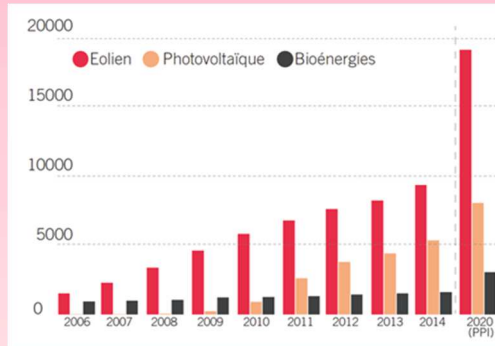
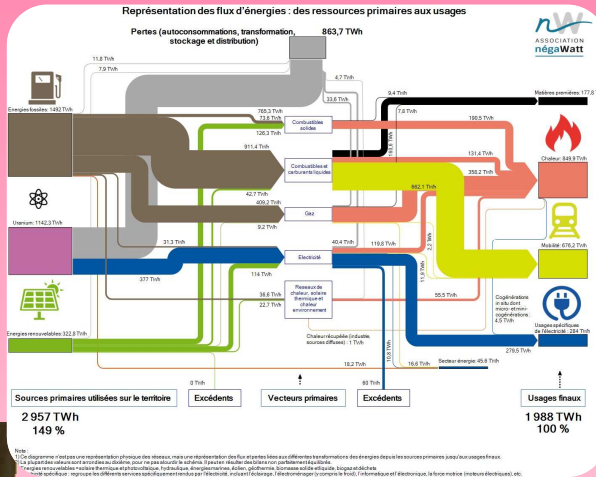
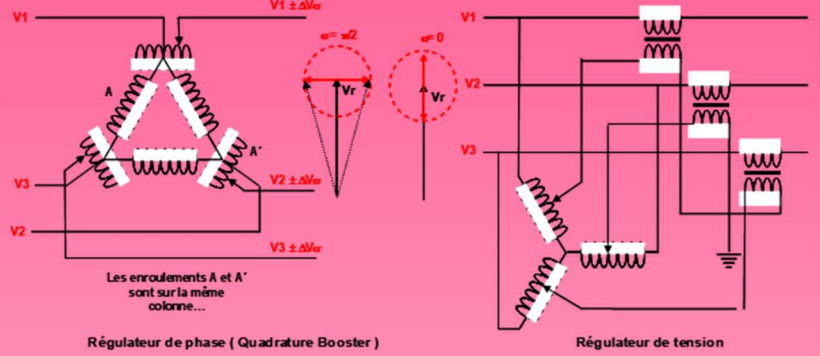


La Revue 3E.I



Ressource publiée sur Culture Sciences de l'Ingénieur : <https://eduscol.education.fr/sti/si-ens-paris-saclay>

OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DURABLE



*QUEL FUTUR
POUR LE RÉSEAU
ÉLECTRIQUE ?*

Publication trimestrielle du Cercle Thématique 13.01 de la SEE

ENSEIGNER L'ÉLECTROTECHNIQUE ET L'ÉLECTRONIQUE INDUSTRIELLE



Société de l'Électricité, de l'Électronique
et des Technologies de l'Information
et de la Communication

Abonnez-vous à *La Revue* 3E.I

- > Outil didactique pour les filières préparant à l'enseignement technique
- > Trame indispensable à la formation continue des hommes et des femmes de terrain
- > 4 numéros par an : janvier, avril, juillet, octobre
- > 3 dossiers complets par an sur des sujets d'actualité + 1 N° Pratique pédagogique

Choisissez votre formule d'abonnement pour 2022 :



Version papier

4 numéros : janvier, avril, juillet, octobre.
Distribution postale

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 40 € TTC	<input type="checkbox"/> 59,18 € HT*



Version numérique

Accès aux publications numériques
ouvert pendant un an à compter de la date du paiement

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 30 € TTC	<input type="checkbox"/> 29,38 € HT



Version duo

Version imprimée
+ version numérique

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 50 € TTC	<input type="checkbox"/> 68,97 € HT*

Votre adhésion à la SEE

<input type="checkbox"/> Standard	<input type="checkbox"/> Retraité <input type="checkbox"/> Enseignant <input type="checkbox"/> Jeune actif (< 35 ans)	<input type="checkbox"/> Etudiant <input type="checkbox"/> En recherche d'emploi
125 € TTC	65 € TTC	15 € TTC

+ Votre abonnement 3E.I (Tarif réservé aux adhérents, version papier)

France & UE : 32 € TTC Hors UE : 51,34 € HT*

TVA de la revue 3E.I : 2,1 %. Adhésion collective possible via des conventions de partenariat - Contactez-nous à : sg@see.asso.fr
* Prix final incluant des frais de transports de 20 €

Adresse de livraison

Nom* :

Prénom* :

Adresse* :

Code postal* : Pays* :

Ville* :

Tél.* :

e-mail* :

*Obligatoire

Adresse de facturation (Si différente)

Je joins le bon de commande administratif N°
et je désire recevoir une facture au nom de mon employeur pour paiement à réception

Raison sociale de l'employeur :

Service : Activité (facultatif) :

Adresse :

Code postal : Ville :

Pays : N° TVA :

N° TVA intracommunautaire : obligatoire pour règlement HT en UE hors de France

Votre règlement

Je règle la somme de €

par Chèque à l'ordre de la SEE

Virement après réception de la facture

Carte bancaire (Visa, Eurocard/Mastercard)

N° Carte

Date de validité N° cryptogramme (3 derniers chiffres au dos de la carte)

e-mail* :

Date* Signature* et cachet si il y a lieu :

*Obligatoire

BULLETIN À COMPLÉTER ET RENVoyer À : SEE - 17 rue de l'Amiral Hamelin - 75116 Paris - France
Tél. +33(0)1 56 90 37 17 - abo@see.asso.fr



ABONNEMENT PLUS RAPIDE : www.see.asso.fr

Je consens à recevoir les autres diffusions de la SEE & de ses activités (congrès, soirées débats, revues, etc.) qui sont extérieures aux diffusions liées à mon abonnement.

Conformément aux dispositions légales et réglementaires en matière de données personnelles, les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par la SEE (Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information) pour la mise en place et le suivi de l'abonnement souscrit ainsi que pour l'envoi de courriers, e-mails de réabonnements. Elles sont conservées et sont destinées à être utilisées par la SEE et les prestataires techniques de la SEE afin de permettre la bonne réception du magazine et d'assurer le service client. Vous pouvez exercer votre droit d'accès aux données vous concernant par courrier : SEE - Service abonnements 17 rue de l'Amiral Hamelin 75116 Paris ou par le formulaire de contact du site web : www.see.asso.fr. Offre valable du 01/10/2021 au 30/09/2022 dans la limite des quantités disponibles.



SOCIÉTÉ de l'ELECTRICITE, de l'ELECTRONIQUE et des TECHNOLOGIES de l'INFORMATION et de la COMMUNICATION.

17, rue de l'Amiral Hamelin, 75116 PARIS
Tél : 01 56 90 37 17
site web : www.see.asso.fr

La Revue 3EI
publication trimestrielle
de la SEE

SEE, association reconnue d'utilité publique par le décret du 7 décembre 1886
Siret 785 393 232 00042, APE 9412 Z, n° d'identification FR 44 785 393 232

3EI : Enseigner l'Électrotechnique et l'Électronique Industrielle

<p>La Revue 3EI, Édition SEE, 17 rue de l'Amiral Hamelin 75116 PARIS</p> <p>Directeur de la publication François GERIN Président de la SEE</p> <p>Rédacteur en Chef Franck LE GALL</p> <p>Adresser les propositions d'article à : revue3ei@gmail.com</p> <p>Communication : Mme. Mélisande DE LASSENCE Communication1@see.asso.fr 01 56 90 37 17</p> <p>Promotion et Abonnements : (4 numéros par an) Janvier, Avril, Juillet, Octobre. Tél : 01 56 90 37 17 abo@see.asso.fr</p> <p>Tarifs 2022 :</p> <p>Version PAPIER : France et UE (TTC) 40 € Pays hors UE (HT) 49,18 €</p> <p>Version NUMÉRIQUE : France et UE (TTC) 30 € Pays hors UE (HT) 29,38 €</p> <p>Version DUO (Papier+Num.) : France et UE (TTC) 50 € Pays hors UE (HT) 58,97 €</p> <p>Impression : JOUVE 53100 Mayenne 11 bd de Sébastopol - 75027 Paris Cédex 1 - Tel : 01 44 76 54 40 Couv : O.P. : All. – TFR : 0 – C. : PEFC Corp. : O.P. : Esp. – TFR : 0 – C. : PEFC</p> <p>Dépôt Légal : Janvier 2022 Commission Paritaire 1217 G 78028 ISSN 1252-770X</p>	<p style="text-align: right;">Sommaire du n° 107</p> <p>Numéro spécial : Quel futur pour le réseau électrique ?</p> <p>p. 2 Éditorial,</p> <p>Thème : Quel futur pour le réseau électrique ?</p> <p>p. 3 <i>La transition énergétique au cœur d'une transition sociétale soutenable : le scénario négaWatt 2022</i> Association négaWatt</p> <p>p. 13 <i>Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France</i> Andreas Rüdinger</p> <p>p. 23 « Futurs énergétiques 2050 » les scénarii de RTE en 2021</p> <p>p. 40 Programme de R&D et d'Innovation d'Enedis</p> <p>Hors Thème :</p> <p>p. 47 Réseaux de transmission J. Courault</p> <p>p. 60 De qui la transformation de Laplace est-elle le nom ? Aurélien Gautreau & Pascal Raini & Norbert Verdier</p> <p>p. 63 La transformation de Laplace dans les mathématiques pour l'ingénieur Aurélien Gautreau & Pascal Raini & Norbert Verdier</p> <p>p. 68 Quelques exemples d'applications actuelles de la Transformée de Laplace en Génie Electrique Aurélien Gautreau & Pascal Raini & Norbert Verdier</p> <p>p. 70 Commande en temps réel d'un hacheur quatre quadrants sous Matlab/Simulink et Arduino. L.Benbaouche, B.Amghar</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans la présente édition, faite sans l'autorisation de l'éditeur est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées. Toutefois des copies peuvent être utilisées avec l'autorisation de l'éditeur. Celle-ci pourra être obtenue auprès du Centre Français du Droit de Copie, 20, rue des Grands Augustins, 75006 Paris, auquel la Revue 3EI a donné mandat pour la représenter auprès des utilisateurs. (loi du 11 mars 1957, art.40 et 41 et Code Pénal art. 425).

Numéro 107 de la revue 3EI

Les récents rapports du GIEC, de Négawatt et de RTE publiés en 2021 ont fait la une des journaux et lancé le débat sur les choix énergétiques qui devront être faits dans les prochaines décennies. A leur lecture, il apparaît évident que l'électricité devra jouer un rôle de plus en plus important pour assurer la décarbonation de notre société. Nous vous proposons donc de vous plonger dans ces analyses prospectives à l'aide de textes synthétisant ces travaux. Nous espérons que ce dossier vous offrira un panorama complet des différentes solutions envisagées par les acteurs du réseau électrique français.

« Thème : Quel futur pour le réseau électrique ? »

Le thème s'ouvre avec l'article de l'association Négawatt qui a rendu public son 5^{ème} scénario de transition énergétique pour la France métropolitaine en octobre 2021. Les auteurs, membres de l'association y décrivent un scénario qui englobe l'ensemble des secteurs énergétiques de la France métropolitaine et intègre une forte relocalisation industrielle. Grâce à une démarche importante de sobriété, à l'exploitation de tous les leviers possibles d'efficacité énergétique, il atteint ces objectifs avec un mix énergétique à 96 % renouvelable, tout en réduisant fortement l'extraction de matières premières dans la croûte terrestre.

Dans son article, M. Rudinger de l'IDDRI analyse les stratégies de déploiement des énergies renouvelables en France. L'intégration massive des sources renouvelables intermittentes qui sont mises en avant dans différents scénarios soulève en effet un certain nombre d'actions d'adaptation et de transformation tant techniques, économiques que réglementaires.

Le troisième article du thème rédigé par le comité de rédaction de la revue 3EI est une synthèse du document « Futurs énergétiques 2050 - Principaux résultats » publié en fin 2021 par RTE. Leur étude de très grande ampleur sur l'évolution du système électrique intitulée « Futurs énergétiques 2050 » a vocation à éclairer le débat puis la décision publique sur le fondement de données scientifiques documentées, discutées et transparentes.

Les scénarios envisagés induisent des évolutions importantes du réseau électrique. Le dernier article du thème décrit les axes qui structurent le programme de R&D d'Enedis afin de transformer la gestion des systèmes de distribution, faciliter la transition énergétique et s'adapter aux besoins émergents des clients en proposant de nouveaux services.

« Hors Thème »

En complément du thème sur l'avenir du réseau électrique, M. Courault nous offre un article sur les réseaux permettant de comprendre les interactions entre production et transport. Il introduit aussi les FACTS qui dans le contexte de la montée en puissance des énergies renouvelables, sera sûrement d'une certaine importance dans le futur...

C'est à la lecture du numéro spécial de la revue 3EI sur André-Marie Ampère, que MM. A. Gautreau, P. Raini et N. Verdier ont eu l'idée de proposer un dossier sur un autre grand scientifique bien connu en Génie Electrique : Pierre Simon Marquis de Laplace. C'est donc trois articles que nous proposons les collègues sur les aspects biographiques, l'histoire de la transformation de Laplace et des exemples d'applications au GE.

Nous clôturons ce numéro de janvier avec un article de MM. L. Benbaouche et B. Amghar qui enseignent à l'ESTP. Ils y détaillent la mise en œuvre d'une commande en temps réel d'un hacheur quatre quadrants par la technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI) sous Matlab/Simulink et Arduino. Une belle idée de projet à mener avec des étudiants.

Le Comité de Publication de la Revue 3EI

Faites connaître notre revue
Vous en assurez la pérennité

La Revue 3EI

Comité de publication

Morgan ALMANZA

Hamid BEN AHMED

Arnaud BRUGIER

Jacques COURAULT

Jean FAUCHER

Gilles FELD

Jean Michel GAY

Jean-Philippe ILARY

Anthony JUTON

Chérif LAROUCI

Marie-Michèle LE BIHAN

Franck LE GALL

Denis LABROUSSE

Pascal LOOS

Marc PETIT

Sylvain PIETRANICO

Oviglio SALA

Jean-François SERGENT

Jean-Claude VANNIER

LA TRANSITION ENERGETIQUE AU CŒUR D'UNE TRANSITION SOCIETALE SOUTENABLE : LE SCENARIO NEGAWATT 2022

ASSOCIATION NEGAWATT
contact@negawatt.org

Résumé : Les conséquences du dérèglement climatique sont déjà visibles, y compris en France. Le récent rapport publié par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) vient à nouveau confirmer l'origine anthropique de ces bouleversements. Quant aux effets de l'effondrement de la biodiversité, ils sont désormais tout autant avérés que ceux associés au « problème climatique » et peut-être même d'une gravité supérieure, ainsi que nous alerte l'IPBES¹. Depuis 20 ans, l'Association négaWatt contribue à la recherche de solutions en traçant la voie d'une société plus respectueuse des ressources de la planète, de la biodiversité et de l'humain.

Le 26 octobre 2021, l'Association négaWatt a rendu public son 5ème scénario de transition énergétique pour la France métropolitaine (voir l'ensemble des documents : vidéos de présentation et autres compléments sur le site de l'association [1]). Afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050, le « scénario négaWatt 2022 » englobe l'ensemble des secteurs énergétiques de la France métropolitaine, il est étroitement couplé au scénario Afterres 2050 (agriculture, foresterie et nourriture de l'Association Solagro [2]). En outre, il considère des consommations de matières fondées sur un partage équitable au niveau mondial et compte-tenu des réserves connues. Enfin, il intègre une forte relocalisation industrielle. Grâce à une démarche importante de sobriété, à l'exploitation de tous les leviers possibles d'efficacité énergétique, il atteint ces objectifs avec un mix énergétique à 96 % renouvelable, tout en réduisant fortement l'extraction de matières premières dans la croûte terrestre. Il est également compatible avec l'objectif intermédiaire de -55 % de gaz à effet de serre fixé au niveau européen à l'horizon 2030. Le présent article décrit de façon plus qualitative que quantitative les grands principes qui sous-tendent la démarche négaWatt et les auteurs encouragent les lecteur·rice·s à lire les documents plus détaillés disponibles en ligne [1].

I/ Vers une société plus durable, plus équitable

Le scénario négaWatt s'inscrit dans une démarche globale de soutenabilité. Il vise à répondre aux impératifs énergétiques et climatiques, tout en nous orientant vers une société plus durable, plus équitable et plus résiliente, en traitant également les enjeux de biodiversité, de précarité, de pollution de l'air, etc.

Par sa dimension systémique, ce scénario contribue pleinement à agir positivement sur les 17 objectifs de développement durable définis par l'Organisation des Nations Unies « pour assurer la paix et la prospérité pour les peuples et la planète » [3] et adoptés par la France en 2015, ainsi que 192 autres pays. Ce référentiel, bien qu'ayant ses propres limites, propose un socle pertinent pour considérer la diversité des enjeux sociaux, économiques et environnementaux autour des choix de transition énergétique. C'est notamment par cette transversalité, sans égal en France, qu'il se distingue des autres scénarios existants (plus particulièrement des scénarios produits par l'ADEME et RTE, ce dernier étant limité à l'électricité).

Il revêt également une dimension politique puisque, sa publication s'inscrit dans la campagne de l'élection présidentielle et est largement relayée par les grands

médias (Le Monde, Le Figaro, Libération, France Inter, etc.).



Figure 1 : Les objectifs de développement durable de l'ONU

Dans le scénario négaWatt 2022 :

- Par rapport à l'année de référence 2019, l'empreinte environnementale globale de notre système de production et de consommation est fortement réduite : les émissions nettes de gaz à effet de serre deviennent nulles en 2050, le système énergétique est alimenté à 96 % par des sources renouvelables, la consommation de matériaux issus de l'extractivisme est fortement réduite, la

¹ IPBES : Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services ou Plateforme intergouvernementale scientifique et politique sur la biodiversité et les services écosystémiques, <https://ipbes.net/>

biodiversité et la ressource en eau sont davantage préservées.

- De nouvelles dynamiques économiques sont enclenchées : les stratégies industrielles ont sensiblement évolué, l'industrie lourde s'est transformée pour produire de manière radicalement moins émettrice, les filières de matériaux renouvelables et d'énergies renouvelables sont devenues largement compétitives, engendrant des retombées économiques pour les territoires, des centaines de milliers d'emplois pérennes sont créés, et la baisse de la consommation d'énergie dégage du pouvoir d'achat pour les ménages.
- Les conditions sociales sont améliorées : la précarité et la vulnérabilité énergétiques sont fortement réduites, tout comme les inégalités de ressources et d'accès aux services, offrant à l'humanité un espace de vie durablement plus juste et sûr.
- L'ensemble de la population profite d'une meilleure santé, grâce à une réduction globale de la pollution de l'air, de l'eau et des sols, à une alimentation et à un régime alimentaire bien plus sains ou encore à l'utilisation accrue des modes actifs de déplacement comme le vélo et la marche à pied.

Bien que son périmètre se limite à la France métropolitaine, le scénario négaWatt s'inscrit résolument dans une vision mondiale :

- Il intègre le principe d'une équité d'accès aux ressources énergétiques et aux matières premières, et d'un partage de l'effort entre les régions du monde sans perdre de vue la responsabilité historique des pays occidentaux dans la dégradation de l'environnement et dans l'aggravation des inégalités sociales.
- L'évaluation des émissions de gaz à effet de serre ne se limite pas à celles générées sur le territoire national (approche dite cadastrale) mais prend aussi en compte celles qui sont imputables aux biens et services que nous importons (approche en empreinte).
- Il s'inscrit dans un scénario européen de transition énergétique en cours d'élaboration par une quinzaine de partenaires de différents pays, coordonnés par l'Association négaWatt.

Climat : nous pouvons encore agir

Les conséquences du dérèglement climatique sont déjà visibles, y compris en France, et l'objectif de non-dépassement du seuil de +1,5°C de réchauffement global semble de plus en plus hors de portée. Pour autant, est-il trop tard pour agir ?

La réponse est clairement non. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a montré dans son rapport publié durant l'été 2021 que la limitation à +1,5°C du réchauffement était encore possible - bien que très difficile à atteindre - sous certaines conditions. Parce que « Chaque demi-degré

compte, chaque année compte, chaque choix compte » et que l'urgence climatique est l'affaire de tous, ce sont tous les acteurs qui doivent unir leurs forces, depuis les plus grandes organisations internationales jusqu'à chacune et chacun d'entre nous.

Construire un scénario énergétique en repartant des usages de l'énergie - comme le fait négaWatt - permet d'identifier les solutions et les actions concrètes à notre portée afin de rendre possible la lutte contre le dérèglement climatique et la mise en place d'un nouveau projet de société.

Pas de transition écologique sans transition sociétale

Les émissions mondiales de gaz à effet de serre sont très majoritairement dues à la combustion d'énergies fossiles pour produire de l'électricité, faire rouler des véhicules, chauffer des bâtiments ou encore faire fonctionner des industries. La nécessaire transformation de notre système énergétique ne pourra pas se faire en remplaçant simplement les énergies fossiles par des énergies décarbonées. La limitation des impacts environnementaux et sociaux et la réduction de la pression sur les matières premières passent par une profonde transformation de nos modes de consommation et de production d'énergie et de biens matériels. C'est le constat partagé par les scénaristes négaWatt mais également par l'ensemble des personnes qui œuvrent de près ou de loin à l'élaboration des scénarios de l'association, suite à des réflexions étayées depuis plus de 20 ans.

Ces perspectives appellent de fortes transitions sociétales, au niveau individuel comme collectif. Source d'espoir, la population française montre une aspiration grandissante à faire évoluer ses modes de vie pour répondre aux enjeux environnementaux. Pour que cette transition sociétale devienne effective, elle doit être comprise, acceptée et portée par le plus grand nombre ; sa mise en œuvre doit être anticipée et accompagnée par des actions politiques plutôt qu'imposée et subie.

L'énergie, un sujet éminemment politique

L'indispensable mise en mouvement de l'ensemble des acteurs doit être facilitée par un cadre commun décliné en politiques publiques adaptées aux échelons internationaux, nationaux et territoriaux. Avant d'être technique, la transition énergétique est un sujet politique. Elle ne peut pas se cantonner à un simple débat d'experts : les faits scientifiques sont là pour nourrir et orienter le débat, poser l'urgence à agir, mais les choix technologiques, industriels, de gouvernance ou encore de financement relèvent du débat de société.

Les incontournables arbitrages doivent s'appuyer sur des critères préalablement définis dans un cadre collectif, donc politique. La transition énergétique ne doit pas seulement répondre aux enjeux climatiques, aussi vitaux soient-ils, elle doit prendre en compte l'ensemble des problématiques sociales, économiques et environnementales, telles que posées par exemple par les 17 objectifs de développement durable de l'ONU. C'est à la lumière de ces derniers que les différents

exercices de prospective existants pourraient être comparés et analysés.

La sobriété : remettre les besoins des citoyens au cœur de nos choix

La sobriété énergétique [4] nous invite à questionner nos besoins, nos choix et habitudes de consommation, et plus globalement nos modes de vie. Loin des clichés comme le retour à la bougie, la sobriété peut être heureuse et conviviale, surtout lorsqu'elle s'inscrit dans une démarche d'équité et de partage des ressources conduisant à un monde plus pacifié. Elle est avant tout un levier essentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle ne se résume pas aux seules actions individuelles : sa dimension collective est absolument essentielle pour en démultiplier la portée. La sobriété collective doit devenir un pilier des stratégies industrielles et des politiques publiques territoriales comme nationales.

Notons que l'Association négaWatt est partenaire de premier rang du projet de recherche européen H2020 « FULFILL » Fundamental Decarbonisation Through Sufficiency By Lifestyle Changes (2021-24). Traiter la sobriété énergétique au sein d'un consortium scientifique aussi large est une première et démontre l'importance du sujet [5].

En finir avec les petits pas pour agir efficacement

La transition écologique nécessite une action politique immédiate qui intègre pleinement les enjeux de long terme.

Les instruments de planification nationale (objectifs 2030 et 2050, Programmation pluriannuelle de l'énergie, Stratégie nationale bas-carbone) ne peuvent pas rester de simples vœux pieux, ils doivent cadrer les actions des décideurs politiques. Au niveau territorial, les schémas régionaux et plans climats territoriaux doivent être construits collectivement en cohérence avec ce cadre national. Les décisions prises au niveau national comme local - qu'elles concernent des politiques et mesures ou l'orientation des investissements - doivent être suffisamment ambitieuses à court terme au regard des objectifs de moyen et long terme.

Le scénario négaWatt 2022 fournit un plan de sortie de crises : il vise à diminuer significativement l'ensemble des impacts environnementaux et des risques technologiques associés à notre système énergétique.

L'Association négaWatt propose en complément plusieurs mesures structurantes pour l'avenir, adossées à la trajectoire chiffrée du scénario. Sectorielles ou transversales, elles sont listées dans la suite de ce document. Ces mesures sont à mettre en place dès maintenant, pour mettre la France sur les rails de la transition écologique dans un esprit de justice sociale, contribuant ainsi à l'atteinte des objectifs nationaux et internationaux.

II/ Principes fondamentaux et approche systémique

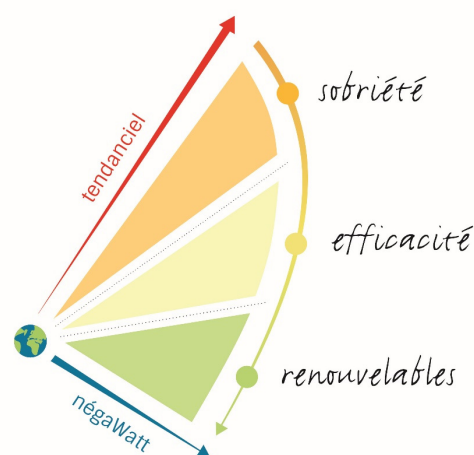
Le trio gagnant : sobriété, efficacité, renouvelables

Un scénario énergétique est un exercice prospectif : le futur qu'il explore ne constitue en rien une prédiction mais représente un chemin possible. Le scénario négaWatt trace la voie d'un avenir souhaitable et soutenable et décrit les solutions pour l'atteindre.

Le scénario négaWatt n'est pas un scénario de science-fiction : il se base sur des technologies suffisamment matures pour qu'elles puissent être déployées à grande échelle, dans un délai compatible avec la trajectoire définie. Ainsi, il ne fait pas de dangereux paris, notamment technologique.

Comme les précédents, le scénario négaWatt 2022 s'appuie sur la « démarche négaWatt » consistant à :

- Prioriser les besoins essentiels dans les usages individuels et collectifs de l'énergie par des actions de sobriété (supprimer les gaspillages, contenir l'étalement urbain, opter pour des alternatives à la voiture, réduire les emballages, etc.) ;
- Diminuer la quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction d'un même besoin grâce à l'efficacité énergétique (isoler les bâtiments, améliorer le rendement des appareils électriques ou des véhicules, etc.) ;
- Privilégier les énergies renouvelables pour leur faible impact sur l'environnement et leur caractère inépuisable. Ce sont des énergies de flux, par opposition aux énergies de stock, fondées sur des réserves finies de charbon, pétrole, gaz fossile et uranium. En somme, ce sont les seules réellement soutenables.



©Association négaWatt - www.negawatt.org

Figure 2 : La démarche négaWatt

Une vision systémique qui va bien au-delà de l'énergie

À travers une modélisation complète du système énergétique (incluant notamment le système électrique avec une simulation au pas horaire), le scénario négaWatt étudie en détail les différents secteurs de consommation et de production d'énergie. Il est construit sur la base d'hypothèses décrivant l'évolution

des différents postes de consommation et filières de production.

Une évaluation de ses impacts socio-économiques et environnementaux est réalisée a posteriori.

Le caractère fini des ressources naturelles, et notamment des matériaux, est également pris en compte. Pour cela, le scénario négaWatt (énergie) est désormais couplé à un scénario négaMat (matériaux et matières premières), qui évalue l'évolution possible des consommations de matériaux en intégrant des hypothèses de sobriété, d'efficacité et de substitution par leurs équivalents d'origine renouvelable.

Tout comme les scénarios négaWatt 2011 et 2017, ce nouvel exercice est aussi couplé au scénario Afterres 2050, scénario de transition agricole, sylvicole et alimentaire réalisé par l'association Solagro.

Ensemble, les scénarios Afterres, négaWatt et négaMat permettent de couvrir un périmètre élargi, offrant ainsi la possibilité d'une vision d'ensemble cohérente.

III/3. Une réduction de nos consommations d'énergie

La description qui suit est essentiellement quantitative mais, bien entendu, l'ensemble des préconisations sont chiffrées année par année.

Mobilité : privilégier les transports en commun, le vélo et la marche à pied

Portés depuis plusieurs décennies par un développement intense du trafic routier, le secteur des transports représente en France le premier poste d'émissions de gaz à effet de serre. La très forte dépendance à la voiture individuelle et au transport routier de marchandises peut et doit être considérablement réduite.

L'évolution de la mobilité vers des modes alternatifs (vélo, marche, transports en commun, etc.) et des motorisations décarbonées entraînera par ailleurs des effets positifs considérables sur la santé.

Dans ce secteur les principales hypothèses sont les suivantes :

- Un report important des déplacements en voiture et en avion vers les transports en commun, la marche, le vélo, etc.
- Une diminution des distances parcourues (télétravail, réduction des déplacements très longue distance)
- Le développement du covoiturage et de l'autopartage
- Une baisse de la vitesse en ville et sur autoroute
- Une réduction du poids et de la consommation moyenne des voitures

En parallèle le parc automobile bascule vers des véhicules électriques (67 % du parc en 2050), hybrides rechargeables électricité-GNV² (30 %) et à hydrogène (3 %). En 2050, tous sont alimentés par des énergies

renouvelables, le GNV notamment est issu de la méthanisation et de la méthanation produit par réaction chimique CO₂ et hydrogène issus d'électricité renouvelable, essentiellement de surplus.

