des appareils industriels spéciaux. Seule une très faible part des appareils de distribution est destinée aux postes de transport.

L'offre de transformateurs de distribution est scindée entre de grandes unités produisant des produits standardisés en très gros volume et des PME produisant des produits sur mesure, en petites quantités. Aujourd'hui, ce secteur ne présente pas d'inquiétudes majeures et de nouvelles entités de production peuvent facilement y voir le jour même si une vigilance est nécessaire en matière de sécurité et de qualité.

Concernant les équipements des transformateurs (y compris très spécifiques), l'offre industrielle ne semble pas menacée à court terme. Toutefois la majorité des équipements qui étaient produits nationalement jusque dans les années 90 est aujourd'hui délocalisée. Parmi les équipements majeurs des transformateurs, les changeurs de prise en charge ne sont ainsi plus fabriqués en France et la production française de traversées pourrait disparaître à la suite de l'évolution de la préférence technologique des marchés mondiaux (voir : Règlementation, normalisation : porter la voix de RTE).

Qualité et intérêt économique

La majorité des constructeurs a procédé à une réduction drastique de ses effectifs. Le non renouvellement d'experts techniques ainsi que la recherche d'une optimisation financière a très fortement réduit l'expérience des concepteurs. Au cours des revues de conception, RTE a constaté des erreurs préoccupantes et ce, même chez des constructeurs considérés comme expérimentés.

1. Les considérations concernant les LPT sont applicables aux bobines d'inductance immergées

Le transformateur est un produit pour lequel l'expérience est le seul gage de la qualité de fabrication. Beaucoup d'étapes de conception et de fabrication sont basées sur le transfert de connaissances acquises au fil du temps et majoritairement transmises par compagnonnage. La fabrication des appareils de grande puissance est essentiellement manuelle. Le jugement et le savoir-faire de l'opérateur sont primordiaux pour conserver la qualité du produit d'où l'importance pour RTE de faire preuve d'une grande vigilance.

En raison de son expertise technique, RTE a longtemps fait référence auprès des fournisseurs qui pouvaient se prévaloir de compter l'entreprise parmi ses clients. Aujourd'hui, ce n'est plus un argument pour les constructeurs qui privilégient prix de vente, volumes et exigences moindres. Les demandes de RTE sont donc parfois en décalage avec l'offre industrielle. Par exemple, pour les MPT, RTE s'approvisionne en toute petite quantité (moins de 30 par an) et avec une particularité de conception liée à leur utilisation (le cloisonnement interne) et une demande environnementale spéciale (ester végétal à basse viscosité). Ces appareils doivent avoir un très haut niveau de fiabilité car ils sont directement raccordés aux tertiaires des appareils de transport sans disjoncteur et tout défaut provoque la perte de la transformation de puissance à laquelle le Transformateur de Service Auxiliaire (TSA) est raccordé. RTE se doit donc d'être exigeant en matière de qualité de conception, de fabrication et de fiabilité. Aujourd'hui, peu de constructeurs sont en mesure de répondre à ces besoins.

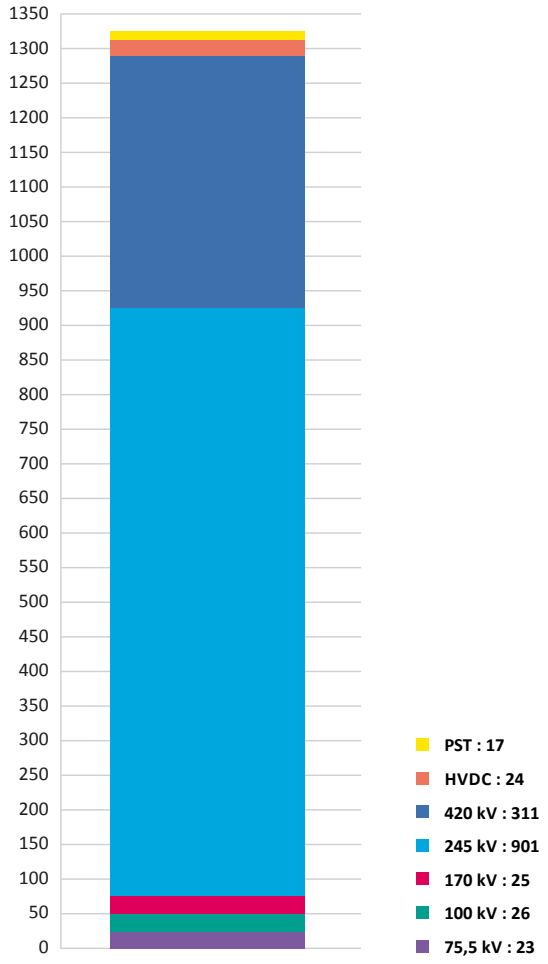
Les risques d'une désindustrialisation européenne

Le maintien d'un savoir-faire en Europe est un véritable enjeu car il est probable que lorsque les utilisateurs seront confrontés au besoin de renouvellement massif des appareils installés dans les années 60 à 70, il n'y ait plus de site européen en mesure de répondre à leurs besoins. Même si les demandes des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens vont vraisemblablement augmenter dans les 15 prochaines années, l'offre risque de continuer à se contracter pour se concentrer sur quelques pays : l'Allemagne, l'Italie, la Croatie et la Slovénie. Les sites de production sont de plus en plus difficiles à maintenir et les groupes propriétaires de ces usines ont tous largement investi en Asie (particulièrement en Chine). Ils y disposent de capacités de production supérieures à la demande locale et bénéficient d'un faible coût de main d'œuvre.

Afin de garantir ses facultés d'approvisionnement sans devenir dépendant de l'Asie, RTE peut contribuer à sauvegarder certaines usines européennes en établissant des partenariats à long terme leur permettant d'investir. Pour ces partenariats, un volume de commandes annuel minimal serait probablement nécessaire.

RTE peut également influer sur le paysage industriel en faisant des choix politiques et technologiques. Sans actions fortes, les approvisionnements pourront être menacés en termes de délais, qualité et coût. Par une action, éventuellement concertée avec les autres GRT, RTE a le pouvoir de maintenir une industrie européenne. De leur côté, les constructeurs devront répondre à des niveaux de qualité des produits et être financièrement stables.

Enfin, pour les projets LPT à enjeux, tels que les raccordements offshore, l'achat de la réserve nationale (RN) en anticipation des projets pourrait permettre d'éviter les longs trous dans les plannings et sécuriser le délai de fourniture.



> La répartition des transformateurs du parc de RTE par tension

DES TRANSPORTS DE PLUS EN PLUS DIFFICILES

Le transformateur est un matériel lourd et volumineux (180 tonnes, 10 mètres de long et 4,5 mètres de haut) et RTE fait face à une problématique de transport. Les conditions actuelles ne permettent pas d'assurer l'acheminement des matériels nécessaires en cas d'augmentation du nombre d'avaries ou de renouvellement rapide du parc. Actuellement, l'entreprise se heurte à de grandes difficultés pour obtenir les autorisations de transport (franchissement des ponts, traversée des villes). Il n'est pas possible de réaliser plus d'une douzaine de transports par an.

Avec l'anticipation du renouvellement des appareils, il est nécessaire de travailler sur l'obtention des autorisations de transports. À ce titre, l'interaction avec les compagnies de transport est primordiale.

Règlementation, normalisation : porter la voix de RTE

La règlementation européenne a engendré une augmentation des masses et gabarits des matériels. En effet, la Commission européenne a règlementé les pertes des transformateurs avec pour objectif de réduire drastiquement leur consommation d'énergie ce qui a eu pour effet d'augmenter leur masse.

La création du règlement est le résultat d'actions de lobbying de la part du syndicat des producteurs de cuivre, des aciéristes et des constructeurs notamment. La parole des utilisateurs bien que largement entendue reste faible face aux intérêts économiques des industriels. Malgré tout, les GRT ont réussi à obtenir des ambitions d'efficacité énergétique tenables dans des délais raisonnables en apportant leurs connaissances sur l'intégralité du cycle de vie des transformateurs. Les GRT comme RTE sont les seuls à disposer de données permettant de vérifier les lois de vieillissement et de prévoir les défaillances.

Si les pertes autorisées devaient de nouveau baisser pour les appareils de grande puissance, le risque serait de détourner une grande part des investissements des GRT pour des gains énergétiques faibles. Les transformateurs ne représentent que 10 % des pertes des réseaux de transport.

L'implication permanente de RTE auprès des instances nationales et européennes est donc le seul moyen de peser sur des décisions qui pourraient s'avérer coûteuses et peu efficaces. La coordination avec les autres GRT est également nécessaire.

Exigences en baisse

La présence de RTE est aussi essentielle dans les instances de normalisation. La série de normes (IEC 60076) qui régit les transformateurs est en pleine reconstruction et de nombreux intérêts divergents poussent à baisser les exigences et à complexifier les textes de la norme. L'insertion de clauses par défaut *a minima* oblige les utilisateurs à spécifier au-delà de la norme pour garantir la fiabilité, l'adéquation au besoin et la durée de vie des matériels. Ces demandes supérieures aux exigences de la norme sont alors présentées par les constructeurs comme non justifiées et coûteuses. La très forte représentation des constructeurs dans ces instances peut menacer les pratiques de RTE.

De gros chantiers sont en cours sur la maintenance des diélectriques liquides en service avec pour objectif des prescriptions en termes de performance en service et de fréquence d'analyse des liquides. Ces points peuvent potentiellement entraîner la responsabilité de RTE en cas d'avarie et dégager le constructeur de la sienne.

La standardisation globale des équipements menace aussi la politique de réserve nationale des traversées et peut mettre en péril les fruits de 60 ans d'interchangeabilité obtenus grâce aux traversées conformes à la norme française. En effet, cette norme n'a aucune chance d'être adoptée au niveau international et les constructeurs de traversées sont globalement opposés à l'interchangeabilité au niveau mondial, certains ayant bâti leur rentabilité sur leur capacité à fournir des pièces sur mesure.

Par ailleurs, en matière fiscale, l'Imposition Forfaitaire des Entreprises de Réseaux (IFER) qui porte sur les transformateurs élémentaires oriente la technologie vers des appareils triphasés qui, pour un service identique, sont soumis à trois fois moins de taxes qu'un banc triphasé constitué de trois appareils monophasés. Alors que l'ensemble des parties prenantes au niveau européen essaye de favoriser des dispositions neutres technologiquement, la fiscalité influence les choix. RTE pourrait rappeler l'importance d'une neutralité fiscale française.

Évolution et innovation

Le transformateur est un produit mature qui ne subit pas d'évolution profonde de ses principes de conception et fabrication depuis des décennies. À moyen terme, ces matériels feront davantage l'objet d'améliorations.

En matière technique, les défis portent sur la réduction du bruit, ce qui permettra de simplifier les installations en supprimant les enceintes d'insonorisation en béton. Actuellement, les enceintes béton utilisées imposent de prolonger les piètements des traversées ce qui rend impossible la tenue au séisme des matériels installés. La réduction du bruit permettra d'envisager des matériels résistant aux séismes.

Le numérique permet essentiellement l'amélioration des outils de conception. La numérisation des postes n'impactera les transformateurs qu'à la marge, essentiellement sur les questions d'interface.

EnR, surveillance et impact environnemental

Les énergies renouvelables (EnR) modifient l'utilisation du réseau. Avec l'apparition d'une production importante raccordée au réseau de sous-transmission[2], les transformateurs sont amenés à fonctionner en élévateur. Ce type de fonctionnement non spécifié pour la majorité du parc peut conduire à opérer en surinduction, avec comme conséquence des échauffements locaux, à la fois dans le circuit magnétique et dans les enroulements, des vibrations et un niveau de bruit très supérieur à la valeur mesurée en usine. Tous ces phénomènes peuvent réduire la durée de vie des appareils en particulier s'ils fonctionnent près de leur puissance assignée. Le monitoring doit permettre de prévenir certains défauts. Mais il faut rester vigilant concernant cette surveillance : cela va notamment ajouter des composants dont la durée de vie sera plus courte que celle des transformateurs.

LE PROJET AGAT

Le projet Amélioration de la Gestion des Actifs Transformateurs a été lancé en 2019. Il comporte deux volets, l'un s'intéressant aux appareils existants, l'autre aux matériels du futur.

Pour les appareils existants, **AGAT** établit une analyse de risque qui propose des lois de survie. Ces lois, croisées avec la valorisation (coûts financier, de contrainte, d'image) des conséquences d'une défaillance, permettent de réinterroger les pratiques d'exploitation. L'objectif est de proposer de nouvelles politiques de remplacement préventif et de réhabilitation complète à mi-vie pour prolonger ou atteindre la durée de vie prévisionnelle des transformateurs.

Concernant les appareils du futur, le projet comprend une étude d'adaptation et d'optimisation des définitions des transformateurs aux besoins et conditions de demain.

En plus d'**AGAT**, d'autres projets portent sur les fonctions avancées permettant d'alimenter les salles de surveillance ou encore sur le monitoring des appareils en service.

Enfin, une piste de progrès porte sur l'amélioration de l'impact environnemental en facilitant le recyclage et favorisant l'utilisation de nouveaux hydrocarbures de synthèse biosourcés et biodégradables[3]. Ces liquides semblent prometteurs et pourraient remettre en question l'utilisation des esters naturels inflammables du type de celui utilisé dans les TSA.

2. Le terme sous-transmission (francisation d'un anglicisme) désigne les réseaux de transport d'envergure locale et de tension limitée. En France, cela concerne essentiellement les niveaux 63 et 90 kV.
3. Actuellement, ces liquides sont soumis à la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques (TICPE)

CHANGEMENT CLIMATIQUE : LES IMPACTS LIÉS AUX COUPS DE CHAUD

Les transformateurs sont des appareils qui ne sont pas sensibles au vent et leur système d'installation les met à l'abri des inondations. En revanche, ils peuvent être sensibles à la hausse des températures.

L'augmentation de la température maximale au-delà de 40°C pendant des périodes de plus de 90 minutes[4] va imposer une réduction de puissance. Cette réduction est d'environ 10 % si la température est de 45°C. La multiplication de périodes de canicule va également invalider les méthodes de réglages des protections de surcharges qui ignorent actuellement les périodes où la température ambiante est à plus de 30°C.

L'augmentation de la température moyenne annuelle est sans effet direct pour les transformateurs du parc de RTE car ceux-ci sont définis pour une valeur moyenne de 20°C qu'il n'est pas prévu d'atteindre en France métropolitaine. Cependant, l'influence sur le vieillissement thermique est difficilement mesurable.

S'il est toujours possible de réduire les capacités des transformateurs lors de pics de chaleur, à plus long terme, il va devenir nécessaire de penser à la définition de nouveaux matériels.

À long terme, le futur du transformateur est de disparaître ! On peut imaginer la réduction progressive de la part des transformateurs électromagnétiques au profit de convertisseurs statiques. La norme a d'ailleurs entamé un grand chantier de neutralité technologique de ses prescriptions pour y inclure les nouvelles technologies. L'avenir se dessine donc avec l'électronique de puissance. Aujourd'hui, elle n'est pas assez performante mais le secteur évolue très vite.

À noter que malgré les promesses répétées et les expériences concluantes, il ne semble pas que le transformateur supraconducteur soit en mesure de rivaliser avec les technologies existantes à moyen terme. Seules des expérimentations ont été réalisées comme preuve de concept mais aucun projet pérenne n'a encore vu le jour.

En attendant la disparition du transformateur tel qu'on le connaît, il est essentiel de maintenir un tissu industriel vivant. RTE doit pouvoir établir des prévisions de besoins et donner des perspectives aux constructeurs. La conjonction du plan de relance et la volonté gouvernementale de réindustrialiser la France, tout en verdissant son économie, peut être un levier pour encourager le renouvellement des matériels anciens et favoriser une certaine préférence nationale. Enfin, il est nécessaire que les GRT européens s'accordent davantage sur leurs besoins et les réponses communes appropriées.

Pour aller plus loin

- **Le transformateur de puissance**, B. Hochart - Technique et documentation-Lavoisier (1988)
- **Transformers Magazine**, Merit Media - Trimestriel
- **Brochures CIGRÉ**, du Comité A2
- **The J & P Transformer Book : A Practical Technology of the Power Transformer,** Franklin, Franklin et Heathcot - Newnes, 12e réedition (1998)
- **Electric Power Transformer Engineering,** Ouvrage collectif - CRC Press (2012)

4. Constante de temps usuelle des matériels du réseau

L'INTEROPÉRABILITÉ, SÉSAME DU FUTUR CONTRÔLE COMMANDE DE POSTE

© Lafontan Mikaël / RTE 2016

Jean-Marie BOISSET | Émérite, Domaine Contrôle Commande Local - Système

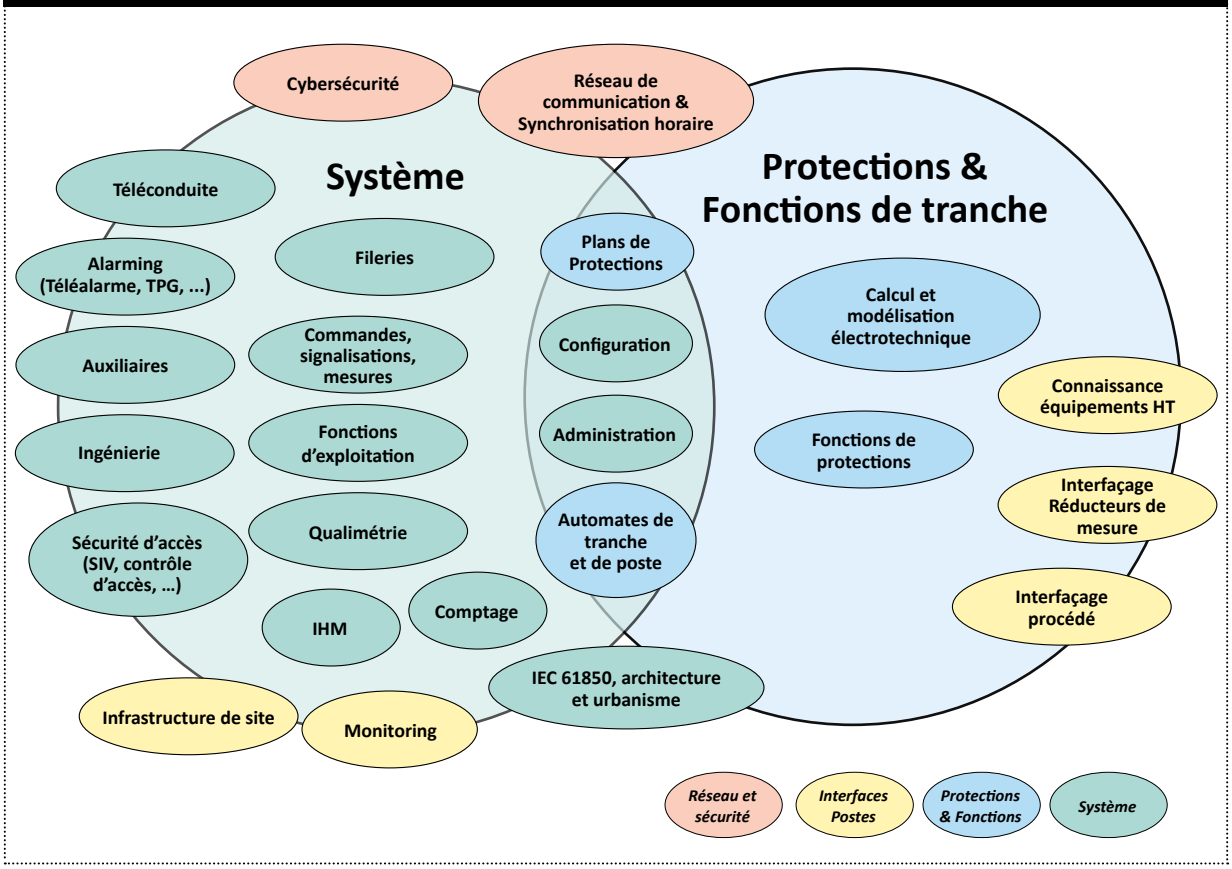
Volker LEITLOFF | Émérite, Domaine Contrôle Commande Local - Protections et Fonctions de tranche

On peut avoir tendance à limiter le contrôle commande d'un poste électrique à ses 3 fonctions fondamentales : protéger, superviser, contrôler. Mais les fonctions de contrôle commande ayant de plus en plus d'interactions entre elles, il est nécessaire d'avoir une vision d'ensemble et une approche systémique des fonctions, non plus uniquement du contrôle commande, mais du poste électrique.

Le contrôle commande peut être réparti en deux grands domaines : les protections et fonctions de tranche d'une part et l'ensemble des autres fonctions regroupées sous le terme « système » d'autre part. Ces 2 domaines, indissociables, sont très interconnectés entre eux mais également avec d'autres domaines d'expertise comme les matériels Haute Tension, les réseaux de communication, la cyber-sécurité.

Le domaine « Protections et Fonctions de tranche » couvre l'expertise électrotechnique, les fonctions de protection, les fonctions d'automate de tranche (réenclencheur, …) et l'interfaçage avec le procédé électrique. Le domaine « Système » couvre le reste du fonctionnel d'un poste électrique et assure un urbanisme et une architecture d'ensemble. La norme IEC 61850 (qui couvre la modélisation, la configuration et la communication au sein d'un poste électrique), sert de liant entre ces deux domaines.

VUE D'ENSEMBLE DES FONCTIONS DU CONTRÔLE COMMANDE DE POSTE



Du contrôle commande 1.0 au contrôle commande 4.0 : des décennies de transformation

À l'instar de l'industrie, le contrôle commande de poste (CC) a vécu plusieurs mutations. Désormais, la tendance de déploiement en grande série de systèmes « clé en main », réalisé principalement sur un critère d'obsolescence des technologies précédentes avec des systèmes ayant un contour fonctionnel quasi-identique, est remplacée par un besoin de « sur-mesure industriel ». Un sur-mesure adapté aux exigences de chaque zone électrique. La chronologie de ces mutations peut être résumée de la façon suivante[1] :

1. Les dates données correspondent aux plages de création, les déploiements pouvant ensuite s'étendre sur des plages temporelles plus importantes, la durée de vie d'un système de contrôle commande étant de l'ordre de 25-35 ans

CC 1.0 ***1946 - 1970*** : Fileries (cuivre) réalisées directement par les fournisseurs, au cas par cas.

CC 2.0 ***1970 - 2000*** : Industrialisation des fileries, des paliers technologiques Ariane à Daphné, avec une internalisation des compétences à EDF et la définition de schémas de fileries de tranches standardisés. Ainsi, avec Daphné, une armoire de tranche a une interface filaire standardisée, facilitant son intégration quel que soit le fournisseur de l'armoire.
Jusqu'aux années 80, le contrôle commande et les protections étaient principalement basés sur une technologie électromécanique, employant des relais bobinés et un câblage point-à-point pour chaque signal. Ensuite, les protections ont bénéficié des développements de l'électronique (palier « statique ») puis de l'informatique. La numérisation a également permis d'étendre et de compléter les fonctions de niveau tranche, hébergées par les calculateurs de tranche. Les réseaux de communication numériques de niveau poste ont commencé à être utilisés à partir des années 90.

CC 3.0 ***2000 - 2020*** : L'électronique, l'informatique, les télécommunications numérisent les fileries. C'est la création du contrôle commande numérique (CCN) et du palier Electre. Ces systèmes sont fournis « clé en main ». Ils sont basés sur un cahier des charges générique permettant de couvrir la majorité des fonctions exigées dans un poste électrique et leur personnalisation se fait principalement par configuration. Ils sont adaptés à un déploiement dans des postes standards ne demandant pas de fonctionnalités particulières. En effet, ces systèmes sont fermés, de conception fournisseurs (le système de chaque fournisseur a donc une architecture et une conception propre) et leur évolutivité est limitée soit du fait de leur conception, soit par la feuille de route du fournisseur. Les évolutions possibles sont coûteuses (souvent à réaliser sur les différentes versions des différents fournisseurs) et longues à obtenir. Lorsqu'une personnalisation importante est demandée, ces systèmes ne conviennent plus.

CC 4.0 ***À partir de 2020 :*** L'ancrage fort, la maturité et la complétude de la norme IEC 61850 ouvrent de nouveaux horizons. Les promesses d'interopérabilité entre équipements de différents fournisseurs, difficiles à atteindre avec les premiers systèmes des années 2000, ou au prix d'efforts d'ingénierie importants, sont désormais accessibles. Les équipements permettant la numérisation des informations du procédé électrique au plus proche de l'appareillage sont disponibles, permettant ainsi de revisiter l'architecture du système. Cependant, la norme est toujours ouverte, mettant à disposition des parties obligatoires et optionnelles qui peuvent conduire à des choix d'implémentation différents selon les fournisseurs.

Afin de se doter d'un système de contrôle commande flexible et évolutif, RTE fait des choix majeurs. L'entreprise crée son profil IEC 61850, donnant ainsi un cadre d'interopérabilité aux fournisseurs. Elle décide d'être conceptrice de son système et de définir une architecture modulaire et évolutive. Enfin, RTE s'engage dans le développement des fonctionnalités permettant une personnalisation rapide du système. Le projet **R#SPACE** est né.

Le concept R#SPACE

R#SPACE permet à RTE d'avoir une vision à long terme sans être limité par les paliers technologiques qui ne sont pas interopérables entre eux. Avec **R#SPACE**, que les fonctions soient physiques ou virtualisées, elles garderont les mêmes interfaces et les mêmes façons d'échanger des données. Le projet, imaginé au début des années 2010, a été lancé en 2018 pour un déploiement opérationnel prévu à partir de 2023.

R#SPACE redistribue les rôles des acteurs industriels du secteur. Actuellement, on trouve 3 principales typologies d'acteurs pour les systèmes de contrôle commande. Le fournisseur a la charge de la conception et production des équipements CCN. L'ensemblier s'occupe de la conception des armoires, l'intégration des équipements en armoire et des tests sur site. Enfin, l'installateur gère la pose des armoires, le déroulage des câbles, etc.

Les fournisseurs, historiquement fournisseurs d'équipements pour le CC 1.0 et 2.0, sont aussi, pour certains, devenus systémiers à l'avènement du contrôle commande numérique (CC 3.0). Ils conçoivent des systèmes « clé en main », basés ou non sur la norme IEC 61850.

Les ensembliers ont une valeur ajoutée forte pour RTE du fait de leur implication, depuis les premières fileries industrielles, dans la conception des armoires de contrôle commande et leur connaissance des postes.

Avec **R#SPACE** (CC 4.0), le fournisseur redevient fournisseur d'équipements. L'ensemblier, en tant que concepteur d'armoire, devient tableautier : sa mission consiste à réaliser les armoires. Enfin **R#SPACE** crée un rôle de systémier, en charge de la configuration des tests usine (FAT) et site (SAT) des systèmes. Ce rôle est crucial car l'acteur aura une connaissance équivalente à RTE sur l'architecture et l'intégration du système complet, et son insertion dans les postes.

Le projet a également permis de s'ouvrir à de nouveaux acteurs qui ne pouvaient concourir lorsque la demande était un contrôle commande « clé en main » : fournisseur de logiciel SCADA[2] sur étagère, fournisseurs de switches réseau, …

La norme IEC 61850 : la clé de l'interopérabilité

Lancée à la fin des années 90, la norme IEC 61850 standardise l'échange de données entre les composants d'un système de contrôle commande. Après une phase de développement et de mise en place, l'IEC 61850 est aujourd'hui globalement reconnue et largement utilisée dans les systèmes de CC à travers le monde.

Pour exploiter tout le potentiel de la norme et pour simplifier la spécification et les tests dans des systèmes de contrôle commande et de protection multifournisseurs, il est nécessaire de l'accompagner de profils et de normes « produit » coordonnés et compatibles entre eux. Cela permettra d'atteindre progressivement une interopérabilité fonctionnelle native, par exemple entre réducteurs de mesure et fonctions de protection ou entre fonctions de protections et automatismes de tranche.

Le développement de l'IEC 61850 est porté par le groupe de travail WG 10 du Comité Technique TC 57 de l'IEC, auquel RTE participe avec des contributions très significatives. La situation au niveau des profils et normes « produit » est plus différenciée. Par exemple, pour les réducteurs de mesure, dont la normalisation est portée par le TC 38, l'interface IEC 61850 est normalisée (IEC 61869-9). Pour les protections, dont la normalisation est portée par le TC 95, les travaux ont commencé récemment et vont aboutir dans un premier temps à un document, qu'il faudra ensuite décliner en documents normatifs contenant les exigences générales pour chaque fonction de protection. À ce niveau, les spécifications développées pour **R#SPACE** peuvent servir d'orientation.

Par ailleurs, le Comité d'Étude B5 du CIGRÉ constitue une plateforme pour partager les retours d'expérience et les différentes approches.

Avec une participation forte et coordonnée dans les Comités Techniques 38, 57 et 95 de l'IEC ainsi qu'au sein du CIGRÉ, RTE a les moyens de faire le travail de coordination nécessaire pour aller vers une interopérabilité fonctionnelle native basée sur les normes. Avec le projet **R#SPACE** et fort du retour d'expérience du projet « Postes Intelligents », RTE est légitime et crédible pour proposer les orientations pour les profils et normes « produit » et des évolutions ou compléments de la norme IEC 61850 elle-même.

2. Supervisory Control And Data Acquisition : Système de contrôle et d'acquisition de données

VERS LE CONTRÔLE COMMANDE 5.0

Jean-Marie BOISSET | Émérite, Domaine Contrôle Commande Local - Système

La triple transition, écologique, énergétique et numérique, concourt à transformer le réseau de transport pour lui permettre de s'adapter à des besoins fluctuants tout en garantissant l'équilibre des réseaux. Les systèmes de contrôle commande de poste devront aider à cette transition en permettant une gestion plus fine des services fournis.

Les fonctionnalités traditionnelles et essentielles d'un système de contrôle commande d'un poste électrique sont la protection, la reprise de service, la supervision et le contrôle (des installations HT et des automatismes). Mais de nouveaux besoins et de nouvelles contraintes obligent à revisiter ces fonctions traditionnelles.

Il faut penser des automates facilement personnalisables pour permettre de la souplesse dans l'exploitation du réseau. On doit également imaginer des fonctionnalités supplémentaires de télé-opérabilité pour améliorer la performance de la maintenance. La surveillance du patrimoine (haute et basse tension) devient essentielle pour la gestion des actifs ainsi qu'une cyber-sécurité *by design* pour protéger le système d'information industriel. De plus, l'écoconception représente désormais un aspect incontournable.

Le poste est un nœud électrique : le contrôle commande doit désormais être un nœud numérique de données, non pas pour redistribuer en masse l'ensemble des données acquises, mais pour profiter de la puissance de calcul en place pour prétraiter intelligemment et transmettre au juste besoin.

Ce focus sur le système de CC lui-même ne doit pas faire oublier les autres composantes du poste concourant au contrôle commande au sens large. Il faut donc aussi appréhender les services auxiliaires, les contrôles d'accès et protection périmétriques et vidéo, la qualimétrie, le comptage, les équipements d'exploitation du poste ou encore la surveillance des infrastructures. Aujourd'hui, ces éléments sont gérés comme des composants isolés ou avec peu d'interfaces les uns avec les autres. Mais une approche systémique permettrait de rationaliser les besoins (réseau, synchronisation horaire) ou d'améliorer leurs interactions (verrouillage des systèmes sur intrusion).

La cible : la virtualisation du contrôle commande

R#SPACE a été conçu pour accepter aussi bien des IED[3] réels que virtuels. La virtualisation des fonctions de contrôle commande consiste à implémenter les fonctions de contrôle et de protection dans des serveurs au lieu des IED de protection ou de contrôle. L'interopérabilité fonctionnelle assure ainsi une indépendance matérielle.

Aujourd'hui, le nombre de matériels de versions et de fournisseurs différents sur l'ensemble du

3. IED : Intelligent Electronic Device : tout équipement « intelligent », donc communiquant, d'un système de contrôle commande de poste

parc installé en contrôle commande est énorme. La gestion de ce parc est de plus en plus difficile, le temps de mise sur le marché d'une nouvelle carte ou d'un nouvel équipement étant bien inférieur au temps de vie d'un système en exploitation.

La virtualisation apporte une réponse à cette problématique. La totalité des fonctions de contrôle commande peut tourner sur un ensemble de serveurs standardisés, amenant ainsi une efficience matérielle et énergétique. Seuls les modules d'acquisition/restitution, faisant l'interface avec le procédé électrique, restent des IED dédiés. Il convient cependant de les rendre le plus efficace, fiable et robuste possible afin d'éviter une gestion complexe.

La virtualisation simplifiera également la logistique de la formation, le besoin en plateformes représentatives des différents fournisseurs disparaissant. Elle permettra également de réellement tester en laboratoire les évolutions fonctionnelles ou de base de données pour un site en exploitation.

Le prototypage de la virtualisation d'une fonction complexe de protection (en laboratoire) est aujourd'hui opérationnel. Il convient donc d'aller au bout de la démarche et de s'assurer du bon fonctionnement de l'ensemble des fonctions de contrôle commande virtualisées.

Deux voies possibles

Premièrement, on peut virtualiser les IED. Les fournisseurs créent une machine virtuelle de leur IED « tel que », à contour fonctionnel identique. Par exemple, le système **R#SPACE** communique de la même façon avec un IED virtuel qu'avec un IED physique. Il peut donc être hybride, mixant IED physiques et virtuels.

Cette option est probablement plus rapide, à condition d'être suivie par les fournisseurs. La problématique n'est pas seulement technique mais aussi économique. Il faut également se poser la question de la plateforme matérielle supportant les IED virtualisés de tous les fournisseurs. Le cas d'une structure fournie par RTE (ou un tiers) est en cours d'étude mais impose des contraintes d'implémentation forte.

La deuxième voie consiste à repenser l'urbanisation du contrôle commande afin de ne pas faire un « copier-coller virtuel » de l'existant. Par exemple, pourquoi reprendre la notion de calculateur de tranche, fortement associée à la tranche BT et qui n'existe plus ! Est-il utile de créer un télécoupleur[4] dans chaque « tranche » alors qu'aujourd'hui, un télécoupleur site suffit, du fait de l'unicité de commande ?!

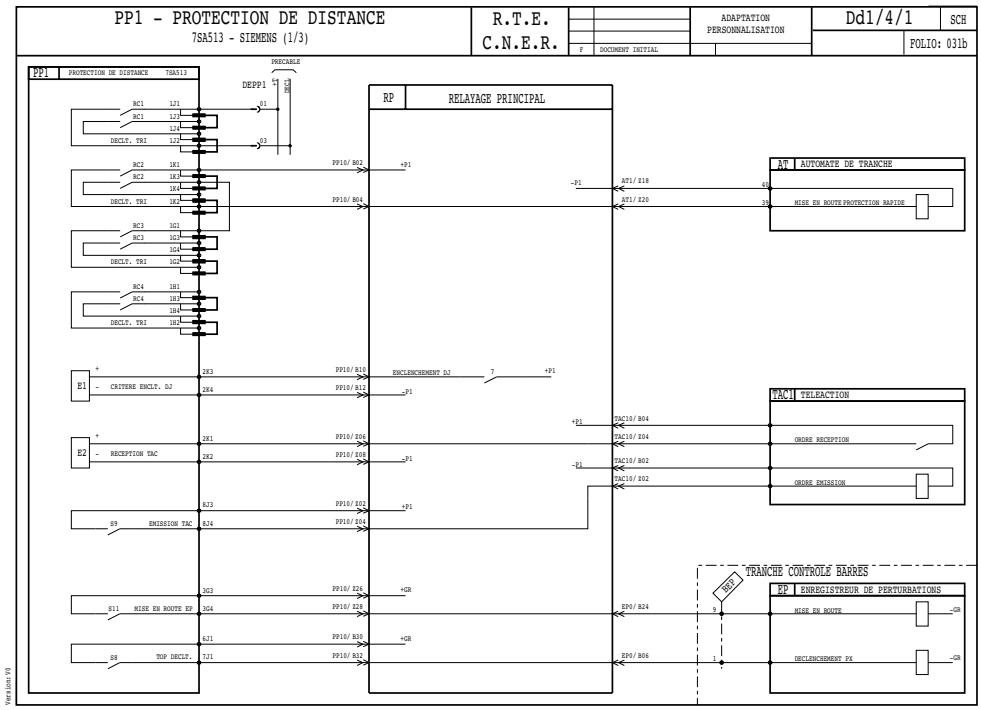
Cette voie permet de repenser plus globalement le contrôle commande et d'ouvrir la porte à de nouveaux acteurs. Elle ne doit cependant pas conduire à une réécriture complète de l'ensemble des fonctions. Un mix « IED protections fournisseur » (permettant de limiter les risques de ces fonctions) et « ré-urbanisation supervision / contrôle » peut être la solution optimale.