Du côté du fret de marchandises, les leviers suivants sont activés :

- Une réduction des tonnages transportés
- Une augmentation du taux de remplissage des camions
- Un report important du transport routier vers le ferroviaire et le fluvial
- Une réduction de 20 % de la consommation moyenne des poids lourds

Pour parvenir à ces évolutions, les mesures suivantes sont envisagées :

- Investir massivement dans les transports en commun et les infrastructures cyclables, et abandonner tout nouveau projet routier ou aéroportuaire.
- Instaurer une redevance kilométrique sur le fret routier afin de financer le fret ferroviaire.
- Augmenter le prix de l'aérien (éco-contribution sur les billets d'avion, fiscalité du kérosène, etc.) et interdire progressivement l'ensemble des vols intérieurs lorsqu'une alternative ferroviaire existe.
- Interdire la publicité pour l'aérien et les véhicules soumis au malus écologique.
- Mettre fin aux ventes de véhicules essence/diesel au plus tard en 2035.
- Promouvoir une réglementation européenne visant à limiter l'impact environnemental des batteries et la consommation de matières premières associées.
- Réduire les vitesses maximales autorisées, dont 110 km/h sur autoroute.

Bâtiment : faire de la rénovation énergétique performante une priorité

En France, le bâtiment représente plus de 40% des consommations d'énergie. La généralisation et la massification des rénovations énergétiques au niveau bâtiment basse consommation (BBC) ou équivalent est nécessaire pour réduire les besoins d'énergie dans le parc bâti existant.

Pour mener à bien cette immense tâche, la formation des professionnels du bâtiment à la rénovation BBC est indispensable et le financement d'un grand programme de rénovation complète et performante des logements est un chantier prioritaire. Générateur de centaines de milliers d'emplois, il permettra de garantir à tous les Français un habitat sain, confortable, et peu coûteux en énergie. Il permettra enfin d'éradiquer la précarité énergétique.

Les hypothèses retenues dans le scénario négaWatt 2022 sont :

- Une stabilisation du nombre de personnes par logement, favorisée par des nouvelles dynamiques

² Gaz naturel pour véhicules

en matière d'habitat (modularité, cohabitations intergénérationnelles, etc.)

- Une réduction de la part des maisons individuelles dans la construction neuve, au profit du petit collectif
- Une diminution des surfaces neuves construites annuellement (résidentiel et tertiaire), au profit de la réhabilitation de bâtiments existants
- Un dimensionnement raisonnable des équipements et l'élimination des gaspillages dans les bâtiments (climatisation, éclairage, etc.)
- Une rénovation énergétique performante de la quasi-totalité du parc immobilier existant d'ici 2050, les logements classés F ou G sont rénovés en priorité
- L'obligation de réaliser des bâtiments neufs consommant très peu d'énergie, conçus avec des matériaux à faible énergie grise (bois, terre crue, isolants biosourcés, etc.)
- Une généralisation des systèmes de chauffage les plus performants (pompes à chaleur performantes, chauffage au bois à haut rendement, etc.)

Les mesures prioritaires à mettre en œuvre sont :

- Réorienter l'ensemble des financements dédiés à la rénovation vers le niveau BBC. Mettre en place des dispositifs simplifiés de financement permettant à chaque ménage de financer ses travaux, notamment grâce aux économies d'énergie réalisées.
- Rendre progressivement systématique, lorsque les offres techniques et financières sont adaptées et disponibles, la rénovation des maisons individuelles à l'occasion du changement de propriétaire ou de locataire et la rénovation des copropriétés lors des ravalements.
- Faire évoluer le décret tertiaire pour favoriser les rénovations au niveau BBC³.
- Renforcer la formation de l'ensemble des acteurs du bâtiment à la rénovation complète et performante.

Un programme ambitieux de rénovation énergétique permettrait d'économiser chaque année plusieurs milliards d'euros sur la facture énergétique et créerait des centaines de milliers d'emplois non-délocalisables !

Industrie et biens de consommation : des produits durables et réparables, des stratégies industrielles vertueuses

Le scénario négaWatt est un scénario de relance industrielle vertueuse. De nouvelles stratégies industrielles peuvent être établies, fondées sur les besoins des citoyens et respectueuses des populations et de l'environnement.

Dans ce cadre, une relocalisation et/ou un développement de certains secteurs industriels est possible et souhaitable. Cette relocalisation est un levier industriel et écologique : elle permet de réduire notre empreinte carbone et de créer des emplois qualifiés.

Le scénario négaWatt s'accompagne désormais d'un scénario négaMat – pour les matériaux. Face aux enjeux de raréfaction des ressources, il permet de montrer comment et de combien réduire la consommation globale de matériaux primaires (issus de l'extraction minière).

Dans le secteur de l'industrie, les hypothèses suivantes sont envisagées :

- Une diminution de la production d'acier, de ciment et de plastiques et de la consommation d'énergie, rendue possible par la baisse de la demande de différents secteurs (bâtiment, transports) ou produits (engrais, emballages, etc.)
- Des produits davantage réparables, plus durables, contribuant à une maîtrise globale de la demande en énergie et en matériaux
- Une forte augmentation des taux de recyclage des métaux (95 % en 2050), des plastiques (85%) et du verre (85%), qui engendre une diminution de la demande en ressources primaires
- Une amélioration des rendements des process industriels grâce à leur électrification et à l'utilisation des meilleures technologies disponibles
- Une accélération des innovations et choix technologiques permettant de rendre les produits durables, moins consommateurs d'énergie et avec une empreinte environnementale moindre
- Une utilisation grandissante de produits biosourcés : bois et isolants végétaux pour le bâtiment, bioéthanol pour la chimie
- Une décarbonation de la sidérurgie et de la chimie minérale et organique grâce à l'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable

Les mesures proposées sont :

- Allonger la durée de vie des équipements, notamment par une augmentation de la durée légale de garantie, une meilleure réparabilité et un réemploi facilité. Pour certains secteurs ou cet allongement est inefficace ou n'a pas lieu d'être (textile par exemple), réglementer les volumes mis sur le marché.
- Accélérer et accroître l'ambition des réglementations européennes sur l'écoconception et l'étiquetage des appareils, la durabilité, la réparabilité et la performance énergétique des produits. Rendre obligatoire l'affichage environnemental des produits, incluant l'empreinte CO₂ en cycle de vie et des critères de réparabilité, recyclabilité, taux de matières recyclées et durabilité.
- Fixer des objectifs de recyclage et se donner les moyens de les atteindre en investissant dans des filières de collecte et des centres de tri performants, compétitifs et innovants. Financer ces filières par une éco-contribution, intégrée au prix des produits neufs, et tracer la provenance des matériaux et des produits semi-finis pour orienter le consommateur.

³ Bâtiments basse consommation

- Inciter à la décarbonation des procédés industriels notamment dans l'industrie lourde (acier électrique, aluminium secondaire, etc.), par des normes portant sur le contenu CO2 en analyse de cycle de vie pour le bâtiment, le transport et les infrastructures. Financer les investissements nécessaires à la décarbonation des procédés et garantir la compétitivité de ces investissements par des mécanismes adaptés.
- Réguler les consommations énergétiques des opérateurs du numérique.

Stratégies industrielles et transition écologique peuvent pleinement se concilier. Pour cela il est nécessaire de :

- Anticiper et planifier les transformations dues à la transition écologique dans le cadre d'un plan interministériel.
- Accompagner les transformations des secteurs les plus impactés, notamment en facilitant les mobilités entre secteurs. Financer par un fonds de transition juste les mobilités de secteurs, de métiers ainsi que les mobilités géographiques.
- Créer une structure de défaisance, gérée paritairement, permettant d'accompagner les fins de vie des sites non pérennes.
- Accélérer la structuration en France des nouvelles filières liées à la transition énergétique : usines de panneaux solaires, éolien offshore, méthaniseurs, électrolyseurs, isolants biosourcés, bois de structures, pompes à chaleur.
- Valoriser le gain en empreinte carbone permis par la relocalisation des industries.
- Soutenir le recyclage en le finançant par une éco-contribution au juste niveau.

Agriculture - sylviculture – alimentation : de nouvelles pratiques agricoles et sylvicoles, de nouvelles habitudes alimentaires

Le secteur agricole est faiblement consommateur d'énergie mais fortement émetteur de gaz à effet de serre (en raison notamment de l'élevage et des émissions de méthane et de protoxyde d'azote associées). La mutation des systèmes agricoles est indispensable pour mener à bien toute transition énergétique.

L'évolution dans ce secteur est décrite par Afterres2050, un scénario de transition agricole, sylvicole et alimentaire couplé au scénario négaWatt.

Développé par l'association Solagro, ce scénario propose, en cohérence avec la démarche négaWatt, une approche systémique de l'utilisation des terres et de la biomasse visant un nouvel équilibre entre alimentation humaine, alimentation animale, production de matériaux et d'énergie, et préservation des écosystèmes, de la biodiversité et des sols.

L'agriculture, selon Afterres2050, mobilise et généralise l'ensemble des meilleures pratiques et techniques disponibles. Le niveau global de production est maintenu par rapport au niveau actuel, mais les usages de ces productions sont profondément modifiés.

Les principales hypothèses sont les suivantes :

- Une réduction des gaspillages alimentaires
 - Une évolution de l'alimentation des Français, avec une réduction de
 - La quantité de protéines animales (-50% de consommation de viande en 2050) au profit de protéines végétales
 - Une mutation des pratiques agricoles, avec un basculement de l'agriculture dite conventionnelle vers l'agriculture biologique, l'agroécologie et la production intégrée
 - Un doublement dès 2030 des élevages en pâturage, et une division par deux des systèmes d'élevage intensifs
 - La suppression des importations de soja
- Les mesures prioritaires à mettre en œuvre sont :

- Élaborer une politique de santé publique en faveur de la transition alimentaire.
- Renforcer les aides au maintien et au passage en agriculture biologique, généraliser les paiements pour services environnementaux.
- Mettre en place une stratégie de forte réduction des intrants de synthèse (engrais azotés et produits phytosanitaires).

La consommation de viande est responsable d'environ 15% des émissions françaises de gaz à effet de serre. Ces émissions sont principalement liées à l'élevage (fermentation entérique des bovins et gestion des déjections), et dans une moindre mesure à l'alimentation du bétail, à l'industrie agroalimentaire et au transport des produits.

La baisse de la consommation de viande permet à la fois de réduire ces émissions de gaz à effet de serre et d'améliorer la santé des Français, et rend possible l'amélioration des conditions de vie des animaux grâce à la conversion vers des élevages extensifs.

IV/ Réorienter la production d'énergie

Énergies renouvelables : vers un mix énergétique 100% renouvelable

Les énergies renouvelables sont les sources d'énergie les moins impactantes pour l'environnement. À l'échelle française comme mondiale, elles sont indispensables à la transition énergétique. Notons que le besoin en matériaux, notamment en métaux critiques, qui a si souvent été présenté comme un frein majeur à la transition énergétique, est en réalité un faux problème. En effet, les besoins de matériaux (métaux, béton...) pour construire éoliennes et installations photovoltaïques ne représentent en réalité qu'une bien faible part de l'ensemble des consommations. Pour s'en faire une idée, on suggère la lecture de l'article du site Décrypter l'énergie [6] ainsi que celui-ci dédié uniquement à l'éolien [7].

En France, elles peuvent être mobilisées sur l'ensemble du territoire et répondre à la totalité des besoins du pays. Leur déploiement représente une véritable opportunité économique et industrielle, génératrice de nombreux emplois non délocalisables.

Éolien

Première source d'énergie en 2050, la production éolienne terrestre et en mer croît de façon soutenue. En 2050, le parc terrestre est multiplié par 2,1 par rapport à 2020, pour atteindre un total d'environ 19 000 éoliennes, loin derrière les 30 000 éoliennes déjà implantées en Allemagne. En mer, un peu plus de 3 000 éoliennes sont installées.

Photovoltaïque

Le photovoltaïque connaît lui aussi un essor important, qu'il s'agisse de petites installations sur maisons individuelles, d'installations de taille moyenne sur des bâtiments plus importants, d'ombrières de parkings ou de grands parcs au sol sur des friches industrielles ou des terrains délaissés impropres à l'agriculture.

Biomasse solide

Le bois utilisé pour l'énergie augmente de près de 50 %. Utilisé sous forme de bois bûche, plaquettes ou granulés, il est un co-produit ou un résidu des filières de production de bois-matériau, au stade de la sylviculture, des industries de transformation, ou de la consommation. Il n'y a pas de sylviculture dédiée au bois énergie.

Biogaz

- Le potentiel de production de biogaz est issu du scénario Afterres (voir page précédente). Ce scénario ne consacre pas de terres à la seule production d'énergie.
- Le biogaz est produit par méthanisation à partir de résidus de cultures, de déjections d'élevage, de biodéchets et de couverts végétaux. Ces derniers assurent des fonctions agroécologiques et sont généralisés sur la quasi-totalité des terres arables en 2050.
- Les installations de méthanisation jouent également un rôle clé dans la transition agroécologique, notamment dans la substitution de l'azote de synthèse (actuellement produit à partir de gaz fossile) par de l'azote d'origine biologique.

Pour développer les énergies renouvelables, il est nécessaire de :

- Rationaliser, clarifier et stabiliser le cadre réglementaire et économique de toutes les filières renouvelables.
- Favoriser la participation financière des collectivités locales et des citoyens dans les énergies renouvelables.
- Mettre en place des plans de formation dans l'ensemble des filières renouvelables.

Comparaison des principales sources de production d'énergies renouvelables en 2019 et 2050 dans le scénario négaWatt.

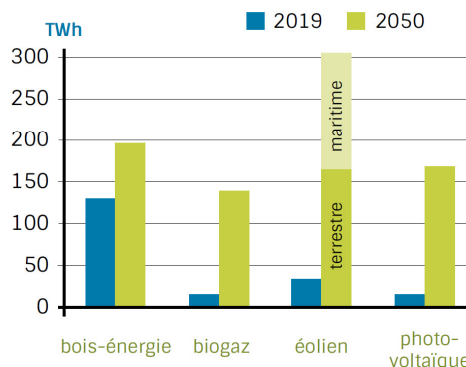


Figure 3 : Comparaison des principales sources de production d'énergies renouvelables en 2019 et 2050 dans le scénario négaWatt.

Énergies fossiles et nucléaire : vers un abandon progressif

Couplé à la réduction de la demande d'énergie, le développement des énergies renouvelables permet d'envisager la quasi-disparition des énergies fossiles d'ici 2050 et l'arrêt progressif de la production nucléaire d'ici 2045. En 2030, les énergies fossiles ont déjà été réduites de 45 % par rapport à 2020.

Énergies fossiles

Au fur et à mesure que la consommation d'énergie diminue et que la production renouvelable augmente, les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) s'effacent progressivement. Cela est vrai pour la production d'électricité, mais aussi et surtout pour le chauffage des bâtiments, le transport routier et le fonctionnement de nos industries.

Énergie nucléaire

Dans le scénario négaWatt, aucun des 56 réacteurs actuellement en activité n'est prolongé au-delà d'une durée de fonctionnement de 50 années. Certains sont arrêtés dès 40 ans, et aucun nouveau réacteur n'est mis en service.

Le rythme de fermeture tient compte :

- Des enjeux énergétiques : il ne s'agit ni de recourir à des centrales à charbon, ni de provoquer des coupures de courant ;
- Des enjeux de sécurité : la priorité absolue doit être donnée à la sûreté nucléaire, et le vieillissement du parc de réacteurs constitue de ce point de vue une préoccupation croissante ;
- Des enjeux industriels, économiques et sociaux autour de la filière nucléaire.

Les mesures prioritaires sont les suivantes :

- Arrêter chaque réacteur nucléaire au plus tard 50 années après sa mise en service, à condition que la prolongation d'une partie du parc au-delà de 40 années de fonctionnement puisse se faire dans des conditions de sûreté suffisamment satisfaisantes.

- Mettre en place des plans de reconversion professionnelle pour les salariés du secteur nucléaire, y compris les sous-traitants.
- Revoir entièrement la fiscalité sur l'énergie afin de freiner les énergies fossiles et le nucléaire.

L'équilibre du réseau électrique grâce à la complémentarité des vecteurs

Le scénario négaWatt vérifie heure par heure jusqu'en 2050 l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Cet équilibre est rendu possible par la complémentarité des sources de production, la flexibilité des sources hydrauliques de barrage et des centrales thermiques à gaz renouvelable ainsi que, dans une moindre mesure, par une certaine flexibilité de la consommation, et par des dispositifs de stockage de l'énergie.

En valorisant les excédents d'électricité renouvelable qui apparaissent dans le scénario à partir de 2030, le power-to-gas rend possible une augmentation des puissances installées d'éolien et de photovoltaïque, et contribue ainsi à la sécurité du système électrique.

Outre l'avantage de pouvoir être stockés, le méthane et l'hydrogène renouvelables ainsi produits s'ajoutent au biogaz issu de la méthanisation pour répondre à de nombreux besoins : se déplacer, alimenter l'industrie, se chauffer, produire de l'électricité, etc.

La figure 4 montre les couplages existant entre les réseaux de gaz et d'électricité et l'importance d'une vision globale du système énergétique ne s'arrêtant pas seulement au système électrique.

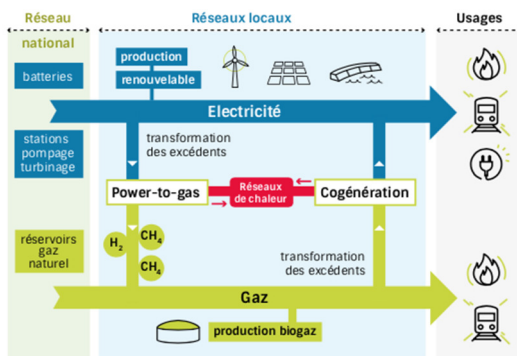


Figure 4 : la complémentarité des réseaux et des vecteurs énergétiques gaz (méthane) et électricité

V/ Bilan et impacts du scénario négaWatt

Le paysage énergétique français en 2050 : une consommation fortement réduite et couverte à 96 % par des énergies renouvelables

En 2050, pétrole, gaz fossile et charbon ont quasiment disparu du paysage énergétique français. Comme on peut le voir sur la figure 5, on passe d'une consommation totale d'énergie primaire de 3960 TWh en 2019 à 1110 TWh en 2050 dont 46 importés (principalement du pétrole pour des usages matières premières).

La consommation d'énergie primaire est divisée par 3 d'ici 2050 et la production d'énergies renouvelables est, quant à elle, multipliée par 3. En 2045, le dernier réacteur nucléaire est fermé.

Évaluation de la consommation d'énergie primaire pour les usages énergétiques et les usages matières dans le scénario négaWatt, entre 2019 et 2050

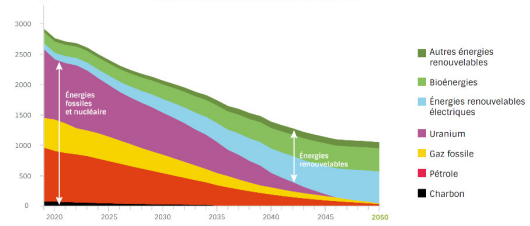


Figure 5 : Évaluation de la consommation d'énergie primaire pour les usages énergétiques et les usages matières dans le scénario négaWatt, entre 2019 et 2050

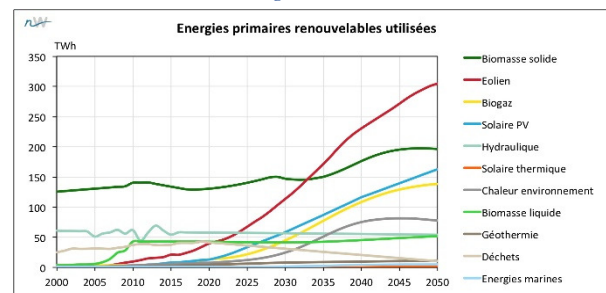


Figure 6 : Évaluation des sources de production d'énergie renouvelable dans le scénario négaWatt.

Côté énergie finale, on passe de 1990 TWh en 2019 à 925 TWh en 2050, soit une réduction d'un facteur 2 environ. Et cela dans un contexte de relative réindustrialisation dans une société plus sobre et plus efficace.

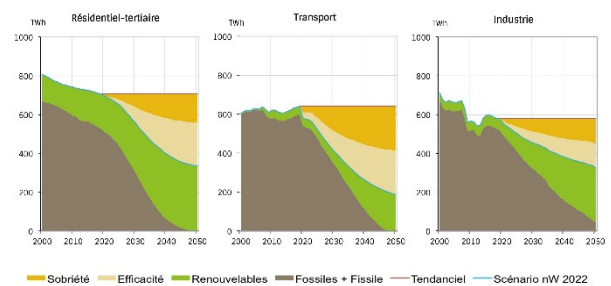
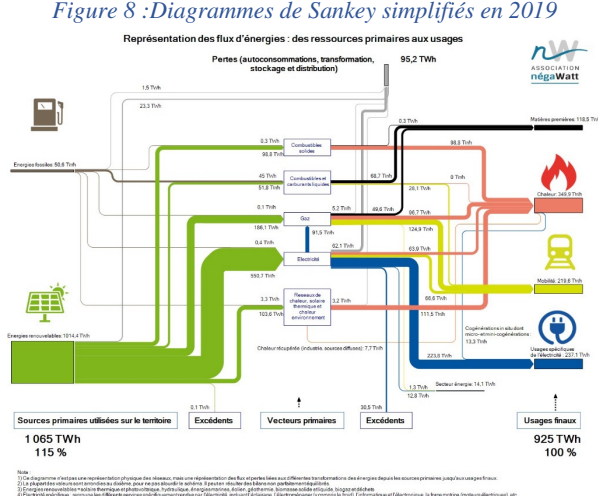
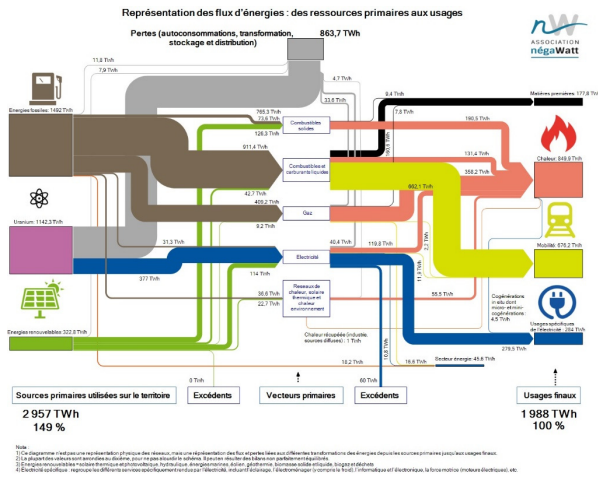


Figure 7 : Évolution dans le scénario négaWatt de la consommation d'énergie finale dans les trois grands secteurs de consommation d'énergie.



Figures 9 : Diagrammes de Sankey simplifiés en 2050 dans le scénario négaWatt.

La neutralité carbone atteinte en 2050

Les actions de sobriété et d'efficacité menées dans tous les secteurs d'activités conduisent à une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Nouveauté du scénario négaWatt 2022, l'évaluation de ces émissions se fait avec une approche en empreinte, c'est-à-dire en incluant les émissions liées aux biens importés. Les résultats diffèrent en fonction du scénario retenu pour le reste du monde. Dans ceux présentés ici, le monde suit une trajectoire comparable à celle du scénario négaWatt.

Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) liées à notre consommation d'énergie sont divisées par 28. Les émissions de méthane (CH₄), provenant essentiellement du secteur agricole, sont divisées par 3. L'ensemble de nos émissions de gaz à effet de serre est divisé par près de 9.

La transformation des systèmes agricoles et sylvicoles envisagée dans le scénario Afterres2050 favorise la fonction de puits de carbone des sols cultivés et des forêts, ce qui permet en 2050 de compenser les émissions restantes de gaz à effet de serre et ainsi d'atteindre la neutralité carbone.

Des matières premières préservées

Les actions de sobriété et d'efficacité menées dans tous les secteurs permettent d'envisager une baisse globale de la consommation de matériaux. En parallèle, la substitution de matériaux non renouvelables par des matériaux biosourcés combinée à l'augmentation des taux de recyclage permet de réduire encore plus fortement la consommation de matières premières extraites de la croûte terrestre.

Comme pour les émissions de gaz à effet de serre, les calculs ont été faits en approche territoriale (consommations sur le territoire national) et en empreinte (consommations de matériaux liées à la consommation de biens sur le territoire). Les résultats présentés ici proviennent des calculs en empreinte, qui reflètent davantage l'impact de nos modes de vie et de consommation. Ils supposent des taux de recyclage équivalents en France et dans le reste du monde.

Évolution de la consommation de matériaux dans le scénario négaWatt 2022

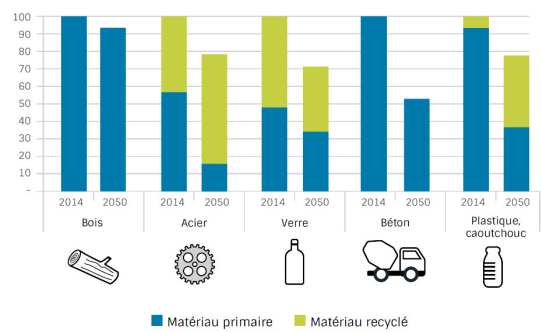


Figure 10 : Évolution de la consommation de matériaux dans le scénario négaWatt 2022 (base 100 en 2014, année de référence pour les matériaux)

Cette baisse globale de la consommation de matières premières répond à deux enjeux. Le premier est la raréfaction de ces ressources au gisement limité. Le second concerne l'extraction de ces matériaux, souvent effectuée dans des conditions sociales et environnementales désastreuses.

Le seul matériau qui voit sa production augmenter sensiblement est le lithium, en lien avec le déploiement massif du véhicule électrique. Si ce dernier est un incontournable de toute trajectoire de neutralité carbone, sa place reste modérée dans le scénario négaWatt qui n'en fait pas la motorisation unique et universelle des voitures et des poids lourds.

Des impacts positifs sur la santé

La pollution de l'air, responsable de près de 50 000 décès prématurés par an, représente un véritable enjeu de santé publique.

De nombreuses actions envisagées dans le scénario négaWatt permettent une nette diminution des émissions de particules fines et des oxydes d'azote, évitant ainsi des milliers de décès chaque année : réduction du trafic routier, arrêt progressif de l'utilisation du diesel, réduction des besoins de chauffage et modernisation des

appareils de chauffage au bois, évolution des pratiques agricoles, etc.

L'augmentation de la pratique du vélo et de la marche à pied, en remplacement de la voiture individuelle, est un des leviers permettant de réduire les émissions de polluants atmosphériques. Elle permet également des gains considérables sur la santé grâce à l'augmentation de l'activité physique. Entre 2035 et 2050, ce sont plus de 10 000 décès par an qui sont ainsi évités. L'espérance de vie moyenne d'un français est quant à elle augmentée de trois mois.

Des impacts positifs sur l'économie et l'emploi

Les décès évités par l'activité physique supplémentaire peuvent être évalués en unités monétaires en utilisant les valeurs recommandées pour le calcul économique public en France. On aboutit alors à un gain de 38 milliards d'euros par an, en moyenne sur la période 2021-2050, par rapport à aujourd'hui. Un bénéfice se chiffrant à plusieurs dizaines de milliards d'euros peut également être attendu grâce à la forte réduction de la pollution atmosphérique.

Pour les consommateurs, la transition énergétique est également synonyme de davantage de résilience face aux évolutions du prix de l'énergie, et de baisse de leur facture énergétique.

Les investissements nécessaires à cette transition (rénovation des bâtiments, évolution des véhicules et des pratiques de déplacement, etc.) sont rentables à court, moyen ou long terme.

Enfin, la transition énergétique proposée est synonyme de créations d'emplois, comme l'ont montré les analyses globales faites sur les scénarios négaWatt précédents³. À titre d'exemple, dans le scénario 2022 ce sont plus de 250 000 emplois supplémentaires qui peuvent être créés dès 2030 dans le secteur de la rénovation des bâtiments (300 000 en 2040), et près de 90 000 dans les énergies renouvelables (135 000 en 2040).

VI/ Bibliographie

- [1] Scénario négaWatt 2022, publié en octobre 2021 sur le site de l'association : <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>
- [2] Scénario Afterres 2050 : <https://afterres2050.solagro.org/decouvrir/scenario/>
- [3] ONU, « Les objectifs de développements durables », 2015, <https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/>
- [4] H. Horsin, D. Chareyron, B. Multon, « Concept et chiffres de l'énergie : Sobriété et gestion des matières premières », en ligne sur Eduscol ENS Paris-Saclay (Culture Sciences de l'ingénieur) et Eduscol ENS Lyon (Culture Sciences Physique), 3 mai 2021.
- [5] Projet H2020 FULFILL Fundamental Decarbonisation Through Sufficiency By Lifestyle Changes, 2021-2024 <https://cordis.europa.eu/project/id/101003656/fr>
- [6] Association négaWatt, « La rareté de certains métaux peut-elle freiner le développement des énergies renouvelables ? », Décrypter l'énergie, 2021.
- [7] B. Multon, « Développement mondial de l'éolien et criticité des matières premières », Encyclopédie de l'énergie / Echosciences Grenoble, 17 juin. 2019.

ÉLÉMENTS D'ANALYSE POUR UNE STRATÉGIE DE DÉPLOIEMENT ET D'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

ANDREAS RÜDINGER

Institut du développement durable et des relations internationales

27, rue Saint-Guillaume, 75337 Paris cedex 07 France

andreas.rudinger@iddri.org

Résumé : *L'intégration massive des sources renouvelables intermittentes soulève un certain nombre d'actions d'adaptation et de transformation tant techniques, économiques que règlementaires. Cet article propose des éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement des énergies renouvelables en France.*

Cet article est un extrait de l'article publié par l'auteur en 2016 dont la référence est : Rüdinger, A. (2016). Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables électriques en France, Working Papers N°03/16, Iddri, Paris, France, 32 p.

Ce travail a bénéficié d'une aide de l'État gérée par l'Agence nationale de la recherche au titre du programme « Investissements d'avenir » portant la référence ANR-10-LABX-01

I/ Introduction

Longtemps relégué au statut de niche technologique innovante, les énergies renouvelables occupent désormais une place croissante au sein des systèmes énergétiques et plus particulièrement électriques. Quelques tendances lourdes permettent d'illustrer cette mutation à l'échelle internationale et européenne :

- Au niveau mondial, 270 milliards de dollars ont été investis dans les énergies renouvelables (hors grande hydraulique) en 2014, soit 17 % de plus qu'en 2013. 95 GW d'éolien et de solaire photovoltaïque ont été installés cette même année (+30 % par rapport à 2013), représentant 50 % de l'ensemble des nouvelles capacités électriques installées (BNEF, 2015a).
- Dans son World Energy Outlook 2015, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que d'ici 2030, la production d'électricité renouvelable sera multipliée par 2,5 au niveau mondial, et deviendra ainsi la première source de production à 34 % (IEA, 2015). Cette progression rapide représentera une opportunité industrielle sans précédent et permettra de poursuivre l'effort d'innovation et de réduction des coûts. Avec un coût de production désormais compris entre 70 et 90 € par MWh, l'éolien terrestre et les grandes centrales photovoltaïques atteignent un niveau de prix compétitif par rapport à de nouvelles centrales thermiques conventionnelles, qu'il s'agisse de

centrales gaz, charbon ou nucléaire (BNEF, 2015b ; Fraunhofer ISE, 2015 ; IRENA, 2015).

- À l'échelle européenne, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique a doublé en dix ans pour atteindre 25,4 % en 2013.
- À l'horizon 2030, l'électricité renouvelable devrait supplanter toutes les autres sources pour représenter plus de la moitié de la production électrique à l'échelle des 28, selon les scénarios élaborés par la Commission européenne (Commission européenne, 2014). Conscient du fait que cette transformation n'affecte pas seulement les sources renouvelables, mais exigera une refonte du marché électrique dans son ensemble, la Commission a initié en février 2015 un projet de réforme de l'architecture du marché électrique européen dans le cadre de l'agenda politique sur l'Union européenne de l'énergie¹.

Cette mutation structurelle du rôle accordé aux énergies renouvelables se reflète également dans la stratégie nationale de la France. Promulguée en août 2015, à la suite d'un débat national (entre parties prenantes, puis au Parlement) de presque 3 ans, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) place les énergies renouvelables au cœur de la stratégie de diversification du mix énergétique avec l'objectif d'atteindre une part de 40 % dans la consommation d'électricité et de 32 % de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2030.

¹ La Commission européenne a conduit une consultation publique sur l'architecture du marché de l'électricité entre juillet et octobre 2015.

Pour instaurer une nouvelle dynamique en faveur de l'atteinte de ces objectifs, la loi TECV introduit également un ensemble de réformes portant sur les aspects économiques, réglementaires et de planification.

Néanmoins, en vue de définir une stratégie de mise en œuvre cohérente et compatible avec les ambitions définies, de nombreux enjeux doivent encore être examinés :

- Tout d'abord, la question de la visibilité à long terme : à partir de la question de l'évolution de la demande énergétique pour établir une planification cohérente des investissements et désinvestissements sur les infrastructures de production, comment élaborer une feuille de route cohérente d'ici 2030 ?
- La nécessité de mieux appréhender cette transformation à l'échelle régionale et européenne, en tenant compte des interdépendances entre les stratégies nationales et des opportunités offertes par le couplage des marchés et systèmes électriques.
- La question réglementaire, essentielle pour réduire l'incertitude et accélérer le déploiement des projets, autour de deux enjeux majeurs : d'une part, la nécessité de replacer le processus d'évolution des mécanismes de soutien dans une perspective systémique afin d'améliorer l'intégration technique et économique des ENR-E ; d'autre part, la question de l'optimisation des procédures administratives, afin de fluidifier le développement des projets.
- Sur le plan de l'efficacité économique, l'intensité capitalistique des projets ENR soulève la question des instruments permettant de réduire les risques et les coûts du financement, autour de deux enjeux complémentaires : la réduction des risques liés à l'incertitude et à la complexité réglementaire, et le développement de mécanismes de financement à taux préférentiels.
- Dépassant le cadre d'analyse technico-économique, cette transformation des systèmes énergétiques pose enfin deux questions fondamentales de gouvernance : comment améliorer l'acceptation des projets à l'échelle locale ? Et comment favoriser l'appropriation de ces projets par les acteurs (privés, publics, citoyens) des territoires concernés ?

À travers une synthèse des travaux de recherche et de dialogue engagés par l'Iddri en partenariat avec le think tank allemand Agora Energiewende, cette étude

² Une étude de la DGEC (DGEC, 2013) indique un potentiel technique de 2,5 GW (9 TWh) pour la création de nouveaux ouvrages, généralement impossible en raison de contraintes environnementales (classement des cours d'eau). À l'inverse, ce potentiel atteint seulement 262 MW (1 TWh) pour l'équipement de seuils existants.

³ En février 2015, le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), Jean-Louis Bal, a indiqué que « la France peut faire une croix sur ses objectifs de renouvelables

visé à identifier ces principaux enjeux et les propositions qui s'y réfèrent, en vue de définir les contours d'une feuille de route stratégique pour le déploiement et l'intégration des énergies renouvelables en France.

II/ État des lieux des EnR électriques en France

Grâce à son parc d'installations hydroélectriques construit au cours du XX^e siècle, la France dispose déjà d'une base renouvelable solide dans son mix. Les capacités hydroélectriques s'élèvent actuellement à 25,4 GW, répartis entre différents types d'installations, représentés dans le Figure ci-dessous. Au-delà de sa production annuelle en volume (68 TWh en 2014), la capacité du parc hydroélectrique à répondre à différents besoins de flexibilité (journaliers, hebdomadaires, saisonniers) en fait une ressource particulièrement intéressante pour compenser la variabilité du côté de l'offre (solaire et éolien notamment) et de la demande (pointe hivernale et pic de demande en soirée). Néanmoins, si la France se positionne déjà comme le 2^e producteur d'hydroélectricité en Europe (derrière la Norvège), ce potentiel semble aujourd'hui être largement exploité : des gains de capacité peuvent essentiellement provenir du remplacement d'installations vétustes par des modèles plus efficaces sur le même site².

Si la part renouvelable dans la consommation d'électricité française a atteint 19,5 % en 2014, le bilan paraît plus nuancé en ce qui concerne les sources ENR « nouvelles », à savoir le solaire, l'éolien et les centrales à biomasse. Des doutes subsistaient en effet sur l'atteinte des objectifs de 2020, tels que définis dans l'actuelle planification pluriannuelle des investissements, sachant que le rythme de déploiement devrait encore sensiblement s'accélérer pour atteindre les objectifs de 2030 fixés dans la récente loi TECV³. En effet, seul le photovoltaïque est actuellement en phase d'atteindre l'objectif (récemment revu à la hausse) de 8 GW installées en 2020⁴. Pour l'éolien terrestre et la filière bioénergies⁵, le niveau de capacités à la fin 2014 équivaut à environ la moitié de l'objectif visé en 2020. Dans le cas de l'éolien terrestre, le rythme d'installations nouvelles devrait atteindre 1 600 MW par an pour atteindre l'objectif fixé, alors que le maximum atteint par la filière se situe à 1 250 MW en 2009.

pour 2020 », notamment en raison du retard pris sur les filières éoliennes (terrestre et offshore) et la biomasse (Pierre Le Hir, Le Monde, 12 février 2015).

⁴ Il est par ailleurs intéressant de noter l'écart considérable entre l'objectif national et le cumul des objectifs régionaux qui atteint le double (15,5 GW) à l'horizon 2020 (RTE, SER, ErDF, & ADEeF, 2015).

⁵ Le terme « bioénergie » se réfère ici aux filières biogaz, biomasse solide, et déchets.

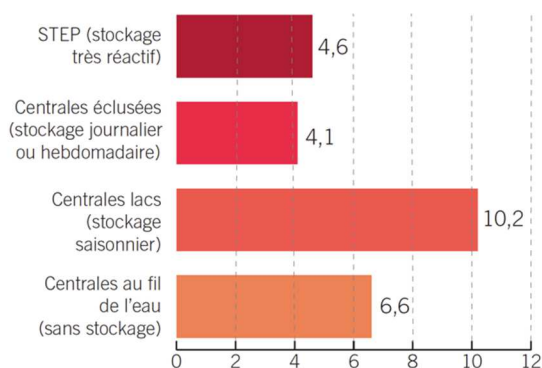


Figure 1. Répartition des capacités hydroélectriques françaises par type (en GW)

Source : (RTE, SER, ErDF, & ADEEF, 2015)

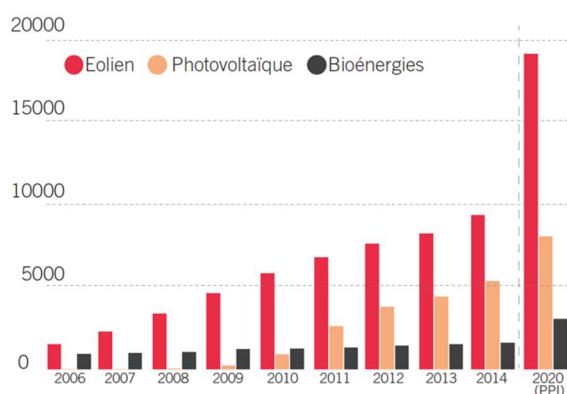


Figure 2. Capacités renouvelables électriques installées en France par filières (hors hydro, en MW), Source : (RTE et al., 2015), Enerdata

Au-delà du cadre national, la comparaison avec les pays voisins fournit un point d'orientation utile. La France se positionne particulièrement bien sur l'hydroélectrique, mais présente des niveaux de développement sensiblement inférieurs à l'Allemagne (et en partie à l'Espagne) pour les trois autres filières considérées. Ces différences sont évidemment en grande partie dues aux orientations politiques respectives, sachant par ailleurs que la France comporte un potentiel comparativement élevé pour toutes les sources renouvelables (PBL, 2012 : p. 9)⁶.

S'il n'est pas directement comparable, le cas de l'Allemagne fournit un retour d'expérience intéressant pour la France, que ce soit pour l'analyse des cadres réglementaires ou encore l'étude des enjeux liés à l'intégration au marché des énergies renouvelables variables (ENR-V) tels que le solaire et l'éolien avec une puissance crête installée de plus de 80 GW, cette capacité approche désormais la pointe électrique (85 GW). Au total, les ENR-V représentent 17 % de la production d'électricité en 2014 (contre 4,2 % en France), induisant de nouveaux défis pour gérer les fluctuations de production.

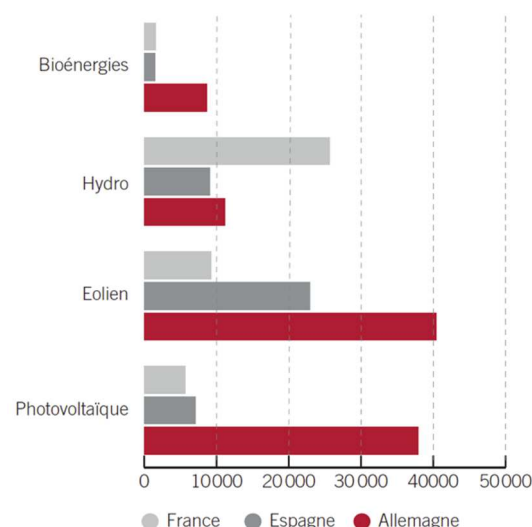


Figure 3. Capacités renouvelables installées par pays et par filières en 2014 (en MW), Source : Enerdata

Au-delà de la seule filière renouvelable, ces évolutions rapides requièrent une vision d'ensemble de la transformation du système électrique : quel mix électrique pour répondre à quel niveau de demande ? Comment améliorer la flexibilité du système électrique pour maintenir la sécurité d'approvisionnement et intégrer les ENR variables ? Et comment gérer la transformation du mix résiduel, composé de centrales thermiques produisant en base (nucléaire en France, charbon en Allemagne), dont la fonction sera amenée à évoluer ?

Au niveau mondial⁷, la capacité mondiale de production d'énergie renouvelable a augmenté de 176 GW en 2019 (source : Enerdata). Selon l'IRENA, la capacité renouvelable mondiale a augmenté de 7,4 % en 2019, lorsque 176 GW de nouveaux projets ont été mis en service, portant la capacité renouvelable mondiale à 2 537 GW. Plus de la moitié des nouvelles capacités renouvelables ont été installées en Asie (95,5 GW, soit une croissance de 9 %), suivie par l'Europe (+35 GW, +6,6 %), l'Amérique du Nord (+22 GW, +6 %), l'Amérique du Sud (+8,4 GW, +4%), l'Océanie (+6,2 GW, +18%), l'Eurasie (+3,1 GW, +3%), le Moyen-Orient (+2,5 GW, +13%), l'Afrique (+2,1 GW, +4,3%) et l'Amérique centrale (+0,6 GW, +4,1%).

La plupart des nouvelles capacités (près de 90 %) proviennent de projets solaires (+98 GW, soit une augmentation de 20 % des capacités totales, dont 30 GW en Chine) et de projets éoliens (+59 GW, +10 %, dont 26 GW ajoutés en Chine et 9 GW aux États-Unis). Le reste provient de l'hydroélectricité (+12 GW, soit +1%, l'essentiel de l'expansion se faisant en Chine et au Brésil), de la bioénergie (+6 GW, soit +5%) et de la géothermie (+700 MW).

Fin 2019, près de la moitié de la capacité mondiale d'énergie renouvelable était constituée par

⁶ L'étude réalisée par l'agence néerlandaise de l'Environnement, PBL en 2012 indique que la France a un potentiel technique (par habitant) sensiblement supérieur à celui de l'Allemagne pour toutes les sources considérées.

⁷ Mise à jour du comité de rédaction de la revue 3EI

l'hydroélectricité (1 190 GW, soit 47 % du total) et une autre moitié par l'énergie éolienne (623 GW, 25 %) et solaire (586 GW, 23 %). Les 5 % restants se composaient de 124 GW de bioénergie, 14 GW de géothermie et 500 MW d'énergie marine.

III/ DÉFINIR UNE TRAJECTOIRE COHÉRENTE SUR LE LONG TERME : L'IMPORTANCE DE LA PLANIFICATION

Les outils de planification prospective revêtent une importance particulière pour la mise en œuvre des politiques de transition énergétique, autour de trois enjeux complémentaires :

- Définir, tester et améliorer la cohérence entre les objectifs à différents horizons de temps par le biais d'une approche intégrée du système énergétique
- Fournir une feuille de route stratégique détaillée permettant d'améliorer la visibilité et la crédibilité des politiques vis-à-vis des investisseurs et d'informer la réflexion sur les outils à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs
- Faciliter le suivi et l'évaluation des politiques dans le temps à travers d'indicateurs appropriés, permettant d'identifier et de traiter rapidement les barrières potentielles.
- La loi TECV introduit une batterie de nouveaux outils de planification, autour des deux outils phares que sont la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Si ces documents ont à l'évidence une portée plus large et s'intéressent à l'ensemble du système énergétique, il apparaît essentiel de mieux identifier les enjeux de planification sous-jacents au déploiement des énergies renouvelables électriques, autour de deux points majeurs :
 - La nécessité d'élaborer une trajectoire « phare » à l'horizon 2030 pour assurer la cohérence entre les objectifs de maîtrise de la demande énergétique et de diversification de la production.
 - L'articulation entre les différents outils de planification actuellement mis en œuvre à différentes échelles de gouvernance.

III.1/ Passer d'une stratégie de portfolio énergétique à une trajectoire phare

Un premier enjeu majeur pour cadrer le déploiement futur des ENR-E renvoie à la nécessité d'élaborer une trajectoire phare permettant de « matérialiser » les objectifs de la loi TECV définis à l'horizon 2025 et 2030. En effet, ces derniers sont pour l'instant exprimés (pour la plupart) en valeurs relatives, ce qui permet d'en

déduire une stratégie de portfolio (en fonction du rôle de chaque technologie) à moyen terme (Tableau 1). Néanmoins, il semble essentiel de matérialiser cette feuille de route par une représentation plus détaillée et chiffrée de la trajectoire de transformation du système énergétique dans la durée, afin d'assurer la cohérence des choix politiques d'une part et de renforcer la visibilité et crédibilité de cette trajectoire de long terme auprès des investisseurs.

Part des ENR - consommation d'énergie finale	32 %
Part des ENR - électricité	40 %
Part du nucléaire - électricité (2025)	50 %
Réduction de la consommation d'énergies fossiles (base 2012)	- 30 %
Maîtrise des consommations - énergie finale (base 2012)	- 22 %

Tableau 1. Les objectifs de diversification du mix énergétique français à l'horizon 2030

En ce qui concerne l'effort de diversification du mix électrique, l'élaboration d'une telle trajectoire phare devrait en l'occurrence intégrer la question centrale de l'évolution – possible et souhaitable – de la demande électrique, pour l'instant peu traitée dans le cadre des politiques d'efficacité énergétique. En effet, les objectifs d'efficacité énergétique à moyen et long terme restent définis au niveau global et ne traitent pas spécifiquement l'évolution de la demande électrique. L'élaboration d'une trajectoire spécifique et volontariste sur la demande électrique correspondrait par ailleurs à l'objectif sous-jacent au passage de la PPI à la PPE : prendre l'effort en matière de maîtrise de la demande énergétique comme point de départ pour assurer une planification cohérente de la diversification de l'offre.

Un premier enjeu prospectif relatif à la consommation d'électricité renvoie à sa dimension quantitative, qui fournit à l'évidence un point de référence essentiel pour le dimensionnement des capacités de production. Ce point s'illustre notamment à travers l'analyse des trajectoires énergétiques étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique (DNTE) en 2013. Reposant sur des hypothèses très contrastés, ceux-ci affichent un niveau de consommation intérieure brute d'électricité⁸ en 2030 variant de -18 % à +33 % par rapport à 2014. Le niveau de déploiement de capacités renouvelables nécessaires pour atteindre l'objectif d'une part de 40 % en 2030 pourrait varier en conséquence (Figure 4) : dans le cas d'une réduction volontariste de la consommation d'électricité (trajectoire SOB), il suffirait quasiment de stabiliser la production d'électricité renouvelable au niveau prévu pour 2020⁹. En se plaçant dans l'hypothèse d'un scénario de décarbonation par l'électrification des usages (DEC), il faudrait à l'inverse viser une croissance des capacités ENR trois fois plus

⁸ Par simplification, la consommation intérieure brute s'entend ici comme la production totale diminuée des exportations nettes.

⁹ Le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables prévoit en effet une production renouvelable d'environ 150 TWh en 2020 pour atteindre une part de 27 % dans la consommation intérieure brute d'électricité (MEDDE,

2010 : p. 14). À titre d'illustration, la production allemande d'électricité renouvelable s'élevait à 161 TWh en 2014.

élevée (+160 TWh par rapport à 2014) sur les 15 prochaines années pour atteindre ce même objectif de 40 %¹⁰.

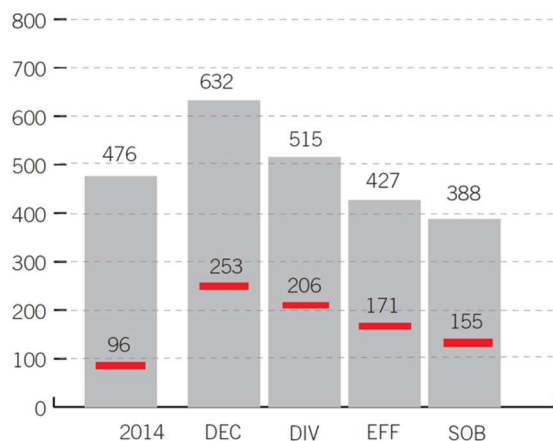


Figure 4. Consommation intérieure brute d'électricité et production renouvelable indicative pour atteindre 40 % en 2030 (en TWh)

Cette illustration permet d'entrevoir le champ des possibles, et la nécessité de fixer un cap, ou du moins d'évaluer les implications de différents scénarios de demande, afin d'optimiser la transformation du système de production. Au-delà du pilotage du déploiement des ENR-E, l'évolution de la demande électrique aura des implications très directes sur la gestion du mix résiduel (thermique non renouvelable) et notamment sur la gestion future du parc électronucléaire, que ce soit en termes d'investissements (fermeture, rénovation ou renouvellement) et de fonctionnement (en base ou en suivi de charge). Selon les hypothèses de demande sous-jacentes, l'objectif d'atteindre 50 % d'électricité nucléaire à l'horizon 2025 pourrait ainsi impliquer l'arrêt progressif (ou le non renouvellement) d'une part considérable des capacités nucléaires existantes¹¹ sur la prochaine décennie. À l'inverse, d'autres observateurs font valoir que cet objectif pourrait être atteint à capacités constantes, en misant sur une accélération de l'électrification des usages (véhicule électrique, chauffage, nouvelles technologies, etc.)¹². Pour atteindre un tel scénario, il faudrait néanmoins que la consommation d'électricité augmente à un taux de 4,8 % par an d'ici 2025¹³, ce qui reviendrait à quasiment

tripler le taux de croissance historique (1,8 %), en contradiction avec la majorité des scénarios prospectifs disponibles (RTE, 2014a)¹⁴.

Si aucune de ces hypothèses ne peut être complètement exclue a priori, il semble crucial d'engager un travail approfondi sur la trajectoire souhaitable. Ceci afin d'optimiser la transformation du système électrique sur le plan technique et économique et prendre les décisions adéquates à plus court terme, mais aussi pour fournir plus de visibilité aux acteurs afin d'anticiper ces évolutions et de coordonner les investissements.

Un second enjeu majeur relatif à l'évolution de la consommation d'électricité concerne sa dimension plus qualitative : au-delà du volume global de production et de consommation, comment orienter les usages de l'électricité dans les différents secteurs au travers d'outils politiques et économiques appropriés ? Cette question revêt une importance particulière pour la transformation du système électrique français, étant donné que l'évolution de la demande peut être à la fois source de nouveaux défis et de nouvelles solutions en matière de flexibilité pour accommoder une part croissante de production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque).

Deux enjeux peuvent dès lors être identifiés :

- L'évolution de la pointe électrique hivernale : traditionnellement liée au chauffage électrique en France, son évolution a été plus prononcée que celle de la demande globale durant les années 2000 à 2010 (RTE, 2014a : p. 33)¹⁵. Cette augmentation ne constitue pas une fatalité et pourrait être traitée par des politiques ciblées, si l'analyse coût-bénéfice les rendait pertinentes. Ainsi, certains pays (comme la Suède et l'Allemagne) ont fait le choix de remplacer entièrement le chauffage électrique conventionnel par des solutions plus efficaces à moyen terme. Dans le contexte français, les scénarios prospectifs donnent également des visions différenciées, selon les politiques mises en œuvre (efficacité énergétique dans le bâtiment, diffusion des pompes à chaleur, remplacement du chauffage électrique par convecteur). Ainsi, les scénarios prospectifs de

¹⁰ Il s'agit ici d'une simple illustration, la trajectoire DEC étant construite sur une vision de la transition énergétique qui privilégie l'expansion du nucléaire dans le secteur électrique (Carbone 4, 2014).

¹¹ Le directeur de la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), Laurent Michel, signalait ainsi en mars 2014 qu'il faudrait fermer « une vingtaine de réacteurs » dans l'hypothèse de 50 % de nucléaire en 2025 (Mediapart, « 50 % de nucléaire en 2025 : l'État parle de fermer vingt réacteurs », 29 mars 2014).

¹² Henri Proglio, ancien PDG du groupe EDF (Usine nouvelle, « La mécanique Proglio pour réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025 », 18 février 2014), puis repris par son successeur, Jean-Bernard Lévy, plus récemment (Le Monde, « EDF n'est pas prêt à sortir du nucléaire en France », 23 octobre 2015).

¹³ Une alternative à la hausse de la consommation intérieure serait d'augmenter les exportations d'électricité. À consommation égale, il faudrait que les exportations atteignent plus de 300 TWh, valeur irréaliste au regard des capacités d'interconnexions de la France (14 GW, équivalent à un maximum de 120 TWh d'exports sur l'année).

¹⁴ Le scénario B, « consommation forte », du bilan prévisionnel de RTE (2014) prévoit un taux de croissance annuel moyen (TCAM) pour la consommation intérieure brute d'électricité de seulement 0,7 % d'ici 2030, alors que les autres scénarios affichent un TCAM compris entre -0,4 % et 0,3 %.

¹⁵ La pointe électrique annuelle a évolué à un rythme deux fois plus rapide (+20 % contre +10 %) que la consommation globale entre 2000 et 2010. Le maximum historique a été atteint le 8 février 2012 à 102,1 GW (RTE, 2014a).

RTE à l'horizon 2030 affichent une différence dans la pointe maximale appelée de 20 GW entre les variantes hautes et basses (RTE, 2014a), variation qui atteint 25 GW dans les scénarios 2050 évalués récemment par l'Ademe (Énergies demain, 2015 : p. 61).

- Le pilotage des consommations : la capacité à rendre certains usages pilotables pour suivre les variations de production peut fournir une source de flexibilité considérable pour le système électrique futur. Si cette possibilité est déjà en partie exploitée (par les contrats d'effacement pour les grands consommateurs industriels)¹⁵, l'avènement des réseaux et compteurs intelligents pourrait permettre d'aller beaucoup plus loin dans cette optique, soit en augmentant le pilotage d'usages existants dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel, soit en lien avec l'électrification de nouveaux usages, comme les véhicules électriques. À titre d'illustration, le Tableau 2 représente le potentiel additionnel de pilotage de la demande mobilisé dans le cadre des scénarios Ademe 2050, évaluant les implications d'un système électrique majoritairement renouvelable.

Il ressort ainsi de cette première analyse que l'évolution de la demande électrique ne peut être traitée comme une variable exogène et indépendante des politiques mises en place. Au contraire, en raison de l'importance des paramètres quantitatifs et qualitatifs de la consommation d'électricité pour le dimensionnement du système d'approvisionnement et la gestion de la variabilité (côté offre et demande), il convient d'en faire un sujet central des exercices de planification futurs.

A ce titre, il convient de recadrer le débat sur une politique plus volontariste en matière d'économies d'électricité. Si cette dernière semble peu pertinente en ce qui concerne les réductions d'émissions de CO₂ (faibles en raison du mix électrique français fortement décarboné), elle revêt une fonction centrale pour limiter les besoins de nouvelles capacités électriques et pour apporter une flexibilité nouvelle au système électrique par le biais d'une demande plus dynamique et pilotable.

Potentiel maximal de demande pilotable par an (2050)	Puissance	Énergie
Voitures électriques (11 millions)	7 GW	16 TWh
100 % des chauffe-eau électriques	3 GW	7 TWh
75 % du chauffage électrique (pompes à chaleur*)	25 GW	35 TWh
37 % des usages blancs** dans le résidentiel	3 GW	8 TWh

Tableau 2. Hypothèses sur les usages électriques pilotables dans l'étude ADEME 100 % EnR

Source : Ademe 2015.

¹⁶ Le terme « régional » se réfère ici au périmètre du marché électrique pentalatéral, comprenant la France, l'Allemagne, le Benelux, l'Autriche et la Suisse.

¹⁷ La production éolienne et PV peut varier de quasiment 0 à proche de 100 % de la puissance installée à l'échelle locale.

* Dans le scénario Ademe 2050, les PAC sont présentes dans 50 % des logements.

** Les usages blancs recouvrent les lave-linge, lave-vaisselle, et sèche-linge dans le cadre de cette étude.

IV/ RENFORCER LA COOPÉRATION À L'ÉCHELLE RÉGIONALE ET EUROPÉENNE

La France se situe au cœur du système électrique européen. Avec l'Allemagne, ces deux pays représentent un tiers de la production et de la consommation d'électricité européenne et se situent au cœur de la « plaque de cuivre » européenne, interconnectés avec 12 pays voisins. Avec 14 GW de lignes à l'export (11 GW à l'import), le système français est également le pays le plus interconnecté d'Europe à l'heure actuelle. En 2014, la France a exporté plus de 17 % de sa production, pour un solde exportateur net de 65 TWh (RTE, 2015).

Au-delà de son intérêt économique, le couplage des marchés électriques en Europe a également une fonction importante pour faciliter l'intégration des ENR variables. À l'échelle européenne, celles-ci pourraient représenter plus de 30 % de la production en 2030, pour une part globale d'électricité renouvelable de 50 %. L'institut Fraunhofer IWES a effectué un important travail de modélisation pour évaluer les bénéfices de l'interconnexion des systèmes européens vis-à-vis du défi d'intégration de la production renouvelable variable (Fraunhofer IWES, 2015). Ce travail a notamment permis de mettre en lumière les effets suivants, valables à l'échelle régionale¹⁶ et européenne.

IV.1/ Le foisonnement de la production renouvelable

Le foisonnement réduit la volatilité : grâce à la diversité de régimes de vents et de niveaux d'irradiation solaire, la production ENR-V est beaucoup moins fluctuante à l'échelle européenne qu'à l'échelle locale : le foisonnement de la production éolienne et photovoltaïque permettrait ainsi de diviser la variabilité par trois¹⁷ (Figure 6).

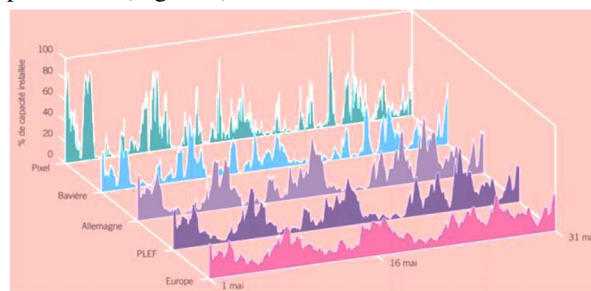


Figure 6. Effets du foisonnement à différentes échelles sur la variabilité de la production éolienne en 2030

Source : Fraunhofer IWES, 2015.

Plus l'échelle s'agrandit, moins cette fluctuation est importante : la production foisonnée se situera davantage dans un corridor de 10 à 40 % de la puissance crête installée en Europe.

Note : à l'échelle locale (« Pixel », surface de 8 km²), la production éolienne varie entre 0 et 80 % de la puissance installée. Grâce à l'effet de foisonnement, cette variabilité est fortement atténuée à l'échelle européenne (en rose) : la variabilité de la production éolienne est comprise entre 10 et 40 %.

IV.2/ Le foisonnement des courbes de charge de la demande

Bien que de moindre ampleur, cet effet d'agrégation à l'échelle régionale permet de « gommer » les pics de demande au sein d'une journée, mais aussi entre saisons : le pic de demande peut être atteint en été dans les pays plus chauds (climatisation) et en hiver dans les pays froids (chauffage électrique) ; dans un système interconnecté, ces profils complémentaires permettent en l'occurrence de limiter le besoin agrégé de capacités de pointe tout en réduisant leur coût par l'augmentation du facteur de charge des centrales. Une gestion à la maille supranationale pourrait donc améliorer la sécurité d'approvisionnement tout en réduisant le cumul des capacités de pointe, à deux conditions : développer les interconnexions transfrontalières à un niveau suffisant et « régionaliser » l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement actuellement élaborée à l'échelle nationale.