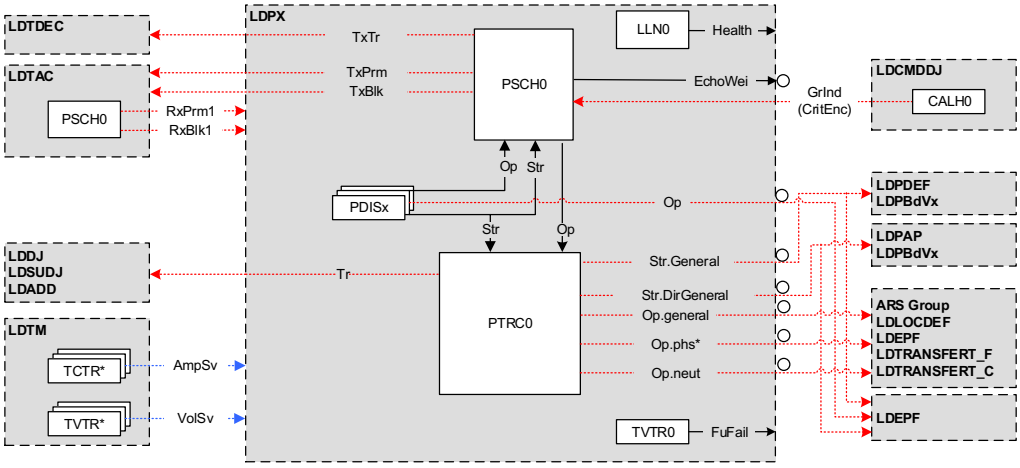
Quelle que soit la voie, le développement d'une plateforme de virtualisation pouvant accueillir des machines virtuelles d'horizons différents est un élément clé. La stratégie d'un développement *open source* d'une telle plateforme est un acte fondateur du contrôle commande 5.0, couvert par le projet **SEAPATH** au sein de la Linux Foundation for Energy.

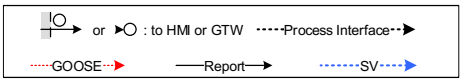
La virtualisation du contrôle commande doit être la cible à atteindre. Cependant, un ensemble d'étapes doivent être passées avant de s'engager sur la « bonne voie » de la virtualisation. Ainsi, il faut valider les performances des fonctions les plus critiques du contrôle commande lorsqu'elles sont virtualisées. Il est également nécessaire de valider le cadre d'interopérabilité défini pour le projet **R#SPACE** (ce qui sera fait lors de la phase d'intégration système du projet). L'équation économique et la rentabilité d'une solution virtualisée doivent aussi être confirmées. Enfin, il est nécessaire de définir le schéma industriel de développement d'une telle solution.

4. La fonction Télécoupleur a pour objectif de connecter deux réseaux séparés asynchrones en fermant le disjoncteur au moment opportun si les conditions le permettent

DU CONTRÔLE COMMANDE « CÂBLÉ » AU CONTRÔLE COMMANDE « NUMÉRIQUE »







Pour aller plus loin

- **IEC 61850 Demystified,** H. Falk - Artech House Publishers (2018)

INTEROPÉRABILITÉ : DES SOLUTIONS ET DES DÉFIS

Volker LEITLOFF | Émérite, Domaine Contrôle Commande Local - Protections et Fonctions de tranche

La numérisation des interfaces, la possibilité d'interopérabilité accrue entre équipements de différents fournisseurs et les évolutions fonctionnelles offrent de nouvelles opportunités pour le contrôle commande. Le projet R#SPACE permet de s'en saisir au mieux. De plus, avec le projet « Postes intelligents », RTE bénéficie d'un retour d'expérience appréciable et reconnu que l'entreprise peut valoriser et porter auprès des instances de normalisation et d'autres gestionnaires de réseau de transport.

Les systèmes de contrôle commande ont profité des développements technologiques qui ont permis de les rendre plus compacts et moins chers. Ces avancées se sont parfois réalisées au prix d'une complexité plus grande et de contraintes de maintenance différentes.

Avec la performance actuelle des processeurs, il est possible d'implémenter tous types de fonctions dans la même plateforme matérielle. Un IED de la dernière génération est donc potentiellement un IED modulaire, multifonction, pouvant héberger et opérer plusieurs fonctions de protection et d'automates en parallèle selon sa constitution matérielle et sa configuration. Une extension logique de cette intégration fonctionnelle est la virtualisation partielle ou complète de ces fonctions dans des serveurs.

Dans le même temps, l'interface des équipements de protection et de commande a évolué. Tandis que les premiers IED numériques étaient quasi complètement raccordés en filaire, des bus de communication de niveau poste ont fait leur apparition. Ces bus étaient souvent propriétaires et permettaient une simplification de l'interface entre les tranches et le niveau poste.

L'interfaçage numérique du procédé est une évolution récente, facilitée par la généralisation de la norme IEC 61850. C'est cette interface numérique qui constitue le *process bus*[5] et qui remplace le raccordement filaire des équipements HT (réducteurs de mesure, disjoncteur, sectionneur) aux IED de protection et de contrôle. Ce développement permet un éloignement géographique entre ces appareils et les IED hébergeant les fonctions de protection et de contrôle. La disparition de la contrainte de proximité physique introduit des flexibilités d'architecture pour les systèmes de contrôle commande. Ce développement conduit à la création d'une nouvelle interface « procédé » numérique qui va s'insérer dans un premier temps entre l'interface filaire « classique » et le contrôle commande tout numérique. Elle est constituée par des équipements d'interfaçage[6].

Il est à noter que, par la suite, grâce au *process bus* IEC 61850 normalisé, une modification ou renouvellement du contrôle commande numérique est possible en conservant les équipements d'interfaçage installés. Le remplacement de ceux-ci est également possible quelle que soit la nature du contrôle commande tout numérique.

5. Réseau de communication utilisé pour l'interface « procédé »
6. Équipements qui comprennent les Switchgear Control Unit (SCU) pour l'interfaçage tout ou rien et les Merging Unit (MU) et Stand Alone Merging Unit (SAMU) pour l'interfaçage analogique

Il devient donc possible de dissocier l'achat et la politique de renouvellement des équipements d'interfaçage numérique de ceux du système de contrôle commande, ce qui apporte des flexibilités et marges de manœuvre appréciables. On peut également introduire des équipements primaires communicants, c'est-à-dire des équipements HT avec une interface IEC 61850 intégrée, comme par exemple un réducteur de mesure non-conventionnel (LPIT).

Par ailleurs, il y a des synergies possibles entre une interface numérique du contrôle commande et le monitoring des équipements HT. Ces deux fonctions ont partiellement besoin des mêmes données et peuvent partager la même infrastructure pour remonter les mesures et données vers le niveau poste et au-delà.

L'introduction d'une interface « procédé » numérique va changer la frontière entre contrôle commande et procédé, ouvrant de nouvelles opportunités et possibilités.

Interopérabilité

Le projet « Postes Intelligents » a clairement mis en évidence qu'une « simple » compatibilité IEC 61850 entre différents équipements et fonctions n'est pas suffisante pour en assurer l'interopérabilité fonctionnelle complète. D'autres exigences sont à respecter.

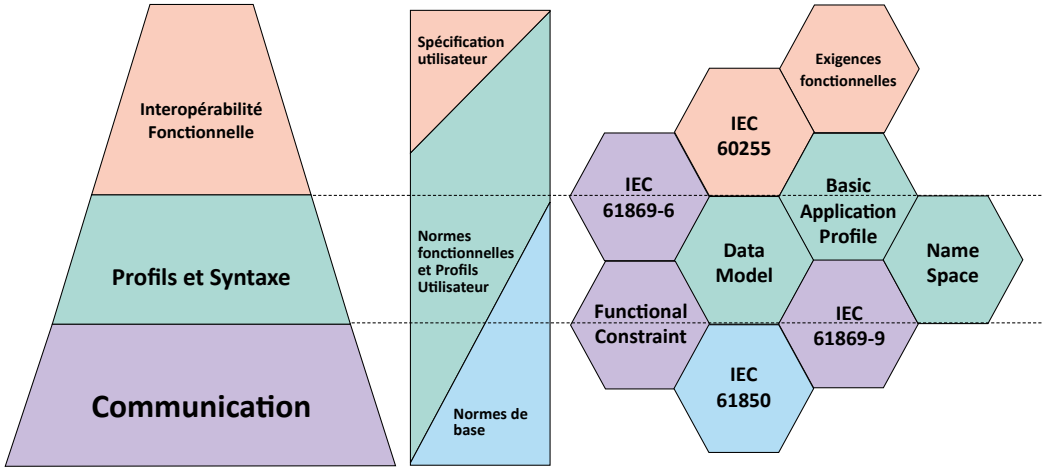
On identifie 3 principaux niveaux d'exigences (voir illustration). Le niveau « communication » correspond principalement, pour les fonctions de protection et de contrôle commande, à une implémentation conforme de l'IEC 61850. Pour la couche « profils et syntaxes », l'IEC 61850 laisse beaucoup de libertés concernant les choix d'implémentation, de paramétrage mais aussi d'interprétation d'objets et de données. Pour obtenir une véritable interopérabilité entre deux fonctions, il est donc nécessaire de définir la syntaxe et de spécifier ces paramétrages et implémentations. Cela recouvre plusieurs aspects : un modèle de données commun, la compatibilité des profils des fonctions et les choix des *Name Space* et services IEC 61850 à mettre à disposition par les équipements qui hébergent les fonctions.

Enfin, le troisième niveau d'exigences concerne l'interopérabilité fonctionnelle. Il faut assurer une cohérence entre le comportement des différentes fonctions du système de contrôle commande, y compris dans des situations dégradées. Cet aspect est couvert par les spécifications « traditionnelles » des systèmes de contrôle commande (les différents paliers d'Electre par exemple). Les spécifications peuvent s'appuyer, lorsque cela est possible, sur des normes fonctionnelles, par exemple celles des fonctions de protections.

Évolutions fonctionnelles

Beaucoup de fonctions de protection ou de contrôle commande ont évolué entre les différents paliers matériels et d'autres fonctions se sont ajoutées.

COUCHES D'INTEROPÉRABILITÉ



La numérisation du CC facilite ces évolutions. Par ailleurs, d'autres fonctions sont devenues possibles ou plus simples à réaliser.

Les contraintes liées à l'évolution du réseau (insertion des énergies renouvelables, exploitation des ouvrages plus proche des marges) nécessitent le développement et la mise en œuvre de fonctions de protection ou de contrôle particulières qui ne sont souvent pas disponibles dans les fonctions des équipements de tranche. Avec l'accès aux données des tranches, la numérisation permet d'héberger ces fonctions dans des équipements spécifiques de niveau poste. Cela rend possible leur développement et leur maîtrise par RTE. Plusieurs fonctions de niveau poste sont concernées, notamment les automates de surcharge, les automates de régulation de tension, la gestion topologique et les fonctions associées, et les fonctions de supervision comme la vérification de la cohérence des grandeurs électriques acquises.

Les plans de protection[7] définissent les fonctions de protection à mettre en œuvre pour un ouvrage ou un type d'ouvrage donné et donnent les exigences de redondance et de fiabilité associées. Ils n'ont donc pas, à priori, vocation à évoluer lors d'un changement de technologie. Mais dans le passé, les possibilités offertes par un nouveau palier technologique ont pu les faire évoluer. À l'inverse, une fonction de protection intéressante n'a pas toujours été prescrite à cause des limitations technologiques et/ou du coût de mise en œuvre.

Les fonctions de protection dont l'implémentation sera plus simple dans un système de contrôle commande tout numérique comprennent la protection différentielle de barres[8] et les protections différentielles pour d'autres équipements HT dans le poste. Avec l'introduction du *process bus*, il « suffira » en principe de raccorder un équipement communicant hébergeant la fonction au *process bus* inter-tranche existant pour mettre en œuvre ces protections différentielles.

Par ailleurs, des évolutions des fonctions de protection et/ou des plans de protection pourront être nécessaires dans un avenir proche pour prendre en compte différentes contraintes comme l'apparition de poches de réseau avec de la génération connectée par convertisseurs, caractérisés par un très faible courant de court-circuit et d'autres particularités. Certaines de ces fonctions sont potentiellement plus simples à développer et à implémenter dans un palier de contrôle commande tout numérique. Les fonctions utilisant les *Travelling Waves*[9] *(TW)* constituent une exception notable, car le *process bus* et les équipements d'acquisition aujourd'hui disponibles n'ont pas été dimensionnés pour la fréquence d'échantillonnage nécessaire pour ces applications.

Dans tous les cas, la définition et conception des plans de protection ou de nouvelles fonctions de protection doit se faire en lien avec les évolutions du réseau et des équipements primaires.

Opportunités et challenges

D'autres gestionnaires de réseaux de transport (GRT) ont construit et mis en service des démonstrateurs de systèmes de contrôle commande complètement numériques avec des caractéristiques diverses, notamment Scotish Power (UK, FITNESS), Transgrid AU (AU, Avon) ou Statnett (NO, Furuset). La plupart des grands fournisseurs des systèmes de contrôle commande a participé à un ou plusieurs de ces démonstrateurs. Ils portent l'effort principal dans les groupes de normalisation. Les représentants des fournisseurs des systèmes de test, y sont également très actifs. À l'inverse, les GRT sont en général peu ou pas présents dans les instances de normalisation.

La participation dans les groupes de travail CIGRÉ est plus équilibrée entre les acteurs, et il existe un groupe d'échange informel entre GRT qui se réunit depuis quelques années en marge des sessions CIGRÉ. Il y a également eu plusieurs contacts bilatéraux entre RTE et des GRT européens sur cette thématique.

Lors du dialogue compétitif pour certains lots du projet **R#SPACE**, les fournisseurs ont parfois exprimé une hésitation à engager leurs ressources de développement sur des spécifications RTE qui pourraient s'avérer par la suite en écart ou incompatibles avec les futures normes et guides. Il est donc important d'avoir un portage actif des sujets les plus sensibles dans les instances de normalisation, si possible de concert avec les fournisseurs qui ont réalisé ces développements et avec d'autres GRT.

7. Il faut rappeler que plan de protection et palier de contrôle commande sont à distinguer. Le plan de protection définit les fonctions de protections implémentées. Ainsi, on peut changer un plan de protection sans changer un palier de contrôle commande et inversement
8. Protection différentielle de barres : protection pour détecter un défaut sur le jeu de barres en surveillant la somme des courants entrants, qui doit être nulle en régime normal
9. Ondes électromagnétiques générées par exemple à l'endroit d'un défaut d'isolation

Des échanges ou une coordination avec les autres GRT est également importante pour reprendre ces mêmes orientations dans leurs spécifications. Un portage de quelques orientations clés retenues dans le projet **R#SPACE,** dans les normes du Comité Technique TC 57 WG 10 et du TC 95 permettra de conforter les spécifications en les adossant à des normes. Cela pourrait également donner une impulsion pour le déploiement des LPIT des systèmes de contrôle commande avec *process bus* à plus grande échelle avec des retombés économiques pour tous les acteurs.

L'intégration fonctionnelle rendue possible par l'évolution des technologies numériques devrait conduire à une virtualisation croissante des fonctions de contrôle commande. Une première étape de cette virtualisation sera mise en œuvre dans le cadre du projet **R#SPACE** et concerne dans un premier temps pratiquement toutes les fonctions de niveau poste.

Les efforts de spécification et de standardisation pour atteindre une interopérabilité fonctionnelle ne seront pas rendus caducs ou superflus par l'intégration fonctionnelle et la virtualisation des systèmes de contrôle commande. L'interopérabilité entre fonctions virtualisées reposera sur les mêmes principes que ceux développés dans le cadre de la numérisation et fera appel aux mêmes normes, guides et spécifications. Dans tous les cas, le développement ou l'évolution des fonctions de protection continueront d'être facilités par la numérisation du contrôle commande.

Pour aller plus loin

- **Test strategy for Protection, Automation and Control (PAC) functions in a fully digital substation based on IEC 61850 applications,** CIGRE WG B5.53 - Brochure Technique 760 (2019)
- **Basic Application Profiles,** M. Merley, C. Bloch - PAC World Magazine (juin 2021)

VERS DES APPAREILLAGES DE POSTES NUMÉRIQUES ET PLUS ÉCOLOGIQUES

© Dias Jean-Lionel / RTE 2010

Pascale PRIEUR | Émérite,
Domaine Appareillages de Postes

La transition énergétique n'est pas le seul élément déterminant dans la conception des nouveaux appareillages de postes. Ces matériels sont une composante, avec les liaisons aériennes et souterraines, d'un réseau de transport d'électricité offrant une qualité de service reconnue. Il faut donc penser global : inscrire la conception de ces matériels dans le système existant et envisager leur contribution aux transformations du réseau. La connaissance seule du fonctionnement du réseau ne suffit pas car les composants, postes comme liaisons, interagissent.

Les appareillages sont des matériels ou des assemblages de matériels électriques dont la fonction est d'établir et/ou d'interrompre un courant. Entrent dans ce périmètre les disjoncteurs, interrupteurs, sectionneurs, sectionneurs de terre et les assemblages (matériels sous enveloppe métallique, postes compacts). Cela ne couvre pas tous les matériels de postes tels que les transformateurs de puissance et les matériels de compensation (bobine, batterie, filtres).

L'ampleur des transformations du réseau électrique nécessitées par la transition énergétique s'apparente à celle qui a suivi le développement du nucléaire à la suite du second choc pétrolier. À l'occasion du développement du parc électronucléaire, l'adoption du niveau 400 kV a marqué durablement la structure du réseau. De 1978 à 1987, pas moins de 8 000 km de lignes 400 kV ont été construites et le réseau 225 kV a été progressivement remplacé par le 400 kV comme ossature du réseau de transport.

C'était l'aboutissement de stratégies d'aménagement du territoire et de logiques industrielles, menées depuis 1946, sous l'égide de l'opérateur national EDF. Dans un contexte où la consommation augmentait de 6 à 7 % par an, la nationalisation des nombreuses sociétés d'électricité permit l'uniformisation de la fréquence et des niveaux de tension. La question des niveaux de tension ayant été d'emblée pensée dans la perspective d'un réseau de transport européen.

Depuis 1946, le développement du réseau de transport satisfait à des enjeux stratégiques que l'on peut résumer ainsi : agir sur les moyens de production pour doper le développement économique national et viser l'indépendance énergétique, inscrire le réseau dans une dimension internationale, et enfin, rechercher un optimum des investissements. Ces enjeux sont toujours d'actualité mais dans un environnement en transformation.

Conjuguer développement et renouvellement

Les transformations du réseau de transport, vecteurs de changement pour les appareillages de poste, sont liées à l'appréciation de l'optimum économique et aux évolutions significatives de la consommation et de la production d'électricité. Les facteurs de transformation viendront certes du raccordement des énergies renouvelables, notamment des plateformes offshores, mais également des technologies retenues pour les liaisons avec une augmentation sensible du nombre et de la longueur des liaisons souterraines, voire sous-marines, sous courant continu pour certaines d'entre elles.

LES NORMES, RÉFÉRENCES INDISPENSABLES ET OPPORTUNITÉS

L'activité de normalisation fournit un cadre de référence qui établit des lignes directrices, des prescriptions techniques ou qualitatives pour des produits. Elle profite d'un savoir-faire collectif et ainsi « *favorise le développement de l'industrie. Elle favorise également l'innovation car elle propose des méthodologies et des données fiables*[1] ».

Pour RTE, les enjeux sont de s'assurer que les normes restent cohérentes avec les transformations engagées et à venir. Il faut notamment vérifier que les transformations du réseau ne justifient pas de modifications des caractéristiques et exigences. Il faut également suivre l'introduction du numérique dans les appareillages.

Les acteurs du domaine s'accordent sur les opportunités de l'introduction du numérique et mènent des actions. Par exemple, en 2006, une norme des interfaces numériques des appareillages HT conformes IEC 61850 a été créée (et révisée en 2015). Autre point de convergences entre les acteurs : les défis liés aux objectifs de réduction de l'empreinte environnementale.

1. D'après AFNOR et BNQ (Bureau de Normalisation du Québec)

À l'avenir, la performance du réseau devra conjuguer développement et renouvellement. La nouveauté concerne l'importance prise par la gestion des actifs aux dépens du développement du réseau. Une place qui devient prépondérante compte tenu du vieillissement des matériels et des prévisions conséquentes de renouvellement.

Le développement durable sous-tend de longue date les investissements du réseau de transport. Historiquement, cela se traduisait par la maîtrise de l'empreinte foncière, facteur déterminant de l'acceptabilité des ouvrages. Le changement naîtra cette fois, des incitations de la Commission européenne à appliquer les méthodologies d'évaluation de l'empreinte environnementale aux matériels électriques.

Dépasser l'optimum économique

Enfin, un autre vecteur de changement concerne les attentes, notamment du régulateur, en termes d'accélération du processus de transformation du réseau. Des attentes qui ne sont pas sans conséquence sur l'horizon de temps de l'évaluation de l'optimum économique.

Pour RTE, l'optimum économique est une recherche constante. Dans son analyse du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) 2019, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRÉ) invite à aller au-delà en évaluant l'efficience des politiques mises en œuvre. Cela questionne l'appréciation des services rendus par le réseau (performances des composants du système) au regard des attentes du régulateur et des clients ainsi que des contraintes.

Les défis majeurs dans la recherche de cet optimum sont de concilier différentes échelles temporelles (durée de vie) et géographiques (au sein du réseau), et de créer de la transversalité dans l'organisation tant pour les ressources humaines (métiers) que matérielles (interopérabilité).

Comme pour d'autres composants d'un système, le challenge des matériels de postes est d'accueillir des solutions technologiques qui confèrent au réseau électrique des propriétés a priori antinomiques : complexité et résilience, flexibilité et durabilité.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ET PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (SDDR 2019)

Aller au-delà des performances purement techniques

Les feuilles de route des constructeurs et des gestionnaires de réseaux s'accordent sur les transformations majeures des réseaux électriques. En premier lieu, on trouve l'hybridation du réseau avec la pénétration des technologies HVDC, notamment aux interconnexions et à la faveur des raccordements des plateformes offshore. Viennent ensuite les enjeux du numérique pour la gestion des actifs et pour la flexibilité de la conduite du réseau. Enfin, on retrouve les engagements de neutralité carbone à l'horizon 2050, avec en fer de lance, les alternatives au SF_6.

Ces transformations ne seront pas à l'origine de ruptures technologiques pour les appareillages de postes, à l'exclusion des matériels HVDC. En revanche, elles conduiront à des bouleversements des interfaces entre les matériels haute tension et le contrôle commande, ainsi qu'à plus d'interactivité entre les métiers de la conduite du réseau, du développement du réseau et de la gestion des actifs.

Le développement du réseau doit assurer l'équilibre entre la production et la consommation, garantir les flux et se prémunir des conséquences d'évènements exceptionnels et d'incidents. La sélection de chaque composant satisfait donc aux exigences et aux contraintes imposées par le réseau. Réciproquement, les matériels influent sur le niveau de contraintes auxquelles ils sont soumis et sur la conduite du système qu'ils composent.

Les matériels prolongent la dynamique de rationalisation, liée au développement du réseau, en l'appliquant aux caractéristiques assignées. Pour les appareillages, ces caractéristiques font l'objet d'un chapitre spécifique dans les normes[2] et par extension dans les spécifications d'entreprise. Elles sont sanctionnées par des essais de type et se résument, à l'exception des auxiliaires, à :

- La tension assignée U_r
- Les tensions de tenue à fréquence industrielle, au choc de manœuvre, au choc de foudre, respectivement U_r, U_d, U_p
- La fréquence f_r
- Le courant permanent assigné I_r, auparavant courant assigné en service continu
- Les caractéristiques du courant de court-circuit (courant de courte durée admissible, I_k ; valeur crête I_p, durée de court-circuit t_k)

Ces caractéristiques sont partagées avec d'autres matériels de postes : transformateurs, réactance, batteries de condensateurs, filtres.

Évoluer avec des contraintes externes

Les caractéristiques assignées et les dispositions constructives décrivent incomplètement le besoin et l'usage des matériels. Une approche fonctionnelle permet d'aller plus avant dans la description du besoin, des usages et d'envisager d'autres performances et contraintes.

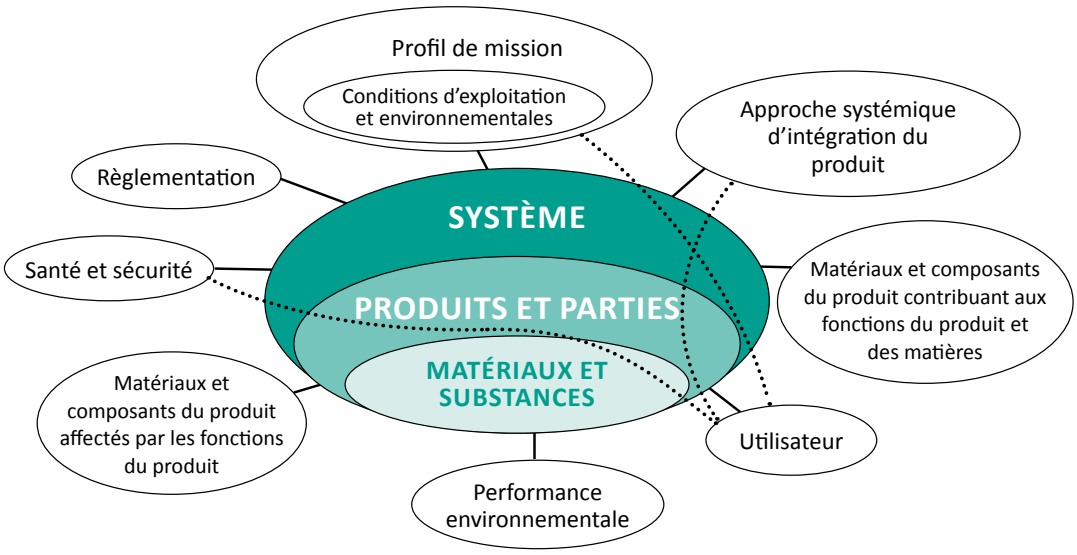
Depuis 2010, les solutions techniques mises en œuvre pour favoriser les flux, en maîtrisant l'empreinte foncière, se diversifient : moyens de compensation, liaisons souterraines de longue distance, … Elles sont complétées par des dispositions visant à garantir la sûreté de fonctionnement du système (maintien du plan de tension, problématique de tension haute) et la qualité de service (filtrage des harmoniques). À cela, s'ajoute le développement des infrastructures de raccordement aux plateformes et postes en mer. Il est raisonnable de penser que ces transformations du réseau vont induire des modifications majeures des caractéristiques assignées des appareillages.

Le cycle de vie des matériels entre également en ligne de compte. Concernant le SF_6, des solutions alternatives existent pour les matériels sous enveloppe métallique (SEM) et les disjoncteurs des postes aériens (voir encadré). L'usage du SF_6 dans tout autre matériel électrique approvisionné par RTE sera arrêté à la faveur de la révision des marchés[3]. Outre des performances techniques, ces solutions alternatives et plus généralement les matériels, doivent satisfaire à la santé et la sécurité des personnels, voire du public. Elles doivent également répondre à des exigences environnementales[4] et des obligations règlementaires.

Ces solutions doivent aussi remplir des attentes en termes de durée de vie, en accord avec les durées d'amortissement des produits industriels. Enfin, elles doivent satisfaire aux lois du marché et RTE doit s'assurer que le tissu économique et industriel a la capacité de répondre durablement à son besoin de développement et de renouvellement.

2. Disjoncteurs, sectionneurs, postes SEM, objets des normes de la série IEC 62271
3. Cela concerne d'ores et déjà une part marginale de la masse installée (extrémités SF_6 des liaisons souterraines, traversées des transformateurs de puissance)
4. RTE a défini trois impacts prioritaires : climat, biodiversité, matières premières

ANALYSE FONCTIONNELLE APPLICABLE À UN SYSTÈME, PRODUIT, COMPOSANT OU MATÉRIAU



(crédit : Thierry Cormenier et Martial Patra, How standardization for Ecodesign and Circular Economy contributes to sustainability)

L'accélération des transformations du réseau de transport laisse peu de temps pour faire naître un consensus. Pour qu'innovation rime avec déploiement industriel, le processus de développement des matériels doit s'affranchir des frontières entre les différents acteurs. Il doit aussi redessiner les interfaces entre les matériels en proposant des méthodologies et outils d'évaluation fondés sur une analyse fonctionnelle des matériels intégrant des aspects systémique (système électrique, liaisons, postes, matériels) et temporel. Pour ce faire, des feuilles de route entre constructeurs et utilisateurs, allant du développement à l'implémentation, doivent être partagées et des expérimentations pilotes doivent être mutualisées entre gestionnaires de réseau.

L'introduction du numérique

L'introduction du numérique poursuit deux finalités : remplacer des fonctions existantes, notamment en termes de surveillance et de contrôle commande (par de l'intelligence distribuée) et offrir de nouveaux services, notamment pour la gestion des actifs.

Le développement des transformateurs de mesure à bas niveau de puissance, dits LPIT, participe à

LES ALTERNATIVES AU SF_6

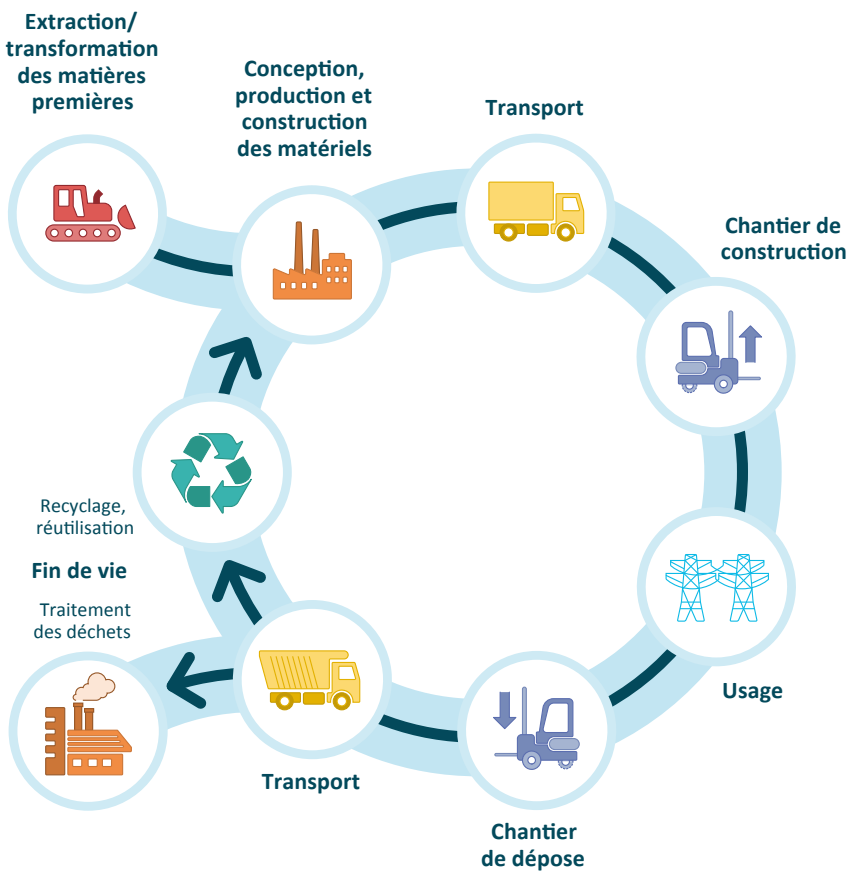
La recherche d'alternatives au SF_6 vise à contribuer aux objectifs de neutralité carbone affichés par la Commission européenne et le gouvernement français[5]. Les émissions de SF_6 de RTE sont le troisième poste des émissions de gaz à effet de serre après les pertes électriques et le patrimoine. Les matériels concernés sont les matériels SEM et les disjoncteurs.

RTE s'engage dans la réduction des émissions de SF_6 dans l'atmosphère. Au vu des enjeux environnementaux, la démarche d'écoconception s'applique, incluant les préoccupations de cycle de vie des solutions, l'intégration dans un système existant et la prise en compte des conditions de service. Une démarche qui vise à concilier les contraintes relatives à chaque activité de RTE (Développement et Ingénierie, Maintenance, Exploitation, Approvisionnement, …).

En coordination avec ses homologues européens, l'entreprise élabore un échéancier de l'introduction des technologies alternatives.

5. La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) est un des volets du Plan Climat Air Énergie qui est la feuille de route de la France pour prévenir et s'adapter aux changements climatiques

CYCLE DE VIE DES COMPOSANTS DU RÉSEAU DE TRANSPORT



la première finalité. RTE a investi dans plusieurs expérimentations avec le constructeur Alstom Grid et plus récemment avec Siemens pour participer à un projet de développement de LPIT destiné aux matériels SEM (poste de Novion). À ce jour, ces expérimentations n'ont pas conduit à un déploiement de ces matériels.

Par ailleurs, le déploiement de telles solutions requiert des préalables pour garantir la modularité et l'interopérabilité. En effet, ces solutions bousculent les interfaces entre matériels HT et contrôle commande. Elles nécessitent un protocole de communication non propriétaire (IEC 61850) et la standardisation des interfaces numériques des matériels HT. À titre d'exemple, il a fallu plus de 15 années pour satisfaire ces préalables.

Forts de ces acquis, constructeurs et utilisateurs se lancent un niveau défi : le jumeau numérique (voir encadré). Le verrou technologique n'est plus la communication mais un modèle de données partagé.

Dessiner le réseau de demain, résilient et sobre

L'accélération des transformations est susceptible de bousculer les paradigmes de développement du réseau qui prévalent aujourd'hui et d'induire une complexité non maîtrisée. Pour se prémunir de ces risques, les ontologies (voir encadré) et l'économie circulaire sont des opportunités car elles privilégient une vision globale et favorisent la transversalité entre les métiers.

Les réflexions autour de l'économie circulaire incitent RTE à envisager sous un jour nouveau les services rendus par les matériels et ainsi réviser les politiques de gestion des actifs. Les performances techniques devraient être complétées de performances évaluant les impacts environnementaux sur le cycle de vie des équipements électriques (voir illustration). La fiabilité seule ne suffit pas à décrire le comportement des matériels. Il conviendrait d'étendre les exigences des

ONTOLOGIE ET JUMEAUX NUMÉRIQUES

Les ontologies offrent l'opportunité de fluidifier les échanges entre les métiers et les acteurs, en proposant une modélisation des connaissances associées aux concepts et données utilisées par chacun. Elles permettent une compréhension partagée du réseau et de ses composants. L'ontologie est, de fait, une passerelle ou un traducteur entre plusieurs métiers manipulant la même propriété mais avec une appellation différente.

Le jumeau numérique ambitionne d'accompagner les décisions de gestion des actifs des équipements, en s'appuyant sur des données et des connaissances capitalisées au fil de la vie des équipements. En vue d'atteindre un optimum global, les données et connaissances doivent être accessibles et partagées entre tous, quels que soient les usages.