IV.3/ Limiter le besoin de « ramping » des centrales conventionnelles

Grâce à ces effets de foisonnement, le besoin d'ajuster la production résiduelle (centrales thermiques non renouvelables) fortement et rapidement aux variations de la production ENR-V peut être significativement réduit : selon la modélisation effectuée par le Fraunhofer IWES, la fréquence des périodes où un tel ajustement des capacités conventionnelles dépasserait 5 % de la puissance installée par heure se limiterait à 23 heures (0,2 %) dans l'année.

IV.4/ Réduire l'écrêtement du surplus de production renouvelable

Les capacités d'interconnexion permettent d'évacuer en grande partie le surplus de production en périodes très tendues (production forte / demande faible) dans un pays. Ainsi, le besoin d'écrêtement de la production renouvelable peut être réduit d'un facteur 25 entre un scénario d'autarcie (équilibre à l'échelle nationale uniquement) et un scénario d'intégration à l'échelle du marché pentalatéral.

Le renforcement des capacités d'interconnexion physiques représente un enjeu clé pour que ces bénéfices de l'intégration régionale et européenne se matérialisent.

Le scénario d'intégration ci-dessus part de l'hypothèse raisonnable, mais néanmoins ambitieuse, que les objectifs d'interconnexions du plan décennal de développement des réseaux de ENTSO-E définis pour 2030¹⁸ ne soient atteints qu'à 40 % des valeurs données pour 2030.

Au-delà du couplage physique, un deuxième enjeu émerge en lien avec la coordination des marchés et des systèmes à l'échelle régionale.

Plusieurs aspects clés peuvent notamment être identifiés :

- L'optimisation des marchés de court terme : à travers l'extension du couplage des marchés aux échanges infrajournaliers, la généralisation des produits au pas de 15 minutes en Europe¹⁹ et le rapprochement des échanges du temps réel pour fluidifier les échanges sur le très court terme, afin d'améliorer la flexibilité des systèmes.
- La régionalisation des évaluations de sécurité d'approvisionnement électrique, permettant de mieux prendre en compte les complémentarités et risques émergents entre pays frontaliers, y compris en traitant la question de la régionalisation (ou du moins de la participation transfrontalière) des mécanismes de capacité mis en place unilatéralement à l'échelle nationale, qui risquent de fragmenter encore davantage le marché européen.
- L'élaboration d'une approche commune d'amélioration de la flexibilité du système sous la forme d'une feuille de route, intégrant le couplage des marchés de court terme, l'intégration des solutions de pilotage de la demande sur tous les segments de marché et à terme, des solutions communes de stockage.

VI/ CONCLUSION

Au travers des objectifs stratégiques formulés dans la loi relative à la transition énergétique, la France a clairement affirmé sa volonté d'établir les énergies renouvelables électriques comme l'un des piliers fondamentaux de son système électrique et plus largement énergétique à l'avenir.

L'ampleur de cette transformation exige une approche systémique pour prendre en considération l'ensemble des défis et des leviers permettant d'accompagner et d'optimiser ce développement dans la durée.

Poursuivant cette approche sans prétendre à l'exhaustivité, la présente étude fournit une synthèse de

¹⁸ Le plan décennal 2014 de l'association des gestionnaires européens de réseaux de transports d'électricité (ENTSO-E) vise à doubler les capacités d'interconnexions transfrontalières à travers l'Europe d'ici à 2030, passant de 50 à 100 GW. L'étude IWES part de l'hypothèse que seuls 70 GW seront atteints en 2030 : si cette valeur est dépassée, les bénéfices d'intégration pourraient être encore supérieurs.

¹⁹ Très adaptés pour faciliter la commercialisation de l'électricité photovoltaïque en suivant la courbe de charge journalière, les contrats quart d'heure représentent désormais 20 % des volumes du marché infrajournalier allemand et sont pour l'instant présents en Allemagne, Suisse et Autriche (EpeX Spot 2015).

la diversité des enjeux sous-jacents au développement des ENR en France, avec un enseignement fondamental : la réussite de cette transition dépendra de la prise en compte de l'ensemble des facteurs évoqués et de leurs interactions et complémentarités.

Celles-ci s'illustrent en premier lieu au niveau de la planification stratégique de cette transition : la cohérence des trajectoires de développement des sources d'électricité renouvelable, qui seront traduites en objectifs chiffrés, dépendra en premier lieu de la vision de long terme du système électrique, partant de la question critique de l'évolution de la demande électrique et du rythme de transformation des infrastructures de production historiques.

Les interactions et complémentarités sont également visibles pour ce qui concerne les défis d'intégration en lien avec le déploiement massif de sources renouvelables à production variable. Ces enjeux ne peuvent se résumer à la seule évolution des mécanismes de soutien ou encore des solutions potentielles de stockage. Ils requièrent au contraire une compréhension plus fine des nombreux facteurs pouvant affecter les besoins et les solutions de flexibilité futurs. Ainsi, c'est une véritable « feuille de route » qui semble nécessaire. D'une part, pour traiter cet enjeu dans sa transversalité, afin d'inclure l'ensemble des leviers : l'intégration régionale et européenne, le pilotage de la demande, la complémentarité entre sources ENR « dispatchables » et variables, la valorisation des capacités flexibles sur le marché. D'autre part, pour structurer le déploiement de ces solutions de flexibilité dans le temps, en anticipant les besoins futurs.

En troisième lieu, il convient d'élargir l'approche sur les enjeux économiques liés aux énergies renouvelables.

En effet, si celle-ci est aujourd'hui au cœur du débat politique, l'analyse démontre qu'elle ne tient pas suffisamment compte de l'ensemble des leviers disponibles pour améliorer l'efficacité du déploiement des ENR. Il est ainsi surprenant de noter que ce débat se focalise aujourd'hui quasi exclusivement sur les aspects relatifs aux mécanismes de soutien (mise en concurrence) et au pilotage de la « masse » de projets développés, par le biais de la planification et des appels d'offres. Or, l'économie des projets et in fine le surcoût payé par l'ensemble des consommateurs, dépend tout autant, si ce n'est plus, des outils de financement mis en œuvre, de la réduction des risques liés à la complexité des cadres réglementaires et du fonctionnement du marché électrique européen dans son ensemble. Au vu des masses financières en jeu et du potentiel de réduction des coûts qui reste considérable -sans même intégrer l'innovation technologique- il semble primordial d'engager cette réflexion stratégique sur les potentiels d'optimisation disponibles.

Enfin, bien que souvent traités en marge des politiques énergétiques, les enjeux de gouvernance constituent bien un enjeu crucial pour mener à bien cette transition. Enjeu de cohérence dans l'articulation de la gouvernance institutionnelle tout d'abord, autour de la

question de l'équilibre des rôles entre les différents échelons territoriaux.

Enjeu d'acceptabilité ensuite, puisque cette transition structurelle ne saura se réaliser durablement sans le soutien des citoyens. Enjeu démocratique enfin, puisque cette transition ne pourra se résumer à un projet de transformation technologique, mais doit nécessairement intégrer une vision sociétale plus large, fondée sur l'engagement de tous les acteurs.

VI/ BIBLIOGRAPHIE

- [1] Amorce (2013). Les collectivités territoriales au cœur de la transition énergétique. Recueil de 30 démarches exemplaires.
- [2] Artelys (2015). Energy transition and capacity mechanisms. A contribution to the European debate with a view to 2030. Rapport réalisé pour l'UFE et le BDEW.
- [3] Balay, P.-G. (2015, novembre 23). Eoliennes : la lourde et légitime sanction des recours abusifs.
- [4] BNEF (2015a). Global Trends in Renewable Energy Investment 2015. Bloomberg New Energy Finance / FSUNEP Centre. Consulté à l'adresse http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/key_findings.pdf
- [5] BNEF (2015b). Wind and Solar boost cost-competitiveness versus fossil fuels. Consulté à l'adresse <http://about.bnef.com/press-releases/wind-solar-boost-cost-competitiveness-versus-fossil-fuels/>
- [6] Callonnec, G., Landa, G., Maillet, P. & Reynes, F. (2013). L'évaluation macroéconomique des visions énergétiques 2030-2050 de l'Ademe. Ademe.
- [7] Carbone 4 (2014). Étude des 4 trajectoires du DNTE. Une vision pédagogique des 4 trajectoires étudiées dans le cadre du débat national sur la transition énergétique.
- [8] Chabot, B. (2015). Updating the characteristics and the performance of the wind turbines and the wind farms of the silent wind power revolution (SWR) (Renewables International).
- [9] Chapon, A. (2015). L'effacement de production d'électricité renouvelable. Applications en France et en Allemagne. Office franco-allemand des énergies renouvelables.
- [10] CNTE (2013a). Quelle gouvernance ? Quel rôle pour l'État
- [11] et les collectivités ? (Rapport du GT 5 du DNTE).
- [12] CNTE (2013b). Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France. Conseil national du débat.
- [13] Commission européenne (2014). Impact Assessment: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. (No. SWD(2014)15 final).
- [14] CRE (2014a). Annexe 1. Charges prévisionnelles au titre de l'année 2015.

- [15] CRE (2014b). La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective.
- [16] CSA (2015). Consultation CSA/France Énergie éolienne des Français habitant une commune à proximité d'un parc éolien (Étude menée pour la FEE).
- [17] Degenhart, L. & Nestle, U. (2014). Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Leuphana Universität Lüneburg.
- [18] DGE (2013). Connaissance du potentiel hydroélectrique français. Synthèse.
- [19] DGE (2014). Évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat. Restitution de la consultation nationale.
- [20] DNV GL (2015). Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany. Report on behalf of Agora Energiewende.
- [21] Énergies demain (2015). Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. Modélisation de la demande : méthode et principaux résultats. Rapport réalisé pour l'Ademe.
- [22] FEE (2015). Évolution des coûts et délais de raccordement.
- [23] Fournis, Y. & Fortin, M.-J. (2013). L'acceptabilité sociale de l'énergie éolienne : une définition (Document de travail No. 131017). GRIDEQ.
- [24] Fraunhofer ISE (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Analysis on behalf of Agora Energiewende.
- [25] Gandet, S. (2012, octobre 25). Recours abusif contre un permis de construire : la voie est ouverte à l'indemnisation devant la juridiction judiciaire. Consulté à l'adresse <http://www.green-law-avocat.fr/recours-abusif-contre-unpermis-de-construire-la-voie-est-ouverte-a-lindemnisationdevant-la-juridiction-judiciaire/>
- [26] Gossement, A. (2012, juillet 17). Éoliennes : le Conseil d'État rejette le recours contre le décret ICPE. Consulté à l'adresse <http://www.arnaudgossement.com/archive/2012/07/17/eoliennes-le-conseil-d-etat-rejette-le-recours-contre-le-dec.html>
- [27] Gouvernement français (2014). Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie (Note à la Commission européenne).
- [28] Heinbach, K. (2014). Renewable energies and their impact on local value added and employment. *Energy, Sustainability and Society*, 4, 1-10.
- [29] Icare (2015). La manne inexploitée des renouvelables (Synthèse du rapport commandé par Greenpeace).
- [30] IEA (2010). Projected Costs of Generating Electricity.
- [31] IEA (2015). World Energy Outlook 2015. International Energy Agency.
- [32] Ipsos (2013). Les Français et les énergies renouvelables (Étude menée pour le SER).
- [33] IRENA (2015). Renewable power generation costs in 2014. Consulté à l'adresse http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- [34] IZES (2014). Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Institut für ZukunftsEnergieSysteme.
- [35] Jacobs, D., Gotchev, B., Schäuble, D., & Matschoss, P. (2014). Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt (Working Paper). IASS.
- [36] Labo de l'ESS (2015). Pour une transition énergétique citoyenne.
- [37] Labussière, O. & Nadaï, A. (2011). Expérimentations cartoFigures et devenir paysagers : la planification éolienne de la Narbonnaise (Aude). *Espaces et sociétés*, 3(146), 71-92.
- [38] MEDDE (2010). Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Période 2009-2020.
- [39] MEDDE (2013). Premier bilan de la mise en place des schémas régionaux Climat-Air-Énergie (SRCAE).
- [40] MEDDE (2014). Autorisation Unique ICPE : expérimentation (Les Mardis de la Direction générale de la prévention des risques).
- [41] Merkel, M. (2015). EWE's approach to double grid connection capacity by using DER-flexibility. Consulté à l'adresse https://webhotel2.tut.fi/units/set/ide4l/EWE_%2020150319_Aachen_Merkel.pdf
- [42] Nasvall, D. (2013). Optimal spatial arrangement of building-applied PV systems in the built environment.
- [43] PBL (2012). Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in north-western Europe. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.
- [44] Poize, N. & Rüdinger, A. (2014). Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne (Working Papers N°01/2014). IDDRI.
- [45] Pöyry (2014). Proposition pour une nouvelle architecture du marché de l'électricité (Rapport pour France Énergie Éolienne).
- [46] Quirion, P. (2015). Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ? (FAERE Working Papers).
- [47] RTE (2014a). Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande. Édition 2014.
- [48] RTE (2014b). Une capacité record d'effacements de consommation contractualisée pour l'année 2015 (Dépêche).
- [49] RTE (2015). Bilan électrique 2014. Consulté à l'adresse <http://www.rte->

france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014.pdf

- [50] RTE, SER, ErDF & ADEeF (2015). Panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2015.
- [51] Rüdinger, A. (2015). Comment financer la transition énergétique ? Éléments d'analyse pour une approche stratégique (Working Papers No. 01/2015). Iddri.
- [52] Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M. & Ribera, T. (2014). Getting out of the perfect storm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals (Working Papers No. 12/2014). Iddri.
- [53] Sartor, O. & Mathieu, M. (2015). What does the European power market need to decarbonise? The Role of the EU ETS and complementary policies post-2020. IDDRI, Oeko-Institut, CSIC, Climate Strategies.
- [54] Saujot, M., Rüdinger, A. & Guerry, A. (2014). Gouvernance locale de l'énergie. Clarification des enjeux et illustration par la planification territoriale (Working Paper No. 08/14) (p. 16). Iddri.
- [55] SER (2014). 30 mesures de simplification administrative proposées par le Syndicat des énergies renouvelables.
- [56] Statkraft (2015). La mise en place d'un complément de rémunération. Contribution de Statkraft.
- [57] Steurer, M., Fahl, U. & Voß, A. (2014). Curtailment: an option for cost-efficient integration of variable renewable generation? (Hot Energy Topic). Insight_E.
- [58] Tisdale, M., Grau, T. & Neuhoff, K. (2014). Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance (Discussion Paper). DIW Berlin.
- [59] UFE (2014). La simplification des procédures administratives.
- [60] ZSW (2013). Evaluierung der inländischen KfWProgramme zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2012.

INFORMATION 3EI

La Journée 3EI 2022

23 & 24 JUIN 2022^(*)

ENS PARIS-SACLAY

4, AVENUE DES SCIENCES
91190 GIF-SUR-YVETTE

Le comité de rédaction de la Revue 3EI propose une journée d'échanges sur le thème des

ENSEIGNER AUJOURD'HUI EN GE

() : Cette manifestation peut être annulée suivant l'évolution des conditions sanitaires.*

« FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 » LES SCENARII DE RTE EN 2021

Synthèse proposée par le comité de rédaction de la revue 3EI

Résumé : Le rapport RTE sur les scénarii sur le futur énergétique en 2050 a été publié en octobre 2021. Cette étude de très grande ampleur sur l'évolution du système électrique intitulée « Futurs énergétiques 2050 » a vocation à éclairer le débat puis la décision publique sur le fondement de données scientifiques documentées, discutées et transparentes. Elle décrit les scénarii envisagés pour atteindre la neutralité carbone en 2050 en indiquant les forces et faiblesses de chacun d'eux. Leurs auteurs détaillent en particulier 18 enseignements majeurs que les décideurs devront prendre en compte pour l'orientation de la politique énergétique du pays.

Cet article qui est une synthèse du document « Futurs énergétiques 2050- Principaux résultats » reprend la structure du rapport et comporte beaucoup d'extraits.

I/ Pourquoi, quand et comment ?

Dans le cadre de ses missions et en réponse à une saisine du Gouvernement, RTE a lancé en 2019 une large étude sur l'évolution du système électrique intitulée «Futurs énergétiques 2050».

Le consensus scientifique sur l'urgence à agir, basé sur les nombreux travaux du GIEC, implique que la transformation nécessaire pour sortir des énergies fossiles doit être menée à bien en seulement trois décennies et accélérer de manière substantielle d'ici 2030.

A son échelle, la France dont les émissions de la France par habitant demeurent au-dessus de la moyenne mondiale doit y prendre sa part pour respecter ses engagements. Par ailleurs, les solutions technologiques et industrielles pour y parvenir sont susceptibles de développer, en France et en Europe, des avantages compétitifs substantiels dans le concert mondial.

La crise énergétique de la fin 2021 montre que sortir des énergies fossiles n'est pas uniquement un impératif climatique : elle vient rappeler que la forte dépendance de l'Europe aux pays producteurs d'hydrocarbures peut avoir un coût économique, et que disposer de sources de production bas-carbone sur le territoire est également un enjeu d'indépendance.

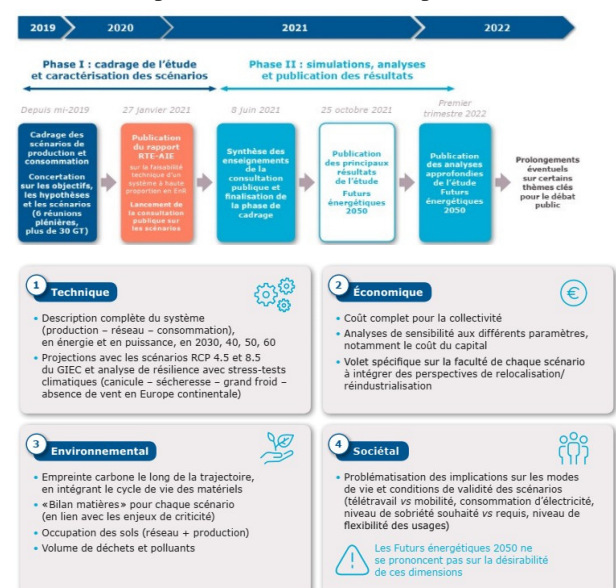
Différentes options sont sur la table pour y parvenir. Elles présentent des points communs (baisse de la consommation d'énergie primaire, augmentation de la part de l'électricité pour se substituer aux usages fossiles, recours aux énergies renouvelables le plus rapidement possible) mais également des différences importantes en ce qui concerne le rythme d'évolution de la consommation et sa répartition par usage, le développement de l'industrie, l'avenir du nucléaire, le rôle de l'hydrogène, etc. Les « Futurs énergétiques 2050» de RTE répondent au besoin de documenter ces options en décrivant les évolutions du système sur le plan technique, en chiffrant les coûts associés, en détaillant les conséquences environnementales au sens large et en explicitant les implications en matière de modes de vie.

Ce rapport est le fruit d'un travail technique de modélisation et de simulation des systèmes complets et

rebouclés. C'est aussi une démarche inédite en matière de concertation : les scénarios sont élaborés au grand jour, tous les paramètres de l'étude sont discutés, tracés et débattus dans des groupes de travail et dans le cadre d'une instance plénière de concertation, selon une méthode ouverte et transparente visant à ce que chaque partie intéressée puisse s'exprimer et être entendue.

La phase I de l'étude, consacrée au cadrage des objectifs, des méthodes et des hypothèses, s'est achevée au premier trimestre 2021. Elle a fait l'objet d'une large consultation publique, qui a suscité des réponses bien au-delà du cercle des «parties prenantes expertes» habituellement concernées par ce genre d'exercices : près de 4000 organisations et particuliers ont participé, à travers des contributions spécifiques très détaillées, lettres ouvertes, pétitions et cyberactions.

Le bilan résumé de cette phase a été rendu public le 8 juin 2021 dans un rapport préliminaire. La phase II de l'étude s'étalera jusqu'à la parution de l'étude complète, début 2022. Conformément à l'engagement de RTE, les principaux résultats en sont rendus publics le 25 octobre 2021 afin de pouvoir éclairer le débat public.



II/ Problématique générale : sortir des énergies fossiles

II.1/ Pour respecter les engagements climatiques de la France, il faut sortir des énergies fossiles sur lesquelles notre économie et nos modes de vie sont aujourd'hui assis.

En France, environ 60% de l'énergie utilisée est d'origine fossile : il s'agit principalement des produits pétroliers (de l'ordre de 40%), du gaz naturel (de l'ordre de 20%) et du charbon (moins de 1%). Cette énergie dépend des importations des pays producteurs. Les crises énergétiques qui se succèdent ont montré combien la France était exposée par ce biais aux variations des cours des produits énergétiques sur les marchés mondiaux, qui dépendent de dynamiques géopolitiques complexes et de l'état de l'économie mondiale. Malgré les chocs pétroliers, ce système a alimenté la France avec une énergie bon marché, encore abondante et facilement stockable. Les combustibles fossiles satisfont aujourd'hui une consommation finale de plus de 930 TWh par an, contre 430 TWh pour l'électricité.

Le système électrique français, contrairement à celui de la majorité de ses voisins, n'est pas dominé par les énergies fossiles. Elle repose en majorité sur un parc de 56 réacteurs nucléaires, construits et mis en service de manière très rapprochée entre la fin des années 1970 et le début des années 1990 pour la plupart, et qui se sont ajoutés à une base de production hydraulique déjà importante (60 TWh). Le programme électronucléaire français répondait à un souci d'autonomie énergétique à la suite des chocs pétroliers. Aujourd'hui, il n'est pas contestable qu'il constitue un atout majeur de la France dans la lutte contre le changement climatique en produisant une électricité très largement décarbonée en grandes quantités. Comme dans toutes les démocraties occidentales, le choix du nucléaire civil suscite en France un débat démocratique. Le nucléaire représente 70% de l'électricité produite en France et moins de 20% de l'énergie finale utilisée par les Français.

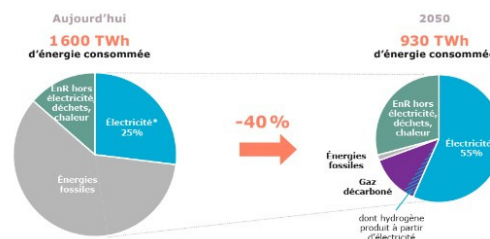
II.2/ La stratégie française pour l'avenir : une énergie bas-carbone et souveraine, fondée sur l'efficacité énergétique, l'électricité bas-carbone et le développement des usages de la biomasse.

La stratégie française pour atteindre la neutralité carbone est fixée par la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), réévaluée tous les cinq ans. La dernière version de ce document, publiée en 2020, détermine le cadrage de référence des «Futurs énergétiques 2050» de RTE. Ceux-ci examinent un grand nombre de variantes, qui respectent toutes le cadre de neutralité carbone en 2050. L'étude permet ainsi de tester l'application des principes de la SNBC, d'en mesurer les conséquences, et également de préparer la révision de la stratégie française pour l'énergie et le climat qui aura lieu en 2023 dans le cadre d'une loi de programme. Côté demande, la SNBC repose en premier lieu sur l'efficacité énergétique : elle prévoit que la consommation d'énergie finale de la France diminue de 40% en trente ans. Il s'agit d'une ambition très forte, dans le haut de la fourchette des

stratégies des pays limitrophes, qui conduirait la France à retrouver son niveau de consommation d'énergie de la fin des années 1960.

Côté offre, la SNBC est articulée sur deux piliers : l'électricité décarbonée et la biomasse produite sur le territoire. Elle exclut donc les imports massifs de gaz verts, de biomasse non durable ou de combustibles décarbonés. La France a donc fait le choix, en 2020, d'un système neutre en carbone et souverain. Les implications en sont très larges. D'une part, la SNBC implique une mobilisation très poussée de la biomasse, énergie destinée à croître le plus dans la stratégie française. D'autre part, la SNBC prévoit une croissance de la consommation d'électricité, mais dans des proportions généralement inférieures à ce que prévoient les voisins de la France comme l'Allemagne, le Royaume-Uni ou l'Italie.

Figure 2 Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



II.3/ Un impensé du débat français : la fermeture prévisible du parc de seconde génération au cours des prochaines décennies.

Si la durée d'exploitation de ces centrales est en train d'être prolongée dans le cadre des prescriptions édictées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et sous le contrôle de cette dernière, il est généralement admis que les réacteurs ne pourront probablement pas fonctionner plus de 60 ans, sauf exception et démarche de sûreté spécifique.

Définir une stratégie industrielle intégrant la fermeture prévisible du parc électronucléaire historique, qui contribue aujourd'hui largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la compétitivité de l'électricité produite en France, apparaît donc indispensable. Les arrêts définitifs seront très rapprochés (effet falaise), en raison de la rapidité exceptionnelle avec laquelle la France a bâti son parc dans les années 1980. Deux échéances clés peuvent, sur cette base, être distinguées.

À court/moyen terme (2030-2035), le choix de fermer des réacteurs nucléaires relève de choix politiques. À cette échéance, seules deux options existent pour accroître le potentiel de production d'électricité décarbonée : maintenir en fonctionnement les réacteurs nucléaires (les délais sont en toutes hypothèses trop rapprochés pour en construire de nouveaux) et développer les énergies renouvelables. La pondération entre ces solutions a été définie par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de 2020, et sera amenée à être réajustée lors de sa prochaine révision en 2023. Ce réajustement devra prendre en

compte la nouvelle donne énergétique issue de ces dernières années : des objectifs climatiques plus contraignants pour 2030, un paysage de sécurité d’approvisionnement plus fragile avec la tension sur les approvisionnements en hydrocarbures, la montée des prix de l’énergie, et la réduction des marges sur le système électrique européen.

À long terme (2050-2060), la fermeture des réacteurs nucléaires de deuxième génération est une contrainte industrielle : en plus de soutenir l’augmentation prévue de la consommation d’électricité, l’appareil de production français devra profondément se renouveler pour remplacer une production annuelle de l’ordre de 380-400 TWh.

II.4/ Les options sur la table : un système électrique «renouvelable + nucléaire» ou «100% renouvelable» à terme.

Puisque les énergies fossiles ne sont plus une option, que la solution du captage et stockage du carbone (CCS) n’est pas privilégiée pour des raisons de maturité technologique, d’acceptabilité et de disponibilité technique, et que la France ne souhaite pas faire reposer l’atteinte de la neutralité carbone sur des imports massifs de combustibles verts, le débat sur la production d’électricité décarbonée porte largement sur la répartition entre énergies renouvelables et nouveaux réacteurs nucléaires.

Entre ces deux énergies, les termes de la comparaison économique et technique ainsi que la nature du débat de société ont évolué. La discussion doit comparer le coût complet des différentes options («coût système») et non le coût individuel de chaque technologie.

Si le nucléaire suscite toujours une opposition sous l’angle du risque d’accident et des enjeux éthiques associés aux déchets radioactifs, les énergies

renouvelables soulèvent également des controverses mêlant considérations sociétales et environnementales. Les enjeux d’appropriation et de gouvernance jouent également un rôle : intérêt pour l’autoproduction et pour la participation citoyenne aux projets, profondeur du clivage sur le sujet de la sobriété et sur l’évolution des modes de vie, accroissement du rôle des collectivités locales dans la politique énergétique : la France de 2021 n’est plus celle des années 1970.

Du côté des renouvelables, les systèmes à forte part en énergies renouvelables sont étudiés et envisagés dans de nombreux pays dans le monde, et RTE a publié en janvier 2021, conjointement avec l’Agence internationale de l’énergie, un rapport listant les prérequis techniques pour atteindre un système fondé sur une proportion importante de renouvelables aux grandes échelles, ouvrant donc la voie à la possibilité de systèmes 100% renouvelables à terme.

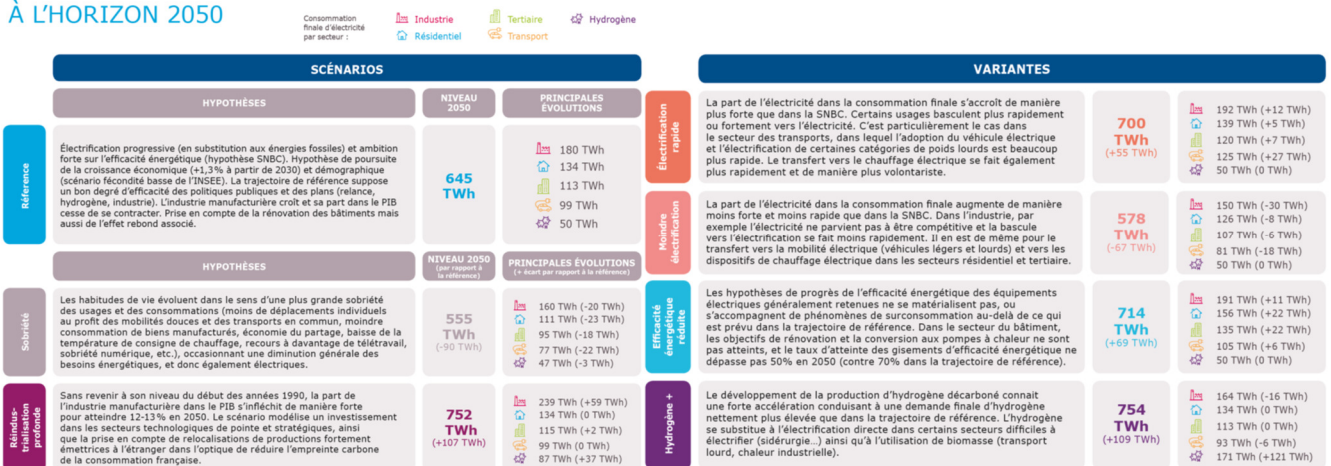
Ces scénarios s’accompagnent de défis importants, et notamment la maîtrise de l’intégration de l’«hydrogène». Du côté du nucléaire, à côté des grands réacteurs de type EPR2 se multiplient les projets de petits réacteurs modulaires (SMR). La concertation sur les «Futurs énergétiques 2050» a mis en lumière que la France n’était pas en capacité, à la date actuelle, de construire des réacteurs nucléaires au même rythme que durant les années 1980.

II.5/ Le système électrique de demain sera nécessairement différent de celui d’aujourd’hui.

Tous les cas de figure impliquent de se projeter sur un système électrique différent. Qu’il soit 100% renouvelable ou composé durablement de renouvelables et de réacteurs nucléaires fonctionnant de concert, ce système devra être plus réactif, plus piloté et automatisé.

III/ Les trajectoires de consommation

À L’HORIZON 2050



V/ Les scénarios de mix de production

LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2050

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

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

VI/ Les 18 enseignements de l'étude

VI.1/ Agir sur la consommation grâce à l'efficacité énergétique, voire la sobriété, est indispensable pour atteindre les objectifs climatiques.

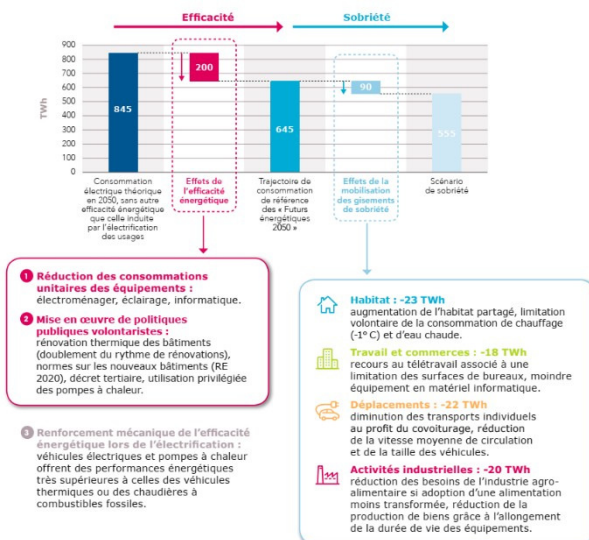
La SNBC française prévoit une diminution de 40% de la consommation énergétique d'ici 2050, en intégrant une amélioration sensible de l'efficacité énergétique par une réduction des consommations unitaires des équipements sous l'effet d'une progression technologique et également des politiques publiques volontaristes (rénovation des bâtiments). Ces deux seuls effets permettent une baisse de consommation de 200 TWh et peuvent être complétés sur l'électrification de certains usages, qui renforce mécaniquement l'efficacité énergétique.

Une France «sobre» sur le plan énergétique permettrait d'atteindre jusqu'à 15% de diminution supplémentaire en plus de l'efficacité énergétique mais cela implique des changements profonds dans les modes de vie et dans l'organisation sociétale.

La réduction de la consommation permet de diminuer le rythme nécessaire de réinvestissement dans le système électrique, soulage la pression sur les ressources, et augmente la résilience du système aux chocs de toute nature.

Dans un système énergétique appelé à entamer un nouveau cycle d'investissement et avec une perspective de consommation électrique à la hausse pour remplacer les énergies fossiles, un degré élevé de maîtrise de la demande présente donc un intérêt manifeste et apparaît comme indispensable pour accompagner la transition.

Enseignement n°1 Effets attendus de l'efficacité énergétique et effets potentiels de la sobriété sur le niveau de consommation (par rapport à la trajectoire de référence)



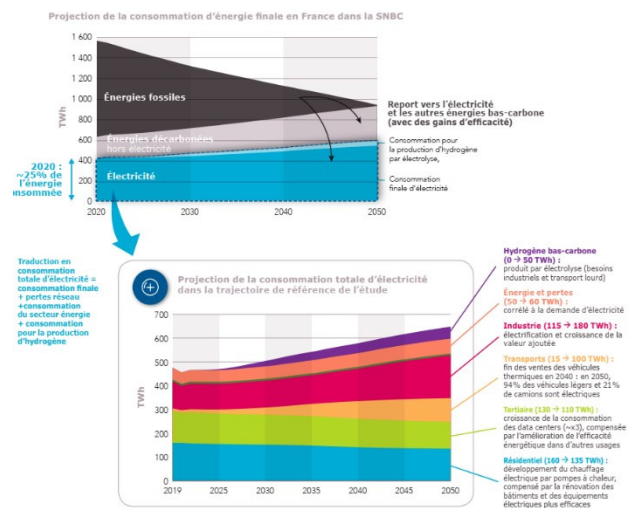
VI.2/ La consommation d'énergie va baisser mais celle d'électricité va augmenter pour se substituer aux énergies fossiles.

Les nouveaux usages de l'électricité consistent le plus souvent en des substitutions aux énergies fossiles. Cet effet de transfert est particulièrement important dans

les transports (100 TWh en 2050, contre 15 TWh aujourd'hui), dans l'industrie (180 TWh contre 115 TWh aujourd'hui) et dans la production d'hydrogène (50 TWh, contre 0 aujourd'hui). Tous les scénarios neutres en carbone conduisent donc à une électrification importante des véhicules (94% des véhicules légers et 21% des camions en 2050) et des procédés industriels. Il ne s'agit pas pour autant d'une société «tout électrique» : des usages du gaz (biométhane, hydrogène, différents types de gaz de synthèse), des carburants liquides (biocarburants ou carburants de synthèse) et un recours au bois et à la biomasse (pour la chaleur) coexistent avec l'électricité.

Toutes les variantes et scénarios des «Futurs énergétiques 2050» concluent à une hausse de la consommation, allant de 15% (sobriété) à 60% (réindustrialisation ou hydrogène +). À moyen terme, les nouveaux objectifs européens (-55% net en 2030, contre -40% dans la SNBC) impliquent une action plus rapide que dans le scénario de référence. La trajectoire correspondante («Accélération 2030») nécessite ainsi d'augmenter le rythme d'électrification des usages.

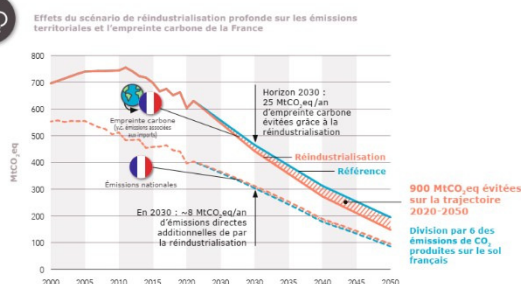
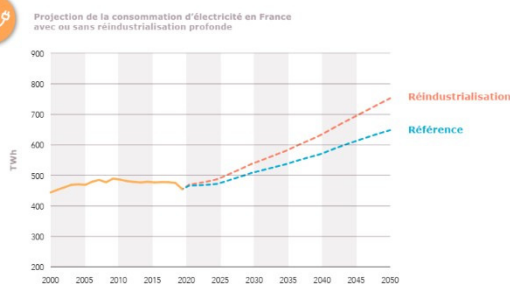
Enseignement n°2 Évolution de la consommation d'énergie et d'électricité dans une perspective de neutralité carbone



VI.3/ Accélérer la réindustrialisation du pays, en électrifiant les procédés, augmente la consommation d'électricité mais réduit l'empreinte carbone de la France.

La désindustrialisation de la France depuis 30 ans a déplacé les émissions de gaz à effet de serre produites sur son territoire vers les pays producteurs. La perspective d'un redéploiement industriel consistant en un investissement ciblé dans des industries de pointe et dans des activités permettant de réduire l'empreinte carbone du pays est étudiée dans le scénario de «réindustrialisation profonde» des «Futurs énergétiques 2050».

Enseignement n°3 Effets d'une réindustrialisation profonde sur la consommation d'électricité en France et sur l'empreinte carbone



Ce scénario implique une reconstruction de l'appareil productif autour de solutions bas-carbone, dès le prochain cycle d'investissement. Il est tributaire de la compétitivité prix et carbone du système électrique français. Il conduirait à retrouver sur le temps long un niveau de l'industrie manufacturière dans le PIB voisin de celui du début des années 2000 et un solde commercial très positif ainsi qu'à éviter environ 900 millions de tonnes de CO₂ en trente ans, avec un avantage qui s'amplifie tout au long de la trajectoire.

RTE estime que, dans un scénario de réindustrialisation, la consommation d'électricité serait supérieure d'environ 100 TWh à la trajectoire de référence. Le solde des échanges d'électricité, aujourd'hui largement exportateur, peut être mis à profit pour y parvenir dans les dix prochaines années, le temps qu'un nouvel investissement dans la production d'électricité bas-carbone porte ses fruits.

VI.4/ Atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables.

La majorité des sources de production qui alimenteront la France en électricité en 2050 n'existe pas aujourd'hui.

La France dispose d'un parc nucléaire qui lui permet d'afficher des émissions de gaz à effet de serre très significativement plus basses que celles de ses voisins. Toutefois, les centrales actuelles construites pour la majorité dans les années 1980, devront fermer d'ici 2060, avec un «effet falaise» très marqué durant la décennie 2040 ; et les réacteurs de 3^{ème} génération ne pourraient être mis en service au plus tôt qu'en 2035.

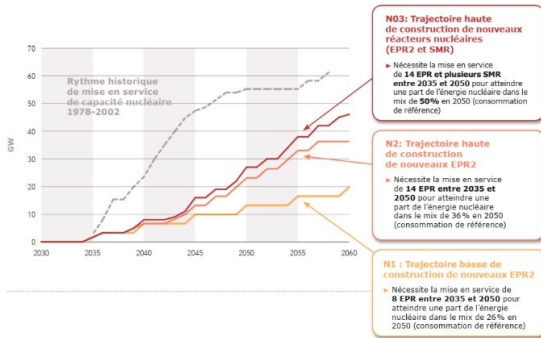
La proposition industrielle la plus haute de la filière consiste à date à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050 (dans le scénario N03) dans un scénario de relance volontariste du nucléaire. Disposer d'un parc de 50 GW en 2050 implique de prolonger l'essentiel des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans, d'être en mesure d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée en respectant les prescriptions de sûreté qui seront imposées par l'ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire), de mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050 dont de très nombreux entre 2040 et 2050, et d'installer en complément une capacité significative de petits réacteurs nucléaires (SMR). Cette projection sera probablement amenée à évoluer avec le temps : sans réinvestissement dans la filière, sa capacité projetée à long terme continuera de diminuer, tandis qu'une décision rapide de relance pourrait conduire, ultérieurement, à revoir à la hausse ses perspectives. Un parc nucléaire de 50 GW est susceptible de produire de l'ordre de 325 TWh en 2050. Un tel volume équivaut, dans la trajectoire de consommation de référence, à environ 50% de la production nationale.

Même un parc nucléaire constitué de réacteurs prolongés et d'un nombre important de nouveaux réacteurs ne peut suffire à assurer l'alimentation d'une consommation de 645 TWh d'ici 30 ans, et a fortiori d'une consommation de 750 TWh. **L'étude conclut, sans aucune ambiguïté, au caractère indispensable d'un développement soutenu des énergies renouvelables électriques en France pour respecter ses engagements climatiques.**

D'ici 30 ans, il faudra avoir porté le parc au minimum à 70 GW (plus de 200 GW dans la trajectoire la plus haute). Ces chiffres ne sont pas exceptionnels par rapport aux prévisions des pays voisins même s'ils représentent une croissance relative impressionnante au regard de la taille limitée du parc actuel (10 GW, contre 13 au Royaume-Uni, 14 en Espagne, 21 en Italie et 54 en Allemagne).

Respecter les objectifs climatiques passe aussi nécessairement par un développement de l'éolien, qui constitue aujourd'hui une technologie mature aux coûts de production faibles, susceptible de produire des volumes d'électricité importants. S'il sera possible de «doser» entre l'éolien terrestre et l'éolien en mer en fonction des opportunités économiques et des problématiques d'acceptabilité, un parc minimal d'une quarantaine de gigawatts d'éolien terrestre, ainsi que la construction d'un parc d'éoliennes en mer de l'ordre de 25 GW, apparaissent nécessaires. Atteindre ces niveaux ne soulève pas d'enjeu économique ou technique (sauf sur l'éolien en mer flottant), mais bien une question d'acceptabilité.

Enseignement n°4 Trajectoires de développement de nouveaux réacteurs nucléaires envisagés dans l'étude

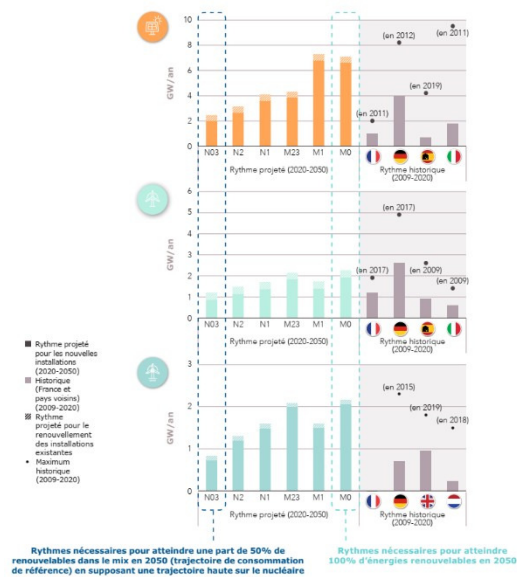


VI.5/ Se passer de nouveaux réacteurs nucléaires implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides que ceux des pays européens les plus dynamiques.

Sur le plan industriel, les rythmes de développement des énergies renouvelables sont en forte hausse dans tous les scénarios sans nouveaux réacteurs nucléaires, en particulier pour le solaire et l'éolien en mer. **Le scénario M0, visant une sortie du nucléaire en 2050, représente un défi industriel majeur dans la mesure où les rythmes de développement des énergies renouvelables dépassent largement les performances cumulées de l'Allemagne sur les renouvelables terrestres et du Royaume-Uni sur l'éolien en mer au cours des dernières années.** Même dans le scénario «sobriété», les rythmes nécessaires pour le scénario M0 demeurent très élevés. Il en va de même pour les scénarios M1 (pour le solaire) et M23 (pour l'éolien en mer). Même un scénario de relance du nucléaire avec un programme minimal de six réacteurs implique d'atteindre des rythmes de déploiement des renouvelables particulièrement élevés.

Si les stratégies fondées sur l'électrification et un système 100% renouvelable existent dans plusieurs pays européens, de nombreux États envisagent des compléments à la production locale d'énergies renouvelables. Cette complémentarité se retrouve dans les scénarios de l'Agence internationale de l'énergie ou de la Commission européenne.

Enseignement n°5 Rythmes nécessaires de développement des énergies renouvelables selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) comparés à l'historique et aux pays voisins (en GW/an)



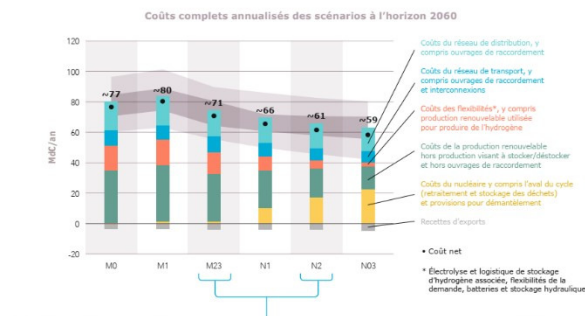
VI.6/ Construire de nouveaux réacteurs nucléaires est pertinent du point de vue économique, a fortiori quand cela permet de conserver un parc d'une quarantaine de GW en 2050 (nucléaire existant et nouveau nucléaire).

L'étude conclut que les scénarios comprenant un parc nucléaire de 40 GW au moins (N2 et N03) peuvent conduire, à long terme, à des coûts plus bas pour la collectivité qu'un scénario 100% renouvelable reposant sur de grands parcs. Cet avantage serait nettement réduit, mais toujours existant, dans le cas où le coût des nouveaux réacteurs nucléaires ne diminuerait pas et demeurerait voisin de celui de l'EPR 2 de Flamanville.

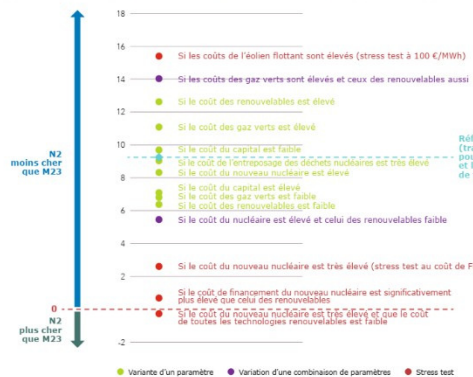
Les nouveaux réacteurs nucléaires sont des actifs caractérisés par une forte intensité capitalistique et des durées de construction et de vie longues.

L'analyse de RTE montre que l'écart entre les coûts économiques de M23 et N2 demeure orienté dans le même sens dans la très grande majorité des configurations testées, y compris en considérant des cas de figure défavorables pour le coût ou les conditions de financement du nouveau nucléaire. Dans l'autre sens, la compétitivité des scénarios comprenant une large part d'énergies renouvelables dépend de plusieurs facteurs dont la performance économique du développement de l'éolien flottant : si elle n'est pas au rendez-vous, l'écart serait accru.

Enseignement n°6 Coûts complets (production + acheminement + flexibilité) en France selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) à l'horizon 2060, dans le cas central et selon les variantes



Évolution de l'écart de coûts complets annualisés entre les scénarios selon les variantes (en M€/an)



VI.7/ Les énergies renouvelables électriques sont devenues des solutions compétitives. Cela est d'autant plus marqué dans le cas de grands parcs solaires et éoliens à terre et en mer.

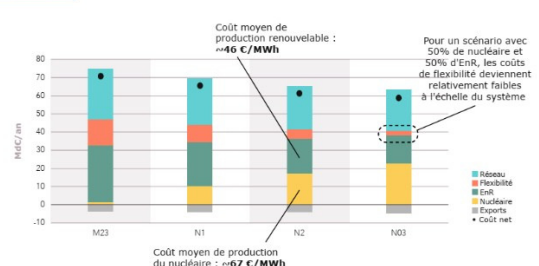
Les coûts des grands parcs éoliens et photovoltaïques atteignent aujourd'hui des niveaux très compétitifs, désormais inférieurs à ceux de nouvelles centrales thermiques et nucléaires. A long terme, les coûts d'un système reposant à 100% sur les énergies renouvelables peuvent s'approcher de ceux d'un système comprenant de nouveaux réacteurs nucléaires sous plusieurs conditions : (i) miser sur les technologies les plus matures et le développement de grands parcs pour bénéficier d'économies d'échelle ; (ii) réussir le pari de l'éolien en mer flottant ; (iii) obtenir des coûts de financement favorables pour les énergies renouvelables ; (iv) contenir le coût des flexibilités et notamment du système permettant de compenser la variabilité de l'éolien : «système hydrogène» (stockage et réseau) compétitif et mutualisé, recours possible et ponctuel au biométhane si celui-ci est suffisamment développé, etc.

Les énergies renouvelables produisent de l'énergie à un coût complet rapporté à leur production qui est plus faible que celui des nouveaux réacteurs nucléaires. Le développement d'une part d'énergies renouvelables plus importante qu'aujourd'hui n'est donc pas uniquement une nécessité industrielle et climatique : elle est également pertinente sur le plan économique. Cet avantage de nature purement économique se réduit puis s'annule au fur et à mesure qu'apparaissent et croissent les besoins de flexibilités.

Atteindre 100% renouvelable en 2050 (M0) est plus onéreux le long de toute la trajectoire. Ceci s'explique par le fait que le développement des énergies

renouvelables y est plus précoce, ce qui ne permet pas de bénéficier pleinement de la poursuite de la baisse des coûts sur ces filières, et que les réacteurs nucléaires actuels sont fermés de manière anticipée. Atteindre 100% renouvelable en 2060 (M1) mais en optant pour un bouquet d'énergies renouvelables réparti de manière diffuse renchérit les coûts de production car le solaire sur toiture est plus onéreux que les grands parcs solaires au sol ou l'éolien et qu'il nécessite d'installer davantage de batteries. La répartition plus homogène de la production sur le territoire permet de réduire légèrement les coûts du réseau de transport mais augmente légèrement ceux du réseau de distribution.

Enseignement n°7 Coûts complets annualisés à l'horizon 2060



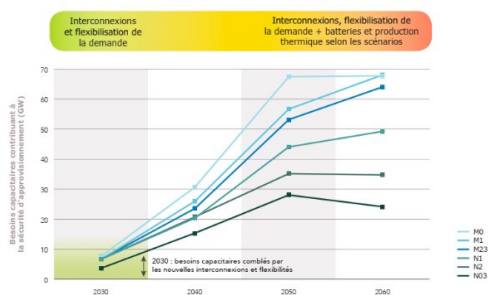
* Hypothèse centrale du coût des technologies et coût du capital à 4%

VI.8/ Les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios. Il existe un intérêt économique à accroître le pilotage de la consommation, à développer des interconnexions et le stockage hydraulique, ainsi qu'à installer des batteries pour accompagner le solaire. Au-delà, le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques assises sur des stocks de gaz décarbonés (dont l'hydrogène) est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100% renouvelable.

Quelle que soit la décision sur la relance d'un programme nucléaire, le système électrique de l'avenir reposera en grande partie sur les énergies renouvelables variables. Il devra gérer des cycles réguliers jours/nuits (pour le solaire) mais également des variations de production éolienne très importantes à l'échelle d'une semaine, d'un mois, voire d'une année. L'enjeu de développer les flexibilités est pour l'essentiel commun aux différents scénarios et entraîne des conséquences politiques et organisationnelles. Le rôle du numérique sera croissant pour piloter en temps réel un système électrique complexe constitué de moyens de production plus dispersés et dépendants des conditions météorologiques, occasionnant de nouveaux risques (cybersécurité, maîtrise des données). L'interdépendance sera plus forte entre les parties du territoire en France mais également à l'échelle européenne : loin de «décentraliser» le système, la croissance des énergies renouvelables conduit à une mutualisation plus poussée. Enfin, rendre le système plus flexible nécessite de construire des infrastructures à la fois de réseau et de stockage.

Plus le système est interconnecté, moins le besoin de flexibilité à garantir dans chaque zone qui le compose est important : cette réalité technique a permis d'améliorer fortement l'efficacité du système électrique en France au XXe siècle, et peut être renforcée à l'échelle européenne au cours des prochaines années au bénéfice des consommateurs français. À l'horizon 2050, un niveau de 39 GW de capacité d'imports (contre 13 GW aujourd'hui) constitue un bon compromis entre l'optimum économique et le réalisme technique et politique. Si l'interconnexion facilite grandement l'intégration de forts volumes d'énergies renouvelables, elle nécessite d'accepter en retour le principe d'une interdépendance au niveau européen (la sécurité d'alimentation de la France dépendrait de ses voisins 5% du temps, contre 1% aujourd'hui) et d'une bonne coordination des choix de politique énergétique (le volume et la nature des capacités de «back-up» à installer en France dépendant également de la situation dans les pays voisins). Dans le même temps, la dépendance de la France envers les pays producteurs de pétrole et de gaz fossile disparaîtrait totalement : les scénarios de neutralité carbone sont bien des scénarios de très fort renforcement de la souveraineté énergétique.

Enseignement n°8 Évolution des besoins de nouvelles capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement (en plus de la flexibilité intrinsèque des installations de production nucléaires et renouvelables)

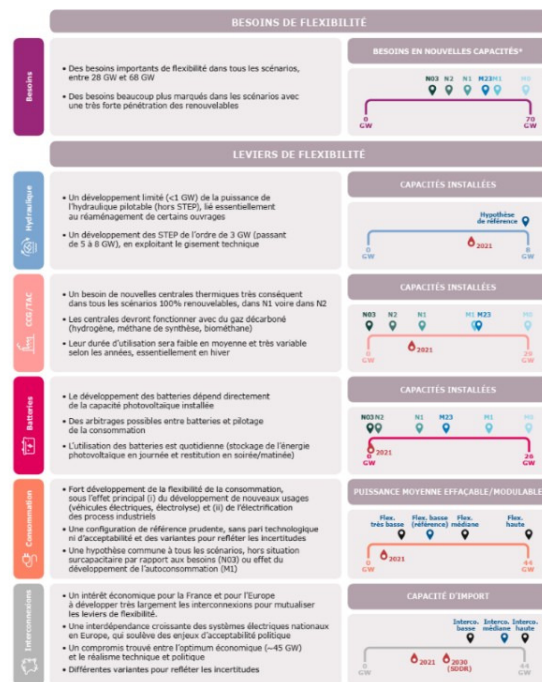


Le système doit notamment pouvoir absorber des périodes de plusieurs semaines consécutives sans vent en déstockant de l'énergie, ce que des batteries ou une gestion intelligente de la demande ne permettront pas de réaliser. Pour remplir ce besoin, les stocks hydrauliques seront insuffisants et il n'existe pas d'autre moyen d'y faire face que les centrales nucléaires ou les centrales thermiques utilisant des stocks de gaz décarbonés. Construire de nouvelles centrales thermiques décarbonées constitue une obligation technique dans ces scénarios. En France, le besoin sera d'autant plus fort que le parc nucléaire est réduit.

Le développement du stockage hydraulique (STEP) ou de la gestion intelligente de la demande (dans les bâtiments et dans les transports via la recharge intelligente des véhicules électriques) constituent deux solutions « sans regret » sur le plan technique et économique : elles sont rentables dans toutes les situations. Les enjeux associés sont donc d'un autre ordre (incidence environnementale pour l'hydraulique, acceptation politique ou sociétale pour la gestion de la demande). Tirer le meilleur parti du potentiel de flexibilité voire de stockage que représentent les véhicules électriques présente un intérêt. Celui-ci porte

en premier lieu sur la recharge intelligente des véhicules. Mobiliser, au-delà, les batteries comme des stockages (vehicule-to-grid) constitue une option supplémentaire, mais n'est pas une obligation dans la majorité des configurations étudiées. Le stockage par grandes batteries dédiées au système électrique constitue pour sa part une solution très adaptée dans les scénarios où le solaire se développe très largement.

Enseignement n°8 Synthèse des besoins de capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2050 (dans la trajectoire de référence de consommation)



VI.9/ Dans tous les scénarios, les réseaux électriques doivent être rapidement redimensionnés pour rendre possible la transition énergétique.

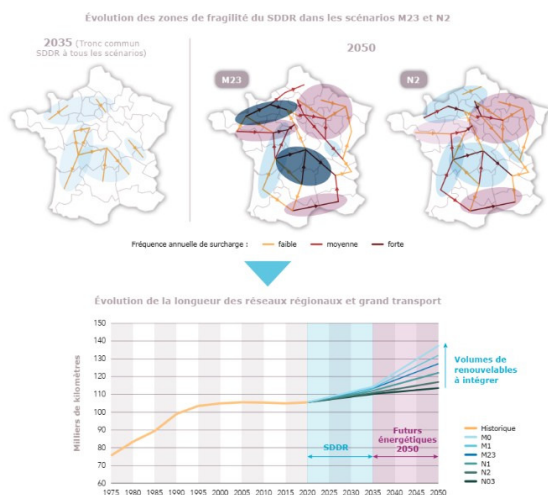
Toutes les sources de production et les sites de consommation y sont connectés en permanence au réseau, avec une exigence d'équilibre instantané qui n'existe dans aucune autre industrie. Ces réseaux vont devoir accélérer leur transformation de manière à rendre possible la transition énergétique. Pour implanter un nouvel ouvrage structurant, plusieurs années sont nécessaires pour réaliser les études et recueillir les autorisations relevant du droit de l'urbanisme, de l'environnement et de la politique sectorielle de l'énergie. Une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner plus de 80 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée. Dès les prochaines années, les raccordements aux réseaux vont se multiplier et le rythme de raccordements constituera un défi technique et organisationnel en lien avec les parties prenantes (autorités locales, filière industrielle, producteurs, associations).

RTE a publié en 2019 son Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), depuis validé par la

ministre et par la CRE. Avec un investissement de 33 milliards d'euros sur 15 ans, il vise à porter le réseau au niveau requis pour accueillir le mix de la PPE et pour engager le renouvellement des infrastructures construites pour certaines aux lendemains de la seconde guerre mondiale. Les évolutions à apporter vont s'accélérer au-delà de 2030, à la fois pour son adaptation aux transformations du mix électrique et pour le renouvellement de ses composants les plus anciens. Dans le cas d'une évolution vers un système à haute part en énergies renouvelables, les évolutions de structures à apporter au réseau sont majeures : nouveaux axes traversant nord-sud mais également est-ouest, renforcement des interconnexions, raccordement de grands parcs en mer (posés ou flottants).

Pour la première fois, la description des scénarios de mix électrique comprend une évaluation des besoins d'investissement dans le réseau de distribution, sur la base d'analyses réalisées par Enedis. L'investissement est ainsi estimé à 61 Md€ sur la période 2021-2035 pour intégrer la production variable et non pilotable, accueillir une demande d'électricité croissante et l'électrification des usages et accompagner de nouvelles formes de consommation, tout en maintenant son niveau de fiabilité.

Enseignement n°9 Perspectives d'adaptations du réseau public de transport selon les scénarios



VI.10/ Créer un « un atout pour décarboner certains secteurs difficiles à électrifier, système hydrogène bas-carbone » performant est et une nécessité dans les scénarios à très fort développement en renouvelables pour stocker l'énergie.

La promesse d'une «révolution de l'hydrogène» peut apparaître comme une solution séduisante (vecteur combinant flexibilité, faculté à être produit en masse à base d'électricité bas-carbone et pouvant remplacer le gaz d'origine fossile dans de nombreux usages). Il existe néanmoins encore de nombreuses incertitudes sur l'économie de l'hydrogène. Il en résulte une confusion récurrente entre le rôle de l'hydrogène comme solution de décarbonation de l'énergie et celui de solution intermédiaire de stockage pour les besoins de production d'électricité.

L'hydrogène constitue en premier lieu un moyen de décarboner des secteurs difficiles voire impossibles à électrifier sur le plan technique ou économique. À ce titre, l'action prioritaire à engager consiste à remplacer l'hydrogène fossile (issu à 95% du gaz, pétrole et charbon) actuellement utilisé par l'industrie dans ses process en France (dans le secteur du raffinage, de la production d'ammoniac ou de la chimie) par de l'hydrogène bas-carbone. L'hydrogène bas-carbone a également vocation à se développer dans le secteur de la mobilité lourde, en particulier pour le transport routier de longue distance. Le « socle » d'hydrogène bas-carbone nécessaire pour décarboner ces usages est estimé à 35 TWhH₂. Produire ces quantités nécessite de développer des électrolyseurs, dans un premier temps sous la forme de grandes installations soutirant depuis le réseau électrique une électricité bas-carbone et situés à proximité des zones industrielles ou des zones d'avitaillement. La consommation électrique associée, dans la trajectoire de référence, atteint environ 50 TWh. Des scénarios allant beaucoup plus loin dans l'utilisation de l'hydrogène bas-carbone sont aujourd'hui sur la table, notamment au niveau européen. En France, ils sont identifiés dans la variante «Hydrogène +» des «Futurs énergétiques 2050».