Pour RTE, l'enjeu est de proposer à chaque acteur du cycle de vie de l'actif une vision complète des conditions de service, des services rendus et du comportement. C'est une activité de longue haleine et les freins sont comparables à ceux observés lors de l'introduction du numérique dans les postes avec le protocole de communication.

spécifications à la maintenabilité et la durabilité. Les conséquences d'une défaillance d'un équipement devraient être considérées à l'échelle du réseau électrique afin de définir des modalités de reprise de service adaptées à la criticité de l'équipement et de le spécifier en conséquence. Cela permettrait de traiter de la vulnérabilité des équipements et plus généralement du réseau électrique au regard des évènements exceptionnels liés au changement climatique.

En l'absence de rupture technologique des appareillages, regarder le réseau électrique et ses composants sous ce nouveau jour, à la lumière des enseignements du passé, n'est pas du temps perdu mais un gage vers un réseau résilient et sobre.

Pour aller plus loin

- **Évolutions du réseau de transport d'électricité - vecteur du développement durable,** sous la direction de A. Croguennoc et B. Dalle - Édition Lavoisier (2011)
- **ENTSO-E - Research, Development & Innovation Roadmap 2020-2030,** ENTSO-E - disponible sur le site : https://www.entsoe.eu
- **How standardization for Ecodesign and Circular Economy contributes to sustainability,** T. Cormenier, M. Patra - Livre blanc Schneider Electric (2020)
- **Penser global,** E. Morin - Flammarion (édition Poche 2021)

LES TRAVAUX SOUS TENSION, UNE EXPERTISE HISTORIQUE MAIS MÉCONNUE

© Aybes Antoine / RTE 2011

Sophie CHABIN | Émérite,
Domaine Travaux sous tension

Les travaux sous tension sont un outil pour une maintenance optimisée au service de la performance du réseau mais également un vecteur d'excellence en termes de sécurité et de développement des compétences des salariés de RTE. Ils s'inscrivent pleinement dans le projet d'entreprise.

Bien que pratiqués depuis plus de 50 ans, les travaux sous tension restent méconnus en dehors de la Maintenance et pour répondre aux enjeux de RTE, un nouveau souffle est à donner à cette activité.

En France, la définition des travaux sous tension (TST) est donnée par la norme NF C 18-510. Elle indique que le travail sous tension est une opération d'ordre électrique au cours de laquelle un opérateur entre en contact avec des pièces nues sous tension, en basse ou en haute tension et/ou pénètre dans la zone de travail sous tension en haute tension, soit avec des parties de son corps, soit par l'intermédiaire d'outils, de matériels, de matériaux conducteurs ou d'équipements.

L'expertise technique est concentrée au sein de SERECT.

L'aventure française des travaux sous tension a commencé à la fin des années 50 par des missions d'exploration qui ont sillonné le monde pour capitaliser les expériences des différents pays. Fort de ces éléments, EDF s'est lancée dans les TST en 1960. À l'époque, les raisons qui poussaient EDF à investiguer cette technologie étaient économiques et sociales. Dans une société où l'énergie électrique prenait de plus en plus de place, il n'était plus possible de couper l'alimentation chez le client pour réaliser les interventions. Les monteurs devaient intervenir en heures non ouvrables pour limiter la gêne et souvent dans la précipitation ce qui conduisait à des accidents. Les TST étaient donc une réponse à ces enjeux. En y regardant de plus près, l'histoire se répète…

Aujourd'hui, les contraintes sur le réseau ont évolué mais on peut faire un parallèle entre 1960 et aujourd'hui : les clients de RTE sont très sensibles à la qualité de l'électricité et ne peuvent pas s'en passer de la basse tension (BT) à la haute tension B (HTB).

En France, la règlementation différencie les ouvrages des installations en ce qui concerne les règles pour les travaux d'ordre électrique. Ainsi, le terme « ouvrage » est exclusivement réservé aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et aux annexes de ces réseaux (quel que soit le gestionnaire). Le terme « installation » englobe lui tout ce qui ne répond pas à la définition d'un ouvrage.

Pour les travaux d'ordre électrique sur les ouvrages et annexes d'ouvrage, le code du travail ne s'applique pas. C'est le décret n°82-167 qui s'applique et permet à RTE de choisir la technique de réalisation des travaux (hors tension ou sous tension) sans justification. Ce point est primordial tant pour RTE que pour Enedis. Il permet une utilisation « simple » des TST en fonction des enjeux de chacune des entreprises. Ce sont les politiques d'emploi des TST des entreprises qui vont définir les cas de recours aux TST.

Le décret n°82-167 définit également le Comité des travaux sous tension comme organisme en charge de légiférer (voir encadré). Bien qu'elle soit favorable aux TST sur les ouvrages, la règlementation dépend donc d'un décret non codifié dans le code du travail, ce qui la rend fragile. De plus, par le passé, le Ministère en charge de l'énergie était le ministère de tutelle pour les travaux sur les ouvrages, aujourd'hui, c'est le Ministère du travail. Ce dernier connaît mal les TST et est plutôt méfiant.

UN ORGANISME NATIONAL DÉDIÉ AUX TST

Le Comité des travaux sous tension légifère et définit l'ensemble des règles pour travailler sous tension dans le domaine des ouvrages. Il approuve les méthodes de travail, les fiches techniques des types de matériels et d'équipement de sécurité spécialement destinés aux TST. C'est également lui qui approuve les programmes de formation et donne l'agrément aux centres de formation.

Le Comité TST s'appuie sur l'expertise de SERECT pour réaliser ses missions.

Composé de 18 membres, le Comité comprend des représentants des Ministères de l'Industrie et du Travail, des gestionnaires de réseaux pratiquant les TST, des experts dans les domaines de la prévention, de la formation et de la recherche ainsi que des animateurs et secrétaires de commissions d'examen des textes (une commission par domaine de tension).

Gestion, maîtrise des risques et R&D

Travailler sous tension nécessite de maîtriser à tout moment et quelle que soit la méthode de travail, les risques de court-circuit et d'électrisation dans les différents circuits : phase-terre et phase-phase. Pour gérer ces deux risques, il est essentiel de maîtriser en permanence les distances entre pièces et/ou opérateur à potentiels différents, maîtriser les surtensions pouvant se propager au lieu du chantier, la conductivité des outils et l'environnement des opérateurs.

De plus, lors des travaux sous tension, les opérateurs sont amenés à connecter ou déconnecter des pièces conductrices ou eux-mêmes. La connexion ou la déconnexion d'une pièce conductrice va générer un arc dû à la coupure ou à l'établissement d'un courant capacitif. Afin de garantir la sécurité des opérateurs, il est nécessaire de prendre des dispositions pour maîtriser cet arc en termes de courant, de longueur et de trajectoire.

Enfin, il est nécessaire de maîtriser le dimensionnement électrique et les aspects mécaniques des outils TST. Les outils ayant un caractère isolant sont de deux types : ils procurent une isolation longitudinale (tube, corde, fil) ou transversale (nappe, gants, tapis, protecteur).

Depuis le début des TST, l'élément de base de l'outil isolant longitudinal est le tube isolant. Il est constitué de fibres de verre noyées dans une matrice de résine époxy. L'intérieur du tube est rempli d'une mousse de polyuréthane imperméable pour éviter toute pénétration et accumulation d'humidité. Sa tenue diélectrique doit être équivalente à celle de l'air.

En complément des exigences diélectriques, les outils doivent également avoir une tenue mécanique en fonction de leur utilisation. En effet, selon les utilisations, il faut trouver un compromis entre tenue diélectrique et tenue mécanique. Les matériaux ayant les caractéristiques électriques n'ont pas les caractéristiques mécaniques et inversement.

TST et sécurité : 2 notions antinomiques ?

De prime abord, travailler sous tension et travailler en sécurité sont deux notions qui peuvent paraître antinomiques. Dans les faits, elles ne le sont pas ! Les TST ont été développés pour améliorer la sécurité des opérateurs. En effet, travailler sous tension permet de s'affranchir de la contrainte de temps : l'intervention est transparente pour le réseau et le chantier peut être réalisé sereinement et sans précipitation. D'autre part, travailler sous tension, c'est avoir conscience de la présence de la tension et tenir compte de ce danger.

La maîtrise des risques est réalisée à différents niveaux : des outils aux employeurs en passant par les opérateurs et les chantiers. Les règles et les outils TST utilisés sont définis et dimensionnés en tenant compte des contraintes électriques. Les opérateurs sont formés et recyclés régulièrement avec des programmes de formation définis. Au niveau des travaux, les chantiers sont préparés en amont et un processus opératoire est rédigé pour chaque chantier définissant toutes les étapes et les outils à utiliser et à adapter aux particularités du chantier. Le chargé de travaux (CDT) est le chef d'orchestre sur le terrain et les opérateurs agissent sous ses ordres. Enfin, les employeurs suivent l'activité des opérateurs afin de garantir le maintien du professionnalisme.

Les résultats sécurité montrent que les chantiers TST génèrent moins d'accidents d'ordre électrique que les chantiers réalisés hors tension. En effet, sur un chantier hors tension, le risque électrique reste présent même s'il peut paraître avoir été « supprimé ». Les phases de consignation et de déconsignation comportent des risques : erreur d'identification de l'ouvrage à consigner/déconsigner, mauvaise manipulation des mises à la terre et en court-circuit, non-respect des distances vis-à-vis des ouvrages restés sous tension ou encore risque lié à la présence de l'induction.

Un programme de R&D chapeauté par SERECT

Historiquement, en matière de R&D, l'expertise de SERECT s'est appuyée sur les compétences et les moyens d'essais d'EDF R&D. Les travaux concernaient notamment les phénomènes électriques mis en œuvre dans les TST : tenue de l'intervalle d'air, phénomène de connexion/déconnexion, tenue des matériaux, etc.

Depuis l'arrêt des travaux avec EDF R&D[1], une enquête a été effectuée auprès de laboratoires et

1. La 3ème directive sur l'énergie interdit notamment à RTE de nouer des accords commerciaux avec EDF, comme la sous-traitance des études ou essais

d'universités européennes pour identifier les savoir-faire sur ces sujets. Mais peu de structures ont à la fois les compétences et moyens d'essais, et l'expertise associée. Il a donc fallu repenser l'organisation des études R&D dans le cadre des travaux sous tension. SERECT a reconstruit un programme de R&D pour la période 2020-2023. Le programme est décomposé en deux thématiques techniques : le « contrôle des outils et matériels » et « l'amélioration des outils existants et les nouveaux outils ».

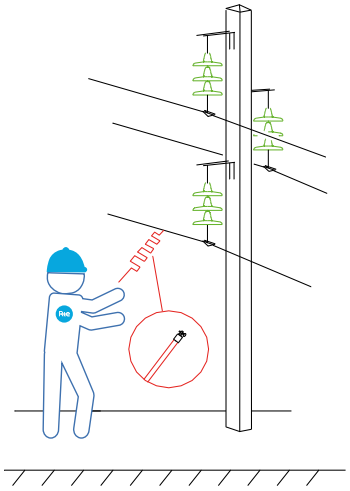
La thématique « contrôle des outils et matériels » doit permettre d'identifier de nouvelles méthodes pour le contrôle des outils TST en exploitation. D'autre part, elle doit identifier des méthodes pour le contrôle des chaînes et colonnes d'isolateurs composites afin de permettre d'intervenir sur ou à proximité de ces matériels de réseau.

La thématique « amélioration des outils existants et les nouveaux outils » s'intéresse à la modernisation des outils et méthodes utilisées pour la réalisation des TST. Il s'agit d'identifier des alternatives aux outils existants, d'introduire les nouvelles technologies pour développer des outils innovants tels que robots ou bras articulés, de repenser les dispositifs de connexion/déconnexion, d'améliorer l'ergonomie au poste de travail et enfin de maîtriser les surtensions.

Depuis sa création, SERECT possède un laboratoire d'essais et d'investigations. Aujourd'hui, les moyens d'essais et les compétences de ce laboratoire permettent de réaliser les essais électriques à fréquence industrielle, à sec et sous pluie, jusqu'à 300 kV. Ce laboratoire est accrédité COFRAC[2] pour les essais de tenue diélectrique avant et après conditionnement humide et les essais de tenue diélectrique sous pluie.

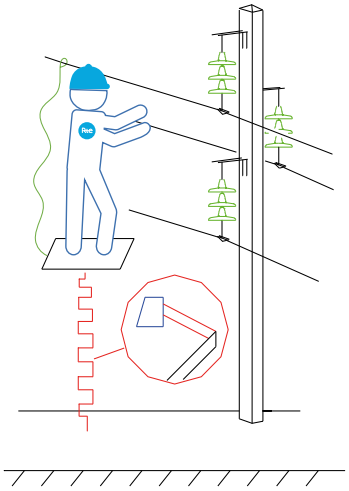
LES 3 MÉTHODES DE TRAVAIL

LE TRAVAIL À DISTANCE



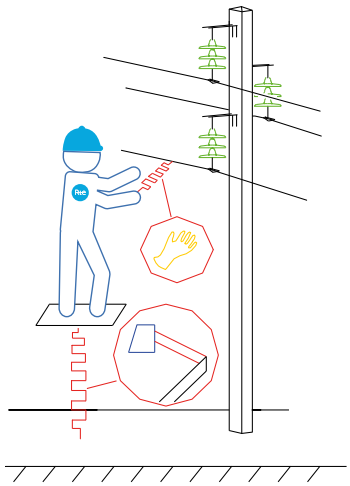
L'opérateur est au potentiel de la terre. Il travaille à l'aide d'outils fixés à l'extrémité de perches isolantes. Cette méthode peut être mise en œuvre sur l'ensemble des domaines de tension. L'ergonomie est limitée, en particulier pour les tensions élevées nécessitant des distances de travail importantes.

LE TRAVAIL AU POTENTIEL



L'opérateur, isolé de la terre, est amené au potentiel de l'élément sur lequel il travaille. En fonction du type d'opération, il est isolé grâce au bras isolant d'une plateforme élévatrice de personnel ou grâce à de l'air. À tout instant, il doit maintenir une distance minimale avec tous les éléments de son environnement qui sont à un potentiel différent de celui sur lequel il travaille. Cette méthode ergonomique est mise en œuvre pour les domaines de tension HTA et HTB.

LE TRAVAIL AU CONTACT



L'opérateur est à un potentiel non fixé. Il porte des gants isolants et maintient une distance minimale avec tous les éléments de son environnement qui sont à un potentiel différent de celui sur lequel il travaille. En HTA, il est positionné sur une plateforme élévatrice de personnel à bras isolant. Mise en œuvre pour les domaines de tension BT et HTA, cette méthode est plus ergonomique que la méthode de travail à distance.

2. Selon la norme NF EN ISO IEC 17025 de 2017

SERECT, UNE EXPERTISE RECONNUE ET UN SERVICE RÉGALIEN

Créée en 1962, la Section d'Études, de Réalisation et d'Expérimentation du Comité Technique (SERECT) avait pour mission de développer les méthodes et les outils pour les travaux sous tension pour EDF. SERECT intervenait en appui du Comité Technique (actuel Comité des TST) qui pilotait l'implémentation en France de cette technique.

En 2009, à la suite de la filialisation d'ERDF, la question du rattachement de SERECT s'est posée. Finalement, EDF a cédé SERECT à RTE mais il a été convenu que SERECT maintienne son activité sur les trois domaines de tension et notamment contractualise avec ERDF (Enedis). Dans ce cadre, il fournit à Enedis une assistance aux travaux sous tension.

Aujourd'hui, SERECT est un service du CNER. Ses missions sont :

- l'appui au comité des TST
- le développement des moyens d'intervention sous tension
- l'appui technique
- la mise à disposition d'outils conformes
- l'animation des TST à RTE
- la formation au contrôle périodique
- l'appui technique vers les filiales de RTE
- la veille technique

SERECT conserve aussi un rôle particulier[3], dit « régalien » ou « règlementaire » vis à vis de l'ensemble des acteurs des TST sur les ouvrages. Il constitue le centre d'expertise unique dans le domaine des TST pour le compte du Comité TST et des acteurs concernés par le décret de 1982. SERECT peut notamment exécuter (ou faire exécuter) les travaux expérimentaux pour la mise au point de nouvelles méthodes.

À l'international, l'expertise de la France et en particulier celle de SERECT, est reconnue depuis de nombreuses années (voir encadré sur les différentes approches des TST). Cette expertise a été valorisée par EDF dès la fin des années 1990 et plusieurs projets ont conduit à implémenter les TST selon l'approche française dans d'autres pays.

Une chaîne d'expertise : de SERECT aux opérateurs terrain

Si dans les années 80 et 90, les TST attiraient les opérateurs, ce n'est plus le cas aujourd'hui. Les TST souffrent d'une méconnaissance et il est important de mieux valoriser cette activité. Il est en effet essentiel de maintenir un certain seuil de professionnels formés. Dans le domaine HTB, les salariés habilités T[4] sont tous salariés de RTE. Fin 2019, ils étaient 272 et avaient réalisé environ 112 000 heures de chantiers TST. Des chiffres en baisse par rapport aux années précédentes. Le pic d'activité remonte à 2013 avec 161 000 heures et 284 opérateurs. Le début de l'année 2020 a été fortement impacté par la crise du Covid-19 et malgré une mobilisation des équipes et de leur management après le déconfinement, l'activité a été faible.

En 2019, plusieurs chantiers ont été annulés en raison de problèmes de ressources (un arrêt maladie peut conduire à déprogrammer un chantier), à des priorisations de l'activité des équipes suite à des aléas ou des avaries ou encore, fait nouveau, en raison de problématiques liées à la mise en régime

3. Conformément au décret n°82-167 du 1er février 1982 et à la décision interministérielle du 1er juillet 1983
4. Pour pouvoir travailler sous tension

spécial d'exploitation de l'ouvrage concerné par les TST. Une diminution trop importante du nombre d'opérateurs pourrait conduire à des difficultés accrues pour la programmation des chantiers.

Par ailleurs, en raison d'un *turn-over* et de départs en retraite de nombreux salariés TST ces dernières années, l'âge des équipes s'est fortement rajeuni, notamment du côté des chargés de travaux. Un enjeu majeur est de conserver l'expertise tout au long de la chaîne, de SERECT jusqu'à l'encadrement technique des équipes TST (notamment pour les chantiers complexes). Le défi est de continuer à cultiver un encadrement de proximité afin de vérifier ce qui est fait (en préparation et sur le terrain) mais également pour donner confiance, faire grandir et encourager.

Critères quantitatif et qualitatif

À travers sa politique des TST, RTE veille au maintien du professionnalisme de ses opérateurs. Outre l'animation sur le geste métier avec SERECT, l'entreprise se fixe des exigences prenant en compte à la fois un critère quantitatif (un nombre minimum d'heures réalisées par salarié) mais également un critère qualitatif. Pour les TST HTB, ce critère qualitatif doit être regardé à différents niveaux : salarié, équipe, centre maintenance et national.

Les travaux sous tension sur les ouvrages sont une technique de maintenance nécessaire pour répondre aux enjeux des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution notamment face à la transition énergétique. En plus des efforts déjà menés, une vigilance reste de mise concernant les évolutions normatives tant au niveau des matériels qu'au niveau des travaux d'ordre électrique. Il faudra également continuer à adapter les outils et les règles non seulement aux évolutions du réseau mais également aux contraintes sociétales (nécessité d'améliorer l'ergonomie, modernisation des techniques, mécanisation).

À L'INTERNATIONAL, DEUX APPROCHES DIFFÉRENTES DES TST

En France, compte tenu de la diversité des matériels des réseaux, à partir des années 70, SERECT a développé une méthode des TST reposant sur deux aspects principaux. D'un côté un recueil de règles, appelé Conditions d'Exécution du Travail (CET) et de l'autre un recueil listant les Fiches Techniques (FT) des types d'outils TST. Il existe donc un recueil de CET et de FT par domaine de tension.

En amont de chaque chantier, le préparateur va construire son mode opératoire en fonction de l'opération à réaliser, de l'environnement et de l'analyse des risques propre au chantier. Ce mode opératoire est tracé dans la préparation du travail qui va être suivie par le chargé de travaux durant la réalisation du chantier. Cette approche, appelée « méthode française », permet une grande adaptabilité.

En général, on oppose cette méthode à l'approche anglo-saxonne qui repose, elle, sur des modes opératoires liés à des outils et prédéfinis.

NORMALISATION : RISQUE DE NIVELLEMENT PAR LE BAS

Le Comité des TST agrée les types d'outils TST au travers des fiches techniques. Ces fiches techniques pointent vers un document de référence précisant les exigences devant être satisfaites par l'outil et les essais de type à réaliser pour sa qualification. Lorsque c'est possible et afin de diminuer les coûts des matériels, il est préférable de faire référence à des normes. Pour les travaux sous tension, celles-ci sont préparées au TC 78 de l'IEC, au TC 78 du CENELEC et à la Commission UF 78 de l'AFNOR.

Au sens international de l'IEC, « Travaux sous tension » ou *Live Working* correspond à l'ensemble des produits concernés par l'exploitation des installations électriques et donc aussi bien aux outils pour TST qu'aux outils pour travaux hors tension ou au voisinage.

Depuis 2016, à l'IEC, le secrétariat est détenu par la France et plus particulièrement par SERECT. Cette position peut permettre à RTE de promouvoir l'approche française (voir encadré sur les différentes approches des TST) des TST en instruisant la possibilité d'étendre la portée du TC 78 pour couvrir éventuellement des guides informatifs sur les bonnes pratiques en matière de TST.

Ce positionnement permet également de renforcer la vigilance de RTE dans le suivi de l'évolution des normes existantes afin que les exigences et méthodes d'essai ne dérivent pas dans le temps et garantissent un niveau de maîtrise des risques équivalent voire supérieur.

Au niveau européen, le secrétariat est également détenu par la France et SERECT. La détention de ces deux secrétariats permet d'assurer la cohérence entre les travaux qui sont effectués au niveau IEC et au niveau CENELEC. L'enjeu au niveau du CENELEC est principalement l'harmonisation des normes sur les équipements de protection individuelle (EPI) avec le règlement européen.

Un paysage qui change

Au niveau international et européen, on constate que le paysage de la normalisation évolue. De moins en moins de gestionnaires de réseaux participent aux travaux de normalisation et on ne retrouve pratiquement plus que des représentants des fournisseurs. Les participants maîtrisent de moins en moins les phénomènes mis en jeu dans le dimensionnement des outils TST et la construction des essais. Avec cette perte de compétences, il existe un risque de remise en cause des exigences historiques et un nivellement par le bas.

On ressent également une volonté forte des Anglo-Saxons de tendre vers les standards nord-américains. Or, ces référentiels sont en général très orientés sur un type de technologie et ferment la porte à toute évolution. Ils ont également un niveau d'exigences plus bas que les normes du TC 78 de l'IEC, en particulier sur des outils de type flexibles isolants.

De façon globale, il devient difficile de trouver des experts compétents et disponibles pour assurer la maintenance des normes à l'IEC et au CENELEC.

Aujourd'hui, il n'y a pas de travaux scientifiques réalisés au niveau du CIGRÉ. Tout se fait au niveau de la normalisation. Néanmoins, ces dernières années, des travaux portant sur l'organisation des TST (management, formation) ont été réalisés.

Pour aller plus loin

- **Site du Comité des TST** : www.comite-tst.com
- **Site de SERECT** : www.serect.fr
- **Travaux sous tension,** C. Atlani, S. Chabin - Technique de l'ingénieur (2017), référence D4140 v4

LE FONCTIONNEMENT DYNAMIQUE DES RÉSEAUX OU QUAND ÇA VA TROP VITE POUR L'HUMAIN

© Vincent Sermanson

Vincent SERMANSON | Émérite, Domaine Fonctionnement dynamique du système électrique

Au-delà de ses aspects sociétaux et économiques, la transition énergétique présente des risques techniques et pour se préparer à ce qu'elle soit effective, il faut notamment surveiller le comportement dynamique du système électrique. Si l'analyse heure par heure est suffisante pour capter l'évolution de l'équilibre production-consommation et les grands déterminants de la transition énergétique, il est nécessaire de descendre à des pas de temps inférieurs (quelques millisecondes ou secondes) pour s'assurer du bon fonctionnement des systèmes automatisés. Ces systèmes réagissent bien avant que l'humain ne prenne conscience des phénomènes et assurent l'équilibre et la résilience du réseau à tout instant. Avec la transition énergétique, cet équilibre sera plus fragile et les systèmes dynamiques automatiques doivent être conçus en conséquence dès maintenant.

Le fonctionnement dynamique des réseaux s'intéresse à la stabilité des interactions rapides des éléments du système électrique pour lesquelles les actions humaines ou de marché sont exclues (temps de réponse inférieurs à quelques minutes).

Le système électrique ne s'arrête pas aux frontières de RTE : il s'agit d'une gigantesque machine constituée de tous les réseaux interconnectés (étrangers, de distribution, industriels) et de tous les dispositifs qui y sont reliés par des lois physiques (électriques, électromécaniques, électrochimiques), de la turbine de centrale nucléaire à l'écran LED domestique.

Les contrôles commandes des dispositifs (régulation de vitesse de la turbine, chargeur de batterie) sont conçus pour assurer des fonctions locales, mais ils interagissent entre eux *via* les réseaux électriques. Certaines interactions peuvent être instables dans des conditions spécifiques heureusement rares : certaines grandeurs électriques peuvent dériver ou osciller de manière non ou mal amortie. Ces instabilités peuvent user prématurément, endommager, voire détruire des matériels et potentiellement blesser ou tuer des personnes.

Des dispositifs de protection des matériels limitent les risques les plus sévères (sécurité des personnes, destruction de matériel) de sorte qu'en pratique, les conséquences d'une instabilité sont la déconnexion de certains composants (du réseau, de production, de consommation, de stockage).

Des coûts financiers et d'image

Pour RTE, les enjeux sont de plusieurs natures. Si les déconnexions étaient fréquentes, elles dégraderaient la qualité de l'électricité ce qui pourrait entrainer des demandes d'indemnisation. Certains clients, qui ont la possibilité de délocaliser leurs sites (*datacenters*), pourraient rechercher une meilleure qualité sur un autre réseau. À long terme, l'image de l'entreprise pourrait se dégrader auprès de ses clients, ce qui affaiblirait sa légitimité et les positions qu'elle défend (GRT national, GRT lourd[1]).

De plus, si pour garantir un fonctionnement stable, il fallait dégrader l'optimum économique (par la réduction des échanges, de la production d'EnR en France ou l'imposition de groupes au gaz), cela aurait des coûts. Coûts financiers, en émissions de CO_2, en termes d'image et de crédibilité sur le long terme, voire en termes juridiques et économiques (sanctions de la Commission européenne par exemple).

Par ailleurs, en cas de destruction de matériel, les réparations peuvent être longues (pour les transformateurs, les câbles souterrains ou sous-marins notamment) et des baisses de production seraient alors nécessaires pour garantir le fonctionnement du système électrique en mode dégradé.

Enfin, des délestages de consommation massifs (comme en Grande Bretagne en août 2019 ou sur la péninsule ibérique le 24 juillet 2021) ou une panne de grande ampleur peuvent survenir si une instabilité se généralise (perte de synchronisme, chute de fréquence, oscillations interzones non amorties).

Le réseau français n'a pas connu de panne de grande ampleur depuis 1987[2]. La bonne qualité de l'électricité sur le réseau de transport français est reconnue par les clients de RTE. Mais l'augmentation de la plage d'utilisation des réseaux d'une part et la généralisation de l'électronique de puissance d'autre part, risquent d'accroître la possibilité d'une panne généralisée et de dégrader la fiabilité du réseau, si RTE - et les réseaux interconnectés - n'anticipent pas certains phénomènes.

1. GRT lourd : GRT qui possède le réseau qu'il exploite
2. La séparation du réseau européen de novembre 2006 n'était pas imputable au réseau français

La généralisation de l'électronique de puissance et des technologies de l'information

Des années 1960 aux années 2010, l'électronique de puissance au sein de RTE ne concernait que quelques composants du réseau (HVDC, CSPR). Depuis les années 2010, avec l'intégration significative des moyens de production d'énergie renouvelable, interfacés avec de l'électronique de puissance, on assiste à une large diffusion de ces dispositifs dans le système électrique. Le raccordement de fermes éoliennes en mer *via* des liaisons HVDC va notamment se généraliser et poser des problèmes nouveaux.

Les consommations elles aussi se convertissent à l'électronique (électroménager, véhicules électriques). Désormais, un système électrique - ou une vaste région - 100 % électronique de puissance à certains moments n'est plus inconcevable (projet européen **MIGRATE**).

Les réseaux utilisent de plus en plus les flexibilités permises par l'électronique de puissance et les technologies de l'information pour adapter le système production-consommation en temps réel. La certification par RTE d'un système *vehicule-to-grid* début 2022 en est un exemple concret.

Différentes problématiques

Ces évolutions ont plusieurs caractéristiques du point de vue des phénomènes rapides. La première est que l'électronique de puissance est basée sur des composants très fragiles et onéreux : les transistors. Des systèmes complexes assurent leur protection et leur utilisation optimale, et peuvent engendrer des comportements inattendus pouvant aller jusqu'à la déconnexion du dispositif tout entier.

Le second effet est celui de la « boîte noire ». C'est le contrôle commande (sa structure et ses paramètres) implémenté par les constructeurs, qui dicte le comportement d'un dispositif. Bien qu'une partie des caractéristiques soit imposée par les codes et les normes[3], tout n'est pas spécifié et le détail du contrôle commande est la propriété industrielle des constructeurs.

La modélisation et la simulation de l'électronique de puissance pose des questions de disponibilité des modèles chez les clients de RTE, de leur validation et aussi de la performance et de la précision des outils de simulation (*offline* ou temps réel).

Ensuite, de nouveaux types d'instabilité peuvent émerger : des interactions instables entre les contrôles commandes à haute ou basse fréquence ou des instabilités harmoniques (à des fréquences multiples de 50 Hz).

Le raccordement d'éolien en mer *via* des liaisons HVDC pose des difficultés nouvelles. Il faut d'abord faire face à des problématiques techniques (faibles amortissements dus aux contrôles commandes et aux câbles sous-marins, taille des réseaux de raccordement des éoliennes en mer). Ensuite, la présence de plusieurs technologies et de constructeurs pose des problèmes d'interopérabilité. De plus, la taille des installations et le maillage éventuel avec le réseau alternatif terrestre font peser des risques sur le système tout entier.

Enfin, la plupart des dispositifs est connectée aux réseaux de distribution *via* le raccordement des EnR. Les exigences ont tendances à y être moindres car les réseaux de distribution s'appuient sur le réseau de transport pour la stabilité (source de tension en amplitude et de fréquence).

Cependant, de nouvelles fonctionnalités ou niveaux de performance sont accessibles grâce à la flexibilité de l'électronique de puissance et pourraient favoriser de forts niveaux de pénétration des EnR (voir encadré sur le *Grid Forming*). Un des défis pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) est de définir les comportements souhaités tout en restant neutres sur le choix de la technologie.

Continuer à étudier et analyser en amont

Avec l'électronique de puissance, les nouvelles solutions apportent autant de réponses que de questions et un travail en amont est nécessaire pour évaluer leur efficacité et leurs limites par la simulation numérique.

RTE impose la fourniture de répliques des contrôles

3. Code Requirements for Generators (RfG), code HVDC et leurs déclinaisons nationales

commandes des grands composants de son réseau (HVDC, CSPR) ou des parcs éoliens en mer : c'est le véritable contrôle commande physique et non un modèle que l'on fait interagir avec un modèle de réseau *via* un outil de simulation temps réel. Ce type de simulation a fait la preuve de son utilité notamment avec la détection de problèmes sur la liaison Savoie-Piémont avant sa mise en service.

Mais le besoin de modèles fiables demeure pour les fermes EnR pour lesquelles RTE n'a pas systématiquement les répliques. Par ailleurs, à l'avenir, il ne sera pas possible d'avoir les répliques de tous les matériels. En outre, de nouveaux défis se présentent pour les outils de simulation des phénomènes les plus rapides[4] qui vont devoir simuler des réseaux de plus en plus grands avec des modèles venant de constructeurs différents. Il existe des problèmes d'efficacité et de précision pour réaliser ces études.

Il est également nécessaire de disposer de modèles et de simulateurs « pertinents » pour les phénomènes moins rapides[5]. Un des enjeux est la mise au point et la validation de modèles génériques des EnR afin de pouvoir réaliser les études bien avant que les modèles ne soient fournis par les constructeurs.

Pour la simulation, la plateforme *open source* unique **Dynaωo** en cours de déploiement permettra, grâce

LE *GRID FORMING*, UNE SOLUTION PROMETTEUSE

L'électronique de puissance permet une grande flexibilité grâce à un contrôle et parfois à un dimensionnement adapté. Cela permet de rendre tous les services nécessaires au réseau. Les onduleurs présents sur le réseau rendent déjà certains services système (comme le réglage de tension ou de fréquence). Si l'on souhaite augmenter très fortement la pénétration de l'électronique de puissance, voire se passer de machines synchrones, même pendant une courte période, il est nécessaire de disposer de nouveaux services de synchronisation fournis par des sources dites *grid forming*.

Une source *grid forming* (dont les machines synchrones font partie) est capable d'alimenter un réseau et les charges qui y sont connectées de manière stable et sans aide extérieure. Pour que les convertisseurs assurent ces fonctions il est nécessaire d'adapter leur contrôle et éventuellement d'y associer une petite réserve d'énergie. Ces sources permettent aussi de stabiliser un réseau dans lequel les machines synchrones se feraient trop rares.

Des travaux avec le Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de puissance (L2EP) de Lille ont permis de tester les contrôles définis dans le projet européen **MIGRATE** sur des maquettes afin de valider la première étape de déploiement.

Le projet **OSMOSE** a apporté la preuve sur des démonstrateurs installés sur le réseau qu'une batterie pouvait fournir des services *grid forming*. Dans le projet **RINGO**, l'onduleur avec sa batterie a permis de démarrer un réseau iloté dans lequel se trouvait une ferme éolienne, de fonctionner quelques heures, puis de se reconnecter au réseau principal.

À l'étranger, il y a différents projets *grid forming* matures : en Écosse, une ferme éolienne de 70 MW a fonctionné en *grid forming* pendant plusieurs mois. En Norvège, le projet Johan Sverdrup, avec deux liaisons HVDC de constructeurs différents fonctionne en *grid forming* et alimente un réseau alternatif en mer de plusieurs centaines de kilomètres.

La solution *grid forming* nécessite une adaptation des règles de raccordement – conçues initialement pour les générateurs synchrones ou les convertisseurs classiques dits *grid following* – si on souhaite la voir se déployer rapidement. Des travaux sont en cours à l'ENTSO-E pour commencer à l'introduire dans la prochaine version des codes de raccordement.

4. Transitoires électromagnétiques de constantes de temps de l'ordre de quelques microsecondes
5. Transitoires électromécaniques de constantes de temps de l'ordre de plusieurs millisecondes à quelques secondes

à des concepts novateurs, des gains sur la qualité des résultats, la transparence (possibilité de partage des modélisations en Modelica), la performance (rapidité et robustesse en situations dégradées) et la flexibilité de modélisation (séparation claire entre la modélisation et la résolution des équations).

Maîtriser et investir sur le réseau

Les règles de raccordement des moyens de production s'adaptent aux nouvelles solutions, aux nouveaux phénomènes et aux retours d'expérience mais les délais de concertation et d'application des codes réseau sont longs[6]. Il est donc nécessaire d'identifier et de formaliser les comportements futurs souhaités de matériels qui sont anecdotiques aujourd'hui mais seront peut-être légion demain.

Le comportement de la production connectée sur les réseaux de distribution joue un rôle majeur dans la maîtrise des incidents. Le partage des connaissances du comportement des moyens de production et des consommateurs avec les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) est un élément clé de maîtrise des risques.