Enseignement n°10 Les différents degrés d'intégration du « système hydrogène » par rapport au système électrique

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	• Electrolyseurs flexibles	• Electrolyseurs flexibles	• Electrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• Stockage largement accessible (not via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'imports-exports
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWhPCI	• Environ 120-130 €/MWhPCI	• Environ 150 €/MWhPCI
Cartographie actualisée du réseau			

Electrolyseur
 Stockage H₂
 Centrale thermique
 Routes commerciales d'import de gaz décarboné
 Interconnexions

La production d'hydrogène par électrolyse est réputée flexible et supposée pouvoir s'adapter aux variations de la production renouvelable et de la consommation électrique totale. Si les électrolyseurs sont reliés à un grand système hydrogène doté de capacités de stockage, ils pourront alors moduler leur fonctionnement dans des proportions plus importantes que beaucoup d'autres usages électriques : contrairement aux véhicules électriques dont les batteries restent de capacité limitée et doivent être rechargées régulièrement, les électrolyseurs pourraient stopper leur fonctionnement pendant de longues périodes (par exemple durant les semaines sans vent) dès lors qu'un stock suffisant a été constitué pour alimenter les besoins d'hydrogène. Cette flexibilité n'est toutefois accessible que grâce à des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène dont la

disponibilité n'est aujourd'hui pas acquise. Le coût de ces solutions, aujourd'hui soumis à une forte incertitude, est intégré aux chiffrages.

VI.11/ Les scénarios à très hautes parts d'énergies renouvelables, ou celui nécessitant la prolongation des réacteurs nucléaires existants au-delà de 60 ans, impliquent des paris technologiques lourds pour être au rendez-vous de la neutralité carbone en 2050.

L'Agence internationale de l'énergie a récemment évalué que presque la moitié des réductions d'émissions nécessaires pour atteindre la neutralité carbone en 2050 reposait sur des technologies qui étaient encore en phase de démonstration ou de prototype aujourd'hui. L'analyse de RTE a cherché à minimiser le recours à des paris technologiques en privilégiant les technologies industriellement matures. Néanmoins, chaque scénario implique de valider un certain nombre de prérequis techniques. Sur le plan technique, l'analyse a conduit à écarter la thèse d'une distinction fondamentale, entre les scénarios M et N. Tous reposent à terme sur une forte part d'énergies renouvelables et seront donc concernés par les enjeux de gestion d'un parc de production en large partie non pilotable. Si les défis technologiques et de R&D associés apparaissent «dépassables» dans les décennies à venir, les scénarios «100% renouvelable» ou fondés sur la prolongation à long terme des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 60 ans impliquent qu'un grand nombre de prérequis techniques critiques soient respectés à court terme. Or rien ne le garantit en l'état. Décider de ces scénarios aujourd'hui, ou renoncer au principe de diversification technologique dans le mix de production électrique, soulève donc un risque de non-atteinte de l'objectif de neutralité carbone à la date rapprochée de 2050.

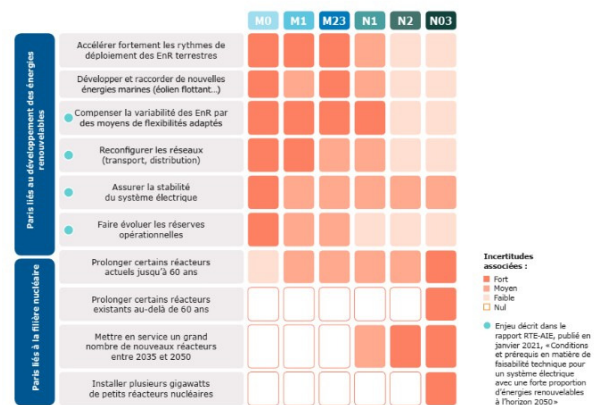
Cinq des six scénarios des «Futurs énergétiques 2050» reposent sur une exploitation de certains des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, selon des pré-requis de sûreté qui devront au préalable être systématiquement vérifiés. L'Autorité de sûreté nucléaire a indiqué que la prolongation au-delà de 40 ans, pour laquelle elle a rendu un avis générique favorable, nécessite déjà un «volume exceptionnel de travaux». Trois des six scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2, ce qui constitue un défi industriel. Le scénario N03 nécessite d'aller plus loin et de remplir quatre conditions : (1) réussir la prolongation de l'essentiel des réacteurs jusqu'à 60 ans, (2) en prolonger certains au-delà de 60 ans (d'autant plus si certains ferment à 50 ans), (3) construire et mettre en service 14 réacteurs de type EPR 2 (soit 8 de plus que dans le programme «Nouveau nucléaire France»),

(4) déployer une capacité de 4 GW de SMR. Un tel scénario impliquerait de s'assurer suffisamment tôt de la faisabilité d'un fonctionnement au-delà de 60 ans.

Les scénarios de type N2 permettent de s'affranchir de plusieurs paris techniques et industriels pour atteindre un haut niveau de production d'électricité bas-carbone. En effet, la dépendance au système hydrogène y est plus

faible, les aménagements du réseau s'inscrivent dans le prolongement de l'accélération déjà envisagée pour 2035 et les enjeux de maintien du synchronisme sont moins importants. Sur le volet nucléaire, ce type de scénario n'est pas tributaire de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans et sa trajectoire est compatible avec un lissage de la fermeture des réacteurs actuels dans le but d'éviter «l'effet falaise». Le développement d'une filière de petits réacteurs modulaires – lesquels ne sont pas encore développés en France sur le plan industriel – devient une opportunité et non une obligation. Le défi industriel que constituerait la construction de 14 réacteurs EPR 2 en 30 ans ne doit toutefois pas être sous-estimé.

Enseignement n°11 Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes



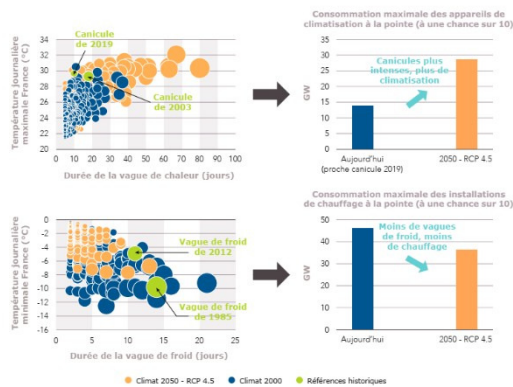
VI.12/ La transformation du système électrique doit intégrer dès à présent les conséquences probables du changement climatique, notamment sur les ressources en eau, les vagues de chaleur ou les régimes de vent.

Le système électrique français est d'ores et déjà sensible aux aléas climatiques : le chauffage électrique participe des pointes de consommation lors des vagues de froid, le stock hydraulique des barrages est dépendant des précipitations et certaines centrales nucléaires peuvent devenir indisponibles lors de périodes de canicule ou de sécheresse. À long terme, l'évolution du mix électrique et du climat conduit à renforcer l'importance de prendre en compte des phénomènes météorologiques extrêmes.

Dans son rapport paru en août 2021, le GIEC a alerté sur la poursuite inéluctable du changement climatique au cours des prochaines décennies, invitant l'ensemble des acteurs économiques à prévoir l'adaptation des infrastructures aux conséquences du changement climatique. Ces effets sur la température se traduisent par une hausse de la consommation d'électricité pour la climatisation, largement compensée, sur l'année, par la baisse de consommation sur le chauffage. Il faudra gérer différemment le stock hydraulique, car le remplissage des barrages lié à la fonte des neiges sera plus précoce dans l'année et les sécheresses tardives seront plus fréquentes au début de l'automne. Les centrales nucléaires existantes situées en bord de fleuve seront plus régulièrement affectées par des périodes de forte

chaleur et de sécheresse : même si les volumes d'énergie «perdue» resteront faibles à l'échelle annuelle, ceux-ci pourraient toutefois concerner des puissances significatives. La sensibilité des nouveaux réacteurs nucléaires à ces aléas climatiques pourra être minimisée en privilégiant certains sites (en bord de mer ou en bord de fleuves faiblement contraints en matière de débits et de température seuil) et grâce aux aérofrigorifères imposés pour les futures centrales en bord de fleuve. Enfin, le dimensionnement du réseau électrique devra évoluer pour tenir compte de capacités de transit des lignes aériennes affectées par la hausse des températures.

Enseignement n°12 Évolution de la fréquence des événements extrêmes (canicules et vagues de froid) dans le climat entre aujourd'hui et 2050 (trajectoire RCP4.5 du GIEC) et incidence sur les appels de puissance pour la climatisation et le chauffage



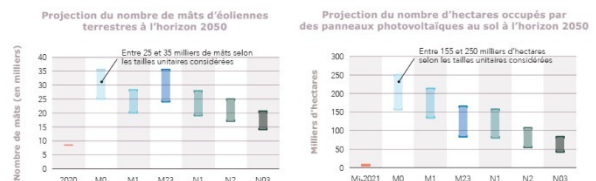
En 2050, l'équilibre production-consommation d'électricité sera affecté par de nouveaux types d'aléas météorologiques. À l'heure actuelle, l'essentiel du risque sur la sécurité d'approvisionnement électrique est concentré sur les vagues de froid hivernales. Au cours des prochaines décennies, la nature du risque évoluera avec des périodes de tension qui interviendront principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent (alors qu'elles étaient par le passé réduites aux situations de froid extrême). L'augmentation des situations de sécheresse à la fin de l'été et à l'automne pourra également conduire à des périodes de tension pour l'équilibre offre-demande d'électricité, d'autant plus si ces sécheresses se combinent avec des périodes de faible vent.

VI.13/ Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages. Il peut s'intensifier sans exercer de pression excessive sur l'artificialisation des sols, mais doit se poursuivre dans chaque territoire en s'attachant à la préservation du cadre de vie.

Le système électrique français s'est construit autour de centrales nucléaires, de grands barrages hydrauliques, et de quelques centrales thermiques. La production y est très concentrée autour de quelques points du territoire où les infrastructures sont généralement bien acceptées car pourvoyeuses d'emploi et de fiscalité locale. En parallèle, le «système fossile», qui alimente plus de 60% de l'énergie consommée par les français, est peu visible : les champs de pétrole et de gaz ne se situent pas en France, les infrastructures de

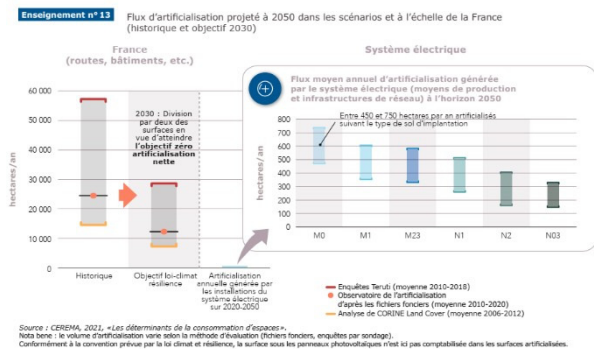
raffinage sont peu nombreuses et concentrées dans des zones portuaires généralement très industrialisées et le réseau de gazoducs est souterrain... La partie la plus visible du système énergétique français est donc constituée du réseau à haute et très haute tension électrique. Les énergies renouvelables amenées à se développer pour atteindre la neutralité carbone se déploient de manière diffuse sur le territoire. Elles conduisent à rendre visible un système de production d'énergie qui était jusqu'alors largement invisible, car situé à l'étranger ou extrêmement concentré. Cette problématique du «surgissement» des infrastructures alimente une grande partie de la controverse sur les éoliennes ou les grands parcs solaires et du débat sur leur acceptabilité par la population française. Les analyses des «Futurs énergétiques 2050» confirment une plus grande visibilité des infrastructures : les éoliennes pourraient représenter entre 14000 et 35000 mâts, et les panneaux solaires entre 0,1% et 0,3% du territoire. Les scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires conduisent à une moindre occupation de l'espace mais ces constats ne doivent toutefois pas occulter les débats d'acceptabilité que ces nouvelles installations ne manqueront pas de provoquer, doublés d'une mise en avant du risque d'accident.

Enseignement n°13 Nombre de mâts d'éoliennes en France continentale et surface couverte par les panneaux solaires



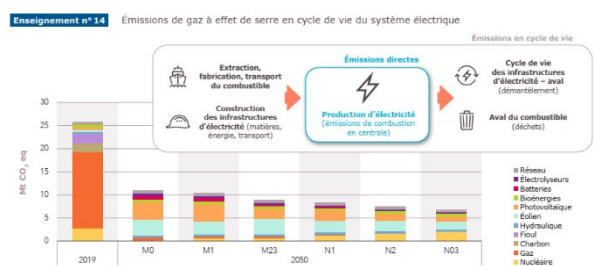
Plus le scénario comporte d'énergies renouvelables, plus la surface du territoire utilisée par des infrastructures énergétiques augmente. Néanmoins, les surfaces imperméabilisées et artificialisées, qui cristallisent les inquiétudes pour la biodiversité, restent très faibles à l'échelle du territoire. À l'horizon 2050, les surfaces artificialisées dédiées au système électrique représenteront de l'ordre de 20000 à 30000 hectares contre plus d'un million pour le seul réseau routier français.

Les possibilités de «co-usages des sols» autour des installations électriques sont de natures différentes selon les filières. Elles sont de faible intensité mais sur une surface étendue pour l'éolien, car de nombreux usages, notamment agricoles, sont possibles autour des éoliennes. C'est l'inverse pour le solaire : l'espace occupé est plus réduit rapporté à la puissance installée, mais la contrainte sur les co-usages est beaucoup plus forte. Les possibilités d'usages de l'espace sous les panneaux au sol peuvent être nettement réduits, même si le sol n'est ni artificialisé ni imperméabilisé, sauf dans des modèles spécifiques d'agrivoltaïsme (pâturage et certaines cultures possibles).



VI.14/ Même en intégrant le bilan carbone complet des infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie, l'électricité en France restera très largement décarbonée et contribuera fortement à l'atteinte de la neutralité carbone en se substituant aux énergies fossiles.

L'intégration du cycle de vie des matériels au bilan carbone repose aujourd'hui sur une méthode normée et maîtrisée : même en intégrant l'ensemble du cycle de vie, les émissions totales des technologies de production d'électricité renouvelable ou nucléaire sont très faibles, d'un niveau bien inférieur à celles associées à l'utilisation d'énergies fossiles. Au sein des énergies renouvelables, les panneaux photovoltaïques présentent un bilan carbone légèrement plus élevé que celui du nucléaire ou de l'éolien. Il demeure sans commune mesure avec celui des centrales thermiques fossiles (réduction d'un facteur dix à vingt). Il pourrait être encore amélioré dans le cas d'une relocalisation de la phase de production des panneaux, notamment dans la perspective d'un «saut technologique» sur le type de panneaux.



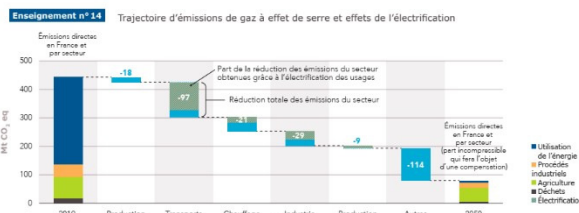
La forte performance du parc français actuel sous l'angle des émissions est une réalité indéniable. L'Allemagne émet ainsi sept fois plus pour produire son électricité malgré un fort développement des renouvelables au cours des dernières années pour sortir du nucléaire, le Royaume-Uni émet deux fois plus et l'Italie presque trois fois plus. Ce point de départ favorable conduit parfois à ce que le bénéfice climatique du développement de l'éolien et du solaire en France soit nié. Or poursuivre le développement de l'éolien et du solaire conduit bien à réduire les émissions si ces capacités s'ajoutent aux centrales nucléaires existantes :

- 1) la production bas-carbone doit augmenter pour alimenter les besoins qui résultent du report des consommations utilisant aujourd'hui les énergies fossiles,
- 2) par augmenter ce potentiel par rapport à

aujourd'hui, il n'existe pas d'alternative à court terme au développement des renouvelables, 3) il est nécessaire de développer de manière anticipée la production bas-carbone pour préparer l'arrêt à terme des réacteurs actuels et pouvoir ainsi conserver la performance actuelle sur le temps long. Dans les scénarios où la fermeture des réacteurs nucléaires n'est pas compensée par de nouveaux, le maintien de la performance climatique nécessite un strict respect des rythmes de développement des renouvelables et implique un remplacement du gaz fossile utilisé dans les centrales thermiques par du gaz vert dès la décennie 2030-2040.

Les actions ayant le meilleur impact climatique consistent à remplacer les produits pétroliers (essence et gasoil) par de l'électricité dans les véhicules particuliers et les poids lourds, et à remplacer le fioul et le gaz fossile pour le chauffage dans le cadre de la rénovation des bâtiments. Dans l'industrie, le développement de l'électricité ou de l'hydrogène bas-carbone dans certains procédés ou encore le recours aux chaudières électriques permet également de réduire les émissions.

Dans l'ensemble, l'électrification des usages permet de gagner environ 150 millions de tonnes de CO₂ d'ici 2050. Le rôle de l'électricité est donc majeur mais pas suffisant : le mix énergétique en 2050 est loin d'être tout électrique et l'atteinte de la neutralité carbone repose également sur d'autres leviers, comme le développement des bioénergies ou la réduction des émissions de l'agriculture.



VI.15/ L'économie de la transition énergétique peut générer des tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper.

Le système énergétique sort de sa dépendance aux énergies fossiles mais nécessite des quantités importantes de ressources minérales qui suscitent leurs propres enjeux d'approvisionnement et de dépendance. Les différents scénarios ne conduisent pas à identifier un enjeu majeur sur les terres rares.

Souvent évoquées dans le débat sur les impacts des énergies renouvelables, celles-ci sont en pratique très peu présentes dans les composants du système électrique (seulement dans certaines technologies d'éoliennes en mer). Elles ne présentent pas de rareté du point de vue géologique.

En revanche, de nombreuses ressources nécessaires à la transition du système énergétique (cuivre, lithium, cobalt...) présentent des enjeux de criticité réels, qui peuvent être de multiples natures et spécifiques à chaque ressource : volume des réserves connues, monopole,

conflit d'usage et importance économique, substituabilité, impacts environnementaux liés à leur extraction, etc.

Les batteries lithium-ion, dont le coût a fortement baissé au cours des dernières années, s'imposent comme un des éléments incontournables des scénarios de décarbonation. Dans les différents scénarios, des batteries dédiées au système électrique peuvent être nécessaires pour accompagner le développement du photovoltaïque (100 GWh dans le scénario le plus haut), mais les volumes en jeu sont sans commune mesure avec ceux nécessaires pour le développement de la mobilité électrique (environ 2900 GWh pour les véhicules particuliers).

À l'heure actuelle, les batteries utilisées dans les véhicules sont consommatrices de métaux jugés critiques comme le cobalt, le lithium, le nickel ou encore le manganèse. Pour différentes raisons, ces ressources présentent toutes des enjeux importants du point de vue de l'approvisionnement. Les réserves de cobalt sont limitées et son extraction est concentrée en République Démocratique du Congo tandis que la Chine dispose d'une forme de monopole sur son raffinage. L'approvisionnement en lithium suscite une vigilance particulière sur la dépendance croissante à la Chine pour cette ressource et sur les faibles perspectives de recyclage. Des actions spécifiques visant à limiter ces besoins de ressources critiques seront donc nécessaires dans tous les cas : sobriété dans le secteur des transports (réduction du nombre de véhicules), limitation de la taille des batteries, développement de nouvelles générations de batteries avec un recours plus limité aux métaux comme le cobalt, etc.

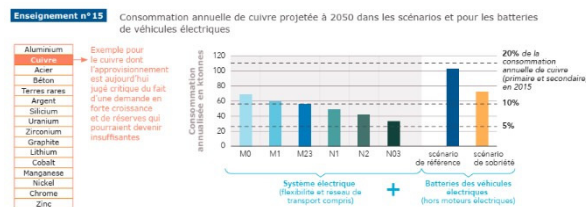
Le cuivre est présent dans presque tous les composants du système électrique (nucléaire et renouvelables, batteries, réseau) ainsi que dans de nombreux autres secteurs économiques stratégiques (bâtiments, transports, télécommunications, industrie...) en croissance au niveau mondial. Des tensions sur son approvisionnement sont à prévoir, les capacités minières n'étant probablement pas suffisantes en l'état pour absorber une forte croissance de la demande.

Le silicium fait également l'objet d'une attention particulière. Si les gisements sont relativement abondants et répartis à travers le monde, le développement de nouvelles capacités d'extraction et de production de silice sera nécessaire pour accompagner la croissance du solaire et éviter un monopole total sur cette production.

Les réserves d'uranium naturel apparaissent aujourd'hui largement suffisantes pour assurer l'approvisionnement des centrales nucléaires françaises pour de nombreuses décennies, y compris en cas de relance forte du nucléaire.

En revanche, l'utilisation de l'uranium génère, en sortie des centrales, différents types de substances qui impliquent une gestion de très long terme du fait de leur caractère radioactif et de leur durée de vie. Certaines

matières peuvent être recyclées dans des réacteurs existants ou futurs : la stratégie française de «cycle fermé» privilégie une réutilisation maximale de ces matières, mais des incertitudes existent sur ces perspectives, du fait de la suspension des projets expérimentaux de génération IV en France. Le cycle du combustible nécessite des infrastructures dédiées pour l'entreposage (piscines), essentielles au chargement et déchargement des réacteurs, ainsi que pour le traitement et le recyclage du combustible usé. Leurs coûts sont intégrés au chiffrage économique. La production nucléaire génère, en outre, des déchets radioactifs ultimes qui devront être stockés sur plusieurs dizaines de milliers d'années, c'est l'objet du projet CIGEO. La relance d'un parc nucléaire augmentera le besoin d'infrastructures pour gérer à long terme les déchets issus du parc de nouveaux réacteurs. Ces besoins sont chiffrés dans les scénarios correspondants.



VI.16/ Pour 2050 : le système électrique de la neutralité carbone peut être atteint à un coût maîtrisable pour la France.

Malgré l'importance des investissements à consentir dans les différentes composantes du système énergétique, l'étude montre que l'évolution des coûts du système électrique national peut être maîtrisée à moyen et long terme. En quarante ans, le coût au MWh pourrait augmenter de l'ordre de 15% en vision médiane (hors inflation). Le principal facteur d'augmentation du coût moyen de production d'électricité est la fermeture des centrales nucléaires existantes, qui sont amorties et toujours compétitives même en intégrant le coût du grand carénage. Toutefois, une stratégie de massification du développement des énergies renouvelables ciblée sur les grands parcs et donc tirant parti d'effets d'échelle, ou un nouveau programme nucléaire qui atteindrait les cibles de coût issues des audits, peuvent conduire à maîtriser le coût de la production dès lors qu'ils bénéficient de conditions de financement favorables. Une augmentation de 15% constituerait cependant un «choc d'offre» qui doit être intégré aux évaluations macroéconomiques, d'autant que de nombreux coûts associés à la transition se situent à l'aval. Ainsi, les perspectives de réindustrialisation ne doivent pas se fonder sur la promesse d'un coût stable de l'électricité à long terme.

Concernant l'aval, il est aujourd'hui plus cher de construire un véhicule électrique qu'un véhicule thermique, mais une fois ce choix réalisé, le coût d'approvisionnement en électricité est plus faible que de s'approvisionner en produits pétroliers. Il en va de même dans le secteur du bâtiment : la pompe à chaleur représente un coût à l'installation, mais elle est économique à l'utilisation. Dans l'industrie, les

nouvelles usines ont un coût mais sont plus économes en électricité. Le coût de la transition peut être réduit s'il correspond au prochain cycle d'investissement et de modernisation de l'appareil productif français, qui a pris du retard sur celui de ses concurrents ces dernières années.

Si le coût du système dans son ensemble peut être maîtrisé, tous les scénarios nécessitent un investissement très soutenu : sur 40 ans, il faudra investir entre 750 et 1000 milliards d'euros selon le scénario choisi, pour alimenter le pays en électricité, soit 20 à 25 Md€/an. Cela revient à doubler le rythme annuel d'investissement par rapport à aujourd'hui.

Cet investissement est important mais conduit en retour à créer un système dont le coût de fonctionnement opérationnel est très faible, et qui ne dépend plus du cours des énergies fossiles.

Par rapport à l'approvisionnement en énergies fossiles, le coût du système électrique est plus stable. Il dépend de paramètres qui peuvent être pour partie maîtrisés : l'essentiel de la chaîne industrielle du nucléaire se situe en France, les principaux composants des éoliennes en mer sont fabriqués en France (pales, nacelles, sous-stations électriques) ou en Europe (câbles), et les Etats européens se dotent d'une stratégie hydrogène visant à en maîtriser les composants clés (électrolyseurs, logistique aval).

Pour le solaire, la chaîne d'approvisionnement est largement extra-européenne, mais des perspectives de relocalisation existent en partie. Pour les batteries, de larges investissements sont annoncés dans le cadre des initiatives européennes, des plans France relance et France 2030.

Les points de vigilance sont ceux qui résultent des circuits d'approvisionnement en ressources minérales et doivent être anticipés. Ils concernent les énergies renouvelables mais surtout les batteries. S'agissant du nucléaire, son coût est très peu sensible à l'évolution des cours de l'uranium.

La maîtrise du coût complet du système électrique dépend directement et essentiellement des conditions de financement des investissements. Les projections économiques des «Futurs énergétiques 2050» montrent qu'il est peu probable que les énergies renouvelables se financent directement par les revenus sur les marchés sans aucune forme de soutien public ou de contrat long terme de type Power Purchase Agreement (PPA). Ainsi, même si la production d'énergie solaire est très compétitive, sa rémunération attendue sur les marchés pourrait être plus faible qu'attendue en raison du phénomène de «cannibalisation» de la valeur (les prix de marché s'effondrent quand la production solaire est maximale).

Il en va de même du nucléaire. Les nouveaux réacteurs sont des investissements extrêmement capitalistiques, et l'expérience de ces dernières années montre qu'ils ne pourront se développer sans soutien public fort, qu'il prenne la forme de contrats pour différence ou d'un investissement public direct. Leur

pertinence économique est assurée sous réserve de bénéficier de conditions de financements cohérentes par rapport à celles des autres technologies bas-carbone.

Les conditions macroéconomiques actuelles, combinant des taux d'intérêt bas et un renchérissement des énergies fossiles, sont particulièrement propices à une politique d'investissement dans les énergies bas-carbone.

Les conséquences d'une sortie des énergies fossiles sont très importantes à de multiples niveaux et probablement encore sous-évaluées. Elles entraîneront, pour les ménages, une modification de la structure des dépenses énergétiques, puisqu'une partie des dépenses contraintes sont aujourd'hui directement dépendantes du prix des énergies fossiles (carburants pour la mobilité, fioul ou gaz fossile pour le chauffage). Des analyses préliminaires montrent que la transition énergétique ne conduit pas à un surcoût important par rapport à un système fossile et offre dans certains cas des opportunités de stabilisation voire de réduction des dépenses énergétiques contraintes.

La France dispose d'un système électrique déjà décarboné et compétitif. Cette valeur est restituée au consommateur français par le truchement de divers mécanismes «hors marchés». Les tarifs pratiqués en France pour les particuliers sont ainsi parmi les plus bas d'Europe occidentale (seule la Suède, qui possède le même type de mix associant renouvelables et énergie nucléaire, fait mieux). Néanmoins, dans un système fortement interconnecté, le prix de l'électricité sur les marchés dépend de l'équilibre européen entre production et consommation. Il reflète donc les tensions sur les prix des hydrocarbures et du prix du quota de carbone (marché EU-ETS). Le fait que les prix de l'électricité puissent être affectés, y compris en France, par les conséquences de l'envolée récente du prix du gaz et les tensions géopolitiques sur son approvisionnement alors même que la France n'y a que marginalement recours pour produire son électricité, souligne actuellement le degré d'interconnexion du système électrique. Pour que le consommateur français bénéficie durablement, dans son approvisionnement en électricité, des conditions économiques liées au coût du mix de production national, des systèmes de régulation ad hoc devront être maintenus dans la durée.

VI.17/ Pour 2030 : développer les énergies renouvelables le plus rapidement possible et prolonger les réacteurs nucléaires existants dans une logique de maximisation de la production bas-carbone augmente les chances d'atteindre la cible du nouveau paquet européen «-55% net» .

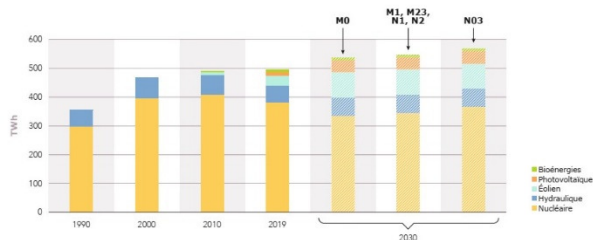
Le rapport du GIEC du 9 août 2021 a une nouvelle fois souligné l'importance de la prochaine décennie pour l'action climatique. À date, l'engagement de la France consiste à diminuer ses émissions de 40% d'ici 2030.

Cet objectif va être rehaussé dans le cadre du nouveau pacte vert européen qui implique d'atteindre une réduction des émissions nettes de 55% d'ici 2030. Le défi qui en résulte est immense.

Toutes les analyses des «Futurs énergétiques 2050» concourent à établir qu'une stratégie combinant (i) développement de nouveaux usages électriques, (ii) fort accent sur l'efficacité énergétique (voire sur la sobriété) et (iii) maximisation de la production d'électricité bas-carbone permet d'accélérer significativement la décarbonation à grande échelle du pays.

La logique consistant à renforcer la capacité de production d'électricité bas-carbone (logique additive «renouvelables + nucléaire») est celle qui présente le meilleur bilan climatique de court/moyen terme et donc celle qui est la plus à même de permettre l'atteinte des objectifs climatiques en 2030.

Enseignement n° 14 Production d'électricité bas-carbone en France (historique et projections 2030)



A contrario, les scénarios prévoyant une substitution rapide des renouvelables au nucléaire réduisent le potentiel de production décarbonée. Ils ne permettent donc pas d'accompagner une stratégie d'accélération à l'horizon 2030, et ne sont compatibles avec l'objectif d'un maintien des émissions à leur niveau actuel que sous la double réserve que le rythme de développement des renouvelables soit effectivement très important, et que les leviers de sobriété (pas uniquement d'efficacité) soient activés.

Dans une optique de renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030, les options à débattre dans le cadre de la préparation de la future PPE pourront porter sur le respect voire l'accélération de la trajectoire de développement des renouvelables d'une part, et l'étalement de la trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires d'autre part, sans oublier les nécessaires efforts sur la maîtrise de la consommation.