En matière d'investissement, il faut penser très en amont au comportement dynamique. Des investissements sur le réseau de transport permettent d'améliorer la résilience du système (disjoncteurs rapides, condensateurs série, batteries de condensateurs, bobines d'inductance shunt, compensateurs synchrones, CSPR, STATCOM, HVDC). Mais une monétisation du service rendu de ces dispositifs est très difficile, ce qui freine leur insertion dans le système français : tout investissement conséquent faisant l'objet d'une analyse coût-bénéfice.

Par ailleurs, le plan de protection devra être adapté. Les solutions sont disponibles, notamment les télé-protections[7]. Il s'agit moins d'études que de définir une politique de déploiement industriel.

Des situations plus variées, plus volatiles et plus extrêmes

Tant à l'échelle européenne, qu'à l'échelle locale, l'utilisation du réseau est modifiée sous l'effet principalement du développement massif et rapide des EnR et l'arrêt de moyens de production nucléaire ou charbon sur un réseau qui évolue peu en proportion. Les distributions statistiques et les variations temporelles des flux sur les ouvrages sont modifiées dans le sens de plus de variabilité (écart type), plus de volatilité (dérivée temporelle) et plus de cas extrêmes (min/max).

De plus, les moyens de production centralisés sont moins souvent appelés par le marché. Or ils assurent le réglage de la tension, de la fréquence, apportent de l'inertie et diverses autres sources de stabilisation (synchronisme, stabilisation des oscillations interzones). Le vieillissement du parc nucléaire en France fait baisser le taux de disponibilité global et rend l'absence de 5 à 8 tranches plausible dans une même zone (avant l'épisode atypique de l'hiver 2021/22 dû au Covid-19, l'hiver 2019-20 avait déjà connu jusqu'à 8 tranches indisponibles simultanément dans le quart Nord-Ouest).

Le placement des consignations d'ouvrage réseau pour maintenance pourrait également être affecté par la plus faible prévisibilité des périodes favorables (notamment à cause de la variabilité des EnR). Les périodes de maintenance pourraient s'allonger et/ou se décaler en hiver. Par ailleurs, avec les besoins croissants de renouvellement du réseau, des travaux supplémentaires sur les ouvrages existants (surtout en HTB1 et HTB2) seront nécessaires.

Toutes ces évolutions conduisent à la nécessité d'adapter les schémas topologiques en conséquence et en temps réel, ce qui ajoute une dimension supplémentaire aux différentes situations possibles. Des situations qui créent des besoins de régulation plus variés, plus difficiles à anticiper et en augmentation.

Cette augmentation de la probabilité de situations tendues demande à réinterroger certains modèles ou méthodes implicitement basées sur l'historique. Par exemple : l'augmentation des flux modifie l'hypothèse de calcul des capacités des ouvrages IST[8].

6. Une concertation autour du European Network Code RfG V2 est prévue fin 2022. Cette nouvelle version permettra notamment d'introduire des exigences en lien avec le stockage et le grid forming.
7. Système de coordination intelligente des protections par télécommunication
*8. Une refonte des IST (Intensité de Secours Temporaire) est en cours avec le projet **ACTIVIA***

Réévaluer la probabilité des défaillances ou des indisponibilités

Le réseau va être confronté à de plus en plus d'incertitudes et la probabilité de défaillances ou d'indisponibilités pourrait augmenter : les matériels réseau vieillissent et des arbitrages seront nécessaires sur les actions de renouvellement face à l'ampleur financière et industrielle du phénomène. Par ailleurs, une plus grande sollicitation des groupes de production, en réactif notamment, peut augmenter les périodes de maintenance ou dégrader leur fiabilité (usure des turbines hydrauliques Francis, vibrations des rotors des alternateurs de groupes nucléaires).

Enfin, la plus grande variété des situations augmente le temps passé dans des zones peu explorées, en théorie peu dangereuses mais où des dysfonctionnements pourraient se révéler graves. Des modes communs deviennent plus probables et des défauts cachés ou modes de fonctionnement atypiques peuvent avoir des conséquences plus graves. Par exemple, lorsqu'un grand nombre d'ouvrages est plus chargé que la normale, la probabilité de solliciter une protection mal réglée ou l'impossibilité de reboucler le réseau à cause de différences d'angles trop fortes est plus élevée ; et un déclenchement en cascade des ouvrages par report successif des flux est aussi plus probable. Au final, les conséquences seraient plus difficiles à maîtriser (séparation de zones en grand déséquilibre production/consommation, mélange de problèmes de fréquence et de tension : exemple du 24 juillet 2021).

Réviser les standards et les méthodes d'analyse des risques

Autre source d'incertitude : le fait d'être au plus proche des limites. Il est important de réfléchir en amont sur la manière de mesurer le risque et de le maîtriser. Cette réflexion doit prendre en compte plusieurs éléments d'évolution comme la variabilité, la volatilité et le caractère extrême des situations. Il est également nécessaire de se pencher sur les nouveaux phénomènes liés à l'électronique de puissance, à l'intrication des systèmes physiques et des nouvelles technologies de l'information (dont les automates), et à l'interaction entre humains et machines. Enfin il faut tenir compte des attentes et besoins sociétaux (économie, compétitivité, résilience). Si RTE est conscient de ces changements de situation, une vigilance accrue est de mise afin de limiter les risques d'impréparation.

SURVEILLER LES OSCILLATIONS BASSES FRÉQUENCES COMME LE LAIT SUR LE FEU

Depuis quelques années, on constate une recrudescence des phénomènes d'oscillations interzones. Il s'agit d'oscillations basses fréquences (entre 0,1 et 1 Hz) entre les rotors des alternateurs des extrémités de l'Europe qui provoquent des oscillations de transits de puissance active sur certains ouvrages du réseau et qui peuvent atteindre quelques centaines de MW. Cela a été le cas par exemple les 11 octobre et 10 novembre 2021 (Espagne-Europe centrale) ou le 5 janvier 2022 (Italie-Danemark). Ces phénomènes sont liés à l'augmentation des flux sur le réseau sur de longues distances ainsi qu'à l'accroissement de la part des productions diffuses.

Des études ont montré que des mesures palliatives étaient nécessaires pour diminuer le risque d'oscillations dangereuses (baisse de l'amortissement) pour la connexion de l'Ukraine au réseau européen.

Le projet **SURVOSCIL** déployé à RTE en 2022 permettra de détecter les oscillations mal amorties ou de forte amplitude par une surveillance en continu des mesures des PMU[9] traitées par un algorithme développé par l'Université de l'État de Washington (USA).

Après la détection des oscillations mal amorties, le défi résidera dans l'identification des actions les plus efficaces pour les contrecarrer, du temps réel (modification du plan de production) au long terme (investissement dans des compensateurs synchrones, des STATCOM ou des batteries avec des régulations *ad hoc*). Aujourd'hui, l'Italie et l'Espagne, du fait de leur situation géographique excentrée, déploient ou envisagent de tels investissements.

Pour décider des investissements nécessaires malgré l'incertitude croissante, une des clés est de pouvoir réaliser un plus grand nombre de simulations dynamiques. Des expérimentions sont en cours (SEDRE, CNES, R&D, CNER) avec des centaines de simulations pour les écroulements de tension, les

9. Phasor Measurement Units : mesures de tension précises et synchronisées par GPS

tensions hautes, la stabilité électromécanique ou les transitoires électromagnétiques.

Surveiller la stabilité en temps réel

Sachant que tout ne peut pas être anticipé, RTE se prépare à surveiller de plus en plus en temps réel. En 2019, le CNES a mis en place une analyse systématique de stabilité transitoire. La simulation de centaines de cas proches du temps réel est possible. Ce processus teste systématiquement des actions correctives simples et ces analyses couvrent environ 80 % des cas.

Une approche complémentaire consiste à utiliser des indicateurs simplifiés, rapides à calculer et à la fiabilité calibrée. Ils permettraient de balayer davantage de situations en prévisionnel, d'identifier les défauts les plus critiques ou de proposer des actions correctives plus rapidement pour le temps réel, notamment lorsque la situation est exceptionnelle (par exemple : un phénomène de neige collante). Des travaux sont actuellement en cours avec l'Université de Liège sur ce qu'on appelle le *Dynamic Security Assessment* (DSA) et la méthode EEAC[10].

Échanger et anticiper dans tous les métiers

La coopération européenne sera un volet clé de la maîtrise du fonctionnement dynamique avec la convergence de standards communs, l'échange d'informations, de modèles, et la répartition coordonnée des moyens de stabilisation (réserves rapides, inertie). Par ailleurs, en cas d'incident, les GRT peuvent jouer un rôle par l'activation de leviers rapides au niveau européen, comme la réduction des échanges. RTE a une situation géographique centrale et la légitimité technique pour être moteur sur ces questions.

Au sein de l'entreprise, il faut continuer d'anticiper l'évolution du fonctionnement du système dans tous les métiers. Par exemple, pour le raccordement des entités de grande puissance (production offshore, grandes installations de consommation industrielle), RTE doit anticiper les besoins futurs du système, notamment en termes de services auxiliaires. Au-delà du développement et de la maintenance des outils de simulation, il est crucial d'accroître l'expertise sur la modélisation et l'utilisation de ces outils. À cet égard, l'expertise gagnée à l'étranger en particulier *via* RTE international est un levier très intéressant pour travailler concrètement sur des problématiques que d'autres GRT ont actuellement et qui arriveront prochainement à RTE, notamment l'éolien en mer.

Le développement de l'électronique de puissance ne doit pas faire oublier la nécessité de maintenir l'expertise sur le comportement et la modélisation des machines synchrones et leurs processus amont qui sont et resteront nombreux (il y a 300 groupes hydrauliques connectés en HTB2 ou HTB3). Le croisement des compétences entre électronique de puissance, plan de protection et études de stabilité sera de plus en plus important. Un enjeu est de poursuivre le développement d'une culture générale électrotechnique, ce qui permettra de détecter et de réagir encore plus rapidement à certaines situations problématiques.

Pour aller plus loin

- **Fonctionnement du système électrique,** Mémento de la sûreté de RTE
- **Notices techniques du service du transport : fonctionnement des réseaux en régime perturbé ou transitoire**, [R-TSP-CNER-SETP-NTT-78-00516.]
- **Rapports de l'ENTSO-E sur l'incident du 24 juillet 2021** (en anglais)
- **Grid Forming : OSMOSE-D3.3 Analysis of the synchronisation capabilities of BESS power converters** https://www.osmose-h2020.eu/

10. Extended Equal Area Criterion

LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE : UN SYSTÈME DE SYSTÈMES, UNE (R)ÉVOLUTION CYBER-PHYSIQUE EN COURS

© Patrick Panciatici

Patrick PANCIATICI | Conseiller scientifique

Les grands systèmes électriques sont plus que jamais des systèmes de systèmes cyber-physiques. La théorie des systèmes cyber-physiques peut aider RTE à comprendre certains enjeux liés à la transition énergétique, voire à trouver des solutions. Mais elle présente des défis scientifiques pour analyser et concevoir les interactions entre les parties « cyber » et « physique ».

La théorie des systèmes cyber-physiques offre un cadre puissant pour la modélisation, l'analyse et la conception de systèmes d'ingénierie réels intégrant des fonctionnalités de communication, de contrôle et de calcul (la partie « cyber ») dans un système naturel et/ou artificiel (construit par l'Homme) et régi par les lois de la physique (la partie « physique »).

L'électrification est considérée par la National Academy of Engineering des États-Unis comme la plus grande réalisation technique du 20e siècle[1]. Cette académie estime que les grands systèmes électriques[2] sont les machines les plus complexes jamais construites par l'Homme. Depuis leur création, ils sont les exemples les plus emblématiques de systèmes de systèmes : des milliers de grandes unités de production interagissent avec des millions de charges électriques par le biais de connexions à longue distance (réseaux électriques).

Historiquement, l'électricité en tant que telle n'était pas facilement stockable et l'équilibre entre l'offre et la demande devait être assuré presque instantanément (sur une fenêtre temporelle de quelques secondes). Ce problème difficile a été résolu de manière élégante en utilisant le générateur synchrone[3] produisant un courant et une tension électriques alternatifs.

La tension et le courant sont des signaux sinusoïdaux oscillant à une certaine fréquence (f : la valeur nominale en Europe est de 50 Hz). Cette fréquence électrique et la vitesse de rotation du générateur synchrone sont proportionnelles. Lorsqu'un grand nombre de générateurs synchrones est connecté à un réseau électrique, ils sont « magiquement » synchronisés grâce à la structure de leurs interactions à travers ce réseau électrique en courant alternatif (AC).

Lorsqu'un changement brusque se produit dans le système, ces générateurs synchrones sont transitoirement non synchronisés mais ils reviennent généralement à un fonctionnement synchrone en moins de quelques secondes[4]. Leur vitesse de rotation est l'image de la fréquence du réseau qui a, en régime permanent, la même valeur dans tout le système. Cette fréquence donne des informations sur le déséquilibre du système : si elle est supérieure à la fréquence nominale, cela signifie que trop de puissance est injectée dans le système ; si la fréquence est inférieure à la fréquence nominale, cela signifie qu'il n'y a pas assez de puissance injectée.

En mesurant sa vitesse de rotation, un générateur synchrone individuel est « conscient » du déséquilibre global du système et « sait » s'il doit augmenter ou diminuer sa puissance de production. C'est pourquoi les grands réseaux ont pu assurer une alimentation électrique fiable sans système de télécommunication complexe et sans système de contrôle centralisé, même si l'électricité n'était pas stockable (en fait, un petit stockage d'énergie cinétique existe). Il s'agit en fait d'un contrôle distribué très résilient, l'ensemble des générateurs synchrones d'une vaste zone (par exemple, l'Europe continentale : du Portugal à la Pologne, du Danemark à la Grèce) participant aux efforts de contrôle. Lorsqu'une déconnexion non planifiée d'un gros générateur (1 GW) se produit, instantanément (en quelques secondes), tous les milliers d'autres générateurs compensent automatiquement cette perte d'approvisionnement en générant individuellement une petite quantité de puissance supplémentaire (quelques MWs).

Telle une colonie de fourmis

C'est typiquement ce qui se passe dans les systèmes de systèmes lorsqu'un grand nombre d'agents, physiquement connectés (ici par un réseau électrique) contribuent efficacement à un objectif commun (ici l'alimentation des charges électriques). L'analogie avec une colonie de fourmis permet d'illustrer le rôle de la « fréquence », similaire à un canal « stigmergique »[5]. Une fourmi trouve de la nourriture et construit une piste en laissant des traces (phéromones) dans l'environnement sur le chemin du retour vers sa

1. http://www.greatachievements.org/?id=2949
2. Système électrique : réseau électrique avec les unités de production et les processus de consommation électrique (charges)
3. Début dans les années 1880 sur la base de principes découverts en 1831-1832 par Michael Faraday
4. Il y a une limite : une perte de synchronisme peut se produire en cas de court-circuit trop prolongé à proximité d'un générateur synchrone
5. Le biologiste Grassé a introduit le terme « stigmergie » pour décrire le flux d'information indirect entre les membres d'une colonie de termites lorsqu'ils coordonnent leurs activités de construction de nids

fourmilière. D'autres fourmis suivent cette piste et la renforcent en laissant plus de traces, optimisant ainsi la recherche de nourriture. Il s'agit d'un processus efficace pour trouver de la nourriture et donc contribuer à un objectif commun.

La « fréquence » dans un système électrique est similaire aux « phéromones » pour la colonie de fourmis. C'est l'une des principales propriétés étonnantes des systèmes électriques historiques à courant alternatif. Mais l'introduction de plus en plus de composants avec des interfaces à électronique de puissance peut remettre en cause ce principe fondamental. Différents projets en Europe et aux États-Unis ont clarifié ces questions et proposé de nouvelles solutions[6].

Il n'est pas facile de garantir un niveau de fiabilité adéquat d'un système électrique tout en maîtrisant les coûts. Trouver le bon équilibre entre la fiabilité, les coûts et la durabilité implique des décisions politiques qui tentent de monétiser la « fiabilité » et la « durabilité ».

La digitalisation devient une clé de la sécurité du système

Dans les systèmes électriques historiques, la couche « cyber » (technologies de l'information et de la communication) a été utilisée principalement pour optimiser le système mais pas pour assurer sa sécurité ou sa stabilité. Les protections et les contrôles locaux étaient très simples et mis en œuvre *via* des dispositifs analogiques. Ils ont été numérisés mais sans changer les concepts de base et leurs fonctions.

Pour optimiser le système, des contrôles centralisés lents ont été installés en utilisant une quantité minimale d'informations et d'actions à distance ne nécessitant que des systèmes de télécommunication peu performants (faible bande passante, grande latence et fiabilité moyenne). La fiabilité du système n'était pas vraiment affectée par les défaillances de cette couche « cyber » historique.

Aujourd'hui, nous vivons une évolution majeure et peut-être une révolution dans les réseaux électriques. Le terme *smartgrid* est utilisé partout sans définition très précise. Le concept de système de systèmes cyber-physiques semble être un bon cadre pour capturer l'essence de cette (r)évolution.

(R)évolution des grands systèmes électriques : systèmes de systèmes cyber-physiques

Les réseaux électriques et leur gestion deviennent de plus en plus complexes. La première raison est l'intégration massive de la production renouvelable mais généralement intermittente dans le système. Les flux d'énergie dans le réseau sont créés par des différences dans l'emplacement des productions et des consommations. Avec une quantité importante de production intermittente, la prévisibilité des sources diminue et affecte donc la prévisibilité des flux.

En outre, certaines de ces nouvelles unités de production sont de petites unités (par exemple : photovoltaïques) connectées au réseau de distribution et qui le transforment en un système « actif » (voir l'exemple dans l'encadré). Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) ont une faible observabilité de ces injections de puissance et n'ont pas de contrôle direct sur celles-ci.

6. Par exemple : European project Migrate (https://www.h2020-migrate.eu/) ou aux USA, SuNLaMP (https://www.energy.gov/eere/solar/project-profile-stabilizing-power-system-2035-and-beyond-evolving-grid-following-grid)

Il existe également une incohérence entre le délai relativement court (5 ans) pour construire de nouveaux moyens de production (éolien et solaire) et le temps nécessaire des procédures administratives pour construire de nouvelles lignes électriques (souvent plus de 10 ans en Europe).

En Europe, les meilleurs emplacements pour les parcs éoliens sont situés principalement le long des côtes et en mer, tandis que pour la production photovoltaïque, ils se trouvent dans le sud du continent. Ces localisations ne correspondent généralement pas à celles des grands centres de consommation. Un réseau de transport d'électricité à grande distance reste donc nécessaire. Ce réseau devra faire face à la variabilité des flux induite par la nature stochastique[7] des nouveaux moyens de production.

Transition énergétique mais aussi acceptation du public, marchés de l'électricité et vieillissement des actifs

La deuxième raison d'une complexification des réseaux et de leur gestion est qu'il est plus difficile que jamais de construire de nouvelles lignes aériennes en raison de la faible acceptation du public.

La troisième raison est liée à la mise en place de marchés de l'électricité qui ne s'arrêtent pas aux frontières administratives et historiques. Les producteurs, les traders et les consommateurs considèrent le réseau de transport comme une ressource à laquelle ils devraient avoir un accès illimité. Cependant, cette vision peut entrer en conflit avec les considérations de sécurité, sachant que des interruptions de service généralisées (blackouts) sur de longues périodes sont inacceptables dans nos sociétés modernes en raison de leurs coûts économiques et sociaux. Souvent, les acteurs du marché perçoivent la gestion de la fiabilité du système par les GRT comme une contrainte pour leurs activités et une réduction du « bien-être social européen », plutôt que comme un moyen de mettre en œuvre leurs transactions commerciales tout en respectant les limites physiques du système.

Enfin, la dernière raison est que le vieillissement des actifs du réseau nécessite une attention accrue. Une grande partie des actifs des réseaux européens a plus de 50 ans. Leur gestion et leur maintenance dans des systèmes qui doivent fournir un service continu, peuvent devenir extrêmement problématiques et doivent être anticipées lorsqu'un grand nombre d'actifs approchent simultanément de leur fin de vie.

Repenser les fondamentaux du système

Pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement dans ce contexte, les GRT doivent modifier l'architecture du système en envisageant les technologies à courant continu (HVDC). Ils doivent aussi optimiser les systèmes existants par l'ajout de plus en plus de dispositifs spéciaux (tels que des transformateurs déphaseurs, des compensateurs statiques et des systèmes de mesures, de contrôles et de protection avancés) et en tirant parti des flexibilités offertes par ces nouveaux composants de réseaux.

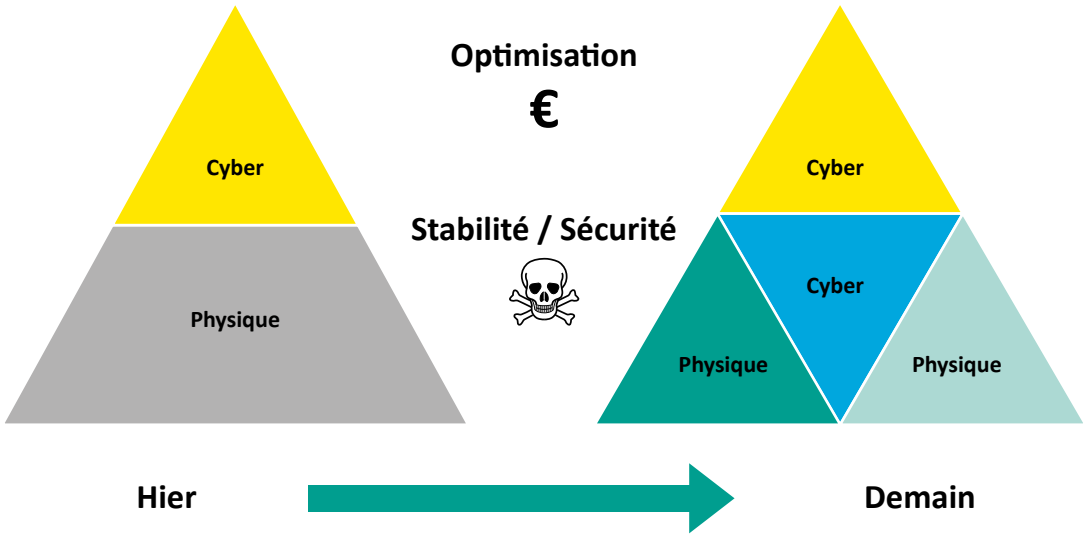
Dans le même temps, la gestion des consommations ou des stockages d'électricité pourraient offrir de nouveaux moyens pour contrôler le système, même si les modèles économiques associés restent encore à clarifier. Dans tous les cas, la manière d'utiliser ces flexibilités nécessitera de repenser les modes d'exploitation historiques qui partaient du principe que les consommations étaient largement des grandeurs aléatoires exogènes incontrôlables et qu'il était impossible de stocker efficacement de l'énergie électrique.

Toute cette évolution transforme plus que jamais, les systèmes électriques en systèmes de systèmes cyber-physiques (CPSoS). La couche « cyber [8] » va jouer un rôle clé dans la fiabilité du système. En effet, de plus en plus de contrôles actifs sont intégrés dans des sous-systèmes qui deviennent « intelligents » et partiellement autonomes. Le comportement du système sera imposé par les interactions entre ces agents « intelligents » pilotés par des logiciels locaux (triangle bleu dans l'illustration) plutôt que par les lois de la pure « physique ».

La couche « cyber » assurant la fiabilité du système doit donc être conçue avec soin en intégrant bien le concept de CPSoS (voir l'exemple dans l'encadré). Il faut être attentif à l'émergence d'éventuels impacts négatifs qui pourraient se produire lorsqu'un niveau critique de pénétration de nouveaux systèmes « intelligents/autonomes » sera atteint. Cela n'est pas facile et les GRT devront savoir spécifier des comportements qui, hier, étaient imposés par les lois de la physique et ne nécessitaient donc aucune spécification mais qui, demain, seront définis par des logiciels dans des contrôles locaux.

7. Soumis à des phénomènes aléatoires
8. Couche basée sur des algorithmes, des logiciels, des ordinateurs et des réseaux de télécommunications (TIC)

TRANSFORMATION DIGITALE DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES



> *Hier, la couche « cyber » était essentiellement utile pour l'optimisation économique du système ; demain, elle assurera aussi de plus en plus la stabilité et la sûreté du système.*

L'EXEMPLE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION « ACTIFS »

La transformation des réseaux de distribution (réseau des derniers kilomètres à faible niveau de tension) en réseaux de distribution « actifs » est un exemple de cette (r)évolution. De plus en plus de petites unités de production ainsi que des batteries électriques sont connectées à ces réseaux. Des programmes tentent d'encourager les consommateurs à adapter leur consommation afin « d'aider » le système. De plus en plus de contrôles sont installés dans les réseaux de distribution, ce qui les transforme en systèmes actifs.

Par le passé, les réseaux de distribution étaient « passifs » : ils réagissaient instantanément aux signaux électriques en suivant les lois de la physique. La quantité d'énergie consommée était stochastique. Mais, par exemple, la relation entre la puissance consommée et l'amplitude de la tension était représentée de manière suffisamment précise par des modèles agrégés simples : généralement, lorsqu'on diminue la tension, la puissance consommée baisse et cela apporte de la robustesse au système.

Demain, l'amplitude de la tension dans les réseaux de distribution sera contrôlable grâce à toute l'électronique de puissance connectée (c'est déjà le cas pour certains appareils). Mais si ces contrôles sont trop rapides, la puissance consommée sera constante et on perdra cette relation fort utile entre la puissance consommée et l'amplitude de la tension. Une conception trop locale des contrôles dans le réseau de distribution ou les appareils consommateurs pourrait avoir un impact négatif sur la stabilité des grands systèmes électriques[9].

9. Contribution of distribution network control to voltage stability: A case study, P. Aristidou, G. Valverde, T. Van Cutsem - IEEE Transactions on Smart Grid (2017)

Quelques défis scientifiques des CPSoS

Certains sujets relatifs aux systèmes électriques présentent des défis de recherche qui nécessitent un effort conjoint des communautés du contrôle, de l'informatique et de l'optimisation.

Le sujet majeur est lié à l'approximation et à la réduction des grands systèmes complexes, qui est une étape obligatoire pour concevoir des stratégies de contrôle efficaces pour les grands systèmes électriques. Un défi de taille est d'introduire des aspects stochastiques dans les méthodes de réduction et d'approximation. Différentes approches ont été proposées cependant il ne semble pas y avoir encore de tentatives d'application de ce type de méthodes avancées aux grands systèmes électriques.

Depuis leur émergence, les systèmes électriques sont de grands systèmes de systèmes, qui ont été pilotés par des systèmes de contrôles hiérarchisés (primaire/secondaire/tertiaire)[10]. Dans le passé et jusqu'à récemment, les contrôles locaux étaient assez simples et la hiérarchie était limitée à deux ou trois niveaux. Aujourd'hui, la transition énergétique pousse vers des productions de plus en plus dispersées et des contrôles distribués avancés. La couche supérieure de contrôle doit être consciente de l'existence des « intelligences » intégrées dans les extrémités des sous-systèmes (*edge*).

Au niveau de la couche supérieure de contrôle, des décisions doivent être prises à l'avance en raison du temps nécessaire à la mise en œuvre de certaines actions. Par exemple, il faut décider au moins huit heures à l'avance si une centrale thermique doit être connectée au réseau ou encore s'il faut reporter des travaux de maintenance qui entraînent la déconnexion de certaines lignes électriques. Il faut aussi fournir en avance une modélisation simplifiée des capacités du réseau aux marchés de l'électricité journaliers et infra journaliers.

Les méthodes d'approximation utilisées dans la couche supérieure de contrôle doivent prendre en compte la dimension « cyber-physique », c'est à dire les systèmes physiques en boucle ouverte (qui ne sont pas équipés de contrôleurs) mais aussi tous les contrôles avancés intégrés, y compris leurs possibles changements de comportements dans des conditions perturbées (commutations). De nouveaux contrôles en boucle fermée (quand le système sera équipé d'un contrôleur) sont et seront donc de plus en plus mis en œuvre pour faire face à l'augmentation des incertitudes due à l'intégration massive de générateurs à base d'énergies renouvelables.

Ces problèmes sont très difficiles à résoudre pour un système de petite taille avec des dynamiques simples et quasi-impossibles pour les grands systèmes électriques. Des approximations doivent donc être réalisées pour résoudre de façon approchée ces problèmes. Mais il serait nécessaire d'avoir quelques garanties (preuves mathématiques) sur les résultats obtenus. Par exemple, la garantie qu'il s'agit d'une approximation « *conservative* », c'est à dire que les décisions « optimales » proposées, conduisent nécessairement à un risque inférieur au risque acceptable. Aujourd'hui, ces décisions sont largement prises « à dire d'experts » qui cherchent de bonnes décisions en s'appuyant assez exclusivement sur des outils de simulation et non des outils d'optimisation.

Partenariat Homme-Machine

Le problème est intrinsèquement très complexe et va continuer à se complexifier. Il faudra donc concevoir des assistants logiciels qui aideront les opérateurs à gérer cette complexité. Le partenariat entre ces assistants et les opérateurs est une question essentielle sur laquelle il est nécessaire d'avoir une réflexion poussée[11].

Un autre aspect important est le contrôle d'une grande population de dispositifs ou d'agents (par exemple : des entités organisationnelles) ayant une autonomie partielle. Des contrats devraient pousser les individus à adapter leurs comportements à certains signaux (incitations, prix). Mais, pour définir ces contrats, il faut pouvoir modéliser en s'appuyant sur la théorie des jeux[12], leur impact sur les comportements des individus afin de préserver le « foisonnement[13] » qui est un avantage historique et naturel des grands systèmes électriques.

10. Un niveau haut de contrôle assez lent fournit des consignes à suivre par un niveau bas de contrôle plus rapide qui s'adapte aux aléas
11. Repenser l'interaction entre l'humain et la machine, Wendy Mackay – Chaire Informatique et sciences numériques du Collège de France (2021-2022)
12. Interaction directe des agents sans organisateur central
13. Pendant le fonctionnement normal du système, les comportements non corrélés ou même anti-corrélés des agents permettent d'avoir des capacités physiques inférieures à la somme des capacités maximales utilisées par n'importe quel agent individuel

Il y a également un risque d'une éventuelle synchronisation de comportements des agents et il faut concevoir des mécanismes pour essayer d'éviter cette synchronisation qui crée des conflits d'accès aux capacités finies des réseaux électriques. Dans les systèmes électriques, des plans de défense ont été conçus historiquement pour gérer ce type de « blocage » mais ils doivent être repensés dans le contexte de la transition énergétique en s'appuyant sur des technologies avancées de l'information et de la communication. La conception de ces nouveaux systèmes de défense n'est pas simple et nécessite la certification de leurs bons fonctionnements dans des conditions dégradées très peu fréquentes.

Pour effectuer cette certification, il est important de s'appuyer sur des approximations pertinentes (le « vrai » problème étant impossible à résoudre) et il faut définir la signification de « pertinent ». Ces approximations doivent dépendre de la question que l'on souhaite traiter. Aucune approximation ne peut être correcte pour répondre à toutes les questions.

Les approches d'apprentissage automatique (*machine learning*) sont très mises en avant aujourd'hui mais en général, ces méthodes ne peuvent fournir aucune garantie de bon fonctionnement. Cependant, elles ont de vrais succès pour certaines applications (traitements d'images et de sons, compréhensions du langage naturel) et elles pourraient être utiles pour « optimiser » le système.

Lorsque l'on veut concevoir une stratégie de contrôle, il faut avoir la garantie que les modélisations utilisées sont causales, c'est-à-dire savoir que telle cause provoque bien tel effet et non l'inverse ou que le modèle ne reflète pas seulement des corrélations parasites. Il est possible d'utiliser des méthodes d'apprentissage automatique si les conséquences d'une erreur ne sont pas dramatiques ou s'il est possible de vérifier par des modèles basés sur les lois de la physique que les décisions proposées ne sont pas dangereuses.

Globalement, il faut d'abord s'interroger sur « comment maintenir l'état du système dans des plages acceptables ». Pour ce faire, il faut avoir des garanties car les risques sont importants : risque pour les personnes ou les biens, explosions, destructions, défaillances en cascade, blackouts, etc. Une fois ces garanties obtenues, il est possible de chercher un point de fonctionnement « optimal » économiquement.

La théorie des systèmes cyber-physiques offre un cadre pour trouver des clés pour nos grands systèmes électriques. La solution viendra sans doute d'un mélange de différentes approches (basées sur la physique et les données) afin de faire face à la complexité croissante induite par la transition énergétique.

Pour aller plus loin

- Ce texte est traduit et adapté du chapitre Energy Systems de l'article **Position paper on the challenges posed by modern applications to cyber-physical systems theory**, Ouvrage collectif - ScienceDirect (2019)
- **Power System Stability and Control,** P. Kundur - McGraw-Hill (1994 - 2e édition à paraitre en 2022)
- **Causality: Models, Reasoning, and Inference,** J. Pearl, Cambridge University Press (2009)
- **The Behavioral Approach to Open and Interconnected Systems,** J. C. Willems - IEEE Control Systems Magazine (vol. 27, no. 6, Dec. 2007)

L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE AU SERVICE DE LA GESTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

© seignettefontan.com / RTE 2016

Vincent LEFIEUX | Émérite, Domaine *Data science* & Intelligence artificielle

La gestion du réseau de transport d'électricité devient plus complexe avec, notamment, l'intégration d'énergies renouvelables variables et la transformation des modes de consommation (voitures électriques, autoconsommation). Si RTE a toujours intégré les mathématiques et l'informatique dans ses processus décisionnels (optimisation du réseau de transport, prévision des flux d'électricité), la gestion de cette complexité grandissante requiert une hybridation toujours plus importante entre physique et méthodes numériques. L'intelligence artificielle, de par ses possibles et sa maturité, présente de nouvelles opportunités.

L'intelligence artificielle (IA) est définie comme *l'ensemble des théories et des techniques développant des programmes informatiques complexes capables de simuler certains traits de l'intelligence humaine (raisonnement, apprentissage)*[1].

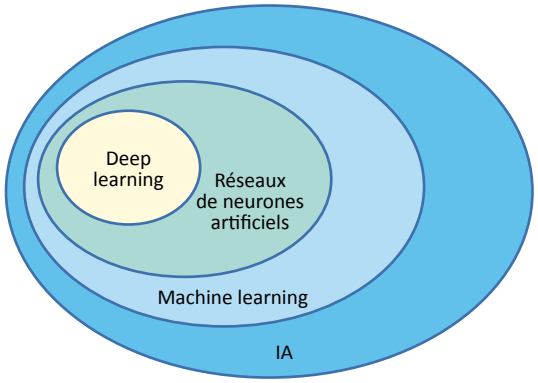
Si la paternité du concept et du terme « intelligence artificielle » sont très discutés, l'importance d'Alan Turing, John McCarthy et Marvin Lee Minsky fait consensus. Turing envisage d'apporter une forme d'intelligence à la machine. De son côté, John McCarthy est le premier à énoncer le terme d'*artifical intelligence* et avec Marvin Minsky, ils sont les principaux organisateurs de la conférence de Dartmouth en 1956 qui érige l'IA comme un champ de recherche autonome.

L'IA, souvent classée parmi les sciences cognitives, est à l'intersection de nombreux domaines, notamment les neurosciences computationnelles, l'informatique ou les mathématiques. Si elle se revendique comme un domaine autonome, l'IA a la particularité d'être transdisciplinaire et de regrouper des talents issus des sciences « dures » mais également de la psychologie, la linguistique, la philosophie et l'anthropologie.

Dès son apparition en 1956, le terme intelligence artificielle suscite un malaise dans la communauté scientifique. On peut lui préférer celui « d'intelligence augmentée » qui intègre la notion d'aide à la décision basée sur les données, au service de l'Homme.

Le *machine learning*

Parmi les méthodes d'IA figurent les systèmes experts[2] et surtout le *machine learning* qui occupe le devant de la scène en ce moment ; cela explique sans doute la confusion fréquente entre IA et *machine learning*. Encore appelé apprentissage statistique ou automatique, le *machine learning* est le champ de l'IA qui a pour objectif de donner la capacité « d'apprendre » à l'ordinateur.



> *IA, machine learning, réseaux de neurones artificiels et deep learning*

Sa spécificité réside dans sa façon de généraliser : contrairement aux modèles physiques ou probabilistes, le *machine learning* ne spécifie pas de règles à priori et tente d'approcher une certaine universalité. Ces méthodes proviennent de multiples domaines : informatique théorique, optimisation, probabilités, statistique, traitement du signal, etc. Cet apprentissage requiert souvent de gros volumes de données.

Il existe plusieurs types d'apprentissage : les plus répandus sont l'apprentissage « supervisé » qui tente de prévoir/classifier et le « non supervisé » qui cherche à détecter d'éventuelles structures (relations). L'apprentissage « par renforcement », en forte visibilité lors de la compétition Google DeepMind Challenge en 2016, consiste pour un agent autonome[3] à apprendre les actions à mener, à partir d'expériences, de manière à optimiser un gain au cours du temps. Enfin on trouve l'apprentissage « par transfert » : il s'agit de s'appuyer sur un apprentissage précédemment mené pour résoudre un problème analogue mais différent.

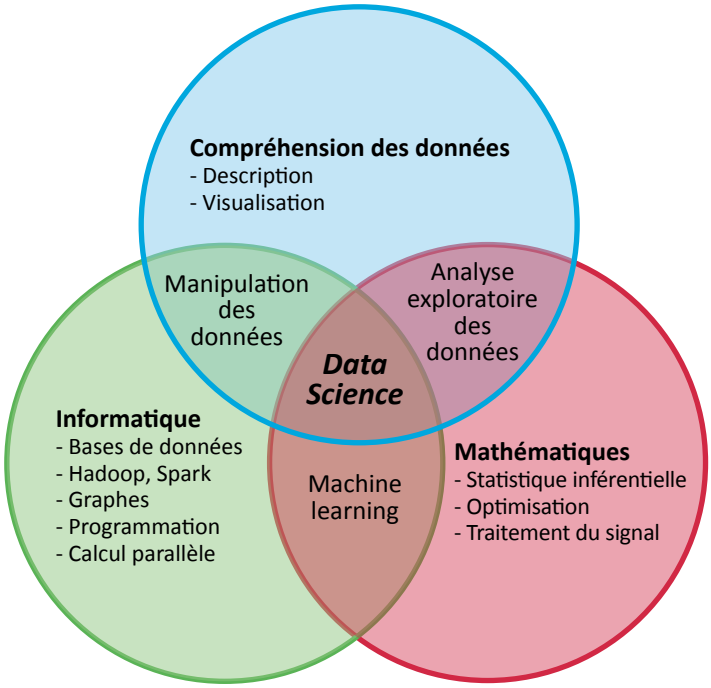
Les réseaux de neurones artificiels

Un des outils de base de l'IA sont les réseaux de neurones artificiels. Inspirés par le fonctionnement des neurones biologiques, ces modèles figurent parmi les plus utilisés dans le monde de la data. Certains réseaux sont spécialisés dans le traitement des images ou des textes (réseaux de neurones convolutifs et récursifs). Avec les réseaux antagonistes génératifs (GAN), on peut également mettre ces réseaux en compétition.

Aujourd'hui les réseaux de neurones artificiels bénéficient de l'apprentissage profond (*deep learning*). Les algorithmes utilisent plusieurs couches d'unités de traitement non-linéaire et effectuent un

1. Définition du Robert, 2000
2. Un système expert se définit par la juxtaposition d'une base de faits, d'une base de règles et d'un moteur d'inférence (de prévision)
3. Système informatique fonctionnant sans l'intervention d'un tiers

LA *DATA SCIENCE*



apprentissage à plusieurs niveaux de détail ou de représentation des données. L'apprentissage profond a grandement amélioré le traitement d'images, de sons et de textes.
Enfin, à toutes ces notions, il faut ajouter le concept de *data science* qui repose sur la compréhension des données (métier), l'informatique (incluant le stockage des données) et les mathématiques.

L'IA aujourd'hui

Après plusieurs hivers liés à des verrous techniques et scientifiques, l'IA jouit aujourd'hui d'une aura exceptionnelle, non seulement dans le monde professionnel, mais également aux yeux du grand public. La médiatisation des réussites de la machine face à l'Homme au jeu d'échec (Kasparov Vs. Deep blue, 1997), au Jeopardy (IBM-Watson, 2011) et au jeu de go (Lee Sedol vs Google-AlphaGo, 2016) a généré de la fascination.

Les moteurs de recherche, les *chatbots*, les assistants vocaux, les bibliothèques d'images intelligentes ont également donné de la visibilité à l'IA. Il existe de nombreux autres exemples d'application. En médecine, l'IA peut apporter une aide au diagnostic de maladies (*via* l'analyse d'images notamment), dans les transports, elle peut faciliter la gestion du trafic et permettre le développement des véhicules autonomes. En matière de sécurité, on fait appel à l'IA pour la reconnaissance faciale.

Si l'image de l'IA est omniprésente, les mythes l'entourant doivent cependant être désacralisés. Elle n'a pas la modernité imaginée : l'IA est en effet le fruit de travaux anciens issus des mathématiques et de l'informatique. C'est l'accroissement des capacités de stockage et des moyens de calcul qui ont rendu possible les réussites récentes.

IA ET *DATA SCIENCE*, LE JEU DES DIFFÉRENCES

Si elles ont beaucoup de points communs, la *data science* se distingue formellement de l'IA :

- Les systèmes experts appartiennent au champ de l'IA, pas à celui de la *data science*.
- Les méthodes d'échantillonnage appartiennent au champ de la *data science*, pas à celui de l'IA.
- Les aspects de préparation et de compréhension des données, explicites dans la *data science*, sont peu embrassés par l'IA.
- La *data science* peut répondre à des études ponctuelles, d'un jour, sans ambition d'automatiser en permanence les processus d'aide à la décision.

Une IA pas toujours performante

L'IA est énergivore et ultraspécialisée. Si la machine parvient à surpasser l'Homme dans des tâches élémentaires, elle ne peut égaler son efficacité et sa pluralité. En outre, elle est énergivore : comme le mentionne Luc Julia, créateur de Siri, le programme Google-AlphaGo requiert 440 000 Wh contre 20 Wh pour le cerveau humain.

Enfin, l'IA n'est pas toujours performante. Les travaux sur le véhicule autonome mettent en lumière certaines difficultés comme la robustesse, c'est-à-dire la capacité à résister à des perturbations. Les algorithmes peuvent également être sujets à des biais d'apprentissage, préjudiciables à la généralisation et pouvant générer des problèmes éthiques. Par ailleurs, certaines problématiques ne peuvent pas être résolues faute de données en quantité suffisante.

Il existe d'ailleurs des axes de recherche autour du *small data* (données en faible quantité), le pendant inverse du *big data* (gros volumes de données). Comme toute technologie, l'IA doit être régulée. Nombreux sont ceux qui souhaitent notamment créer ou améliorer le cadre éthique sur la conservation et l'utilisation des données personnelles *via* l'IA (comme le RGPD[4] par exemple).

L'IA transforme(ra) sans conteste le marché de l'emploi, à l'image du charbon et des robots en leur temps. L'opportunité de réduire certains aspects répétitifs et peu créatifs des emplois ne pourra être saisie sans accompagnement des mutations sociales *via* l'information et la formation professionnelle. Par ailleurs, il existe également des initiatives telles que **AI for good** qui vise à mettre l'IA au service de l'innovation sociale (environnement, santé, éducation) de manière concrète.

UNE STRATÉGIE FRANÇAISE OFFENSIVE

La France a affirmé en 2018 son ambition d'être un pays leader dans l'intelligence artificielle dans sa stratégie nommée AI for humanity. Les engagements de cette stratégie sont les suivants :

- **Miser sur les talents :** Valoriser et amplifier l'expertise nationale existante (nombreux chercheurs et ingénieurs français, installation de laboratoires en France : Facebook, Google, Huawei, IBM) en dotant la recherche de moyens de calculs supplémentaires (ex : 10 petaflops pour l'Institut du Développement et des Ressources en Informatique Scientifique) et en créant des chaires (coordonnées par l'Institut National de Recherche en Sciences et Technologies du Numérique), des Instituts de Recherche Technologique (IRT), des centres interdisciplinaires (3IA), etc.
- **Rassembler les forces :** Mieux exploiter les bases de données centralisées présentes en France pour créer de l'innovation et la diffuser.
- **Poser un cadre éthique :** Créer un groupe international d'experts en IA, sur le modèle du GIEC.

Ce volontarisme politique transpartisan est propice aux transferts de connaissances entre centres de recherche (publics et privés), grandes entreprises et start-ups, et à la formation de compétences expertes en IA. L'écosystème français comprend notamment le hub France IA, les IRT et les laboratoires 3IA (Instituts Interdisciplinaires d'Intelligence Artificielle).

4. Règlement Général sur la Protection des Données

L'IA pour RTE

Les mathématiques appliquées sont historiquement utilisées à RTE pour les prévisions de la consommation électrique, des productions d'EnR ou encore pour l'optimisation du réseau. Dans la continuité, l'entreprise développe des solutions d'IA dans le cadre de l'exploitation et des études *data science*. L'objectif est d'exploiter pleinement les opportunités technologiques qu'offre aujourd'hui une IA mature.

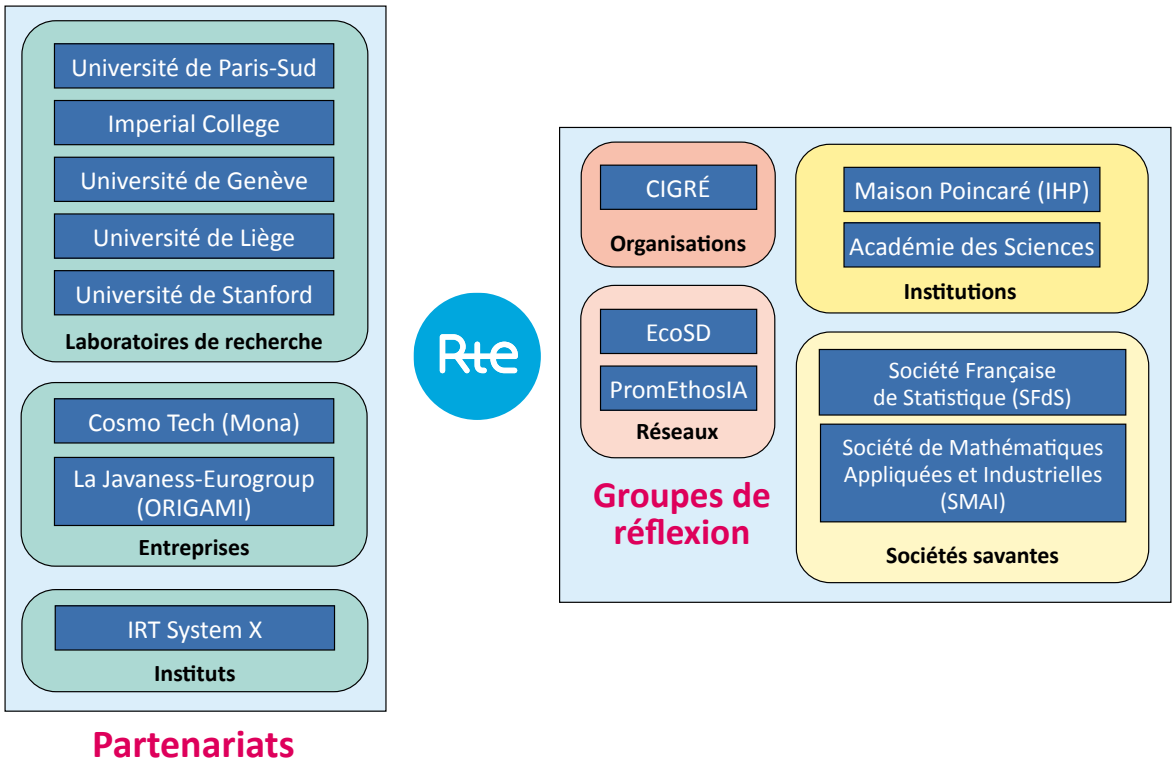
L'informatique distingue des actions « d'automatisation » (des systèmes qui réalisent des tâches basiques et/ou pénibles avec une rapidité plus importante que l'Homme) des actions « d'augmentation » (des systèmes qui accroissent la réflexion de l'Homme). Il est important de choisir le niveau d'automatisation et d'augmentation de la solution en fonction de la complexité et de la spécificité du problème.

Répondre aux besoins métiers

Les métiers sont confrontés à une complexité grandissante et actuellement plusieurs actions « d'augmentation » sont en cours. Sur l'exploitation du système électrique, des algorithmes d'IA pour les études de sécurité d'exploitation et l'hypervision (la centralisation des outils de supervision), sont déjà développés par RTE (en partie *via* des thèses et des partenariats académiques) et seront intégrés dans les outils du futur. Ajoutons que RTE organise aussi des challenges pour capter des solutions innovantes et des collaborations potentielles.

Pour mener à bien les études de développement de réseau, il est nécessaire de simuler de nombreuses situations, générant de gros volumes de données, temporellement et spatialement (projet **imaGrid**). Afin de permettre l'interprétation de ces sorties et la captation de déterminants, RTE s'appuie sur des briques IA, notamment des réseaux de neurones (projet **ORIGAMI**). En amont de ces simulations, il faut définir des hypothèses de travail les plus vraisemblables ; à cette fin un module complémentaire d'acquisition d'informations (sources documentaires internes, web) est développé à l'aide du traitement IA du langage naturel. Ce module d'extraction d'informations devrait être facilement transposable au bilan prévisionnel et aux études de concertation.

PRINCIPALES RELATIONS DE RTE SUR LES THÉMATIQUES *DATA SCIENCE* - IA



En matière de gestion des actifs, l'IA, dans son acception *data science* et intelligence artificielle, a des apports dans plusieurs domaines comme la détection de défauts matériels. Actuellement, une expérimentation est menée pour identifier des défauts lignes à partir d'images prises par des drones. Pour la maintenance prédictive, la palette des modèles permettant de traiter ces questions est large, allant des modèles de durée jusqu'au *machine learning*.
On peut également signaler qu'un jumeau numérique - une réplique numérique du système physique - utilisé pour la gestion des actifs dispose de briques IA pour réduire la dimension des simulations.

Pour la Maintenance, on peut aussi envisager l'automatisation des avis de maintenance et de la planification des interventions (grâce à la concentration d'informations dans les salles H24). Il existe également des usages potentiels pour les fonctions support : cybersécurité, appui aux trajectoires budgétaires pour le contrôle de gestion, synthèses de documents d'audit, etc.

Des enjeux techniques et fonctionnels

Pour RTE, il est nécessaire d'identifier les besoins métier et d'étudier les apports potentiels de l'IA mais cette démarche doit se faire en veillant à adopter des solutions IA uniquement lorsque les gains espérés supplantent ceux d'autres méthodes candidates.

Pour tous les projets, il est également important d'inclure les questions génériques : causalité, explicabilité, interprétabilité, robustesse, biais d'apprentissage et éthique.

Il faut favoriser l'hybridation des modèles IA avec des connaissances et des méthodes issues des métiers et d'autres champs disciplinaires : physique, économie, etc. La multidisciplinarité est une clé de réussite dans de nombreux projets tout comme le renforcement des passerelles avec les autres domaines d'expertise (des liens existent déjà avec la météorologie et la climatologie par exemple).

Enfin, il est essentiel de travailler sur l'acceptabilité des solutions IA par les salariés, ainsi que le maintien et le développement des compétences face à des outils d'aide à la décision toujours plus puissants et qui peuvent faire peur.

Données, partage et diffusion

L'IA requiert beaucoup de données pour extraire de l'information et permettre d'accroitre ainsi les connaissances des utilisateurs. Il est donc nécessaire de disposer de données en nombre et de qualité (accessibilité réduite à certaines bases de données, erreurs de saisies), labellisées ou non.

Enfin, il est important de privilégier les solutions *open source*, propices aux échanges avec l'externe (monde de l'IA, autres gestionnaires de réseaux de transport).

Pour répondre à ses missions afférentes au système électrique français, RTE a pour enjeu d'intégrer au mieux les recherches issues de champs disciplinaires variés dans ses outils d'aide à la décision. L'IA présente de nombreuses opportunités mais requiert aussi une technicité issue la plupart du temps de domaines transverses tels que le traitement d'images et de textes.

En s'appuyant sur l'écosystème IA français et international, RTE transfère à ses problématiques, des connaissances théoriques et des pratiques opérationnelles.

Pour aller plus loin

- **The elements of statistical learning. Data mining, inference, and prediction,** T. Hastie, R. Tibshirani et J. Friedman - Springer (2e édition, 2008)
- **Intelligence artificielle,** S. Russel et P. Norvig - Pearson (3e édition, 2010)
- **L'intelligence artificielle n'existe pas,** L. Julia - First (2019)

LE STOCKAGE D'ÉNERGIE : QUELLE CONTRIBUTION À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ?

Claire LAJOIE-MAZENC | Conseillère Scientifique

Le stockage d'énergie bénéficie depuis quelques années d'un engouement extraordinaire et apparaît souvent comme la solution miracle et indispensable à la transition énergétique, au regard de la variabilité des productions éoliennes et solaires. Leur développement n'est cependant pas simple, même s'il ne fait aucun doute que la disponibilité des systèmes de stockage sera un outil de flexibilité important dans les systèmes énergétiques de demain.

Pour RTE, il est essentiel de bien connaître les technologies permettant le stockage d'énergie et leurs caractéristiques afin de savoir les intégrer et de promouvoir leur utilisation à chaque fois qu'elles se révèlent favorables pour la transition énergétique.

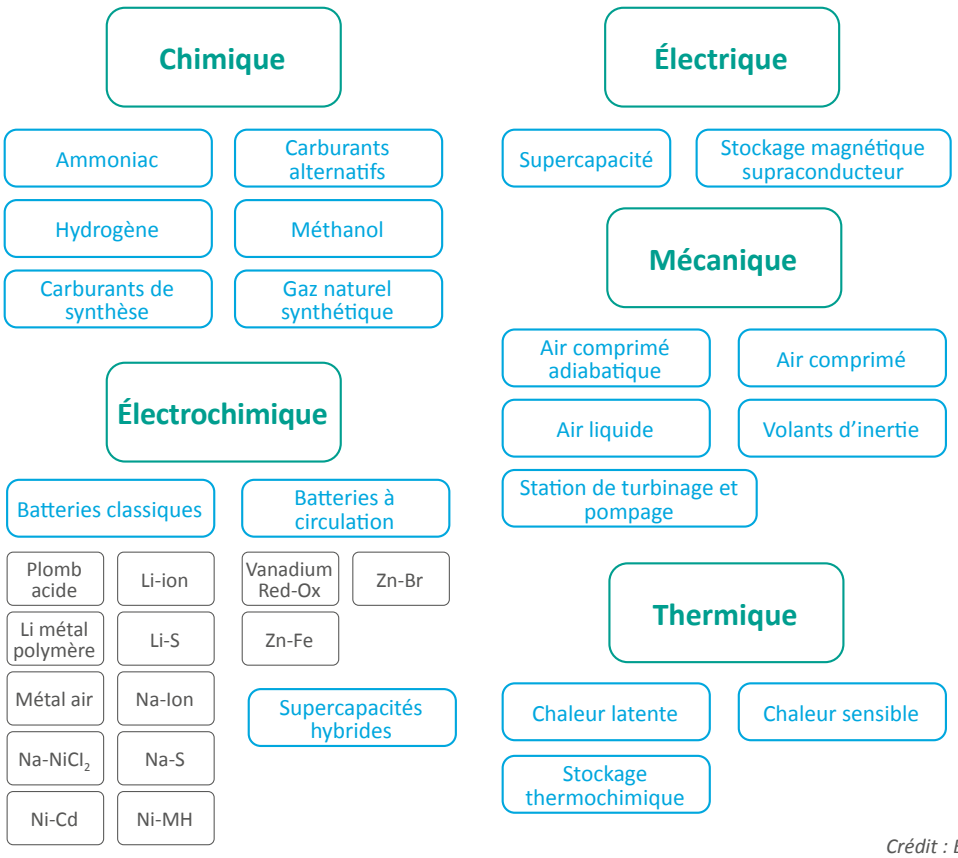
Le mot stockage est couramment utilisé mais il englobe une réalité finalement mal connue et peu comprise. Le stockage couvre en effet un panel très large et évolutif de technologies et de services.

Les deux technologies de stockage les plus présentes depuis quelques décennies sont les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui représentent en France près de 200 GWh de capacité, et le stockage thermique. Ce dernier, par l'intermédiaire de l'asservissement tarifaire[1] des chauffe-eau sanitaires, reste en France le premier levier de flexibilité journalier.

Mais l'actualité fait beaucoup écho au développement d'une troisième technologie : le stockage électrochimique par batterie, du fait des impressionnants progrès de la technologie Lithium ion (Li-ion).

Toutes les technologies de batteries sont basées sur le principe d'un déplacement réversible d'ions entre deux électrodes au travers d'un électrolyte et d'un séparateur. Les différentes technologies se distinguent entre elles par la nature de leurs composants. Elle influe directement sur leurs performances : densité d'énergie volumique et massique, tension unitaire, sécurité (risque d'emballement thermique et inflammabilité des électrolytes organiques) mais également sur la température de fonctionnement, le taux d'auto-décharge, la dynamique de charge et de décharge ou encore la cyclabilité.

TYPOLOGIE ET PRINCIPALES FAMILLES DE STOCKAGE



Crédit : EASE (2021)

1. *Pilotage de la mise en route des chauffe-eau sanitaires aux « heures creuses »*

Le Lithium ion, une technologie polyvalente

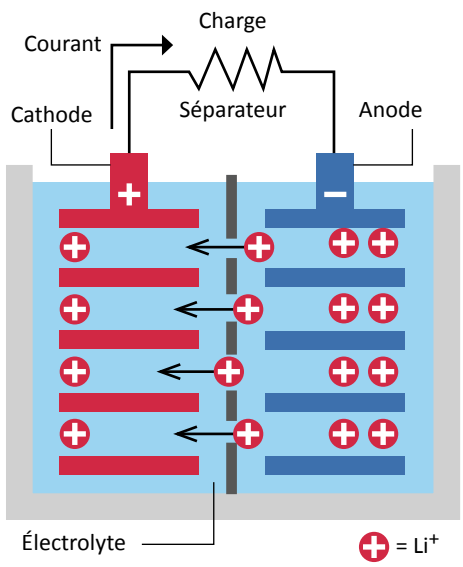
Les batteries Lithium ion représentent aujourd'hui la famille de technologie dominante du fait de ses performances qui lui confèrent une très grande polyvalence. Cette polyvalence lui permet de répondre à une très large gamme d'usages : des véhicules électriques aux usages domestiques en passant par les systèmes de stockage stationnaires de toutes tailles, par simple combinaison des « briques de base ». On peut combiner cellules[2] et modules (incluant le système de gestion appelé *Battery Management System - BMS)* auxquels viennent s'adjoindre, selon l'application, des convertisseurs, transformateurs, système de refroidissement, système de gestion du risque incendie et gestionnaire d'énergie plus ou moins sophistiqués.

Le volume et le coût de ces systèmes - bien qu'en baisse impressionnante ces 15 dernières années - les limitent néanmoins à des usages de quelques heures (1 à 6 heures maximum en pratique). Une erreur souvent commise est de « restreindre » la vision d'un système de stockage stationnaire à ses seuls modules électrochimiques. En fait, ce sont bien les caractéristiques du système complet qu'il faut intégrer : rendement (de l'ordre de 80 % pour un cycle charge-décharge vu du réseau), encombrement, coût complet (les modules représentent entre 30 et 45 % des coûts selon le niveau de raccordement), etc.

Les services du stockage stationnaire

Historiquement, le stockage d'énergie permettait de lisser le besoin de production. Cela permettait de réduire la pointe de consommation et ainsi d'éviter la construction de centrales et le recours aux énergies les plus carbonées. En reportant la consommation aux heures creuses, on évitait d'arrêter des groupes nucléaires pour quelques heures, économisant des redémarrages coûteux. C'était donc des services globaux de type Équilibre Offre Demande (EOD), au travers des services d'arbitrage (fourni par les STEP) et de gestion intelligente de la demande domestique (par le pilotage tarifaire de l'eau chaude sanitaire).

Avec le développement des systèmes de stockage plus modulaires et au temps de réaction plus rapide, de nouvelles possibilités sont apparues, tant au niveau de fonctions globales que de fonctions locales. Les fonctions globales peuvent être assurées quelle que soit la localisation du stockage sur le réseau,



> Principe de fonctionnement d'une batterie électrochimique Li-ion

comme le réglage de fréquence. Les fonctions locales, comme la gestion de congestion[3] ou le réglage de la tension, nécessitent une localisation précise.

La plupart des services rendus par le stockage électrochimique est lié à de la flexibilité intra journalière. Entrent dans cette catégorie aussi bien les besoins de puissance liés aux services système, que les besoins de déplacement d'énergie pour adapter les profils de production solaire (centrée sur le milieu de journée) aux besoins des consommateurs (centrés sur le début de soirée).

Très logiquement, les études[4] ont montré que ces besoins seraient plus importants dans les scénarios de développement massif de production solaire. À noter cependant, que ces besoins peuvent être couverts également par d'autres leviers (pilotage de la demande), donc que le développement effectif de ces systèmes de stockage dépendra de leur compétitivité.

Par ailleurs, le développement des productions renouvelables et la réduction de la part des moyens de production pilotables vont induire des besoins de flexibilité à des horizons plus longs : hebdomadaires et saisonniers pour pallier des variations ou absences de vent ainsi que les faibles productions solaires en hiver. De nouvelles solutions devront alors trouver leur place, notamment *via* des couplages de vecteurs énergétiques électricité/gaz/chaleur.

2. *Une cellule est un empilement de systèmes de base « électrodes/électrolyte » qui, connectée à d'autres cellules et équipée de BMS, constitue un module*
3. *Congestion d'ouvrage : les ouvrages aériens et souterrains sont conçus pour être exploités à une puissance maximale. Lorsque les flux d'énergie dépassent cette valeur, ils doivent être écrêtés. Le stockage localisé permet alors de ne pas perdre cette énergie et de la transmettre - aux pertes près - lorsque la liaison a de nouveau la capacité de la faire transiter.*
4. **Futurs énergétiques 2050** *(février 2022)*

SERVICES POUVANT ÊTRE RENDUS PAR LE STOCKAGE

Système	Systèmes Interconnectés				off-grid / Réseau faible
Chaîne de valeur	Production	Réseau (transport & distribution)	Équilibre Offre / Demande	Behind-the-meter	
Acteur	Exploitant ENR	Gestionnaire de réseau électrique (TSO et DSO)	Acteur de marché	Consommateur	Consommateur
Application	Optimisation du profil de production ENR	Service aux gestionnaires de réseaux électriques • Pour gérer les déséquilibres à court terme • Pour éviter ou repousser des investissements dans le réseau	Arbitrage temporel sur les marchés Valorisation sur les marchés de capacité	Optimisation du profil de production ENR - *lié à l'autoconsommation* Optimisation du profil de conso à la maille du consommateur Sécurité / continuité d'approvisionnement	Sécurité /continuité d'approvisionnement Optimisation du profil de production ENR

Crédit : Analyse E-Cube Strategy Consultants pour le Comité de prospective de la CRÉ

DE L'INTÉRÊT ET DE LA DIFFICULTÉ DU MULTISERVICE

Chacun des différents services générant rarement des revenus suffisants pour une installation de stockage industrielle, un empilement des valeurs est souvent demandé par combinaison de plusieurs services. Si c'est théoriquement possible, cela génère en pratique de vraies difficultés techniques. En effet, pour pouvoir rendre un service à un moment donné, il faut que l'état de charge de la batterie soit à un niveau particulier qui doit avoir été préparé en amont par des charges ou décharges adaptées.

Par ailleurs, le multiservice soulève des questions de principe contractuelles car il faut pouvoir prévoir et gérer les priorités de ces services qui peuvent être antinomiques. Par exemple, concernant une installation rémunérée pour une gestion de congestion pour laquelle on souhaite également proposer du réglage de fréquence, que faire en cas de conflit entre ces deux services ? Accepte-t-on que le réglage de fréquence puisse parfois ne pas être opérant ?

Il est important de pouvoir mettre en place du multiservice pour permettre une rémunération suffisante de ces installations de stockage qui restent coûteuses. Mais celui-ci doit avoir été étudié soigneusement en amont en prévoyant toutes les situations de besoins de services souhaités. Par ailleurs, il est nécessaire d'avoir combiné ces situations à la capacité du réseau à transiter localement les flux nécessaires aux charges et décharges, tant pour fournir ces services que pour préparer la batterie à pouvoir les fournir.

LA SÉCURITÉ : UN ENJEU CAPITAL

La sécurité des systèmes de stockage est et doit rester un sujet majeur. Le principe étant de condenser le maximum d'énergie en un minimum de volume, toute libération de cette énergie non maîtrisée génère des risques importants !
En ce qui concerne les batteries, la technologie Li-ion présente aujourd'hui un triple risque :

- Emballement thermique, notamment si la charge est mal maîtrisée
- Incendie violent du fait d'un électrolyte organique
- Explosion liée à un dégagement de gaz lors du mécanisme de dégradation

Ces risques doivent être bien identifiés et gérés par une qualité de fabrication et des dispositifs de gestion adaptés. Les instances de normalisation commencent à se saisir du sujet devant la multiplication des incendies et accidents à travers le monde.

Prendre en compte l'impact environnemental du stockage

Le stockage d'énergie est l'un des leviers qui permet d'accompagner le développement des moyens de production non pilotables et de créer de véritables couplages énergétiques entre les réseaux électriques, de gaz ou de chaleur (réversibles ou non). Ces couplages permettent d'accélérer la décarbonation de l'énergie sur le principe « décarboner ce qui peut l'être, convertir le reste ». Ainsi, l'électrification de la mobilité - en majeure partie grâce aux batteries - est un « choix sans regret » (au moins dans les pays où la production d'électricité est fortement décarbonée).

S'assurer que les bénéfices soient supérieurs aux impacts

Sur le plan environnemental, les systèmes de stockage eux-mêmes induisent des impacts du fait des matériaux utilisés, de l'énergie nécessaire pour les fabriquer et des pertes liées à leur fonctionnement. Il faut donc s'assurer que les bénéfices sont supérieurs aux impacts, ou *a minima* aux impacts des solutions alternatives, ce qui est rarement fait. Concernant les batteries, des études commencent néanmoins à mieux cerner ces impacts, que ce soit au niveau de la connaissance de l'empreinte environnementale des cellules elles-mêmes ou des systèmes stationnaires complets.

Au sein de RTE, le projet **RINGO**[5] a permis de conduire des analyses du cycle de vie en début de conception des systèmes afin d'identifier les impacts majeurs et de proposer des évolutions de conception pour réduire l'empreinte environnementale des systèmes de stockage. Ces études ont également permis d'évaluer l'émission de gaz à effet de serre de l'énergie restituée à un niveau d'environ 150 grammes de CO2eq/ kWh, soit nettement moins que la production des moyens de pointe les plus carbonés (gaz à 450 g, charbon à environ 1000 g) mais plus que le mix moyen français (environ 50 g) ! Ce résultat qui peut paraître surprenant s'explique par l'utilisation d'une énergie carbonée pour l'extraction des ressources et la fabrication des modules et des autres composants du système ainsi que par les pertes générées en exploitation.

Par ailleurs, les études réalisées par RTE dans le cadre du rapport **Futurs Energétiques 2050**, ont répertorié des points de vigilance concernant l'approvisionnement en ressources minérales pour la transition énergétique et plus particulièrement pour les batteries : lithium, cobalt et nickel mais également cuivre et dans une moindre mesure aluminium.

La Commission européenne s'est saisie très vite de cette question avec un projet de règlement visant à « verdir » la fabrication et la fin de vie des batteries. Ainsi, en 2030, les batteries mises sur le marché devront respecter un taux minimal de contenu recyclé[6] ; ces valeurs seront augmentées en 2035. Si elles peuvent paraître encore faibles, c'est néanmoins un exemple rare d'exigences environnementales accompagnant le développement d'une technologie.

5. **RINGO** *vise à expérimenter l'utilisation d'un système de gestion de congestion à base d'un nouvel automatisme à deux niveaux et de trois systèmes de stockage stationnaires*
6. *12 % de cobalt, 85 % de plomb, 4 % de lithium, 4 % de nickel*

Comprendre et intégrer le stockage pour la transition énergétique et écologique

Le Paquet « énergie propre » européen a précisé, en 2019, la définition du stockage d'énergie et a très strictement limité la possibilité pour les acteurs du secteur régulé de posséder et exploiter des systèmes de stockage. Pour autant, RTE reste très concerné par le stockage d'énergie à plusieurs titres : pour le raccordement, l'intégration dans les marchés, l'étude de nouvelles opportunités et l'expérimentation de nouvelles solutions, ainsi que dans les études prospectives.

Le stockage présente la particularité d'être à la fois un consommateur et un producteur, avec de plus, un stock d'énergie limité et qui peut être combiné ou non à une installation client producteur ou consommateur. Il a donc été nécessaire d'adapter les règles et exigences tant pour le raccordement aux réseaux que pour l'accès aux marchés. Il faut ainsi s'assurer, d'une part de la non perturbation des autres clients du réseau et d'autre part de la bonne capacité d'assurer les services système. Pour cela, des études ont été conduites tant au niveau européen que français.

Des possibilités de nouveaux services

Les caractéristiques des systèmes par batteries (modularité, souplesse de localisation, temps de réaction de l'ordre de la milliseconde) permettent en outre d'imaginer des services nouveaux comme la gestion de congestion ou une contribution au *grid forming* (voir dossier sur le fonctionnement dynamique des réseaux).

De nouveaux services restent à imaginer ou tester, comme le soutien de fréquence pour le passage des « heures rondes » (lorsque le changement des plans de production aux changements de créneaux des marchés génère toutes les heures des perturbations significatives de la fréquence). Enfin, les travaux de prospective qui éclairent les futurs possibles, doivent intégrer les nouvelles possibilités offertes et leurs caractéristiques techniques, économiques et environnementales, ainsi que l'impact de leur développement.

Aujourd'hui, les systèmes de stockage pris en compte concernent essentiellement la technologie Li-ion pour des durées d'une heure (adaptées aux services système) ou 4 heures (pour de la congestion ou de l'EOD journalier).

À l'horizon 2050, les technologies et leurs coûts auront évolué, ce qui doit conduire à une veille régulière pour intégrer ces évolutions et nouvelles possibilités, notamment en ce qui concerne le stockage de moyenne (hebdomadaire) et longue durée (mensuelle ou saisonnière). D'ores et déjà, de nombreuses recherches sont menées sur le développement de batteries dites « tout solide », ayant un net avantage sécuritaire. L'évolution des coûts des batteries, qui est un paramètre très sensible dans un contexte de concurrence, est en revanche incertain : si de nombreux cabinets spécialisés s'avancent sur une baisse régulière de ces coûts, la criticité des ressources peut également conduire à leur stagnation voire à leur augmentation.

ET LE VÉHICULE ÉLECTRIQUE ?

Le véhicule électrique est sans doute le meilleur exemple de décarbonation du système énergétique par électrification. Il crée un couplage nouveau entre le secteur de la mobilité et les réseaux électriques et a donc fait l'objet d'études prospectives pour s'assurer de la capacité du système électrique à supporter ces nouveaux usages.

Une étude[7] réalisée en 2019 par RTE a mis en évidence l'absence de difficultés majeures, tant au niveau de l'énergie nécessaire (quelques dizaines de TWh à l'horizon 2035, soit un dixième de la consommation), que des pointes de puissance (environ 6 GW), qui sont absorbables car faibles devant la consommation globale.