Le coût de revient de la prolongation de la durée de vie des réacteurs, en intégrant le coût du grand carénage, peut être estimé entre 30 et 40 €/MWh : poursuivre l'exploitation des réacteurs existants demeure donc très rentable. Les risques associés aux quatrièmes visites décennales ne portent donc pas sur le coût du système électrique, mais sur la sécurité d'approvisionnement en cas d'indisponibilités longues du fait de l'importance des travaux.

Le développement des énergies renouvelables demeure également très compétitif par rapport à la valeur de la tonne de CO₂ évitée.

Dans l'ensemble, la politique suivie par la PPE, en intégrant le coût initial de développement des éoliennes en mer et leur raccordement, ne conduit pas à une forte augmentation des coûts du système. Avec ces niveaux de coûts de production d'électricité, combinés à une électrification des usages, les coûts d'abattement du CO₂ s'échelonnent de 0 à 200 €/tCO₂ pour la mobilité, de

l'ordre de 100 €/tCO₂ pour le remplacement des chaudières fossiles par des pompes à chaleur et de l'ordre de 150 à 250 €/tCO₂ pour la production d'hydrogène bas-carbone, soit des montants inférieurs à la valeur de l'action pour le climat à long terme.

Les exports d'électricité sont rentables sur le plan économique, les prix atteints sur le marché européen dépendant le plus souvent de ceux des combustibles fossiles et du prix du carbone sur le marché EU-ETS. Une telle situation conduirait également à une diminution des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne. Dans le cas où l'inflexion à la hausse de la consommation d'électricité tarderait à se matérialiser en France, le pays exporterait davantage d'électricité, ce qui réduirait encore plus le fonctionnement des centrales au gaz et au charbon dans les pays voisins.

VI.18/ Quel que soit le scénario choisi, il y a urgence à se mobiliser.

L'ensemble des enseignements étayés ci-dessus appellent à une mobilisation pour répondre à plusieurs formes d'urgence.

La première de ces urgences est de répondre à la crise climatique en mettant le pays sur une trajectoire de décarbonation déjà engagée, mais qui devra passer dans le futur par une réduction de 55% des émissions nettes en 2030 (par rapport à 1990), des émissions encore plus faibles en 2040, jusqu'à la neutralité carbone complète en 2050. À cette échéance, la France ne devra plus émettre que de manière marginale, à la hauteur de ses puits de carbone (essentiellement la forêt et les cultures).

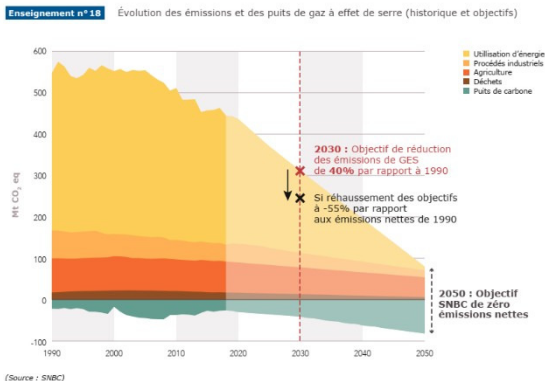
Si un certain nombre de politiques publiques françaises sont déjà engagées et efficaces, et si des outils économiques tels que les marchés carbone sont déjà déployés à l'échelle européenne, les trajectoires devront être rapidement infléchies pour corriger l'empreinte carbone du pays. La crise climatique nécessite d'aller beaucoup plus vite durant la prochaine décennie que pendant celle qui précède, tout en garantissant une adhésion de la société aux objectifs et aux mesures engagées et en ne se limitant pas à transférer les émissions hors de France.

De ce point de vue, les «Futurs énergétiques 2050» ont montré que le scénario de consommation «réindustrialisation profonde» était bénéfique dès le court terme pour réduire l'empreinte carbone française. Il faut aussi souligner que l'abandon de la dépendance aux énergies fossiles constitue une réponse structurelle aux crises énergétiques qui ont émaillé les dernières décennies, jusqu'à aujourd'hui avec la forte augmentation des prix du gaz fossile et du pétrole.

La deuxième urgence, fortement liée à la première, tient à l'efficacité énergétique et la maîtrise des consommations en général.

La France devra poursuivre son engagement global vers l'efficacité énergétique afin d'atteindre l'objectif ambitieux mais atteignable d'une réduction de 40% en 30 ans.

La troisième urgence concerne la transformation des deux appareils de production d'énergies décarbonées qui subsisteront en 2050 : les bioénergies d'une part, l'électricité d'autre part.



L'étude révèle un certain nombre d'urgences d'ordre industriel. Il est nécessaire, en toute hypothèse, de faciliter et d'accélérer par tous les moyens possibles l'installation de modes de production d'électricité bas-carbone. Les délais effectifs ou projetés en l'état,

l'autorisation puis la construction de champs d'éoliennes terrestres ou en mer, de fermes photovoltaïques, ou encore de nouveaux réacteurs nucléaires sont très longs, et renvoient l'essentiel des mises en service de ce qui serait décidé aujourd'hui au-delà de 2030. De tels délais ne sont pas compatibles avec l'ambition de réduire les émissions du pays, surtout si on renonce à l'une ou l'autre de ces trois grandes technologies.

Ces ambitions ne sont pas irréalistes dès lors qu'elles pourront faire l'objet d'un débat apaisé et constructif pour leur mise en œuvre.

VII/ Bibliographie

- [1] Résumé exécutif du rapport RTE sur les Futurs énergétiques 2050, octobre 2021 https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats_0.pdf

PROGRAMME DE R&D ET D'INNOVATION D'ENEDIS

Article proposé par le comité de rédaction de la revue 3EI

Résumé : extraits non exhaustifs de la stratégie d'Enedis en termes de R&D à partir du document publié en août 2021, « Programme de R&D et d'Innovation d'Enedis », édité par la Direction R&D et Stratégie d'Innovation.

Le programme de R&D d'Enedis a pour objectif de répondre aux principaux défis du distributeur. La Commission de Régulation de l'Énergie a validé un financement prévisionnel de 57 millions d'euros par an sur la période 2021/2024.

Sept axes structurent le programme de R&D d'Enedis : transformer la gestion des systèmes de distribution pour faciliter la transition énergétique ; préparer le service public du 21^{ème} siècle répondant aux attentes des territoires ; mieux répondre aux besoins des clients et proposer de nouveaux services ; créer les conditions d'un développement rapide de la mobilité électrique ; accompagner l'évolution des métiers et transformer les pratiques managériales ; améliorer la performance industrielle ; faire de la transformation numérique un véritable atout au service des ambitions d'Enedis.

I/ Introduction

Enedis est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur 95 % du territoire français continental.

Ce réseau appartient aux autorités concédantes (communes ou regroupements de communes), qui lui en confient la gestion par une délégation de service public. Enedis est ainsi responsable de l'accès au réseau de distribution sans discrimination et de la modernisation, le développement et l'exploitation du réseau.

Depuis sa création en 2008, Enedis fait partie des quatre principaux distributeurs européens d'électricité, avec 37 millions de clients et la responsabilité de la gestion d'un parc d'actifs important : 2 300 postes sources, 1,4 million de kilomètres de lignes électriques, 790 000 postes de distribution publique.

Le réseau public de distribution d'électricité se trouve aujourd'hui, partout dans le monde, au carrefour de nombreuses transitions : environnementales, technologiques, numériques, économiques et sociétales.

Toutes ces transitions impactent les métiers et la façon de travailler.

Nous allons passer en quelques décennies d'un système électrique centralisé avec une production pilotable, qui s'adapte à la consommation, à un système électrique partiellement décentralisé avec des moyens de production intermittents, non pilotables, situés souvent au plus près des consommateurs.

Des logiques locales vont se développer pour adapter autant que possible la consommation à la production, avec l'émergence des flexibilités, de l'autoconsommation et du stockage. Certaines logiques d'autonomie vont émerger mais cette décentralisation va très largement s'appuyer sur le réseau de distribution d'électricité qui va devenir une véritable colonne vertébrale de la transition écologique en cours.

Simultanément, le déploiement des compteurs communicants et la transformation numérique font apparaître un nouveau métier pour Enedis de gestionnaire de données et ouvrent de nouvelles perspectives d'améliorations majeures de sa performance industrielle et de développement de nouveaux services.

Enfin, les attentes sociétales orientent vers un service public plus proche des territoires, plus écologique, plus local, plus inclusif.

Dans ce contexte, l'innovation n'est à l'évidence pas une option.

Pour relever ces défis, Enedis a construit un programme de recherche ambitieux, qui s'appuie non seulement sur les ressources propres de l'entreprise mais aussi grâce à la collaboration avec des laboratoires de recherche reconnus, des entreprises innovantes, de start-up ou des partenaires européens.

Le programme de R&D et d'innovation d'Enedis intègre les attentes de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise : clients, acteurs de marché, territoires et salariés. Il permet, d'une part, l'élaboration d'une vision à long terme, l'anticipation des ruptures technologiques ou sociétales, l'identification des nouveaux services attendus et, d'autre part, la conception de solutions industrielles concrètes dans des délais maîtrisés.

II/ Transformer la gestion des systèmes de distribution pour faciliter la transition énergétique

La transition énergétique devient plus rapide : d'ici 2030, on prévoit 50 GW d'EnR supplémentaires raccordés aux réseaux, 7 millions de points de recharge alimentant 5 millions de véhicules électriques, 6 GW de flexibilité, 8 GW d'autoconsommation, ... Le couplage entre vecteurs énergétiques augmente et la filière

hydrogène fait l'objet de soutiens publics massifs. Les communautés énergétiques se développent.

Ces transformations vont très largement s'appuyer sur le réseau de distribution d'électricité qui va devenir une véritable colonne vertébrale de la transition écologique en cours. Dans ce contexte en rupture, Enedis doit concevoir et déployer de nouvelles solutions pour continuer à garantir la qualité de l'alimentation électrique au moindre coût. Il faut adapter les approches de développement du réseau, développer de nouveaux outils de conduite pour identifier et maîtriser les contraintes locales, préparer l'utilisation des nouvelles flexibilités, permettre au distributeur de jouer son nouveau rôle dans la gestion des systèmes locaux et adapter l'interface entre le gestionnaire du réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport.

II.1/ La mise en œuvre des flexibilités, aujourd'hui une réalité

Les flexibilités constituent un nouveau levier à la disposition du distributeur pour résoudre des contraintes sur le réseau, consécutives notamment au développement croissant des énergies renouvelables. Pour préparer leur mise en œuvre, Enedis a développé des méthodes pour identifier les opportunités de



flexibilités, les valoriser, les activer puis les contrôler. Lorsque la performance de cette flexibilité est supérieure au renforcement, il devient pertinent de faire appel au marché pour quantifier le gisement réel de flexibilité. Enedis a

lancé mi 2020 les premiers appels d'offre de flexibilités qui ont conduit aux deux premiers contrats de flexibilité.

II.2/ Sûreté du système : nouvelle approche du délestage fréquence-métrique

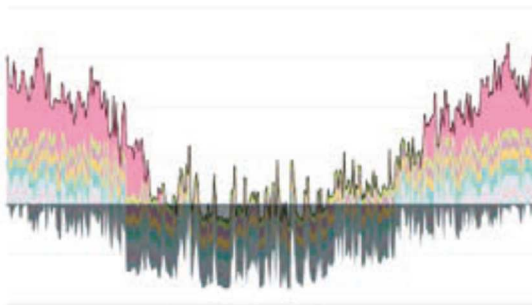
Le délestage fréquence-métrique est une parade d'urgence, mobilisée automatiquement pour baisser rapidement la puissance consommée en "délestant" des portions de réseau de distribution consommatrices, dès lors que la fréquence passe sous un certain seuil. Ceci permet de rétablir l'équilibre production consommation. Ces actions sont réalisées par échelons, par exemple en délestant 20% de la consommation nationale à partir de 49 Hz, puis 20% supplémentaire à partir de 48.5Hz, etc.

Des travaux de recherche ont permis de proposer des méthodes innovantes pour augmenter le nombre d'échelons sans modifier les matériels existants dédiés au délestage, et de s'appuyer sur des approches stochastiques pour mieux choisir les portions de réseau à délester.



II.3/ Mieux prévoir l'évolution des flux sur les réseaux pour anticiper leur adaptation

Dans le contexte de la transition énergétique, l'évolution profonde et rapide de l'utilisation du réseau avec le développement de la production EnR, de



l'autoconsommation et l'électrification de nouveaux usages conduit à faire évoluer les méthodes d'anticipation des flux d'électricité.

Un générateur de scénarios à variables corrélées

Figure 1 : Courbes de charge sectorielles scénarisées (température, nébulosité et vent) a été élaboré à l'échelle d'un poste source.

Cette plateforme a notamment été utilisée pour évaluer les enjeux d'optimisation du dimensionnement des réseaux de distribution dans les zones devant accueillir de nouveaux sites de production renouvelable.

II.4/ Hydrogène : premières études sur l'impact de la filière hydrogène sur le réseau de distribution

Le rôle significatif possible de la filière hydrogène électrolytique pour la décarbonation d'une partie de notre économie, à travers son chaînage avec le secteur électrique, conduit Enedis à étudier l'impact du développement et de l'intégration des technologies et des systèmes H2 (électrolyseurs, stockage, piles à combustibles notamment) dans le système électrique.

Des simulations et expériences évaluent les conséquences sur le développement et le fonctionnement du réseau de distribution du déploiement futur de systèmes H2 au service de la transition énergétique et de la mobilité électrique.

De plus, Enedis prévoit d'évaluer plusieurs technologies de groupe électrogène mobile hydrogène comme alternative aux groupes diesel afin de diminuer ses émissions de CO2 et de réduire les nuisances sonores.

II.5/ Adapter les plans de protection au développement des EnR

Les raccordements de plus en plus massifs de sources de production renouvelable font apparaître de nouveaux enjeux, en cas de défaut sur le réseau, pour la protection des biens et des personnes.

L'approche historique consistait à détecter et éliminer l'apparition de réseaux séparés, localement équilibrés du fait de la production locale, mais instables et moins performants en termes de sécurité électrique.

Les travaux R&D sur le stockage et les installations smart grids ouvrent une nouvelle voie, consistant à maîtriser ces îlots électriques.



III/ Préparer le service public du 21ème siècle répondant aux attentes des territoires

Le 21ème siècle sera celui de la transition écologique. Nous n'avons pas d'alternative, nous devons maîtriser nos émissions de CO2 et plus largement préserver notre planète. Passer de la transition énergétique à la transition écologique, c'est adopter un nouveau modèle économique et social qui renouvelle nos façons de consommer, de travailler, de vivre ensemble.

Enedis s'engage à réduire son empreinte carbone de 20% en 2025 et à atteindre la neutralité carbone en 2050. Ses actions de R&D contribueront à l'atteinte de cet objectif, à la réduction de l'impact de ses activités sur l'environnement, à la préservation de la biodiversité, au développement de l'économie circulaire.

III.1/ Tableaux de bord énergétique

Les tableaux de bord énergétiques répondent aujourd'hui aux besoins exprimés par les collectivités pour analyser et mesurer les effets de leur politique énergétique au niveau de différentes mailles géographiques : ville, quartier ou portefeuille de sites

Enedis travaille actuellement au déploiement d'un espace dynamique de mise à disposition des données permettant aux collectivités de suivre leurs consommations.

III.2/ Validation des disjoncteurs à coupure dans le vide

L'hexafluorure de soufre (SF6) est utilisé depuis très longtemps pour l'isolation électrique et l'interruption du courant dans les appareillages à moyenne et haute tension. Si ses qualités électriques sont indéniables, le SF6 a un potentiel de réchauffement planétaire 22800 fois plus élevé que le CO2.

C'est pourquoi Enedis a engagé une transition technologique pour les disjoncteurs à moyenne tension des postes sources en s'appuyant sur la coupure dans le vide. Dans cette technologie, l'interruption du courant est obtenue par l'ouverture d'un contact placé dans un vide poussé, et elle a l'avantage de ne présenter aucun risque de toxicité et d'écotoxicité. Ces solutions sont déployées sur les réseaux dès 2021 et constituent le nouveau palier technologique des postes sources pour les années à venir.

III.3/ Expérimentation de solutions mobiles d'alimentation à faible émission de carbone

Enedis a lancé, au sein de diverses régions, des expérimentations de solutions mobiles d'alimentation à faible émission de carbone, de type batterie ou pile à combustible hydrogène, en substitution ou complément des groupes électro-gènes diesels "classiques" utilisés pour la réalimentation tempo-raire des clients dans le cadre des opérations de maintenance du réseau.



À terme, l'ambition d'Enedis est de déployer ces solutions sur l'ensemble du territoire, contribuant ainsi à la réduction de l'empreinte carbone et

à la diminution des nuisances locales (pollution, bruit) liées à ses activités. Ces solutions innovantes visent à permettre aux installations EnR de continuer à produire pendant les travaux.

IV/ Mieux répondre aux besoins des clients et développer de nouveaux services

Les clients attendent d'Enedis un service performant et une communication efficace, notamment lors des raccordements, des interventions ou des incidents. Mais ses clients attendent aussi de nouveaux services, en lien notamment avec la révolution numérique et la transition écologique.

Les travaux contribueront à ses engagements de diviser par deux le délai de raccordement des clients d'ici 2022 et de permettre à 100% des clients de suivre leur consommation grâce au compteur communicant, et de bénéficier d'une offre innovante de leur fournisseur.

IV.1/ Solutions IA pour mieux répondre aux attentes des clients (e-coute, voicebot...)

Enedis développe des solutions basées sur les technologies de l'IA pour améliorer l'accueil des clients et le traitement des réclamations. Un nouvel outil, e-coute, permet, grâce à l'analyse fine des verbatim clients, de mieux classer les réclamations et donc mieux les orienter, selon leur typologie, vers les conseillers compétents, et d'appuyer ces derniers dans leur réponse.



De nouveaux outils, (chatbot, chatlive et bientôt voicebot) permettront à la fois de faciliter le travail des conseillers, d'améliorer la qualité de leur réponse et de fluidifier l'expérience client.

L'ensemble de ces solutions est en cours d'intégration dans l'outil de gestion des réclamations d'Enedis.

IV.2/ Anticiper l'impact des nouveaux usages sur la qualité d'alimentation grâce à l'IA : un

modèle d'estimation du risque harmonique pour les réseaux BT

Pour évaluer le risque de perturbations harmoniques à moyen et long-termes associé au développement des nouveaux usages (véhicules électriques, panneaux photovoltaïques et pompes à chaleur), un modèle basé sur des algorithmes de Machine Learning a été développé.



Il permet d'estimer les niveaux d'harmoniques que ces nouveaux usages pourraient générer à la maille d'une commune.

Ce modèle est appelé à être enrichi par des campagnes de mesures des émissions harmoniques et de leur propagation sur les réseaux de distribution.

V/ Créer les conditions d'un développement rapide de la mobilité électrique

Réduction de la pollution de l'air, décarbonation des transports, transition écologique... Ce sont des enjeux de société dont les pouvoirs publics se sont largement emparés, notamment en favorisant les mobilités alternatives. Sous cette impulsion, le développement de la mobilité électrique, selon l'ensemble des prévisions, sera particulièrement soutenu d'ici 2035, partout sur le territoire.

Mécaniquement, cet accroissement du nombre de véhicules électriques au sein du parc roulant induira une augmentation de la demande de puissance du fait des nouveaux besoins de recharge. Mais les batteries des véhicules électriques constituent aussi un gisement de flexibilité utile pour le système électrique de distribution.

V.1/ Évaluer l'impact de la recharge sur la qualité de l'onde

Nouvel usage comportant de l'électronique de puissance, les véhicules électriques sont susceptibles de dégrader la qualité de l'onde. Réciproquement, certaines perturbations harmoniques ou à haute fréquence peuvent altérer la qualité du service de recharge. Des mesures sont ainsi réalisées afin de caractériser le comportement de nombreux modèles de véhicules électriques, de s'assurer que le déploiement massif de la mobilité électrique ne va pas conduire à une dégradation de la qualité de l'onde de tension servie aux clients.

V.2/ Anticiper les besoins de recharge et les impacts sur le réseau de distribution

Pour accompagner le développement de la mobilité électrique longue distance et satisfaire la demande électrique associée aux infrastructures de recharge rapide sur autoroute, Enedis et RTE (Réseau de Transport d'Électricité) ont conduit une étude commune visant à anticiper l'adaptation des réseaux. L'étude montre que la recharge sur autoroute aura un impact

limité sur la pointe de consommation nationale annuelle mais, localement, la demande sur certaines aires pourrait conduire à des renforcements de réseau auxquels Enedis se prépare.

Les travaux de R&D doivent permettre d'optimiser les installations de recharge des véhicules électriques dans les parkings d'habitations ou tertiaires.

Un troisième axe concerne les besoins de recharge propres à la mobilité lourde : Enedis anticipe l'impact sur le réseau de l'électrification des dépôts de bus, ou encore la recharge dynamique sur autoroute électrique...

V.3/ Préparer le pilotage de la recharge

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques peut être générateur de valeur, dès aujourd'hui pour l'utilisateur final, comme pour l'écosystème électrique et ses parties prenantes. Il devrait permettre de réduire l'impact sur le système électrique et d'éviter des surinvestissements sur les réseaux électriques.



Enedis teste des solutions de recharge intelligente et expérimente les flexibilités apportées par les véhicules électriques. Enedis étudie la façon dont l'infrastructure réseau peut transmettre des messages vers les sites de recharge pour moduler la recharge, afin de répondre à des contraintes ponctuelles et locales du réseau, ou encore pour

faciliter la synchronisation entre production photovoltaïque et recharge de véhicule électrique pour le compte de parties prenantes.

VI/ Accompagner l'évolution des métiers et transformer les pratiques managériales

Dans un contexte où la transition écologique et la révolution numérique font évoluer les métiers et où les transformations sociétales impactent les attentes à l'interne de l'entreprise comme à l'externe, Enedis se fixe pour objectif de renforcer la confiance et de remettre l'initiative et la responsabilité des salariés au cœur des modes d'organisation.

Enedis doit innover pour éradiquer durablement les accidents graves et mortels dans ses équipes et celles de ses prestataires, donner plus de marges de manœuvre aux managers de proximité et garantir ses compétences actuelles et futures. Enedis conjuguera les apports des sciences sociales et du numérique pour préparer les évolutions, améliorer la performance et accompagner les transformations.

VI.1/ Exosquelettes pour l'appui au technicien sur le terrain

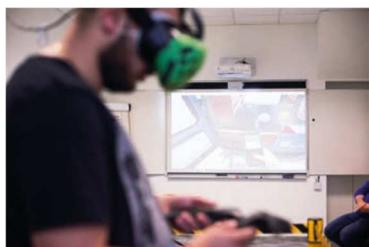
L'activité des techniciens des équipes de Travaux Sous Tension est physiquement engageante, susceptibles de conduire dans certains cas à l'apparition

de Troubles Musculo-Squelettiques, engendrés par la répétitivité des gestes et le port de charges à bras levés et en hauteur.

L'exosquelette Plum' de la start-up HMT permet ainsi de diminuer la fatigue des techniciens TST HTA en soulageant les muscles des épaules, du cou et du dos à l'aide d'une assistance allant de 3 à 5 kg par bras. Grâce aux retours des utilisateurs, l'exosquelette a constamment évolué.

VI.2/ Réalité Augmentée en appui au technicien sur le terrain

Enedis a très tôt fait le pari de l'intelligence artificielle comme levier de la performance et de la sécurité des interventions sur le terrain. De plus, les méthodes agiles de développement permettent de



définir, expliciter et partager les besoins émanant directement du terrain et de disposer plus rapidement de solutions à l'ergonomie adaptée.

Par exemple, la solution RDD Client qui permet au technicien de visualiser le réseau souterrain en réalité augmentée de jour comme de nuit, leur permet de gagner en réactivité lors des interventions de dépannage.

VI.3/ La formation à l'heure du multimodal

Loin du seul présentiel comme mode quasi-exclusif des actions de formation, nous arrivons aujourd'hui au parcours multimodal composé de modules pouvant intégrer toutes les modalités pédagogiques, individuelles ou collectives, synchrones ou asynchrones, assistées par le numérique ou pas, à distance, en présentiel ou même en situation de travail. De tels parcours doivent favoriser l'acquisition des connaissances et des compétences qui seront utiles et pertinentes pour les situations de travail futures des salariés.

VI.4/ OTELO : la robotique au service des travaux sous tension

Les technologies clés de la robotique connaissent des avancées spectaculaires : essor de l'intelligence artificielle, sophistication des capteurs, amélioration de l'efficacité des batteries, IoT, 5G... Ce constat a conduit Enedis à étudier les apports possibles de la robotique aux activités d'Enedis, notamment en matière de performance et de sécurité. Les travaux sous tension sur les réseaux aériens 20 000 volts, qui permettent de maintenir une qualité de service optimale pendant les opérations de maintenance sur le réseau aérien, sont un champ d'application de la robotique prometteur. Piloté directement par un agent depuis le sol, le robot prototype OTELO développé par Enedis devrait ainsi être en mesure à terme de réaliser 60 % de la gamme des travaux sous tension et rendre possibles des travaux de traction qui ne l'étaient pas auparavant lors d'interventions sous tensions conventionnelles.

VII/ Améliorer notre performance industrielle

Enedis s'est engagée à avoir en 2025 l'un des meilleurs rapport qualité-prix en Europe ainsi qu'à rétablir 90% des clients en 48h en cas d'incident climatique majeur sur le réseau.

Pour respecter ces engagements, Enedis devra concevoir et développer des solutions innovantes pour disposer de composants performants, pour gérer au mieux les actifs, pour observer, conduire et exploiter les réseaux HTA et BT, pour prévoir le bilan électrique et évaluer les pertes, assurer la résilience des réseaux dans un contexte de changement climatique et d'interdépendance entre système électrique et système IT.

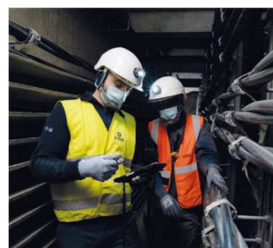
VII.1/ La reconnaissance d'image au service de la rénovation programmée

Enedis a très tôt lancé des travaux de R&D autour de la reconnaissance d'images afin d'identifier automatiquement les équipements et les anomalies des réseaux moyenne tension aériens.

À l'issue de ces travaux, il a été possible de passer à l'application industrielle de ces méthodes d'intelligence artificielle pour l'appui à la rénovation programmée de ces réseaux : outre la définition des portions de réseaux à inspecter, la plateforme mise en place permet de collecter et centraliser l'ensemble des données photographiques et d'automatiser les diagnostics sur la base de l'analyse des clichés par l'IA (près d'un demi-million de photographies intégrées).

VII.2/ Big data pour le renouvellement des câbles HTA

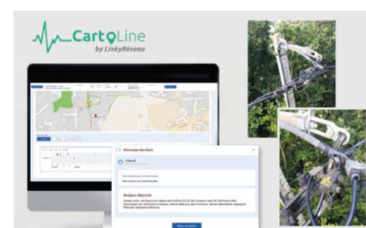
Après les succès des méthodes Big Data appliquées au ciblage du renouvellement des câbles basse tension, Enedis a étendu ses travaux aux réseaux HTA, d'une complexité plus élevée.



Aujourd'hui, comme pour les réseaux BT, une approche basée sur le traitement massif des données a été développée et appliquée avec succès sur ces câbles : elle permet d'exploiter toutes les données disponibles pour alimenter des algorithmes auto-apprenants, pour encore mieux cibler les ouvrages à remplacer.

VII.3/ CartoLine, le nouvel outil de "Maintenance Prévisionnelle" des réseaux BT d'Enedis

L'outil CartoLine, issu de la R&D d'Enedis, exploite la masse de données relatives aux tensions observées par les compteurs Linky et apporte un progrès décisif pour le pilotage de la maintenance prévisionnelle du réseau basse tension.



Pour les experts, il propose une interface de facilitant l'analyse des données. Mais surtout, une intelligence artificielle exploite ces analyses en "apprentissage supervisé" afin d'être en capacité de les mener de manière autonome.

La question à laquelle répond CartoLine peut se résumer simplement ainsi : les données de tensions observées conduisent-elles à programmer l'intervention d'un technicien sur le terrain pour éviter une panne ?

VII.4/ Prévoir l'impact des tempêtes avec Windy



Être capable de prévoir avec une précision de 90% les incidents sur le réseau électrique provoqués par une tempête de vent apparaissent il y a peu comme une gageure.

Aujourd'hui, c'est devenu une réalité avec l'outil Windy qui traduit les prévisions météorologiques en impacts futurs sur le réseau HTA.

Windy permet d'optimiser et d'anticiper les dispositifs de crise à mettre en place. Cette anticipation accrue participe à l'un des engagements d'Enedis : rétablir 90% des clients en 48h en cas d'incident climatique majeur.

Ainsi, en 2020, l'outil a pu faire ses preuves notamment lors de la tempête Barbara : les prévisions se sont révélées quasiment parfaites 12h avant le début de la tempête et ont permis aux Directions Régionales concernées d'Enedis d'adapter leurs dispositifs de crise et d'anticiper les ressources nécessaires pour faire face à l'épisode climatique.

VII.5/ Les objets connectés au service de la performance du réseau

Le développement des objets connectés a ouvert de nouvelles perspectives de performance du réseau électrique.



Avec de nouveaux capteurs, associés à des moyens de télécommunication à bas coût, de nouvelles informations enrichissent les processus métiers liés à l'exploitation, à la conduite, à la maintenance et au développement du réseau de distribution.

Des solutions ont été imaginées, développées et industrialisées, dans plusieurs domaines : diagnostic d'état des transformateurs de postes sources, exploitation du réseau (indicateurs de défaut communicants, détecteurs d'inondation, indicateurs d'état de parafoudre) et exploitation des groupes électrogènes.

Les données recueillies en temps réel permettent d'améliorer la réactivité des dépannages lors des incidents sur le réseau électrique et celles recueillies en

temps différé alimentent des algorithmes permettant de cibler la maintenance.

VIII/ Faire de la transformation numérique un véritable atout au service des ambitions d'Enedis

Avec 35 millions de compteurs Linky, 770.000 concentrateurs, bientôt 30.000 objets communicants connectés au réseau, 110.000 télécommandes, 63 jeux de données en Open Data, 22 millions de SMS envoyés à ses clients en 2020, des solutions à base d'Intelligence Artificielle déjà utilisées quotidiennement dans de nombreux process industriels et un tiers des projets de R&D du programme 2020 faisant appel à l'IA, Enedis a engagé la transformation numérique de ses activités.