La mise en place d'un pilotage de ces recharges- y compris par des dispositifs simples de type tarifaire- permet, en lissant la pointe, de générer des économies substantielles (de l'ordre d'un milliard d'euros/an) en réduisant le recours aux énergies les plus carbonées et à la construction de centrales de pointe.

Le raisonnement a également été poussé plus en avant : moyennant la mise en place de dispositifs de connexion réversibles, il est théoriquement et techniquement possible de réinjecter sur le réseau (de la maison, d'un bâtiment ou le réseau général) l'électricité stockée dans la batterie du véhicule : c'est le principe du *Vehicle to Home (V2H), Vehicle to Building (V2B)* ou *Vehicle to Grid (V2G)*. Ces fonctionnalités permettraient de doubler l'énergie déplacée mais leur valeur est bien moindre. De plus, cela n'intègre pas les contraintes et réticences des usagers de ces véhicules utilisés alors en stockage domestique, l'usure prématurée que cela peut générer pour la batterie du véhicule et surtout l'empreinte environnementale des dispositifs complémentaires nécessaires pour assurer cette réversibilité.

Par ailleurs, l'étude de l'insertion de RTE qui se focalise sur les questions d'équilibre offre demande, a été complétée par une étude conjointe Enedis- RTE[8] concernant les besoins de l'infrastructure des réseaux et des dispositifs de recharge liés à la mobilité longue distance sur autoroute. Cette étude confirme la vision rassurante d'investissements importants mais gérables, avec néanmoins des pointes dans les scénarios hauts sur les aires d'autoroutes les plus sollicitées de 40 MW pour 200 bornes de recharge, à l'horizon 2035. Il faudra cependant surveiller l'évolution des technologies et l'augmentation des puissances pour réduire le temps de recharge (pris comme hypothèse à 30 minutes).

Pour aller plus loin

- **Stockage électrochimique : revue des technologies émergentes -** Revue de l'électricité et de l'électronique (2018)
- **Empreinte environnementale des batteries insérées dans un système électrique mature -** Revue de l'électricité et de l'électronique (2018)
- **Batteries Europe, Strategic research agenda for batteries -** Commission européenne, European Technology and Innovation Platform on batteries (2020)
- **Energy storage applications summary,** Rapport - EASE (2020)
- **Smart Sector Integration, towards an EU System of Systems, Position Paper -** European Technology and Innovation Platform Smart Network for Energy Transition (2021)
- **Study on energy storage - Contribution to the security of the electricity supply in Europe -** Commission européenne (2020)

7. Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique (mai 2019)
8. Les besoins électriques de la mobilité longue distance sur autoroute (juillet 2021)

ÉCONOMIE DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES : TENDRE VERS UNE VISION SYSTÉMIQUE

© seignettelafontan.com / RTE 2015

Marc LE DU | Émérite, Domaine Économie des systèmes énergétiques

Le système électrique français s'inscrit dans un ensemble plus vaste, géographiquement puisqu'il est interconnecté avec ses voisins, mais aussi de plus en plus en interaction avec d'autres systèmes énergétiques : gaz, hydrogène, chaleur, etc.

Pour appréhender le futur du système électrique, il faut donc le positionner dans l'ensemble du système énergétique et comprendre comment les différents vecteurs s'articuleront à la maille européenne. Cette compréhension permettra à RTE de pouvoir anticiper ses besoins, tant sur le plan de la gestion de ses infrastructures que sur son rôle en matière d'équilibre du système électrique.

L'économie des systèmes énergétiques porte une vision systémique, allant au-delà des aspects monétaires et financiers. Elle s'intéresse aux impacts environnementaux, aux questions sociétales pour dépasser la valorisation « classique » et mettre en avant l'ensemble des indicateurs de décision.

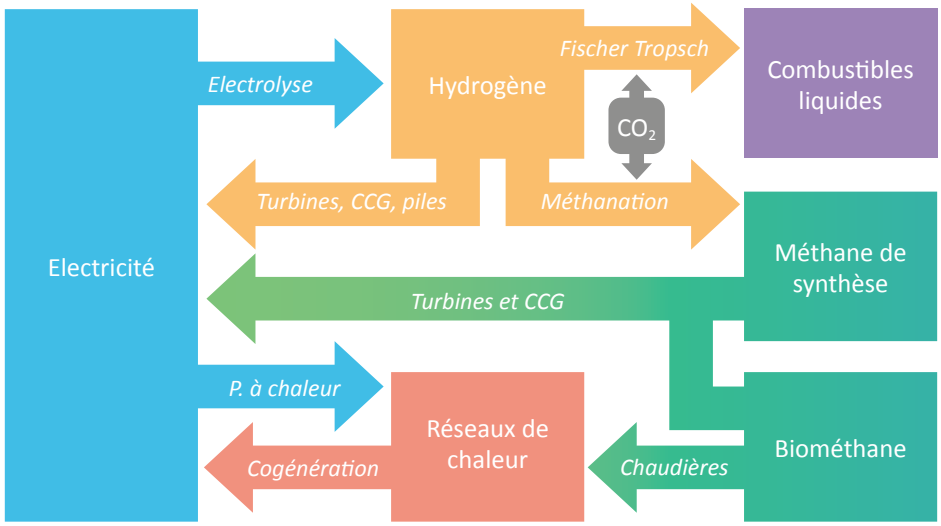
Étymologiquement le terme « économie » signifie « l'administration de la maison ». À titre individuel, le terme désigne aussi bien le comportement conduisant à limiter des dépenses, que l'épargne à laquelle conduit ce comportement. Au sens courant, l'économie rassemble l'ensemble des activités d'une collectivité humaine relatives à la production, la distribution et la consommation des biens et services[1]. Il y a presque autant de branches de l'économie que de biens et services : économie de la culture, de l'industrie, de l'agriculture, etc. Ce sens collectif de l'économie a cependant en commun avec le sens individuel, l'idée d'optimisation, de rationalité dans l'utilisation de moyens permettant d'atteindre la fourniture des biens et services visés.

En d'autres termes, l'économie des systèmes énergétiques traite de l'organisation « rationnelle » mise en place pour offrir un service énergétique. Vu du système électrique, elle couvre la chaîne classique : production, transport, distribution et consommation, à laquelle on peut ajouter le stockage et les flexibilités en développement.

Mais il faut prendre en considération plusieurs éléments. La définition de l'économie intègre le volet consommation de l'activité, c'est-à-dire les usages de l'énergie. Ils sont au cœur d'éléments essentiels de l'évolution des systèmes énergétiques : transferts de vecteurs (par exemple pour sortir des énergies fossiles), sobriété, efficacité énergétique ou encore flexibilité de la consommation.

L'économie traite également de l'organisation du système (activités de la collectivité humaine) et pas uniquement du « combien ça coûte ». Il ne s'agit donc pas de réduire l'économie à des euros, même si la recherche de la minimisation du coût ou de la maximisation du profit est souvent au cœur de l'activité. D'autres contraintes (sociales, environnementales, sociétales) pèsent sur le système et il convient de les intégrer aux analyses[2]. Même si

Principales interactions entre électricité et autres vecteurs énergétiques à l'horizon de la neutralité carbone



1. *Dans certaines définitions, le terme de « biens et services » est remplacé par « richesses »*
2. *L'association habituelle « économie = euros » pousse d'ailleurs souvent à monétariser la contrainte, par exemple en affectant un coût ou un prix à une tonne de CO2, à un MWh de « défaillance », etc.*

la seule finalité était de savoir « combien ça coûte », il conviendrait de savoir « comment ça marche ».

Enfin, s'il est possible d'analyser l'économie du seul système électrique, l'extension aux systèmes énergétiques semble nécessaire en raison des perspectives de couplages entre systèmes (hydrogène et combustibles de synthèse s'appuyant sur le système électrique, besoin éventuel de flexibilités du système électrique apportées par d'autres vecteurs énergétiques). À ce stade, ces perspectives sont plutôt des prospectives mais c'est bien leur analyse économique (au sens des organisations qu'elles impliquent) qui permettra de se faire un avis critique sur leur réalisme.

Le poids des choix politiques dans l'évolution des systèmes énergétiques

L'économie des systèmes énergétiques en France ne peut s'affranchir du cadre défini par les politiques énergétiques. Pour les secteurs de l'électricité et du gaz, il convient de distinguer les périodes des grands monopoles nationaux d'EDF et GDF, la période de libéralisation européenne des marchés de l'énergie (début des années 2000) et la période de nécessaire transition énergétique qui s'ouvre.

La période monopolistique a été marquée par l'empreinte de Marcel Boiteux[3]. Il a notamment mis en place les principes de tarification de l'électricité, visant à l'élaboration de choix rationnels des décisions d'investissements. Cette politique reposait notamment sur la vente au coût marginal, l'actualisation et la maximisation des bénéfices. Les choix d'investissement sur cette période ont par ailleurs été dirigés par la volonté politique de développer le parc électronucléaire français (plan Messmer lancé en 1974).

La période de libéralisation des marchés de l'énergie a conduit à modifier profondément l'organisation des secteurs du gaz et de l'électricité, sous l'impulsion de l'Europe qui souhaitait étendre le champ du marché commun à celui de l'énergie, à défaut d'intervenir dans les politiques énergétiques nationales côté production d'électricité. Cette période a vu notamment l'extension de la maille d'exploitation du parc de production au-delà des frontières nationales, en utilisant les capacités des réseaux d'interconnexion. C'est également la période où les centrales à Cycle Combiné à Gaz (CCG) se sont imposées comme une technologie de production majeure.

Enfin, c'est à cette période que se sont développés les énergies renouvelables éoliennes et photovoltaïques, les technologies numériques, les véhicules électriques ou encore les batteries. Promesses de nouvelles productions, de nouveaux usages de l'électricité, de nouveaux besoins et de nouvelles possibilités de flexibilités.

La période qui s'ouvre est marquée par le changement climatique et la nécessaire transition énergétique, encadrée par les politiques « climat énergie » visant à réduire et même neutraliser nos émissions de gaz à effet de serre. Ces stratégies de neutralité carbone se traduisent par des formes de planification énergétique d'ici à 2050 ou par des contraintes fortes imposées au système. Au-delà des seuls impacts sur le climat, ces politiques interrogent également l'empreinte environnementale et sociétale associée aux systèmes énergétiques.

Les orientations française et européenne de neutralité carbone

En France, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)[4] repose sur deux piliers. Le premier concerne la réduction de la consommation énergétique française d'environ 50 %, passant d'environ 1 800 TWh/an à environ 900 TWh/an (toutes énergies confondues) sous l'effet de mesures de sobriété et d'efficacité énergétique. Le deuxième pilier concerne l'affichage d'un bilan énergétique national globalement neutre : la consommation finale doit être alimentée par des productions nationales.

Ce deuxième pilier est particulièrement structurant puisqu'il impose une diminution drastique de la part des combustibles gazeux (gaz naturel) et des

3. Directeur Général d'EDF (1967-1978) puis Président du Conseil d'administration d'EDF (1979-1987)
4. La Stratégie Nationale Bas-Carbone est un des volets du Plan Climat Air Énergie qui est la feuille de route de la France pour prévenir et s'adapter aux changements climatiques

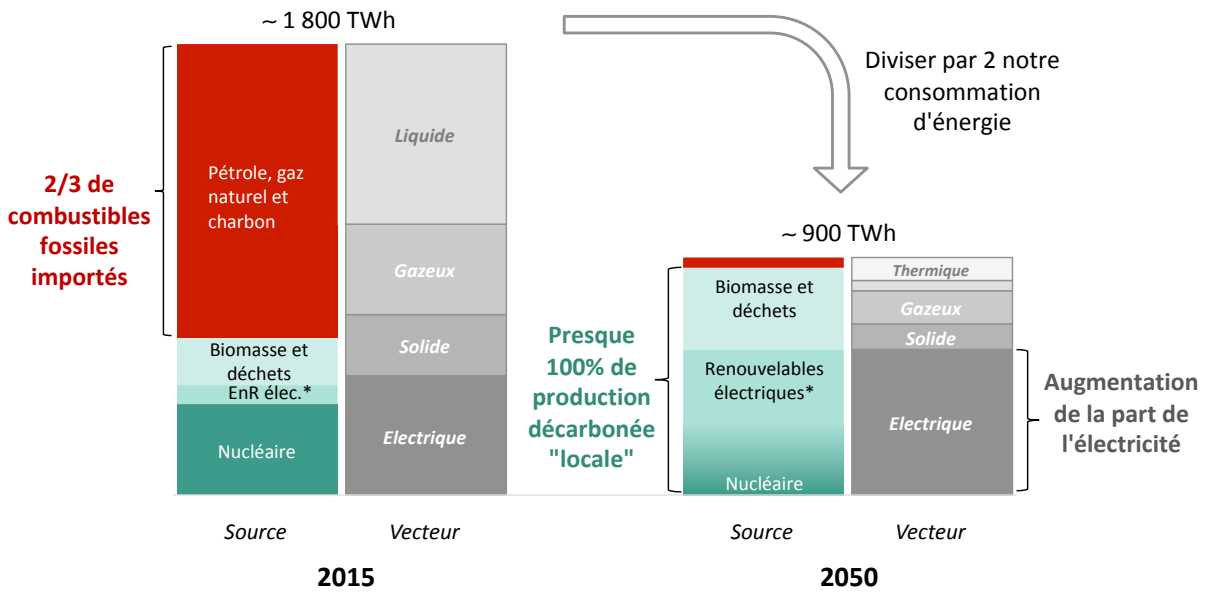
combustibles liquides (pétrole). L'électricité est le seul vecteur en augmentation, en raison de transferts énergétiques sur la mobilité, le chauffage ou l'industrie. La SNBC ne définit cependant pas les parts respectives du nucléaire et des énergies renouvelables permettant la production d'électricité. Elle ne dit également rien sur les échanges de la France avec ses voisins européens et ne traite pas des problématiques d'équilibrage (qui augmentent avec le recours aux énergies renouvelables non pilotables).

Des scénarios européens plus ouverts

La Commission européenne fixe également ses objectifs de neutralité carbone. Ils passent par une réduction de la consommation d'énergie mais laissent ouverts plusieurs scénarios dosant différemment efficacité énergétique, sobriété et choix des vecteurs énergétiques. On notera notamment la possibilité de choix, exclus par la France mais ayant la faveur d'autres pays européens, comme le captage et le stockage de carbone. Une plus grande part est également laissée aux combustibles de synthèse fabriqués à partir d'électricité (hydrogène, méthane, méthanol) se traduisant par une moindre électrification directe que la SNBC, mais une plus grande électrification « indirecte ».

Ces stratégies permettent aux acteurs gaziers de préserver leur vecteur. Mais celui-ci doit s'appuyer sur des sources décarbonées. La Commission européenne demande par ailleurs aux deux ENTSO - électricité et gaz - d'élaborer des scénarios communs pour le développement des réseaux de transport des deux vecteurs, vérifiant au passage que les objectifs de neutralité carbone sont bien atteints.

LES DEUX PILIERS DE LA STRATÉGIE NATIONALE BAS-CARBONE EN FRANCE : RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ET UTILISATION DE PRODUCTIONS NATIONALES DÉCARBONÉES



* Energies renouvelables électriques : hydraulique, éolien terrestre et offshore, photovoltaïque, hydrolien

Alimenter la vision système de RTE

L'analyse économique des systèmes énergétiques peut alimenter la politique industrielle de RTE, sur ses deux grands rôles.

Rôle de gestionnaire d'infrastructures de réseaux

Pour RTE, il s'agit d'anticiper les possibles développements futurs de production d'électricité d'une part et d'usages de l'électricité d'autre part. Les deux alimentent les décisions de développement (ou non) des réseaux.

Par exemple, le développement d'une filière hydrogène est tiré par l'économie du système énergétique (sous contrainte climatique). Son ampleur peut rendre indispensable des développements de réseaux pour alimenter les électrolyseurs, en fonction de leurs localisations.

Réciproquement, la prise en compte des possibilités et des contraintes des réseaux permet de moduler, dans les analyses économiques, la pertinence des développements envisagés sur le système électrique. Dans le passé, les faibles coûts relatifs des réseaux de grand transport ne conditionnaient que peu l'optimisation du système production-transport, dont les coûts étaient dominés par la production. Aujourd'hui, l'évolution du système énergétique est de nature à remettre cela en cause : raccordement de productions sur de plus faibles niveaux de tension (HTB1), nouvelles technologies de réseaux (HVDC souterrain), raccordement de productions offshore (de l'ordre du milliard d'euros par GW).

Rôle d'opérateur du système électrique

L'équilibre du système électrique, dont RTE est garant en France, dépend notamment du développement de tel ou tel mode de production d'électricité et des flexibilités de consommations. Il s'agit de s'assurer que cet équilibre peut être maintenu et de vérifier les conditions de développement éventuel de moyens de flexibilité additionnels. Cela requiert une description relativement précise des modes opératoires des productions et des consommations, en France mais également en Europe.

Dans des systèmes énergétiques plus intégrés, le couplage des vecteurs énergétiques peut conditionner le bon fonctionnement de l'ensemble. Il s'agit par exemple d'éviter de produire du gaz de synthèse à partir d'électricité au moment où on produit de l'électricité à partir de ce même gaz de synthèse. Compte-tenu des rendements de transformation dans un sens (*Power-to-Gas* : environ 70 %) et dans l'autre (*Gas-to-Power* : environ 50 %) un fonctionnement simultané détruirait de l'énergie. Le besoin de moyens de production pilotables et les interactions de plus en plus fortes entre vecteurs énergétiques rendent par ailleurs nécessaire une gestion d'ensemble des moyens de stockage électrique et gazier, dont il faudra définir la stratégie.

Enfin les études économiques interrogent et alimentent les analyses de régulation du système électrique : quels signaux permettent de s'assurer que les différents acteurs du système sont bien coordonnés ? Quels sont les modes de rémunération des acteurs ? Quel devenir des signaux de prix ? Etc.

Mettre en avant la vision système de l'analyse et l'étendre au système énergétique

Une des forces de RTE est d'avoir une vision « système » dont peu d'acteurs disposent. Beaucoup d'entre eux appuient leurs analyses économiques sur les coûts actualisés de l'énergie, traduisant la valeur « énergie » nécessaire pour couvrir les coûts de production d'une technologie donnée. Ce type d'indicateur ne reflète pas les implications des développements de cette technologie dans un système complet, les mutualisations et les foisonnements avec les autres éléments du système, les flexibilités et les réseaux nécessaires. C'est ce que font les analyses économiques menées par RTE, par exemple à l'occasion des **Futurs Énergétiques 2050.** Cette étude propose des indicateurs « systémiques » intégrant l'ensemble des composants du système électrique et les qualifiant par ses coûts (coût bruts d'investissement, coûts complets annualisés tenant compte de la rémunération du capital) et ses implications techniques, environnementales et sociétales.

La transition énergétique appelle à un réexamen de la place des différents vecteurs, par des transferts au profit de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, électrification de procédés industriels) ou d'autres solutions permettant l'accès à des sources décarbonées (gaz ou combustibles liquides de synthèse, biomasse). D'autant plus que certains

vecteurs relèvent d'une électrification indirecte des usages, en particulier *via* la production d'hydrogène par électrolyse. À terme, les sources de production pilotables pour l'équilibrage du système électrique sont également interrogées (turbines à hydrogène ou à gaz de synthèse, à biogaz, …). Cela encourage l'extension de la vision « système » à l'ensemble des énergies, en gardant en tête que l'objectif est de mieux comprendre la place du système électrique dans l'ensemble énergétique.

Il s'agit dans un premier temps d'analyser les « énergies utiles » correspondant aux différents usages énergétiques, point de départ des études et identifiant les services rendus par cette consommation énergétique (par exemple le nombre de km.passager). Cela permet de faire le lien avec les mesures visant les comportements sociétaux (sobriété par exemple). Partant de ces « énergies utiles », il s'agit ensuite de remonter aux énergies finales, en fonction des vecteurs énergétiques, jusqu'aux sources de production.

Bien simuler le fonctionnement du système énergétique : outils et données

L'analyse systémique n'est possible que si on représente correctement le fonctionnement du système que l'on cherche à analyser (voir encadré). Deux conditions au moins semblent nécessaires. Il faut disposer des bons outils d'analyse, en particulier des outils de simulation. Il faut également avoir des scénarios d'entrée de qualité, en particulier s'agissant de la description des aléas affectant les équilibres du système, dont beaucoup dépendent de la météo et de la demande temporelle d'énergie *via* les courbes de charge.

Le souhait d'extension à l'ensemble du système énergétique des analyses aujourd'hui réalisées sur le système électrique avec **ANTARES** peut sembler illusoire voire inutile. Illusoire en raison de l'effort qu'il faudrait faire pour obtenir sur l'ensemble des vecteurs le niveau de précision que l'on a sur le système électrique. Inutile car RTE ne serait pas légitime sur l'ensemble du système énergétique. Le niveau de précision à atteindre doit en effet être mesuré en fonction des objectifs des analyses, limités aux enjeux de RTE. En d'autres termes, il s'agit de trouver le niveau de précision « nécessaire et suffisant » pour capter les implications concernant l'activité de RTE.

Faire le lien entre économie, environnement et dynamiques sociétales

On ne résume pas l'économie des systèmes énergétiques aux seules valorisations monétaires. Il s'agit également d'accompagner la description d'un système en euros par sa description en termes d'impacts environnementaux et sociétaux.

Cette démarche s'apparente à celle mise en œuvre pour l'analyse du cycle de vie utilisée pour les analyses environnementales. Des travaux ont d'ailleurs débuté afin d'aboutir à une description suffisamment détaillée des composants des systèmes énergétiques pour alimenter les trois volets : coûts, environnement et dynamiques sociétales. Cette analyse du cycle de vie doit intégrer, pour le volet économique, le financement des systèmes qui compte pour une part importante de ses coûts. Sur le volet dynamique sociétale, il s'agit d'intégrer aux analyses un point de vue quantitatif - les emplois associés aux systèmes - et un point de vue plus qualitatif : les dynamiques sociétales à l'œuvre dans leur acceptabilité.

Développer l'analyse multicritère des systèmes « en trajectoire incertaine »

Un des principaux reproches faits aux outils d'optimisation des coûts d'un système est de raisonner en trajectoire parfaitement anticipative, le résultat étant donc très sensible à des hypothèses forcément incertaines sur le long terme : évolution des coûts du photovoltaïque, croissance de la consommation, etc. L'histoire - même récente - appelle à être prudent sur l'utilisation de telles méthodes et incite à développer des analyses tenant compte de l'incertitude attendue (ou possible) de scénarios d'évolution. Cela permettra de prendre en compte des « coûts échoués[5] » associés à une stratégie d'investissement ou encore d'une « valeur d'option[6] » associée à une autre. Différents travaux de recherche portent aujourd'hui sur les optimisations en avenir incertain, décrivant l'ensemble des futurs possibles sous forme d'aléas.

Alternativement, on propose une approche reposant, non sur une optimisation mais sur la traduction d'hypothèses d'évolution en indicateurs pertinents, permettant de qualifier les scénarios suivant les différents axes d'analyse (économiques, environnementaux, sociétaux) ou de mesurer la résilience d'un système à des conditions très

5. Coûts supérieurs à ceux prévus en raison d'une durée d'exploitation inférieure à celle anticipée
6. Risque lié à une non utilisation

défavorables. Il s'agit, au travers de ces analyses, d'éclairer une prise de décision qui appartient au politique.

Nouer des partenariats ciblés préservant le rôle d'ensemblier de RTE

Le sujet est vaste et beaucoup d'acteurs s'y intéressent. RTE ne peut appréhender seul l'ensemble du système énergétique dans toutes ses composantes, il faut donc nouer des partenariats permettant de progresser sur ces ambitions. Ces partenariats doivent cependant tenir compte de la sensibilité potentielle des résultats d'analyses économiques, souvent utilisés pour porter des visions d'acteurs et des intérêts de filières.

Dans un premier temps, l'approche partenariale privilégiée peut être celle de partenariats « de fourniture », s'envisageant plutôt dans des logiques bilatérales (par exemple, avec un spécialiste d'une technologie). Ce type de partenariat peut permettre d'améliorer la qualité des « briques de base » des analyses en gardant en interne un savoir-faire d'assemblage « système ». Des partenariats académiques sont également utiles pour progresser sur les méthodes et outils en particulier.

Enfin, des partenariats plus collaboratifs peuvent être envisagés. Ils ont déjà été utilisés par le passé, par exemple avec GRTgaz, pour disposer d'une modélisation conjointe des systèmes électriques et gaziers. Ce type de partenariat est une réponse efficace au fait que RTE ne peut porter seul une vision de l'ensemble du système énergétique. Ils seront aussi l'occasion d'une ouverture européenne permettant de mieux prendre en compte l'interconnexion physique de l'ensemble des systèmes énergétiques.

DEUX GRANDS TYPES DE MODÈLES POUR LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

Deux grands types de modèles sont utilisés en appui des analyses économiques :

- **Les modèles d'équilibre énergétique**
Ces modèles « optimisent » les systèmes énergétiques pour obtenir des solutions de moindre coût sous différentes contraintes (par exemple, la trajectoire d'émission de CO2).
Il existe plusieurs modèles, comme PRIMES ou MARKAL-TIMES. Ces modèles ont des limites comme le raisonnement en énergie annuelle (alors que la prise en compte des pas de temps horaires est nécessaire pour représenter les équilibres du système électrique). Ces modèles ne sont pas encore utilisés à RTE.

- **Les modèles de simulation de fonctionnement du système électrique, voire énergétique**
Ces modèles simulent le fonctionnement du système électrique, à parc de production donné. Ces modèles permettent notamment de mettre l'accent sur la représentation des aléas affectant l'équilibre du système énergétique. Ils reposent sur l'optimisation des coûts d'exploitation variables. RTE a développé et utilise le modèle **ANTARES** pour les analyses d'équilibre offre demande et le développement des réseaux de grand transport. Ces dernières années, des travaux ont été menés pour y intégrer d'autres vecteurs que l'électricité : gaz, hydrogène, etc.

Pour aller plus loin

- **Futurs Energétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050,** RTE (2022)
- **Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC),** Ministère de la Transition écologique et solidaire (versions évolutives)
- **Stratégie et objectifs climatiques de la Commission européenne et Stratégie à long terme à l'horizon 2050,** site internet de la Commission européenne
- **Publications annuelles de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)** : World Energy Outlook (WEO) pour une vision d'ensemble de l'énergie dans le monde, Energy Technology Perspectives (ETP) pour les évolutions des performances et des coûts des technologies clés

CHAMPS ÉLECTROMAGNÉTIQUES ET PRINCIPE DE PRÉCAUTION

François DESCHAMPS | Émérite, Domaine Champs électriques et magnétiques

L'environnement électromagnétique à 50 Hz est connu et maitrisé. La question d'un hypothétique effet sanitaire de l'exposition aux champs électromagnétiques (CEM) est posée depuis 40 ans et a donné lieu à un corpus scientifique considérable. Cette recherche n'a pas permis d'apporter la preuve d'un impact sur la santé humaine. Malgré le respect de la règlementation et cette absence persistante de preuve, les CEM demeurent une source d'inquiétude pour le public. Pour y répondre, RTE doit poursuivre sa politique de gestion responsable de cette question. Elle passe par la mise en œuvre du principe de précaution, qui doit permettre à l'entreprise d'aborder sereinement cette question et d'assurer que la gestion du réseau électrique offre les meilleures garanties possibles de protection de la santé des riverains et des employés.

Les sources de champs électriques et magnétiques à 50 Hz[1] sont connues : tout ce qui produit, transporte, distribue, consomme et transforme de l'électricité constitue une source de CEM d'extrêmement basse fréquence[2] (EBF). Néanmoins parler des CEM-EBF en général est simplificateur car les champs électriques et magnétiques EBF sont indépendants et en conséquence, il y a deux environnements bien distincts : l'environnement électrique qui est relativement simple et l'environnement magnétique qui est d'une infinie complexité.

L'environnement électrique à 50 Hz est simple car les sources de champ électrique à 50 Hz (CE-50) sont rares. En effet, l'intensité du champ émis est directement proportionnelle à la tension et les fortes sources de CE-50 seront donc les équipements à haute et très haute tension, c'est-à-dire les réseaux 225 et 400 kV en France. Néanmoins, celui-ci est facilement arrêté par la plupart des matériaux, même faiblement conducteurs comme les matériaux de construction ou la végétation. Par ailleurs, les réseaux souterrains n'émettent pas de CE-50. En conséquence, on ne trouve de fortes intensités de CE-50 qu'en espace dégagé, au voisinage des lignes aériennes à haute tension. Dans les environnements tertiaires et résidentiels, on ne trouve que des basses tensions et donc de faibles CE-50.

L'environnement magnétique à 50 Hz est complexe car les sources de champ magnétique à 50 Hz (CM-50) sont innombrables. Sans même prendre en compte les réseaux électriques, l'environnement résidentiel de chacun d'entre nous en comprend plusieurs dizaines : chaque appareil électrique est une source de CM-50.

Par ailleurs, on peut s'en approcher à très courte distance, ce qui fait que localement, les CM-50 émis par ces sources domestiques sont souvent très supérieurs à ceux des réseaux électriques. Il n'est pas rare de mesurer des valeurs de plusieurs centaines de µT au contact d'appareils électriques domestiques. Par contre, la décroissance est très rapide, selon une loi en $1/d^3$, ce qui fait qu'entre 5 et 50 cm les champs vont décroitre d'un facteur 1000. Ils deviennent donc rapidement négligeables et on peut considérer que c'est pratiquement toujours le cas à 1 mètre de distance des appareils électriques domestiques.

On est capable d'évaluer l'émission de chacune de ces sources : il suffit de faire des mesures. Néanmoins, leur grande variabilité fait qu'on n'en connait pas l'émission générique : deux rasoirs électriques peuvent émettre des champs très différents. La seule exception est celle des sources de champ de géométrie simple et techniquement très standardisées comme les réseaux électriques.

Mesures et interprétations

On sait mesurer les champs électriques et magnétiques à 50 Hz mais il y a de fortes différences entre les deux. La mesure du champ électrique à 50 Hz est difficile car presque tous les matériaux peuvent le perturber. Ainsi, un capteur de mesure de CE-50 sera perturbé par tous les objets au voisinage, y compris l'opérateur réalisant les mesures et même par les conditions météorologiques : on ne fait pas de bonnes mesures de CE-50 par temps humide ! La mesure du CE-50 nécessite donc un matériel sophistiqué et des professionnels formés.

Si la mesure est difficile, en revanche l'interprétation des mesures de CE-50 est simple car les sources significatives sont rares : si on mesure des CE-50 dépassant la centaine de volts par mètre, c'est qu'on est en espace dégagé et au voisinage d'une ligne aérienne à haute tension.

La mesure du champ magnétique à 50 Hz est simple car quasiment rien ne le perturbe. Contrairement au CE-50, on peut donc faire de bonnes mesures de CM-50 avec un appareil tenu en main. Nul besoin d'utiliser un appareil sophistiqué et d'être un professionnel formé.

Par contre, l'interprétation des mesures de CM-50 peut être délicate car les sources sont innombrables. Par exemple, en milieu urbain dense, une mesure près d'un câble souterrain à haute tension peut être biaisée par les réseaux de distribution, l'éclairage

1. Ce qui est dit ici sur le 50 Hz s'applique également au 60 Hz, autre fréquence de fonctionnement des réseaux électriques. 50 Hz est le standard européen.
2. Les fréquences EBF vont de 0 à 300 Hz et couvrent donc les fréquences de fonctionnement des réseaux électriques, 50 et 60 Hz, ainsi que leurs premières harmoniques.

public, les transports publics électriques, les appareils en fonctionnement dans les bâtiments voisins, etc. La difficulté vient du nombre des sources de champ, mais aussi du fait que bon nombre d'entre elles peuvent être cachées.

Effets indirects des CEM à 50 Hz

Il existe plusieurs effets indirects des champs électriques et magnétiques à 50 Hz. Le premier est un enjeu crucial en termes de sécurité des agents : ce sont les phénomènes d'induction, susceptibles de produire des tensions élevées (donc dangereuses) dans les situations de long parallélisme entre des ouvrages. Le mécanisme est connu et les agents de maintenance des ouvrages de RTE sont formés pour y remédier.

Ces effets sont aussi responsables (à moindre échelle) de tensions et courants parasites dans les structures métalliques au voisinage des ouvrages. Dans le cas des bâtiments agricoles, les parallélismes sont limités et les phénomènes ne sont pas dangereux. Ils sont cependant gênants et peuvent stresser les animaux d'élevage, ce qui peut affecter leurs performances. On sait diagnostiquer ces phénomènes parasites et les annuler par la mise en équipotentialité et la mise à la terre de toutes les structures métalliques.

L'effet couronne est un effet indirect du fort champ électrique présent à la surface des conducteurs de lignes aériennes. Il se manifeste par le « bruit couronne », grésillement caractéristique des lignes aériennes à très haute tension. L'effet couronne génère également des perturbations radioélectriques principalement dans la bande de fréquence de 150 kHz à 30 MHz. Seule la bande des radios Grandes Ondes est donc potentiellement perturbée. Enfin, l'effet couronne est susceptible de créer des ionisations locales des molécules présentes dans l'air, et donc des réactions chimiques. La plus connue (qui reste cependant faible dans l'absolu) est le phénomène de création d'ozone par les lignes aériennes.

PROPRIÉTÉS DES CHAMPS ÉLECTRIQUES ET CHAMPS MAGNÉTIQUES À 50 HZ

	CHAMP ÉLECTRIQUE	CHAMP MAGNÉTIQUE
Interaction avec l'environnement	**Forte** *(champ facilement perturbé)*	**Faible** *(champ difficilement perturbé)*
Réduction des champs	**Facile**	**Difficile**
Mesure	**Difficile** *(nombreux risques d'erreur)*	**Facile** *(peu de risque d'erreur)*
Interprétation des mesures	**Facile** *(sources de champ rares)*	**Complexe** *(nombreuses sources de champ)*

LES EXPOSITIONS PROFESSIONNELLES AUX CEM-EBF

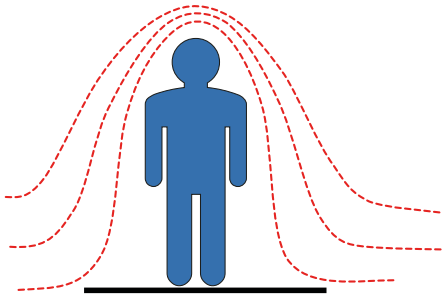
Certains métiers de l'entreprise conduisent à des expositions de forte valeur[3] susceptibles d'entrainer des effets biologiques immédiats[4]. Une règlementation française, basée sur une directive européenne, a été mise en place en 2016 pour protéger les travailleurs contre ces effets. Mais en raison de l'impact potentiel de cette règlementation sur certaines activités cœur de métier, notamment les travaux sous tension, RTE l'avait anticipée et l'a appliquée de manière pro-active dès la fin des années 2000.

3. L'ordre de grandeur est ici le millitesla, c'est-à-dire 1000 fois plus élevé que celui de l'environnement résidentiel, où les expositions sont de l'ordre du microtesla.
4. Dans le domaine des basses fréquences, ces effets immédiats sont des excitations intempestives des tissus musculaires et nerveux. En haute fréquence, il s'agit d'effets thermiques.

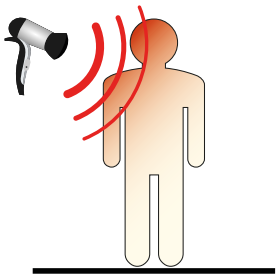
L'environnement électromagnétique EBF et l'homme

Une nouvelle fois, la situation est complètement différente selon qu'on s'intéresse au champ électrique ou magnétique.

Le champ électrique réagit fortement avec l'environnement et donc le corps humain. Dans les basses fréquences, le corps humain se comporte comme une cage de Faraday et déforme totalement le champ. Le champ à l'intérieur du corps est considérablement atténué (facteur de l'ordre de 100 000) par rapport au champ externe. L'exposition du corps est donc toujours globale.



> Le corps humain interagit fortement avec le champ électrique



> Le corps humain ne déforme pas le champ magnétique

À l'inverse, l'interaction est très faible avec le champ magnétique et le corps humain ne le déforme pas du tout. En conséquence, la notion d'exposition peut être complexe à définir. Par exemple quand on utilise un sèche-cheveux, la main qui tient l'appareil est à 100 µT, le côté de la tête où arrive l'air chaud à 1 µT alors que l'autre côté de la tête sera à 0,1 µT (chiffres purement indicatifs). En l'occurrence, il est donc difficile de définir l'exposition d'une personne utilisant un sèche-cheveux.

Seuls les champs magnétiques relativement homogènes (à l'échelle d'un corps humain) sont facilement transposables en termes d'exposition humaine. Ce type de champ ne peut être généré que par des sources de grandes dimensions comme les réseaux électriques aériens à haute tension. La connaissance des CM-50 générés par les réseaux permet donc de déduire les expositions résidentielles des riverains.

Des décennies de recherche sur les effets biologiques

La question des effets des CEM sur l'être humain fait l'objet d'une abondante littérature scientifique. Hautes et basses fréquences confondues, il y a 10 ans, le site de l'OMS évoquait le chiffre de plus de 25 000 publications scientifiques, ce qui fait des CEM un des facteurs environnementaux les plus étudiés au niveau mondial, bien plus que l'amiante, le plomb ou le tabac.

On peut remonter à la fin du 19e siècle pour trouver les premières traces d'expériences « d'électrisation thérapeutique », notamment celles du français d'Arsonval. Mais les questionnements d'un effet sur la santé datent réellement des années 60. Les interrogations portent alors sur le champ électrique associé à des symptômes non spécifiques (pertes de libido, stress, insomnies, etc.) observés chez des travailleurs russes de postes à haute tension.

Cette époque est aussi celle du déploiement des grands réseaux à 400 kV et plus. Les manifestations indirectes désagréables des forts champs électriques (décharges d'étincelles) augmentent, ce qui n'échappe pas aux travailleurs de l'électricité. La question de possibles effets à long terme de l'exposition au champ électrique est donc légitime et fait l'objet de publications scientifiques. Le CIGRÉ s'en saisit et publie en 1980 une première brochure technique sur les champs électriques et magnétiques dont quelques pages sont consacrées aux possibles effets sanitaires du champ électrique.

Mais le questionnement sur le champ électrique va s'éteindre dans les années 80, d'une part parce que les observations russes ne sont pas confirmées à l'étranger et parce qu'apparaît la problématique des champs magnétiques qui va rapidement occuper tout l'espace scientifique et médiatique.

Celle-ci nait de la publication en 1979 d'une étude épidémiologique qui observe un lien entre les cancers de l'enfant (leucémies et cancers du cerveau) et les réseaux électriques. Comme le champ électrique ne pénètre pas à l'intérieur des maisons et que les études des années 60 et 70 n'ont fait apparaitre aucune suspicion de cancérogénicité, c'est le champ magnétique qui est retenu comme mécanisme possible pouvant expliquer l'association observée.

40 années de recherches vont suivre, avec des dizaines d'études épidémiologiques. Plusieurs vont confirmer l'association avec la leucémie de l'enfant. Cependant, ces études souffrent toutes de la même faiblesse : l'évaluation de l'exposition. Si on sait estimer l'exposition résidentielle liée au voisinage des réseaux électriques aériens, toutes les autres sources sont ignorées. L'évaluation de l'exposition est donc systématiquement biaisée.

Pour toutes les autres maladies étudiées, y compris le cancer du cerveau chez l'enfant et l'ensemble des cancers de l'adulte, aucune association ne ressort de manière récurrente et il n'y a quasiment plus de recherche active sur ces sujets.

En parallèle, des centaines d'études expérimentales ont été menées. Elles sont globalement négatives : les études expérimentales ont échoué à identifier un mécanisme d'action biologique du CM-50 qui permettrait d'expliquer ou d'étayer le lien avec la leucémie infantile observé par les études épidémiologiques.

Une étape importante est cependant franchie au début des années 2000 avec le classement du champ magnétique en catégorie 2B « possiblement cancérigène », associé à des preuves considérées comme limitées à propos des leucémies de l'enfant. Pour toutes les autres maladies étudiées et notamment les autres cancers de l'enfant et les cancers et leucémies de l'adulte, les preuves sont considérées comme insuffisantes et les CEM sont donc classés en catégorie 3 « non classables ».

Aujourd'hui, le bilan de 40 années de recherches est celui de doutes épidémiologiques installés mais d'absence persistante de preuves venant des études expérimentales. Le risque, s'il existe, est faible et borné : la grande étude épidémiologique **GEOCAP** a montré que moins d'un cas par an en France pourrait être imputé aux CEM générés par les lignes HT.

LES DIFFÉRENTS TYPES D'ÉTUDES SCIENTIFIQUES

Les études sur les CEM et la santé peuvent être classées en deux grandes catégories : les études expérimentales et épidémiologiques. Les études expérimentales visent soit à reproduire les maladies humaines sur des modèles animaux, soit à identifier des mécanismes d'action des CEM sur le vivant. Ces études sont dites de « provocation » : on expose délibérément des cellules ou des animaux et on cherche à produire des effets observables.

Les études épidémiologiques n'interviennent pas sur le cours des évènements, ce sont des études « d'observation des populations ». Elles visent à mettre en évidence des corrélations entre maladies et facteurs de vie (habitudes alimentaires par exemple) ou d'environnement (exposition aux CEM). Leur force est de travailler sur l'homme mais leur faiblesse est de travailler dans un environnement par essence multifactoriel, dans lequel il sera extrêmement difficile d'isoler des effets faibles, qui plus est portant sur des maladies rares.

RTE et la recherche

RTE cofinance des projets qui portent sur la recherche de seuils d'effets directs ou indirects des CEM, que ce soit chez l'homme (Montpellier-LHRI), chez l'animal (ferme expérimentale, faune marine) ou dans le matériel (perturbations des implants médicaux).

L'étude menée conjointement par l'Université de Montpellier et le London Health Research Institute (LHRI) basé au Canada, consiste à exposer des volontaires humains à de fortes valeurs de CM (jusqu'à 50 000 µT) pour en observer les effets immédiats sur le fonctionnement du système nerveux central. Elle vise à construire le corpus scientifique sur la base duquel sont établies les limites d'exposition. C'est un programme dans lequel RTE et d'autres électriciens comme HydroQuébec, National Grid et l'Electric Power Research Institute (EPRI) se sont engagés depuis plus de 10 ans. Les effets les plus connus et les mieux documentés sont les magnéto-phosphènes : des phénomènes lumineux apparaissant lors de fortes expositions aux CEM. L'étude porte aussi sur des effets plus subtils comme l'équilibre postural, les mouvements réflexes, le raisonnement cognitif ou encore la mémorisation.

RTE contribue techniquement à deux études épidémiologiques externes : **GEOCAP** et **CohoRTE**. **GEOCAP** (Géolocalisation des Cancers Pédiatriques) est une étude cas-témoins menée par l'INSERM. Elle analyse l'environnement résidentiel d'enfants leucémiques en le comparant à celui d'une population témoin d'enfants non malades. C'est une étude multifactorielle, les lignes à haute tension et les CEM-EBF n'étant qu'un facteur parmi d'autres.

CohoRTE est une étude de suivi épidémiologique sur un groupe de retraités de RTE ayant pratiqué des métiers exposés aux CEM : maintenance des installations, en particulier en travaux sous tension. La santé de cette population sera suivie dans le temps et comparée à celle de la population générale. Avec la contribution de la médecine du travail de RTE, l'étude est co-pilotée par les épidémiologistes du Service des Études Médicales d'EDF (EDF-SEM) et le cabinet d'étude CEMKA-EVAL. Une première publication est intervenue en 2020 mais la cohorte étant de constitution récente, il y a encore peu d'évènements sanitaires à signaler.

QUE DIT LA LOI

La règlementation fixe les limites d'exposition pour le public (100 µT et 5000 V/m) dans l'Arrêté Technique de 2001.

En 2011, un décret a mis en place le Contrôle Technique des Ouvrages (CTO) et les Plans de Contrôle et Surveillance (PCS) des CEM. Les arrêtés d'application ont confirmé les valeurs de 100 µT et 5000 V/m comme valeurs limites à ne pas dépasser dans les lieux accessibles aux tiers.

L'instruction ministérielle du 15 avril 2013, dite « Batho » relève du principe de précaution. Elle recommande de limiter les constructions d'établissements accueillant un public sensible (hôpitaux, crèches et écoles) dans les zones au voisinage des lignes dépassant un seuil dit « de prudence » de 1 µT. Cette instruction ministérielle, bien que non contraignante, constitue un enjeu majeur pour RTE. En effet, si on s'en tient à une lecture à la lettre, elle ne s'applique pas aux ouvrages de RTE mais aux projets de construction dans leur voisinage. Pour autant, la tendance générale est de l'interpréter de manière extensive. Le texte pèse donc sur les projets de développement du réseau en milieu urbanisé.

Par ailleurs, cette instruction ministérielle est parfois intégrée dans des plans locaux d'urbanisme, et ce qui n'était initialement qu'une recommandation non contraignante se trouve parfois transposé en interdiction stricte.

S'approprier le principe de précaution

Les enjeux portés par le dossier « CEM et santé » sont multiples et forts, notamment en termes de communication et d'image. À l'inverse, le risque sanitaire est incertain mais limité et en tout état de cause, l'impact sanitaire est très faible en termes de santé publique. L'enjeu sanitaire est donc faible.

Sur le plan juridique, la jurisprudence concernant la santé humaine est favorable à RTE. Dans 2 arrêts[5], le Conseil d'État a notamment jugé suffisantes et proportionnées l'information délivrée, l'évaluation des risques ainsi que les mesures adoptées par RTE pour les maîtriser. Les enjeux juridiques sont donc maîtrisés mais la vigilance doit rester de mise car la jurisprudence peut toujours évoluer.

En termes de communication et d'image, force est de reconnaitre que l'absence de preuve d'un effet sur la santé d'une part et le respect de la règlementation d'autre part ne suffisent pas à rassurer le public. Cette contradiction pèse sur les relations entre RTE et les riverains des ouvrages. Cela se traduit par un enjeu interne pour RTE : convaincre de la position éthique et par là, apporter de la sérénité à ceux qui portent ce dossier au quotidien, tels que les concertants et chargés des relations avec les tiers. RTE s'en donne les moyens par la mise en œuvre du principe de précaution pour être en capacité de montrer que l'entreprise agit au mieux dans le cadre de ses missions et dans l'état des connaissances actuelles.

Cette mise en œuvre passe par l'analyse permanente des risques (*via* la veille scientifique), l'information transparente et vérifiable et enfin la réduction des risques par la gestion responsable du réseau et de son développement.

CHEZ NOS VOISINS EUROPÉENS :

Dans toute l'Union Européenne, la valeur limite de 100 µT fait référence, même si certains pays (Autriche, Finlande, Allemagne) ont adopté la nouvelle limite de la Commission internationale de protection contre les rayonnements non ionisants (ICNIRP) à 200 µT. De nombreux pays dont la France ont adopté des recommandations non contraignantes au nom du principe de précaution. Seule l'Italie et les Pays-Bas ont adopté des limites réglementaires basses (respectivement 3 et 0,4 µT), uniquement applicables aux nouveaux ouvrages.

Pour aller plus loin

- **Clef des champs (site d'information) :** https://www.clefdeschamps.info/
- **Comprendre les champs électromagnétiques d'extrêmement basse fréquence (MOOC) :** https://mooc.cem-50hz.info/
- **Effets sanitaires liés à l'exposition aux champs électromagnétiques basse fréquence,** avis de l'ANSES (2019)
- **Champs électriques et magnétiques engendrés par les réseaux de transport. Description des phénomènes. Guide pratique de calcul,** WG 36.01 - Brochure CIGRÉ, Technical Brochure 021 (1980)
- **Responsible Management of Electric and Magnetic Fields (EMFs),** WG C3.19 - Brochure CIGRÉ, Technical Brochure 806 (2020)

5. Arrêts concernant la conformité des Déclarations d'Utilité Publique sur les projets Cotentin-Maine et Avelin-Gavrelle

MÉTÉO, CLIMAT ET ÉNERGIE, MIEUX PRÉVOIR POUR MIEUX ANTICIPER

© seignettelafontan.com / RTE 2012

Laurent DUBUS | Émérite, Domaine Météo et Climat

Au sein de RTE, les connaissances météo et climatiques deviennent de plus en plus importantes pour la conduite du système électrique en temps réel, les études prospectives en lien avec la transition énergétique ou encore les études de résilience du réseau au changement climatique. La croissance de la part des énergies renouvelables variables (éolien, solaire) dans les mix de production, composante essentielle de cette transition énergétique, va notamment augmenter très sensiblement la dépendance du secteur électrique aux conditions climatiques. Leur intégration efficace au sein des systèmes électriques reposera en outre sur l'amélioration de leur modélisation et de leur prévision.

La météorologie et les sciences du climat : deux échelles de temps pour deux sciences complémentaires. Pour la météo, les échelles de temps vont de la prévision immédiate à 10-15 jours. Pour le plus long terme, on parle de climat, un domaine qui regroupe lui-même différents aspects selon qu'on s'intéresse au passé, à des prévisions à quelques mois ou à des scénarios possibles dans le futur.

La météo et le climat caractérisent des processus naturels, leur description repose avant tout sur les lois de la physique. Un ensemble d'équations (mécanique des fluides, conservation de la masse, chaleur) qui sont très complexes, très non-linéaires et impossibles à résoudre de manière exacte sauf dans des cas simplifiés, une option qui s'avère particulièrement utile pour expliquer certains phénomènes clés. Mais pour résoudre ces équations dans un objectif de prévision, il faut passer par la modélisation numérique.

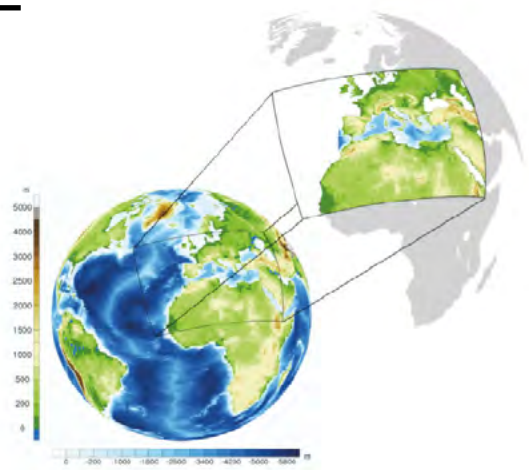
Le principe général des modèles numériques de météo et de climat est de représenter l'atmosphère sous forme de boîtes élémentaires dans lesquelles les équations sont résolues au moyen de méthodes numériques, le résultat étant une valeur uniforme de chaque paramètre au sein de chacune des boîtes. L'ensemble des boîtes forme la grille du modèle. Plus la taille des boîtes est petite, plus la précision du modèle sera grande. Plus la maille est large, plus le résultat sera « lissé », à la fois dans l'espace et dans le temps.

Intuitivement, on comprend donc qu'une maille fine (haute résolution) permettra de mieux représenter les phénomènes physiques, là où une maille plus grande (basse résolution) ne permettra de bien représenter que des phénomènes de plus grande échelle spatiale. Par exemple, le modèle **AROME** de Météo-France, dont la maille est aujourd'hui de 1.3 km, permet de prévoir correctement certains phénomènes très locaux, comme les événements cévenols, là où un modèle avec une résolution de 20 km en est incapable.

Modèle global ou régional

Une autre composante importante est l'emprise spatiale du modèle : on parle de modèle global lorsqu'il couvre l'intégralité de la Terre et de modèle régional, lorsqu'il ne couvre qu'une partie du globe (voir illustration). A Météo-France, le modèle **AROME** est ainsi un modèle régional, qui couvre la France et les zones proches, alors que le modèle **ARPEGE** est le modèle global.

Les équations d'évolution de l'atmosphère étant très non-linéaires, leur évolution peut être très différente pour des conditions initiales très proches (phénomène connu sous le nom d'effet papillon). Une prévision peut donc dévier fortement de la situation réelle au bout de quelques jours. Pour pallier ce problème, on utilise des techniques de prévisions d'ensemble, qui consistent à réaliser de nombreuses simulations (en général entre 20 et 50) à partir de conditions initiales proches. Cet ensemble de simulations permet d'estimer des probabilités d'être dans un état ou un autre. On dispose donc d'une information de nature probabiliste, plus difficile à appréhender, mais plus robuste et plus fiable.



> Modèle global (résolution 100 km) et modèle régional sur l'Europe (résolution 12 km)

© Météo-France (A. Voldoire, P. Nabat)

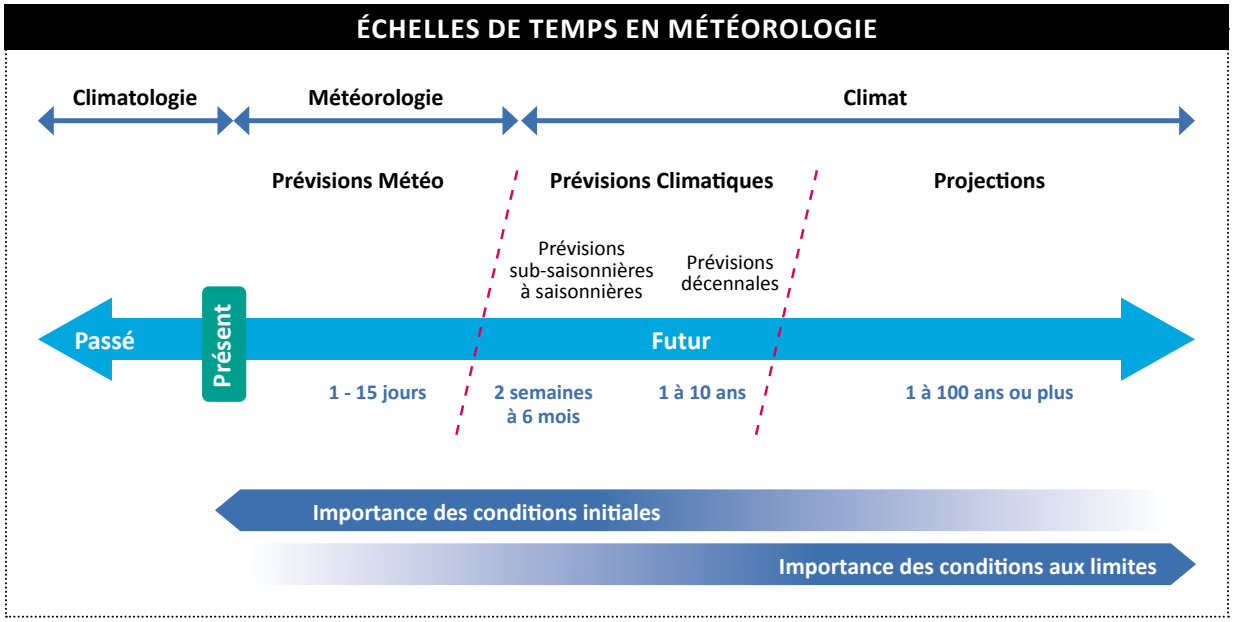
Long terme et climat

Selon les échelles de temps, il existe plusieurs aspects quand on parle de climat. La « climatologie » est une description statistique en termes de moyenne des différentes variables, sur des périodes longues permettant de prendre en compte la variabilité interannuelle. La période de référence de l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) pour définir une climatologie est de 30 ans. Les « prévisions climatiques » couvrent elles, les prévisions mensuelles, saisonnières et décennales,

dans lesquelles l'initialisation des modèles à partir d'observations est importante. Enfin, les « projections climatiques » visent à donner des scénarios possibles pour le futur, en tenant compte essentiellement des éléments externes naturels (activité solaire, volcanisme, ...) et anthropiques (gaz à effets de serre, aérosols, ...) et en considérant plusieurs scénarios d'émissions pour ces derniers.

Pour la modélisation au-delà de quelques jours, la connaissance des conditions initiales seules ne suffit plus. À ces échelles de temps, il est important de prendre en compte les conditions aux limites, liées aux interactions de l'atmosphère avec les autres composantes du système climatique (océans, glaciers, biosphère), dont les évolutions sont plus lentes mais néanmoins importantes dans la physique du système complet. Concrètement, la complexité des modèles est graduellement augmentée en fonction des échéances visées. Ainsi, pour la prévision sub-saisonnière à saisonnière (de deux semaines à quelques mois), on utilise des modèles couplés océan/atmosphère. Pour les échelles de temps plus longues, les modèles intègrent généralement davantage de composantes : modèles de végétation, de glace de mer, de chimie atmosphérique, etc. La caractéristique majeure de ces modèles est leur prise en compte des scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du GIEC.

La complexité des modèles se fait aux dépens de leur résolution. Les modèles de prévisions climatiques ont aujourd'hui des résolutions typiques de l'ordre de 20 à 50 km (prévisions sub-saisonnières), de 80 à 150 km (prévisions saisonnières) et de 50 à 200 km pour les projections climatiques.



Des connaissances au service du secteur de l'énergie

Ce secteur est un gros utilisateur de l'information météo-climatique, et ce depuis plusieurs décennies. Les principales applications concernent le court terme, pour la prévision de consommation et de production des énergies renouvelables (EnR) en particulier.

Dans le secteur électrique, les prévisions de consommation sont parmi les utilisations les plus anciennes de la prévision météo, notamment en France où le développement du chauffage électrique dans les années 70 et 80 a rendu la consommation très thermosensible.

Depuis les années 1990 et surtout 2000, le développement important des énergies renouvelables, d'abord éolienne, puis solaire photovoltaïque, a ouvert le champ à de nouvelles applications, pour prévoir la production de ces énergies très variables. Il existe désormais de nombreuses entreprises capables de fournir des produits de prévision « énergie » (consommation d'électricité et de gaz, productions éolienne et solaire, prix de marché) avec des approches méthodologiques souvent très proches.

Les avancées récentes en matière de modélisation sont en général le fruit d'une articulation savante entre une bonne disponibilité et une bonne connaissance des données (de consommation, de production), la mise en œuvre de méthodes complémentaires de prévision, utilisant plusieurs modèles météo, et l'utilisation de données de consommation ou production en temps réel pour corriger les modèles de prévision.

Échelles sub-saisonnières à saisonnières et projections à long terme

Le problème du changement climatique et la nécessité d'en évaluer les impacts a entraîné le développement de nouvelles applications. Les échelles sub-saisonnières à saisonnières sont aujourd'hui traitées dans le monde de l'énergie essentiellement par des approches climatologiques : on utilise des séries d'observations du passé, ou des simulations sur le passé, comme futur probable. Cette approche considère donc que, pour le futur proche (quelques mois à quelques années), les situations du passé sont représentatives de ce qui va advenir.

En climat stationnaire, cette approche est sensée. Mais en contexte de changement climatique, elle n'est plus robuste. La prévision sub-saisonnière à saisonnière a beaucoup évolué au cours des 20 dernières années et plusieurs projets récents commencent à montrer des applications tangibles. Par exemple, des prévisions mensuelles à 45 jours d'échéance sont aujourd'hui testées à RTE, en particulier pour les passages de saison. Les données de référence sont modifiées sur la base de prévisions mises à jour chaque semaine, de manière à tenir compte au moment des simulations de la meilleure prédiction disponible en temps réel.

Pour les études à horizon lointain, l'approche la plus commune dans le secteur de l'énergie consiste, comme pour les études saisonnières, à utiliser des données du passé. Hormis les chercheurs académiques, peu d'acteurs du secteur ont jusqu'ici utilisé des projections climatiques. De son côté, RTE est en avance avec l'utilisation, notamment dans l'étude **Futurs énergétiques 2050**, des scénarios climatiques de Météo-France, dits « à climat constant ». Ceux-ci fournissent 200 années simulées représentatives du climat des années 2000 d'une part, et des années 2050 d'autre part, selon 2 scénarios d'émissions de gaz à effet de serre du GIEC. La R&D de RTE étudie maintenant l'opportunité de passer à des ensembles de projections plus complets, permettant de considérer plusieurs modèles climatiques, ainsi que la dynamique des changements sur tout le 21e siècle.

QUELQUES PARTENAIRES DE RTE

- **Météo-France** est le partenaire historique de RTE sur la météo et le climat. C'est un opérateur de premier ordre en France, mais aussi à l'international et l'un des piliers des activités météo et climat à RTE.

- **L'Institut Pierre Simon Laplace** est en France l'autre référence internationale en termes de modélisation du climat et, depuis quelques années, de services climatiques. Une collaboration est en cours pour explorer de nouvelles pistes relatives à la prise en compte du changement climatique dans les études de RTE, notamment pour exploiter au mieux les dernières projections climatiques disponibles suite au 6e rapport du GIEC.

- RTE collabore également avec l'**École des Mines de Paris**, en particulier sur les questions climat/énergie. Une chaire « Sciences de la donnée appliquées à l'énergie solaire pour la transition énergétique » vient d'être lancée avec leur laboratoire OIE (Observations, Impacts, Énergie).

- Au niveau international, le **World Energy & Meteorology Council** (WEMC) est devenu un acteur important dans le domaine des services climatiques pour le secteur de l'énergie. Il s'agit d'une organisation à but non lucratif. Le WEMC a pour objectif de rassembler des experts du monde de l'énergie et de la communauté météo-climatique pour collaborer et partager les connaissances et expériences permettant une transition vers des systèmes d'énergie soutenables, résilients et efficients. RTE en est membre *corporate* depuis 2020.

RTE : veiller et prévoir avec des outils de plus en plus performants

Le Pacte Vert Européen fixe des objectifs ambitieux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les énergies renouvelables sont une des façons d'y parvenir. Le développement des EnR va être très conséquent au cours des prochaines décennies. La croissance de la part de ces énergies va notamment augmenter très sensiblement la dépendance du secteur électrique aux conditions climatiques, en raison de leur forte variabilité, ce qui va impacter l'équilibre offre demande (EOD).

Les enjeux pour l'EOD se situent principalement à deux niveaux : à court et long terme. Dans les prochaines années, la pénétration des EnR variables sera d'autant plus facilitée que la prévision de leurs productions sera améliorée (meilleure estimation en temps réel de la production, perfectionnement des prévisions sur des échelles de temps courtes). Il faudra également proposer de nouvelles approches permettant si possible de prédire la consommation nette (consommation moins les productions EnR et l'autoconsommation).

À long terme, il va être nécessaire d'étudier le fonctionnement futur du système électrique avec plusieurs paramètres. Parmi ceux-ci : de fortes pénétrations d'EnR (production aux échelles locale et nationale, besoin de renforcement des interconnexions, besoin de flexibilité des moyens pilotables et de la demande), une évolution des profils de consommation (développement des pompes à chaleur, des véhicules électriques) et une thermo sensibilité différente (moins de vagues de froid en hiver, plus de canicules en été). Autres éléments à prendre en considération : des conditions de fonctionnement des moyens de production thermique probablement dégradées (perte de rendement des centrales nucléaires sous températures élevées, augmentation du nombre et de la durée de leurs indisponibilités à cause de débits faibles et/ou de température d'eau élevée) et une possible réduction des moyens de production hydraulique (canicules et sécheresse plus intenses et/ou fréquentes).

Outre les problèmes d'EOD, le réseau lui-même est soumis aux aléas climatiques et va dans les prochaines décennies rencontrer des conditions qui n'avaient pas forcément été anticipées lors de son dimensionnement. Il faut donc évaluer les risques pour le réseau construit, sous conditions climatiques futures, tant en termes d'extrêmes (résistance des infrastructures au stress climatique) qu'en conditions « moyennes », par exemple pour des questions de dégradations du transit possible dans les lignes avec des températures moyennes plus élevées.

LE PROJET RÉSILIENCE

RTE investit dans des ouvrages destinés pour certains à durer plusieurs décennies. Il est donc impératif d'identifier les éventuelles fragilités de l'infrastructure existante, liaisons et postes électriques, en particulier à la température et aux inondations. RTE doit aussi s'interroger sur la bonne adéquation au climat futur de ses prescriptions techniques et les faire évoluer si besoin afin de concevoir des futures infrastructures robustes au changement climatique.

RTE a donc décidé de lancer le projet **Résilience** qui vise à objectiver ces fragilités, sur la base des projections climatiques à 2050 selon plusieurs scénarios du GIEC. Concernant le risque canicule, des méthodologies de calcul ont été développées pour les liaisons aériennes, souterraines et les transformateurs de puissance. L'objectif est de généraliser les calculs à l'ensemble de l'infrastructure et de comparer les résultats suivant les trois scénarios climatiques dont dispose RTE.

Pour le risque inondations, en 2021, RTE a conclu un partenariat avec la Caisse Centrale de Réassurance. Elle modélisera pour RTE les hauteurs d'eau atteintes dans les postes électriques et les pylônes proches de lits de rivière pour différentes fréquences d'occurrence. Les évènements modélisés seront les crues de débordement, de ruissellement et la submersion marine.

Études régionales et locales

Il faut également dimensionner le réseau du futur en prenant en compte, dès la phase de conception, les conditions climatiques dans lesquelles les nouveaux matériaux et infrastructures devront opérer jusqu'à la fin du siècle. Il s'agit à nouveau d'estimer l'ensemble des conditions climatiques dans lesquelles le réseau devra pouvoir opérer, en conditions normales et extrêmes.

De plus, si jusqu'à présent, les besoins relatifs au changement climatique ont été traités essentiellement au niveau national, la maille régionale voire locale devient de plus en plus importante. À titre d'exemple, on peut évoquer la problématique de la descente d'échelle des scénarios climatiques pour les études locales de développement de réseau.

Enfin, les changements sociétaux vont avoir des répercussions sur la distribution de la consommation à l'échelle locale. Parmi ces évolutions, on peut penser aux mouvements de populations : « migrations » du sud vers le nord du pays pour fuir les fortes chaleurs (migrations saisonnières ou permanentes), possibles relocalisations de l'activité économique changeant la répartition et le poids des bassins de consommation. Il pourrait également y avoir des impacts à plus grande échelle de relocalisation en France d'activités actuellement situées à l'étranger, dans le cadre d'une volonté nationale de réindustrialisation.

De plus en plus de services climatiques

Les enjeux sont donc vastes, et les problèmes sous-jacents complexes. Il n'est pas question pour RTE et sa R&D de tout traiter en interne, mais plutôt de trouver le bon niveau d'interface avec le monde « externe », qu'il soit académique, institutionnel ou privé.

Le besoin de services climatiques traitant les aspects de long terme, a notamment été formalisé au niveau international lors de la conférence de Madrid, organisée en 2007 par l'OMM. Depuis, les services climatiques se sont très fortement développés, tant au niveau international *via* le Global Framework for Climate Services, qu'aux niveaux régionaux et nationaux. Le programme européen **Copernicus** de surveillance de la Terre (voir encadré), étayé par de nombreux projets de recherche, est aujourd'hui la référence au niveau mondial.

En parallèle du développement des services climatiques, d'autres évolutions majeures sont venues changer le paradigme de la modélisation météorologique et climatique. Le principal est sans doute le développement massif et les applications de l'IA (Intelligence Augmentée). Elles sont aujourd'hui partout, que ce soit pour la prévision à court terme de productions renouvelables ou le traitement automatisé de volumes considérables de données dans les projections climatiques.

La prévision météo et les simulations climatiques vont continuer à progresser à un rythme important de façon durable. Compte tenu des enjeux grandissants pour le système électrique, RTE se doit de maintenir un positionnement ambitieux sur le sujet, afin de bénéficier des meilleures informations et modèles disponibles, en lien avec le monde externe.

« COPERNICUS, LA TERRE VUE PAR L'EUROPE »

L'Europe est aujourd'hui le continent le plus avancé en matière de développement des services climatiques. Ils ont été portés par de nombreux projets de recherche et des programmes comme **Horizon2020** et **Copernicus**.

Copernicus est le programme européen de surveillance et de prévision de l'environnement terrestre. Il est coordonné et piloté par la Commission européenne et est décliné en 6 domaines, dont l'un, le Copernicus Climate Change Service (C3S), traite spécifiquement des services climatiques.

Mis en œuvre par le Centre européen de prévisions météo à moyen terme, le C3S repose sur plusieurs composantes. Les deux principales sont le *Climate Data Store*, grand supermarché de données relatives au climat passé, présent et futur, et les *Sectoral Information Systems* qui développent des applications dédiées à des problèmes précis, couvrant actuellement une douzaine de domaines dont l'eau et l'énergie, et appelés à s'étendre.

L'accès aux données **Copernicus** (donc à C3S) et leur utilisation sont entièrement libres et gratuits. Le programme s'appuie sur des contrats passés avec des universitaires, des organismes publics, dont des centres météorologiques comme Météo-France, et des entreprises privées.

Pour aller plus loin

- **Météo et énergie : la collaboration au service de la transition énergétique**, L. Dubus - Revue des Mines, N° 495 (Janvier 2018).
- **Weather Matters for Energy,** A. Troccoli, L. Dubus et S-E. Haupt - Springer (2014).
- **Weather and Climate Services for the Energy Industry**, A. Troccoli - Palgrave Macmillan (2018).
- **A Comprehensive Wind Power Forecasting System Integrating Artificial Intelligence and Numerical Weather Prediction**, Ouvrage collectif - Energies (2020).

UN RÉSEAU EN INTERACTION CONSTANTE AVEC LA BIODIVERSITÉ

© Lisa Garnier

Lisa GARNIER | Émérite,
Domaine Biodiversité

En tant que réseau de transport d'électricité, RTE s'insère dans l'environnement avec ses infrastructures. Or l'environnement comprend autant les éléments climatiques, physiques et biologiques que sont l'eau, le vent, la grêle et les êtres vivants. De manière très concrète, RTE interagit donc au quotidien - avec plus ou moins d'intensité - avec la biodiversité.

Par ailleurs, on ne peut sortir du contexte actuel d'extinction massive des espèces : un nombre croissant d'études confirme que les taux d'extinction actuels sont plus de cent fois supérieurs à ceux ayant eu lieu au cours de l'histoire géologique de la planète. RTE évolue donc aujourd'hui dans le monde de la 6e extinction de masse.

Sous un mot connu de tous : la biodiversité, se dissimule une multitude de théories issues de disciplines différentes. Parce que si le vivant est divers par les organismes qui le composent, il l'est surtout par leurs interactions variées et leurs évolutions dans le temps. Ainsi, la biodiversité est-elle définie par l'ensemble des relations établies entre les êtres vivants et entre ceux-ci et leur environnement à différentes échelles spatiales (du gène au paysage) et temporelles (temps géologiques jusqu'à aujourd'hui).

Les infrastructures[1] de RTE interagissent avec leur environnement de manière directe et indirecte. Cela doit être pris en compte sur l'intégralité de leurs cycles de vie.

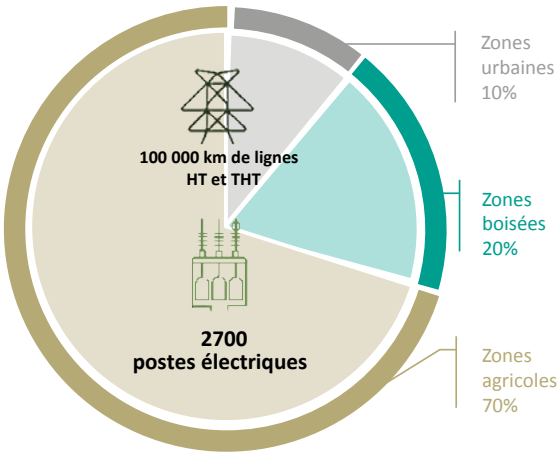
Les infrastructures étant par essence un objet technique, les interactions indirectes existent à partir du moment où l'infrastructure est réfléchie, où il faut prévoir avec les fournisseurs les matières premières. C'est donc en amont des premiers chantiers, lors des études réseau, ingénierie, fabrication des matériaux par les fournisseurs qu'il faut prendre en compte ces interactions.

Les interactions directes semblent plus évidentes à concevoir. Mais les effets des infrastructures sont multiples, peuvent se cumuler et leur nature peut être positive, négative ou neutre (voir encadré).

En milieu terrestre, les lignes traversent l'espace aérien à différentes altitudes. De ce fait, les organismes vivants se déplaçant dans les airs (mammifères, insectes et oiseaux) sont susceptibles d'interagir avec les lignes électriques. Au sol, les lignes délimitent une surface d'emprise où il est nécessaire de maintenir des distances minimales de sécurité entre les ouvrages et la végétation (arrêté technique du 17 mai 2001). Selon la hauteur des lignes, les milieux de ces emprises qui doivent être gérés de manière différente, sont modifiés avec des conséquences pour la biodiversité.

De plus, les pylônes sont des structures qui font un lien entre le territoire terrien et aérien. Les espèces vivant sur le sol peuvent y trouver un intérêt (lieu de repos, de nourrissage, de reproduction) dès lors qu'ils sont capables de grimper sur la structure. De manière identique, les espèces se dispersant dans l'air peuvent également y trouver une utilité. Les postes électriques constituent également une emprise sur le sol et des structures sur lesquelles faune et flore peuvent s'installer, se déplacer, se poser, voire se reproduire.

INFRASTRUCTURES RTE ET DIVERSITÉ DES MILIEUX RENCONTRÉS



Près de 15 000 km de lignes traversent des espaces naturels protégés, 48 % sont des zones Natura 2000

328 postes sont en zones naturelles protégées, 35 % sont des zones Natura 2000

1. *Par infrastructure, on entend l'ensemble de ce qui constitue le patrimoine de RTE et de ses activités (bâtiments, matériels électriques, salle de dispatching, postes électriques, pylônes, véhicules, infrastructures numériques, etc.)*

Enfin, les lignes électriques souterraines ou sous-marines empiètent de l'espace dans le sol au dépend des organismes qui y évoluent (mammifères, microorganismes, insectes, crustacés, mollusques, annélides). Comme les lignes aériennes, elles sont susceptibles d'avoir des effets sur ces espèces.

Le nombre d'études scientifiques traitant des impacts (positifs ou négatifs) des lignes électriques haute tension sur la biodiversité est en croissance depuis les années 2000. Ce sont principalement les oiseaux qui ont été étudiés parmi les vertébrés. Cependant, les végétaux ainsi que les invertébrés, notamment les insectes, font également l'objet de recherches.

TOUR D'HORIZON DES DIFFÉRENTS EFFETS LIÉS AUX INFRASTRUCTURES

Les effets des lignes électriques terrestres les plus courants sont l'effet barrière (entrave au déplacement) et l'effet ressource (attirance) par une modification de l'habitat. Malgré une prédominance des impacts négatifs pour chacun des effets, on note que le changement d'habitat ainsi que les effets lisière et corridor révèlent des impacts positifs.

- **L'effet barrière**

L'apparition d'une nouvelle infrastructure dans le paysage peut créer un obstacle physique (câble aérien par exemple) et engendre des risques de collision. Jusqu'à présent, l'effet barrière a surtout été étudié chez les oiseaux qui peuvent être amenés à modifier leurs trajectoires de vol. Les lignes électriques peuvent également être des barrières pour les petits mammifères indiquant une diminution de la connectivité forestière.

- **La ligne comme une ressource**

Câbles électriques et pylônes peuvent être utilisés comme des perchoirs, reposoirs et lieux de reproduction augmentant ainsi l'aire de répartition de certaines espèces d'oiseaux. Des études indiquent que les infrastructures électriques pourraient être des refuges dans des habitats peu variés et que la végétation située sous les pylônes profiterait aux oiseaux, insectes et petits mammifères.
Le paradoxe est que ces mêmes structures sont la source d'une accidentologie plus élevée notamment par électrocution chez les rapaces. Chez RTE, ce sont les collisions qui représentent les accidents les plus fréquents.

- **La modification de l'habitat**

La coupe de la végétation sous les lignes électriques est, selon le type de milieu initial, destructrice tout en étant favorable à certaines espèces de plantes et d'animaux par l'ouverture du milieu et la modification de l'écosystème. Par exemple la formation d'habitats régulièrement « jeunes » induite par les coupes permet aux cortèges des espèces inféodées aux milieux ouverts (herbacées, insectes) de se multiplier et d'augmenter une hétérogénéité paysagère, entre les coupes.

- **La fragmentation des habitats**

La fragmentation des habitats est un « grignotage » de l'habitat initial par une activité humaine. L'habitat est converti en plusieurs fragments plus petits. Les recherches actuelles en milieu terrestre ne relèvent pas de larges impacts négatifs par les réseaux de transports d'électricité.

- **L'effet lisière**

L'effet lisière est l'augmentation de surface de la frontière entre deux écosystèmes impliquant des modifications de cortèges d'espèces et de facteurs environnementaux (ensoleillement par exemple). Cet effet lisière apparaît notamment lorsque l'on coupe la végétation sous l'emprise.

- **L'effet corridor**

L'effet corridor est la facilitation du déplacement des espèces entre deux habitats qui ont été fragmentés. Il n'a pas été démontré sous les lignes électriques.

- **Les champs électromagnétiques**

Les effets des champs électromagnétiques chez les espèces sauvages ont été peu étudiés. Quelques travaux ont été menés sur certaines espèces d'oiseaux ainsi que sur des mécanismes biochimiques chez les végétaux. En milieu marin, les projets de recherche se multiplient sur différentes espèces.

De la règlementation au partenariat

De manière générale, la nature des interactions avec la biodiversité n'ayant pas été appréhendée autrement que par la prédation – et c'est une des raisons pour laquelle la biodiversité est en voie d'extinction – les services instructeurs tels que les États, les services intergouvernementaux ou l'Union européenne ont développé des outils règlementaires afin qu'elle bénéficie d'une protection. En France, on distingue ainsi une Règlementation des espèces protégées et une Règlementation des espaces. Ces protections règlementaires sont notamment prises en compte dans les études d'impact précédant la construction d'un nouvel ouvrage. Dans le cadre de travaux de maintenance (peinture des pylônes, végétation dans les tranchées forestières), de nombreuses règlementations s'appliquent également vis-à-vis de la protection de la biodiversité.

Ce foisonnement de règlementations et de structures associées engage RTE à interagir avec de nombreux organismes gestionnaires d'espaces naturels : la biodiversité devient facteur d'interactions humaines. Sa préservation devient un enjeu de concertation et force au dialogue. Les relations entre les différentes parties prenantes (riverains, sous-traitants, collectivités locales) peuvent alors tendre vers un partenariat gagnant/gagnant ou à défaut vers un objectif à atteindre afin d'éviter de perdre de l'énergie et des ressources dans des conflits. Avec la notion des services écosystémiques fournis par la biodiversité - qui se définissent par les bénéfices que les humains retirent des écosystèmes - RTE a une opportunité de mettre en avant des aménagements favorables à la biodiversité tout en favorisant un dialogue territorial positif, facilitateur de concertation.

LE CILB : UN ENGAGEMENT VOLONTARISTE

Les partenariats actuels de RTE se sont construits au fil du temps avec des projets locaux (premier aménagement de pieds de pylônes en zone agricole par des chasseurs en 2004) et des engagements pris en réponse au Grenelle de l'Environnement en 2007. Le Club Infrastructures Linéaires et Biodiversité (CILB) dont RTE est membre fondateur cherche par exemple à atteindre des objectifs communs de préservation de la biodiversité et de développement territorial. Il participe au programme de recherche « Infrastructures de Transports, Territoires, ECOsystèmes et Paysages » (ITTECOP) avec le Ministère de la Transition écologique et la Fondation pour la Recherche sur la Biodiversité.

Le CILB compte 10 membres dont EDF, Enedis, GRT Gaz, SNCF Réseau, Eiffage ou encore les Voies Navigables de France.

R&D : pour des infrastructures mieux intégrées et plus résilientes

L'effondrement de la biodiversité combiné au réchauffement climatique permet d'anticiper que les territoires prendront de plus en plus en compte la gestion de la faune et de la flore dans les projets de développement d'infrastructures, notamment dans le cas de programmes de réintroduction d'espèces. Il reste de nombreuses études à mener et RTE s'engage dans les axes de recherche liés à l'avifaune, aux milieux terrestres, souterrains et marins.

Les recherches sur la thématique aérienne s'intéressent essentiellement aux oiseaux mais peuvent toucher d'autres animaux volants comme les chauves-souris. Les pylônes de RTE sont utilisés par de nombreuses espèces d'oiseaux comme perchoirs, reposoirs et lieux pour nicher. Depuis plusieurs années, le nombre de cigognes blanches nicheuses a considérablement augmenté sur les pylônes.

À titre d'exemple, en Loire-Atlantique, 25 % des nids de cigognes sont désormais situés sur des pylônes RTE en raison de la disparition des arbres. La présence de nids entraîne des contraintes (règlementation sur les espèces protégées) et des gestes supplémentaires pour la maintenance en termes d'installation de

matériel (déplacement sécurisé des nids, installation de matériels répulsifs) et de suivi régulier du matériel installé (retrait des branchages). Cela a également un impact sur la qualité de l'électricité et donc sur la relation aux clients. Les coûts engendrés par la cigogne en terme de régulation incitative de la qualité de l'électricité entre 2009 et 2018 atteignaient 8 millions d'euros dans l'ouest du pays. C'est une estimation basse puisqu'elle ne prend pas en compte l'impact financier global (matériel, main d'œuvre, études de renforcement d'ouvrages).

Atteindre des lignes sécurisées d'ici 2050

Les solutions pour permettre des interactions sécurisées entre les infrastructures et les oiseaux comportent plusieurs aspects. Il est nécessaire de comprendre le comportement des oiseaux aux abords des lignes et de traiter l'efficacité de leurs systèmes de balisages. Il faut également objectiver les contraintes et avantages de laisser nicher certaines espèces d'oiseaux sur les pylônes sous les conducteurs, notamment en milieu agricole ou au-dessus des conducteurs selon leur degré de protection réglementaire. Enfin, il est important de mettre au point de nouveaux procédés de balisages des lignes (utilisation des connaissances sur la vision des oiseaux, leurs comportements, les routes migratoires). L'objectif est d'améliorer les méthodes (étude d'impact, surveillance, compensation) et d'utiliser les ressources disponibles de manière optimale afin d'atteindre des lignes électriques sécurisées pour les espèces les plus à risques d'ici 2050.

En plus des études concernant les interactions directes (exemple : l'efficacité des procédés anti-collisions), les recherches peuvent porter sur les interactions gagnantes-gagnantes. Elles portent notamment sur une résilience accrue de la biodiversité, une meilleure acceptation des ouvrages et donc la possibilité de mieux optimiser l'évolution du réseau électrique.

Recherches sur les thématiques terrestres

Selon les scénarios du GIEC, le changement climatique aura des conséquences sur les risques d'incendies, notamment en raison d'une augmentation des périodes de sécheresse. Il aura également des conséquences sur la qualité des sols (taux d'humidité, structuration du sol). Si la gestion alternative de la végétation est une méthode en développement, RTE aura besoin d'explorer des solutions innovantes, notamment en raison de la déprise agricole actuelle qui diminue le nombre de partenaires potentiels.

Ces solutions devraient à la fois coupler l'intégration des emprises de RTE et des postes électriques dans les territoires, répondre aux enjeux de conservation de la biodiversité, permettre la résilience aux futurs incendies et lutter contre le changement climatique par stockage de carbone.

Afin d'aller au-delà de la seule conservation règlementaire de la biodiversité, RTE pourrait être le « lien » solidaire des acteurs formant les corridors sous les lignes électriques : clients, exploitants agricoles et forestiers, … Faisant de l'entreprise un acteur incontournable des territoires. Des recherches sont à développer sur ces derniers axes pour instruire les solutions et les faisabilités techniques.

Par ailleurs, des études et des projets sont déjà menés. Depuis 2018, RTE accélère son engagement dans une stratégie volontariste d'élimination progressive des produits phytosanitaires pour l'entretien de ses sites industriels. Pour les postes électriques, des travaux d'aménagement ont été lancés en 2011, dans la lignée des engagements des plans éco-phyto et des règlementations sur l'eau, pour tester pro-activement différentes solutions de zéro phyto (végétation adaptée, couvre-sol, paillage minéral). Pour l'entretien, différents essais ont été menés comme l'éco-pâturage ou l'emploi de solutions robotisées. L'évolution de la biodiversité est suivie dans le cadre d'un protocole développé par le Muséum national d'Histoire naturelle.

Recherches sur les thématiques souterraines et sous-marines

À une échelle globale, environ 25 % de la biodiversité mondiale décrite vit dans les sols, mais c'est un milieu qui a été très peu étudié en termes d'interaction avec les raccordements souterrains. La compréhension des effets des lignes souterraines sur la biodiversité des sols est un secteur de recherche à développer en amont des potentielles règlementations sur le sujet.

Dans le milieu marin où les interconnexions et les raccordements électriques avec les fermes éoliennes offshores sont en développement, les impacts temporaires potentiels sont liés au bruit généré par les travaux, à la modification du substrat (fond marin) et de la turbidité. Les impacts permanents potentiels sont liés aux champs électriques et magnétiques, et à l'effet récif. Ils font l'objet d'incertitudes, bien

que les connaissances scientifiques progressent. Les perturbations sont fonction de la localisation du câble électrique : dans la colonne d'eau (câble dynamique pour les raccordements des parcs éoliens flottants), sur le fond (câble posé et protégé) ou dans le sédiment des fonds marins (câble ensouillé).

Dès 2011, RTE s'est engagé avec l'IFREMER à rassembler les connaissances portant sur les impacts des câbles électriques sous-marins lors des phases de travaux et d'exploitation. En 2019, une synthèse des connaissances a été publiée par l'IFREMER. Elle indique que les impacts écologiques des câbles électriques sous-marins renvoient à des questions environnementales classiques inhérentes à toute structure artificielle installée sur les fonds marins et pour lesquelles il existe un recul scientifique généralement important. La synthèse évoque également des questions plus inédites, liées au passage du courant électrique dans les câbles (champ électromagnétiques, échauffement). Dans cette synthèse, il n'est pas relevé d'impact jugé fort.

Écosystème marin : 17 projets dont une chaire maritime et deux revues bibliographiques

Pour répondre aux enjeux du développement des projets offshore, plusieurs types d'études sont menés par RTE et ses partenaires. Actuellement, neuf projets de recherche portant sur la biodiversité et l'écosystème marin sont en cours (les autres sont terminés).

Certains projets (voir illustration) portent sur les effets potentiels des travaux et de l'exploitation du câble électrique sous-marin. Ainsi, l'étude **OASICE**, démarrée en 2017, s'intéresse aux effets de la turbidité, de l'acoustique et des champs électromagnétiques. **OASICE** cherche à valider l'utilisation de la coquille Saint-Jacques comme un bio indicateur.

D'autres études caractérisent la dynamique des milieux dans lesquels vont s'insérer les futurs projets de parcs éoliens en mer flottants ou posés et leurs raccordements. C'est le cas des projets **DUNES** (Dunkerque) et **APPEAL** (projet pilote d'éoliennes flottantes, Groix et Belle-Ile). Ces études locales permettent de comprendre avant l'implantation d'une infrastructure en mer, les états initiaux du milieu ainsi que la dynamique des espèces, permettant ensuite d'en modéliser le devenir en fonction des modifications environnementales : changement climatique, modifications des usages, implantation d'une infrastructure.

Enfin, des comités d'experts comme le **GIS ÉCUME**[2] ou **COME3T**[3] mènent des études plus transverses.

Si l'objectif de ces recherches est d'avoir un moindre impact et d'être régénérant en faveur de la biodiversité, des efforts supplémentaires sont nécessaires à la compréhension des mécanismes écologiques en présence de câbles électriques sous-marins et de postes électriques en mer, notamment dans les domaines où le degré d'incertitude est moyen ou fort. Diminuer ces incertitudes tend à faire décroître les perceptions du risque.

Le sujet étant récent, l'ensemble des champs reste à explorer. En phase de travaux, la connaissance de leurs impacts dans le temps et dans l'espace permettra d'améliorer et développer des solutions d'évitement. En phase d'exploitation et de maintenance, la recherche pourra montrer l'impact éventuel des champs électromagnétiques sur des espèces migratrices sensibles. Les études apporteront aussi un éclairage sur le rôle de l'effet récif et son pouvoir de régénération des écosystèmes marins. Comme pour l'aérien ou le terrestre, une meilleure connaissance ouvre la voie à de meilleures solutions fondées sur la nature ainsi qu'à un dialogue constructif avec les parties prenantes dans le contexte de la transition énergétique.

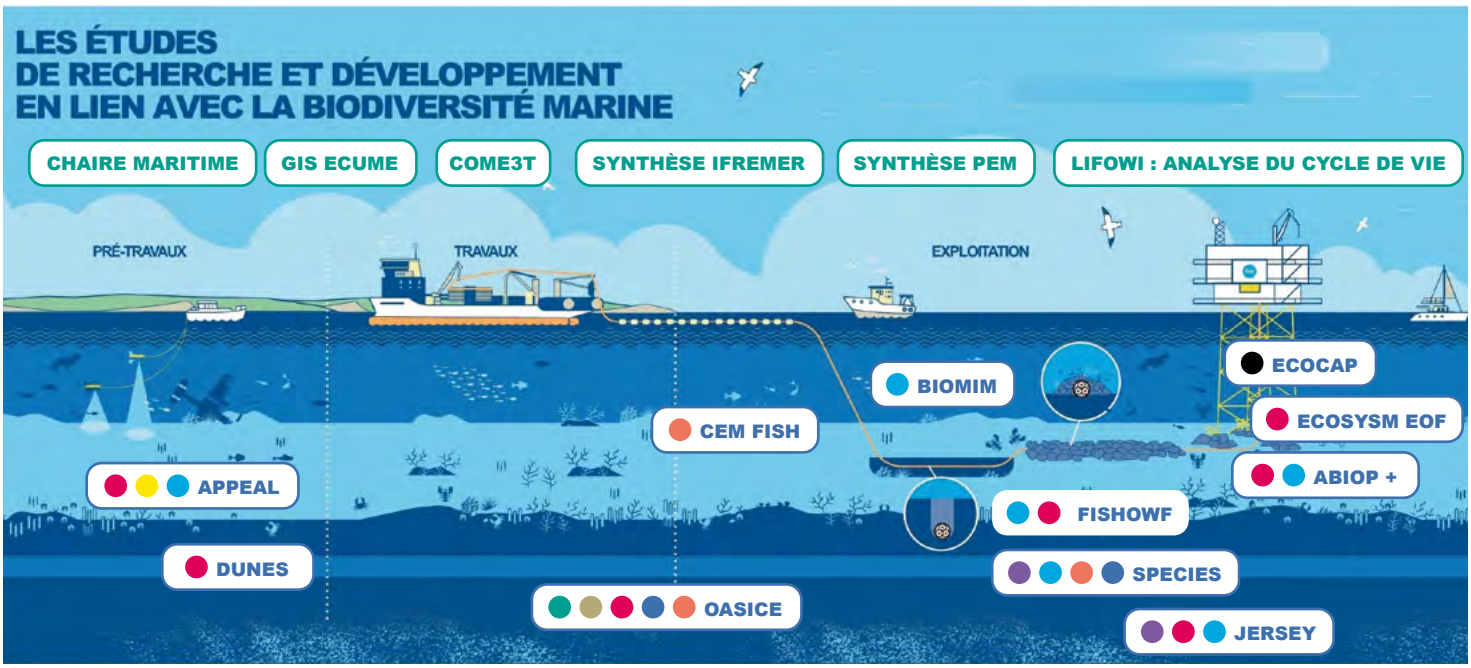
DE NOMBREUX PARTENAIRES

Pour mener ses études, RTE noue de nombreux partenariats associatifs, académiques et institutionnels. L'entreprise travaille ainsi avec des acteurs comme la Ligue de Protection des Oiseaux, des gestionnaires d'espaces naturels (Parcs naturels régionaux de France, par exemple), le Museum national d'histoire naturelle, l'IFREMER ou l'Office National des Forêts. RTE compte également comme partenaires le CNRS, l'Université de Bretagne Occidentale, France Énergie Marine, l'Université de Caen ainsi que des bureaux d'études spécialisés, Ecocéan, TBM environnement, Créocéan.

2. Groupement d'Intérêt Scientifique - Effets CUmulés en MEr
3. Comité d'expertise pour les enjeux environnementaux des énergies marines renouvelables

L'objectif de la recherche est bien de créer une alliance sécurisée avec la biodiversité selon les trois axes : aérien, terrestre et marin. L'acquisition de connaissances à fort enjeu est la clef pour innover, s'adapter, prévenir et régénérer. L'innovation permet d'explorer des sujets nouveaux. L'adaptation d'être résilient. La prévoyance permet de maintenir la performance et la régénération, d'être solidaire avec le vivant.

Dans un second temps, le gain de maturité permet de progresser vers une mise en œuvre de solutions pour les intégrer et les valoriser afin de tendre vers un réseau plus écologique.



LÉGENDE

- Effet socio-économique
- Perturbation de l'habitat
- Emission sonore
- Effet récif
- Emission de champs électromagnétiques
- Mise en suspension de sédiments - Turbidité
- Effet thermique
- Effet réserve
- Pollution chimique

ÉTUDES GLOBALES

ÉTUDES CIBLÉES

Pour aller plus loin

- **Comprendre la biodiversité**, A. Pavé - Éditions Le Seuil (2019)
- **Biodiversité : L'avenir du vivant**, P. Blandin - Albin Michel (Septembre 2020)
- **La biodiversité, de l'océan à la cité**, G. Bœuf - Fayard
- **Sauvons la biodiversité ! 10 actions pour réagir**, H. Soubelet & J-F. Silvain - Rustica éditions (Avril 2019)
- **MOOC : Biodiversité et changements globaux Portail UVED -** https://www.uved.fr/mooc-biochang

BOISSET Jean-Marie

Adjoint au chef de département, Responsable du Pôle Systèmes
CNER, Département Contrôle Commande Local

Jean-Marie est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité. Il a travaillé pendant plus de 30 ans dans le développement de systèmes de contrôle commande des postes électriques à GEC ALSTHOM (puis ALSTOM et AREVA) comme ingénieur développement, responsable technique, chef de projet et directeur R&D.

Il a rejoint RTE en 2010 en tant que responsable des développements des systèmes de contrôle commande.

CHABIN Sophie

Experte
CNER - SERECT

Après une formation d'ingénieure généraliste avec une option en électrotechnique, Sophie est entrée à EDF en 1996, à SERECT, comme chef de projet en charge du développement d'outils TST. Elle a travaillé sur différents outils et découvert le monde de la normalisation et des projets internationaux.

En 2001, Sophie a rejoint le CNER pour travailler sur les doctrines d'exploitation avant de devenir responsable qualité du CNER. Elle a ensuite poursuivi sa carrière à Lille au Groupe Ingénierie Maintenance Réseau en tant que pilote de politiques lignes aériennes comme la sécurisation mécanique, la réhabilitation ou encore la peinture.

En 2011, elle est revenue à SERECT en tant que chef du pôle en charge du développement, des essais et de l'appui technique. Aujourd'hui, à la Direction de SERECT, Sophie est Rapporteure du Comité des TST et secrétaire des groupes de normalisation TST IEC et CENELEC.

DESCHAMPS François

Pilote d'Affaires
Direction du Développement et de l'Ingénierie, Département Concertation et Environnement

François est diplômé de l'École nationale supérieure d'ingénieurs électriciens de Grenoble (ENSIEG). Recruté par EDF R&D, sa première mission porte sur les systèmes de mesure des grands laboratoires d'essais des matériels électriques, puis sur les champs électromagnétiques. Il a rejoint RTE en 2000 en tant que chargé de mission expert sur les champs électromagnétiques et les perturbations d'élevages.

François est membre de plusieurs comités normatifs IEC et CENELEC et membre émérite du CIGRÉ depuis 2006.

DUBUS Laurent

Expert R&D
Direction de la R&D, Pôle Climat, Équilibre Offre Demande et Réseau long terme

Laurent est chercheur expert en météo et climat. Ses activités sont dédiées à l'intégration des meilleures informations disponibles relatives à la météo et au climat dans les différents processus de pilotage, de gestion et de planification du système électrique, à toutes les échelles de temps. Issu d'une formation universitaire en mécanique des fluides, il est ingénieur généraliste avec une spécialisation en environnement marin et docteur en océanographie physique. Après avoir travaillé à EDF R&D, il est entré à RTE en 2019.

Laurent est co-fondateur et directeur non exécutif du World Energy and Meteorology Council, une organisation internationale à but non lucratif dont la mission principale est de faciliter la collaboration entre la communauté météo-climatique et le secteur de l'énergie.

GARNIER Lisa

Pilote R&D Réseau et Biodiversité marine & terrestre
Direction de la R&D

Spécialiste de la biodiversité, Lisa est titulaire d'un doctorat en écologie. Elle a travaillé au Museum national d'Histoire naturelle de Paris. Elle a également été secrétaire scientifique du Conseil Scientifique du Patrimoine Naturel et de la Biodiversité (CSPNB) et chargée de mission biodiversité au département de la recherche du Ministère du Développement durable.

Elle pilote les projets de R&D liés à la biodiversité (marine et terrestre) de RTE depuis 2017.

HONDAÂ Pierre

Expert câbles liaisons souterraines et sous-marines
CNER, Département Liaisons, Division Système Liaisons Souterraines

Pierre a débuté sa carrière chez Bull avant de rejoindre le Laboratoire de Génie Électrique (LGE) des Renardières chez EDF R&D en 1993. Il y a réalisé des essais diélectriques et de puissance sur tous les types de matériels, basse et haute tension, aérien comme souterrain. En 2000, il a rejoint le groupe études, toujours chez EDF R&D, pour suivre la qualification des matériels jusqu'au 400 kV et réaliser des études et expertises suite à des avaries réseaux, avant de rejoindre RTE en 2008.

Pierre contribue à l'écriture des spécifications des systèmes de câbles souterrains et sous-marins en HVAC et en HVDC.

Il participe aux groupes de travail sur les systèmes de câbles dans les normes françaises (AFNOR) et internationales (IEC).

LAJOIE-MAZENC Claire

Conseillère scientifique
Projet Affaires Industrielles Européennes

Claire a débuté sa carrière à la R&D d'EDF à Clamart. Elle s'intéresse au stockage d'énergie pour les réseaux depuis près de 12 ans, avec la création d'une équipe dédiée à EDF R&D, puis d'un programme de recherche. Elle a rejoint RTE une première fois en 1998 jusqu'en 2008, date à laquelle elle est retournée chez EDF R&D avant de revenir à RTE en 2016. Depuis, elle accompagne la montée en compétences sur le stockage (soutien au lancement des projets Ringo et Osmose).

Claire a créé et préside le Club Technique Stockage et Nouveaux Moyens de Production de la SEE. Elle représente RTE à l'Association européenne pour le stockage d'énergie et est membre des plateformes européennes ETIP Smart Network for Energy Transition et Batteries. Par ailleurs, elle préside la section France de l'IEEE depuis janvier 2020.

LE DU Marc

Expert R&D
Direction de la R&D, Pôle Économie, Prospective et Sociétal

Marc est titulaire d'un diplôme d'ingénieur de l'Université de Technologie de Compiègne et d'un DEA en mathématiques appliquées. Depuis 1992, il mène différents projets de recherche et développement sur les réseaux de transport et de distribution, sur la gestion de la production et les marchés de l'énergie.

Il a rejoint RTE en 2016. Depuis, les analyses du système électrique à l'horizon de la neutralité carbone l'amènent à travailler sur les interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, les couplages sectoriels et l'économie des systèmes énergétiques.

LEFIEUX Vincent

Directeur adjoint Statistiques et Valorisation des Données

Vincent est titulaire d'un doctorat en statistique. Il a occupé des postes d'ingénieur chercheur à EDF R&D avant de rejoindre RTE R&D en 2003.

Il a acquis une expertise sur la modélisation de séries temporelles (consommation électrique, productions d'énergies renouvelables, etc.) et a créé et dirigé le pôle *Data science* & IA à RTE. En parallèle, Vincent a donné de nombreux cours dans des universités et écoles d'ingénieurs. Il a été maître de conférence associé à Sorbonne Université de 2010 à 2015.

Vincent est président du Conseil d'administration du Fonds de dotation de l'Institut Henri Poincaré.

LEITLOFF Volker

Expert
CNER, Département Contrôle Commande Local, Division Services Rendus et Performance

Diplômé en génie électrique à l'Université de Stuttgart (Allemagne), Volker a ensuite réalisé une thèse de doctorat au Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble (INPG). Il a travaillé à la Direction des Études et Recherches d'EDF de 1994 à 2002 sur les protections et technologies des réseaux électriques. Il a rejoint RTE en 2003 dans le domaine protections et contrôle commande.

Volker est président des comités TC 38 IEC et CENELEC TC 38 (réducteurs de mesure) et animateur de l'IEC TC 95 WG2 (Protection Functions with Digital Input/Output).

PANCIATICI Patrick

Conseiller scientifique
Projet Affaires Industrielles Européennes

Patrick est diplômé de Supélec. Il a rejoint EDF R&D en 1985 puis RTE en 2003 en participant à la création d'un département de R&D interne à RTE. Il a plus de 35 ans d'expérience sur la dimension « système » des grands systèmes électriques. Actuellement, il inspire et coordonne des activités de recherche à long terme de RTE sur cette dimension « système ».

Patrick interagit avec un grand réseau d'experts internationaux et est en contact avec les meilleures équipes mondiales sur ces sujets. Il est membre du CIGRÉ, Fellow de l'IEEE et membre émérite de la SEE.

PRIEUR Pascale

Experte R&D, Pilote de la feuille de route Modéliser Expertiser pour Prédire le Comportement
Direction de la R&D

Pascale est entrée à EDF en 1990, à la Direction des Études et Recherches (Chatou). Elle a fait ses premières armes dans le domaine de la surveillance et de la maintenance des matériels du parc nucléaire. Elle entre dans l'univers du transport en 1997, comme ingénieur-produit des matériels Sous Enveloppe Métallique (SEM).

Elle rejoint RTE en 2001 et est responsable des spécifications d'entreprise des matériels SEM jusqu'en 2012. Dès la mise en place, en 2002, du Système de Management de l'Environnement (SME) à RTE, elle s'implique dans la réduction des émissions de SF_6 dans l'atmosphère.

Depuis 2014, elle est pilote de domaine à la R&D de RTE dans le Programme Gestion des actifs. Elle poursuit ses activités de normalisation, notamment en tant que Présidente du CENELEC 17AC.

RIBOUD Jean-Christophe

Ingénieur senior
CNER, Département Postes, Division Transformateurs, Condensateurs et Composants

Jean-Christophe est diplômé de l'École Catholique des Arts et Métiers de Lyon et de l'Institut National Polytechnique de Grenoble/École nationale supérieure d'ingénieurs électriciens de Grenoble (ENSIEG).

Avant de rejoindre RTE, en 2007, il a été directeur technique de l'usine de transformateurs de puissance Alstom de St Ouen. Toute sa carrière a été consacrée aux transformateurs de puissance et aux matériels haute tension similaires.

Jean-Christophe est actuellement président des comités AFNOR UF 14 (transformateurs) et UF 36A (traversées isolées). À l'IEC, il dirige les travaux de la MT 60076-5 et du groupe joint TC 36A - TC 14 numéro 8. Il est membre senior de la SEE et a reçu le « Prix du Centenaire » de l'Union Technique de l'Électricité (UTE) en 2015.

SERMANSON Vincent

Pilote d'Affaires à SEDRE

Vincent est entré à la R&D d'EDF à Clamart en 1998 au service études de réseaux/fonctionnement et conduite des réseaux après un cursus d'ingénieur Supélec spécialisé en électrotechnique, une licence d'économie de gestion et 16 mois de Service national civil comme chercheur à l'Université de Liège (Belgique). En 2000, il est détaché un an à l'Electric Power Research Institute (EPRI) en Californie pour réaliser une étude de la fiabilité du réseau nord-américain.

Il est entré à RTE en 2003 au département Méthodes et Appui à Versailles. En 2011, il a rejoint le SEDRE qui est créé à Lille pour réaliser des études sur l'avenir des réseaux 400kV et 225kV.

Vincent a exploré de nombreux aspects du fonctionnement du système électrique : de l'appui à l'exploitation J-1 aux études de développement long terme, des écroulements de tensions aux oscillations interzones, du développement d'outils pour la formation des dispatcheurs à l'animation de projet européen, de l'étude du réseau 225kV/90kV de Vendée aux réseaux de transport nord-américains, des conférences IEEE aux groupes de travail ENTSO-E ou CIGRÉ.

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

AC : Alternating Current - Courant alternatif

ATEE : Association Technique Énergie Environnement

BT : Basse Tension

CC : Contrôle Commande

CCN : Contrôle Commande Numérique

CCG : Cycle Combiné Gaz

CEM : Champ électromagnétique

CENELEC : Comité Européen de Normalisation en Électronique et en Électrotechnique

CIGRÉ : Conseil International des Grands Réseaux Électriques

CNER : Centre National d'Expertise Réseau

CNES : Centre National d'Exploitation du Système

CPSoS : Cyber-Physical Systems of Systems Systèmes de systèmes cyber-physiques

CRÉ : Commission de Régulation de l'Énergie

CSPR : Compensateur Statique de Puissance Réactive

DC : Direct Current - Courant continu

EASE : European Association for Storage of Energy - Association Européenne pour le Stockage d'Énergie

EnR : Énergies Renouvelables

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité

ENTSO-G : European Network of Transmission System Operators for Gas Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport de gaz

EOD : Équilibre Offre Demande

EPRI : Electric Power Research Institute

FAT : Factory Acceptance Test - Test d'acceptation en usine

GIEC : Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRT : Gestionnaire de Réseau de Transport

HT : Haute Tension

HTA : Haute Tension A

HTB : Haute Tension B

HVDC : High Voltage Direct Current Courant Continu Haute Tension

IA : Intelligence Artificielle ou Intelligence Augmentée

IEC : International Electrotechnical Commission - Commission Électrotechnique Internationale

IED : Intelligent Electronic Device - Dispositif Électronique Intelligent

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers - Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens

IST : Intensité de Secours Temporaire

LPIT : Low Power Instrument Transformer Transformateur de mesure basse puissance

LPT : Large Power Transformer - Transformateur de grande puissance

MPT : Medium Power Transformer - Transformateur de moyenne puissance

NTIC : Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

RN : Réserve Nationale : stock stratégique de pièces de rechange

RPD : Réseau Public de Distribution

RPT : Réseau Public de Transport

R#SPACE : RTE Smart Protection Automation and Control Ecosystem

SAT : Site Acceptance Test - Test d'acceptation sur site

SDDR : Schéma Décennal de Développement du Réseau

SEDRE : Service Études de Développement du Réseau Électrique

SEE : Société de l'Électricité, de l'Électronique et des technologies de l'information et de la communication

SEM : Sous Enveloppe Métallique

SERECT : Section d'Études, de Réalisation et d'Expérimentation pour le Comité Technique

SNBC : Stratégie Nationale Bas-Carbone

STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage

TSA : Transformateur de Service Auxiliaire

TST : Travaux Sous Tension

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

Document réalisé sous la direction de Claire Lajoie-Mazenc
Éditorial : Fil de Trame
Conception graphique : l'Agence Rup
Photographies de couverture : © Roux Lionel / RTE 2012 - © Cohen-Solal Zoé / RTE 2012 - RTE
Photographie de groupe (page 4) et portraits : © Yann Paimpol Photographe
Illustrations : © Aleksi Cavaillez
© RTE - Avril 2022 - Tous droits réservés

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble Window
7C Place du Dôme
92 073 Paris, La Défense Cedex

https://www.rte-france.com/