Mais cette transformation ne fait que commencer. La collecte, la transmission, le stockage et le traitement des données ainsi que leur sécurisation sont devenus des missions et des compétences centrales pour l'entreprise et Enedis doit anticiper les futures ruptures, accroître la résilience des SI au cœur d'un système désormais cyber-physique, faciliter les échanges avec les acteurs externes. Enedis doit utiliser pleinement les solutions offertes par les progrès de l'intelligence artificielle.

Enedis doit aussi concevoir des solutions permettant de préserver la place de l'humain dans un monde numérique.

VIII.1/ Profilage dynamique au service du marché : une généralisation réussie

Le modèle de profilage dynamique, utilisé au service de l'équilibrage du système électrique pour déterminer les flux d'électricité au pas demi-heure par Responsable d'Équilibre (RE), a été généralisé depuis le 4 juillet 2020 à la quasi-totalité des 37 millions de sites BT \leq 36 kVA et à l'ensemble des processus de reconstitution des flux. Le profilage dynamique réduit d'un facteur 2 les incertitudes d'allocation d'énergie demi-heure entre RE, ce qui peut représenter plusieurs GW.

Le service rendu "au marché" a par ailleurs été sensiblement amélioré en mettant en place au mois de mars 2020 une publication Open Data en J+1 des coefficients dynamiques du jour J, en anticipation des valeurs réglementaires calculées et publiées en S+1. En particulier, pendant la crise sanitaire, ces valeurs ont permis de faire des analyses réactives de mesure des effets de cette dernière sur les consommations d'électricité par grandes catégories de clientèle.

VIII.2/ Géodescriber : raconte-moi une histoire à partir de mes "data"

Une méthode et un prototype permettant de générer automatiquement un texte court décrivant les caractéristiques d'une zone géographique (maille IRIS) à partir d'un vivier d'informations disponibles ont été développés. Plus précisément, l'outil GeoDescriber génère un texte court résumant les caractéristiques principales de consommations résidentielles, de production annuelle et d'habitat d'une zone IRIS, en

tenant compte de son voisinage et de son historique. Il s'agit d'un texte sur mesure et non d'un texte "à trous". Les textes générés sont en cours d'intégration pour enrichir les services de données proposés par Enedis aux collectivités et en particulier le service "Bilan de Mon Territoire".

VIII.3/ 5G : cas d'usage envisagés et travaux en cours

La technologie 5G est présentée comme l'un des piliers de l'usine du futur. Enedis a donc entrepris d'étudier son impact sur son activité. Pour ce faire, Enedis a établi un partenariat avec Orange, Nokia et Schneider Electric et initié dans ce cadre une démarche d'exploration et de définition des cas d'usages pertinents de la 5G pour les métiers du gestionnaire de réseaux de distribution électrique. Cette première étape sera suivie d'une expérimentation à Marseille, ville pilote 5G pour Orange et Nokia. En particulier, Enedis et ses partenaires évalueront les solutions 5G au service de la maintenance et de l'exploitation des réseaux ainsi que leur apport à la transition énergétique.

VIII.4/ CPL G3 : contribution à l'évolution des performances (environnement dense, profil hybride, avancées en normalisation ...)

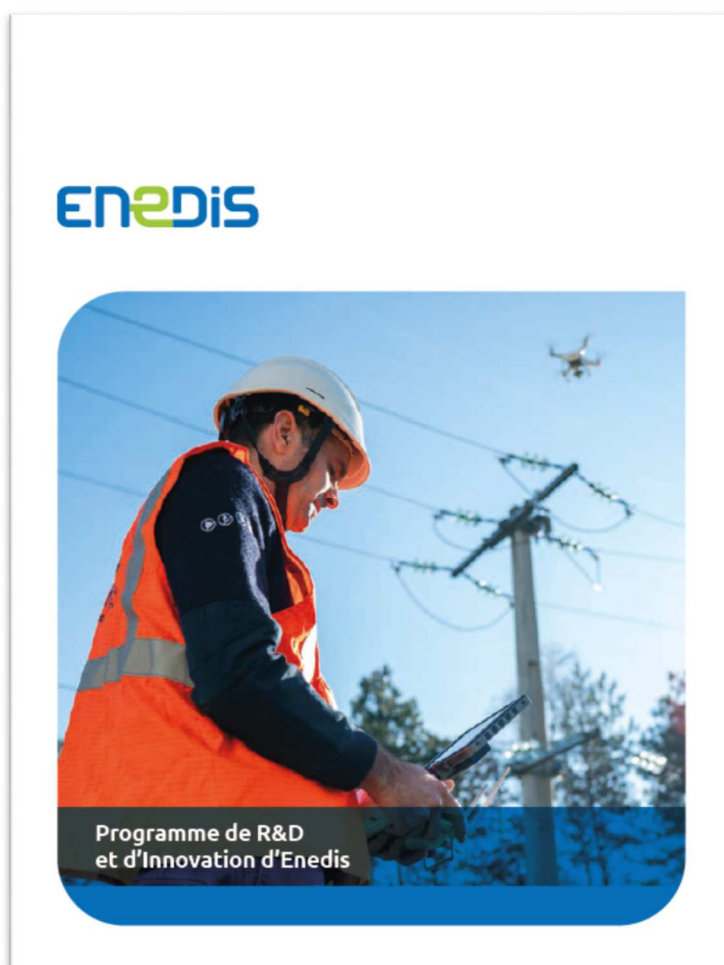
Avec 35 millions de compteurs communicant en Courant Porteur en Ligne (CPL) fin 2021, Enedis se doit d'assurer l'évolution et la maintenance en condition

opérationnelle pendant les 20 prochaines années de ce réseau télécom couvrant tout le territoire national.

En prévision des futurs usages du système Linky, tractés par la transition énergétique, Enedis a travaillé à l'optimisation des performances du CPL dans des configurations denses, afin de garantir un niveau de fiabilité élevé et homogène sur l'ensemble des configurations électriques du territoire. Des travaux de recherche menés avec l'Alliance industrielle CPL-G3 et Grenoble INP ont permis de définir de nouveaux mécanismes permettant de réduire jusqu'à 90% le nombre de messages nécessaires au bon fonctionnement du réseau CPL dans des configurations urbaines denses. Pour sécuriser l'utilisation des bandes de fréquence CPL à long terme, les travaux de normalisation ont été prolongés, et un compromis international a été finalisé en octobre 2020 pour limiter les perturbations électromagnétiques produites par les appareils présents dans les installations résidentielles.

Références

Programme de R&D et d'Innovation d'Enedis, édité par la Direction R&D et Stratégie d'Innovation, Août 2021



RESEAUX DE TRANSMISSION

J.COURAULT

Résumé : *La tendance, basée sur une logique économique, est de dissocier production et transport... De plus, les énergies renouvelables, éoliennes et autres, sont amenées à voir leur importance croître. Face à ce qui pourrait affecter la qualité de la distribution de l'électricité, cet article est un rappel sur les réseaux de transport et une introduction aux FACTS...*

I/ Introduction

Il s'agit des réseaux de transport de l'énergie électrique, de la production à la consommation, c'est-à-dire des centrales de production aux réseaux de distribution. Le transport, vers les réseaux de distribution, s'effectue par de longues lignes aériennes en très haute tension (HTB $U > 50$ kV en courant alternatif) ou par des câbles. En alternatif, l'utilisation des câbles très haute tension est limitée à des distances qui n'excèdent pas 100 km (ceci pour des raisons de consommation de puissance réactive des câbles, sommairement une ligne aérienne peut être représentée par une inductance, alors qu'un câble peut l'être par un condensateur). Pour les distances supérieures on utilise le courant continu.

En Europe, la fourniture de l'énergie électrique se caractérise par un maillage important des sites de production, des lignes et des sites de consommation. D'où des mécanismes complexes pour assurer la qualité et la fiabilité de l'énergie, régulation et protections face aux incidents susceptibles de survenir. La dérégulation du marché de l'énergie contraint les gestionnaires de réseau à une exploitation des lignes au maximum de leurs possibilités. De plus, l'émergence croissante, depuis plusieurs décennies des énergies renouvelables, complique la gestion des réseaux, c'est-à-dire le maintien de la fréquence et de la tension dans des limites contractuelles, pour la consommation domestique et pour la consommation industrielle.

A travers le monde, la libéralisation du secteur électrique prend de plus en plus d'ampleur. Jadis, production, transport et distribution étaient sous la même responsabilité, aujourd'hui ce n'est plus le cas ces trois activités sont de plus en plus indépendantes... D'où un certain nombre de difficultés, en cas de défaillance, à coordonner les protections de la production au transport et à la distribution. Les limites statiques des installations sont majoritairement prises en compte, la stabilité dynamique, qui implique les trois pôles évoqués est et sera de plus en plus un souci majeur.

Face à cette pluralité de problèmes, dont beaucoup sont encore juste émergents, les lignes qui suivent ne sont qu'un élément de sensibilisation. La littérature scientifique sur le sujet est abondante, le sujet est complexe [1] et [2].

II/ Dysfonctionnements classiques

La continuité de service est la préoccupation fondamentale des gestionnaires de réseaux. Jadis, la gestion intégrée des réseaux et de production permettait une planification et une exploitation fiable de l'électricité du fait des marges nominales d'exploitation. Depuis plus d'une décennie, c'est plus compliqué : l'ouverture du marché de l'énergie en Europe et la séparation administrative et économique des entités de production et de transport, sont en partie à l'origine de ces difficultés. Les dysfonctionnements ont essentiellement pour origine des instabilités en fréquence et en tension traitées par une coordination des stratégies de protection entre production et transport. Cette coordination est de plus en plus délicate du fait que les lignes, pour des raisons économiques, sont poussées à leurs limites, ce qui conduit à des marges, pour la mise en place des protections, plus étroites.

Stabilité en fréquence : elle résulte d'un équilibre entre la production et la consommation. Dans tous les cas, une instabilité en fréquence correspond à une incapacité de la production à s'adapter suffisamment rapidement à la consommation (contrôle de vitesse des générateurs). L'augmentation brutale de la fréquence est en relation avec des délestages significatifs de puissance active.

Stabilité en tension : pour les instabilités en tension, Il convient de distinguer les origines locales (distribution) des origines liées au transport (appareillage, câbles et lignes). D'une manière générale, là encore il s'agit d'un problème d'équilibre, mais au niveau des puissances réactives échangées non seulement entre la production et la distribution, mais également avec les lignes et les câbles. Le maintien de la tension est fondamental pour la distribution, mais il l'est tout autant pour le transport de manière à ne pas dépasser les limites en isolement des différents ouvrages (transformateurs, lignes, câbles et protections), des surtensions locales, sur les lignes, peuvent intervenir quand elles sont peu chargées... Cependant une baisse de la tension peut avoir des conséquences thermiques sur les lignes : la charge peut être maintenue par les réseaux de distribution, c'est le problème de la restauration de la charge. En effet, si la fréquence est constante, un simple moteur asynchrone conserve sa vitesse quand la tension chute. Sur un procédé donné, sa vitesse et sa puissance restent constantes le courant augmente (bien sûr pour

une forte baisse de la tension, le glissement augmente et il finit par décrocher). Cela est encore vrai pour un moteur à vitesse variable, dont la consigne reste fixe... On peut aussi évoquer les réglages de température...

Bref, bien des charges se comportent comme ayant une impédance dynamique négative : la tension baisse le courant augmente.

III/ Transfert de puissance

On définit la puissance transférée en deux réseaux en introduisant l'angle δ , appelé angle de transport (cet angle est de même nature que l'angle interne d'une machine). Entre les deux réseaux on suppose une réactance X qui représente la réactance de ligne et les différents transformateurs.

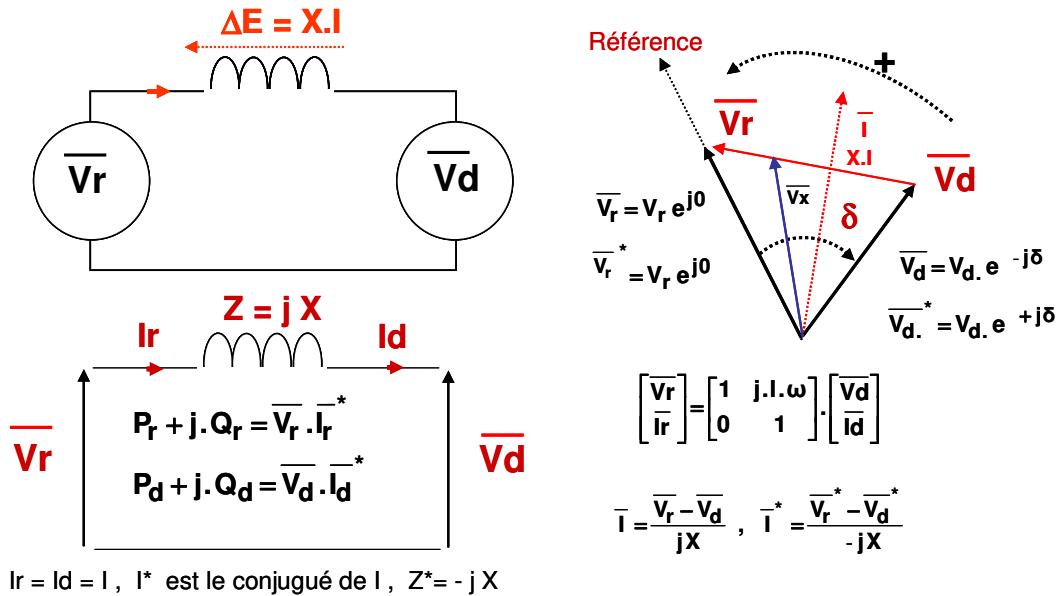


Figure 1 – Transfert de puissance entre deux réseaux (pour une phase), V_r, V_d, I_r, I_d sont des grandeurs efficaces.

De ces schémas et diagrammes on déduit les différentes puissances qui transitent entre les réseaux, en supposant, en première approche, que les pertes de transmission sont nulles.

$$P_r + jQ_r = \overline{V_r} \overline{I_r}^* = \frac{V_r^2 - V_r \cdot V_d \cdot e^{j\delta}}{-jX} = \frac{V_r^2 - V_r \cdot V_d (\cos \delta + j \sin \delta)}{-jX}$$

$$P_r + jQ_r = \frac{j \cdot V_r^2 - j \cdot V_r \cdot V_d \cdot \cos \delta + V_r \cdot V_d \cdot \sin \delta}{X} = \frac{V_r \cdot V_d \cdot \sin \delta}{X} + j \cdot \frac{V_r \cdot (V_r - V_d \cdot \cos \delta)}{X}$$

d'où $P_r = \frac{V_r \cdot V_d \cdot \sin \delta}{X}$ et $Q_r = \frac{V_r \cdot (V_r - V_d \cdot \cos \delta)}{X}$ (1)

En utilisant la même méthode on peut calculer P_d et Q_d

$$P_d = \frac{V_r \cdot V_d \cdot \sin \delta}{X} \quad \text{et} \quad Q_d = -\frac{V_d \cdot (V_d - V_r \cdot \cos \delta)}{X}$$

En absence de pertes, les puissances P_d et P_r sont identiques, ce qui n'est pas le cas des puissances réactives, $Q_r = Q_d + X \cdot I^2$.

La réactance X représente une ligne d'une longueur l ... Si nous mesurons la tension V_x le long de cette ligne, nous trouvons un point sur lequel, V_x est en phase avec I . Dans le cas d'une ligne symétrique ($V_r = V_d = V$) cela signifie qu'en milieu de ligne la puissance réactive est nulle.

Dans les lignes de transport, la chute de tension en ligne, pour le courant nominal, est de l'ordre de 1% pour 10 km, soit 20% pour une ligne de 200 km. En Europe, la distance moyenne entre deux grandes villes est de 200 à 300 km et la distance moyenne entre les postes d'interconnexion est de 100 à 150 km. L'égalité des tensions V_r et V_d implique une fourniture de puissance réactive, à parts égales aux deux extrémités.

Le terme $V_r \cdot V_d / X$ est la puissance maximale P_{max} qui correspond à un angle δ de 90°. Il s'agit d'un

maximum théorique, quand cet angle est dépassé la

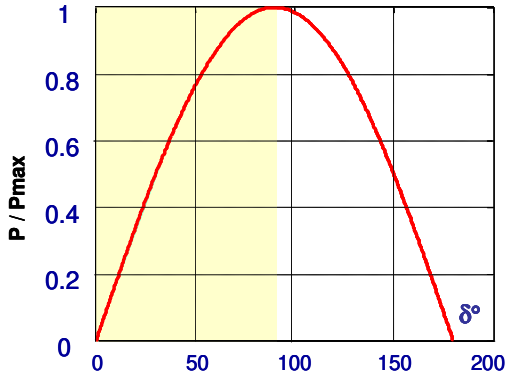


Figure 2 – Puissance en fonction de l'angle de transport.

En partant de ...

$$\begin{cases} P_d = \frac{\bar{E}_d \bar{E}_r}{X} \sin \delta \\ Q_d = \frac{-\bar{E}_d (\bar{E}_d - \bar{E}_r \cos \delta)}{X} \end{cases}$$

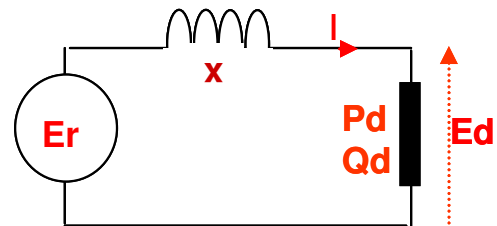


Figure 3 – Alimentation d'un réseau de distribution Pd et Qd.

La figure 3 permet d'écrire $E_d^4 + (2Q_d \cdot X - E_r^2)E_d^2 + (Q_d^2 + P_d^2)X^2 = 0$ d'où la tension Ed

$$E_d = \sqrt{\frac{E_r^2}{2} - Q_d \cdot X \pm \sqrt{\frac{E_r^4}{4} - P_d^2 X^2 - Q_d \cdot X \cdot E_r^2}} \quad (2)$$

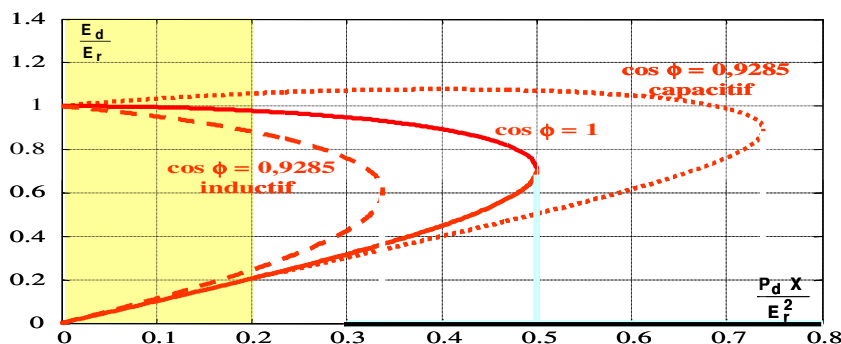


Figure 4 – Tension aux bornes de la charge.

La formule (2) est un peu « lourde » mais elle est parfois utile...

Jusqu'ici nous avons considéré que les lignes de transport étaient purement inductives, en fait il existe également une capacité par rapport au sol, d'où la nécessité de la considérer, pour les grandes longueurs, sous la forme de lignes à constantes de temps réparties. Une valeur typique est de l'ordre de $c=14$ nF/km alors que l'inductance est de l'ordre de $l=0,9$ mH/km. D'où l'introduction de l'impédance caractéristique, qui a pour valeur $Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}}$, donc approximativement 250Ω .

La modélisation d'une ligne fait appel à deux variables, la distance x à partir de la source E_r et bien sûr le temps, pour définir courant et tension le long de la ligne.

transmission devient instable. Pour différentes raisons, en particulier liées aux protections (dans la suite voir le critère des aires), l'angle de transmission est toujours largement inférieur à 40° .

Le sens de transfert de la puissance entre les réseaux r et d est uniquement fonction du signe de l'angle δ .

On peut aussi considérer la charge d'un réseau comme une demande de puissance active et une demande de puissance réactive. C'est le cas de l'alimentation du réseau de distribution d'une usine.

$$\frac{\partial E}{\partial x} = -l \frac{\partial I}{\partial t} \quad \text{et} \quad \frac{\partial I}{\partial x} = -c \frac{\partial E}{\partial t}$$

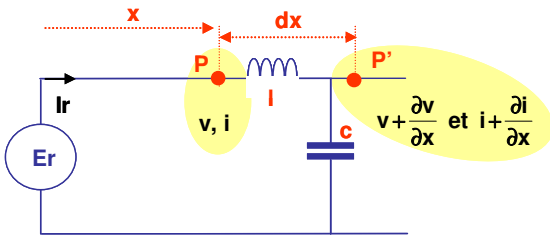
En dérivant ces deux équations on obtient :

$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} = lc \frac{\partial^2 E}{\partial t^2} \quad \text{et} \quad \frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = lc \frac{\partial^2 I}{\partial t^2}$$

équations bien connues sous le nom d'équations des télégraphistes sans pertes (équation de D'Alembert)...

Figure 5 – Modélisation par éléments finis

Avec une source E_r sinusoïdale, ces formules se simplifient.



$$\frac{\partial E}{\partial t} = \frac{dE}{dt} = -j \cdot l \cdot \omega \cdot I \quad \text{et} \quad \frac{\partial I}{\partial t} = \frac{dI}{dt} = -j \cdot c \cdot \omega \cdot E$$

$$\text{D'où} \quad \frac{d^2 E}{dx^2} = -l \cdot c \cdot \omega^2 \cdot E \quad (3)$$

$$\text{et} \quad \frac{d^2 I}{dx^2} = -l \cdot c \cdot \omega^2 \cdot I \quad (4)$$

Ces équations sont de la forme

$$\frac{d^2 y}{dt^2} + \beta^2 \cdot y = 0$$

dont la solution est de la forme

$$E = A \cdot \sin(\beta \cdot x) + B \cdot \cos(\beta \cdot x)$$

avec

$$I = \frac{j}{l \cdot \omega} \cdot \frac{dE}{dx} = \frac{j \cdot \beta}{l \cdot \omega} \cdot (-A \cdot \sin(\beta \cdot x) + B \cdot \cos(\beta \cdot x))$$

Les conditions initiales pour x=0 sont les suivantes :

$$E = E_r \text{ d'où } A = E_r$$

$$\text{et } I_r = j \cdot \sqrt{\frac{c}{l}} \cdot B \text{ d'où } B = -j \cdot \sqrt{\frac{l}{c}} \cdot I_r$$

D'où la solution générale donnée par le système d'équations (5).

$$\begin{cases} \overline{E} = \overline{E_r} \cdot \cos \beta \cdot x - j \cdot Z_0 \cdot \overline{I_r} \cdot \sin \beta \cdot x \\ \overline{I} = \overline{I_r} \cdot \cos \beta \cdot x - j \cdot \frac{\overline{E_r}}{Z_0} \cdot \sin \beta \cdot x \end{cases} \quad (5)$$

Avec, $\beta = \omega \cdot \sqrt{l \cdot c}$ en rad / km

$$v = \sqrt{\frac{1}{l \cdot c}} \text{ vitesse électromagnétique de propagation.}$$

A noter la forme périodique en fonction de x, λ est

la longueur d'onde $\lambda = \frac{2 \cdot \pi}{\beta}$, on peut parler de longueur

électrique de la ligne $a \cdot \beta$, a, en km pour respecter l'homogénéité.

Ces équations sont à la base de toutes les réflexions et de tous les calculs relatifs aux lignes de transmission de l'énergie électrique.

Elles permettent en particulier d'apprécier l'importance de la ligne, sur la transmission des puissances actives et réactive.

$$\overline{I_r} = \frac{\overline{E_r} \cdot \cos(\beta \cdot l) - \overline{E_d}}{j \cdot Z_0 \cdot \sin(\beta \cdot l)}$$

Pour simplifier, nous supposons E_r à l'origine des phases, comme sur la figure (1). $\overline{E_r} = V_r \cdot e^{j \cdot 0}$ et

$$\overline{E_d} = V_d \cdot e^{-j \cdot \delta} = V_d \cdot (\cos \delta - j \cdot \sin \delta) \text{ d'où}$$

$$\overline{I_r} = \frac{V_d \cdot \sin \delta + j \cdot (V_d \cdot \cos \delta - V_r \cdot \cos(\beta \cdot l))}{Z_0 \cdot \sin(\beta \cdot l)} \text{ et enfin}$$

la puissance $S_r = P_r + j \cdot Q_r = V_r \cdot \overline{I_r}$

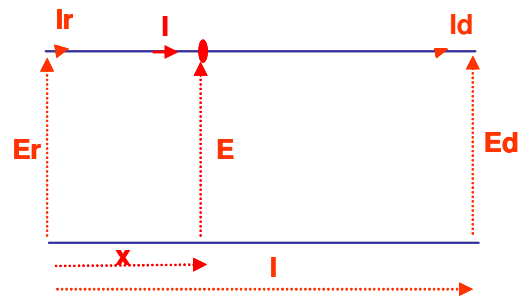


Figure 6 – Ligne de dimension finie

$$S_r = \frac{V_d \cdot V_r \cdot \sin \delta}{Z_0 \cdot \sin(\beta \cdot l)} + j \cdot V_r \cdot \frac{V_r \cdot \cos(\beta \cdot l) - V_d \cdot \cos \delta}{Z_0 \cdot \sin(\beta \cdot l)} \quad (6),$$

Notons que pour l faible,

$\sin(\beta \cdot l) \rightarrow \beta \cdot l$ et $\cos(\beta \cdot l) \rightarrow 1$ et que l'on

retrouve bien $S_r = \frac{V_d \cdot V_r \cdot \sin \delta}{X} + j \cdot V_r \cdot \frac{V_r - V_d \cdot \cos \delta}{X}$ la

formule (1)...

Tous ces calculs sommaires et rapidement faits, pour arriver à une contrainte fondamentale qui est l'élévation de tension en milieu de ligne V_m . Cette élévation de tension de tension doit être évaluée avant d'être contrôlée, elle peut dépasser les limites d'isolation des lignes, on parle de coordination des isolements... Nous allons l'évaluer dans le cas simple d'une ligne symétrique ($V_r = V_d = V$).

Pour simplifier les calculs, nous prenons comme origine des phases la tension du point milieu V_m

$\overline{E_m} = V_m \cdot e^{j \cdot 0}$ et introduisons la puissance de référence

$$P_o = \frac{V_{nom}^2}{Z_0}$$

$$\overline{E_d} = \overline{E_m} \cdot \cos \frac{\beta \cdot l}{2} - j \cdot Z_0 \cdot \overline{I_m} \cdot \sin \frac{\beta \cdot l}{2}, \text{ avec } P_r =$$

$P_d = P$ et $Q_m = 0$ au point milieu, qui implique $I_m = P/V_m$,

$$\text{d'où } \overline{E_d} = V_m \cdot \cos \frac{\beta \cdot l}{2} - j \cdot Z_0 \cdot \frac{P}{P_o} \cdot \sin \frac{\beta \cdot l}{2}$$

et $Vd^2 = Vm^2 \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} + Zo^2 \cdot \frac{P^2}{Po^2} \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right) \right)$ en posant

$Po = \frac{Vn^2}{Zo}$ Vn est une tension nominale, Po est une grandeur souvent utilisée dans l'étude des réseaux (en anglais SURGE IMPEDANCE LOAD) et $v = \frac{Vm}{Vd}$.

D'où l'équation

$$v^4 - \frac{v^2}{\cos^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)} + \left(\frac{P}{Po} \right)^2 \cdot \tan^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right) = 0 \quad \text{dont la}$$

solution est la suivante :

$$v = \sqrt{\frac{1}{2 \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)} \pm \sqrt{\frac{1}{4 \cdot \cos^4 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)} - \left(\frac{P}{Po} \right)^2 \cdot \tan^2 \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)}} \quad (7)$$

Pour mettre clairement le phénomène en évidence, nous avons considéré une ligne d'une longueur de 800 km. De telles longueurs sont rarement rencontrées en Europe, mais elles le sont souvent sur le continent américain.

Soit une tension simple de 430 kV qui nous donne un Po de 731 MW. La puissance totale Prt (3 phases) transmise par ce réseau est donc de :

$$P_{rt} = \frac{3 \cdot (430 \cdot 10^3)^2 \cdot \sin \delta}{253 \cdot \sin \left(2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 800 \cdot \sqrt{0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 14 \cdot 10^{-9}} \right)}$$

$$= 2,499 \text{ GW} \cdot \sin \delta$$

soit pour une phase 832 MW . sin δ

Du point de vue de l'élévation de tension du point milieu il est à noter que le 50 Hz est plus favorable...

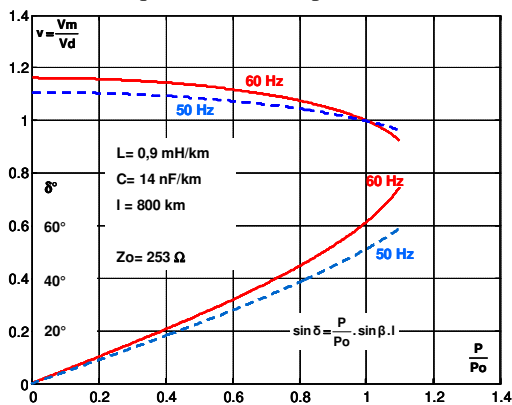


Figure 7 – Elévation de la tension au milieu d'une ligne

Cette surtension est une contrainte en termes de coordination des isolements sur les lignes. D'où la tentation, avec un dispositif actif, de contrôler cette tension. Supposons que nous voulions réguler cette tension à une valeur Vmc, Il importe alors d'évaluer la puissance réactive pour réaliser ce contrôle. Pour réaliser cette évaluation, supposons une coupure dans la ligne en son point milieu : donc en sortie de la première 1/2 ligne nous imposons Vmc et à l'entrée de la seconde Vmc. Dans ces conditions la puissance réactive à l'entrée de la deuxième 1/2 ligne est, compte tenu des calculs déjà faits,

$$Qm = \frac{Vmc^2 \cdot \cos \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right) - Vr \cdot Vmc \cdot \cos \delta}{Zo \cdot \sin \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)}$$

pour ne pas oublier l'autre 1/2 ligne il convient d'installer $Qmc = 2 \cdot Qm$. Pour une ligne symétrique avec $Vd = Vr = Vmc = V$, on obtient

$$Qm = 2 \cdot V^2 \cdot \frac{\cos \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right) - \cos \delta}{Zo \cdot \sin \left(\frac{\beta \cdot l}{2} \right)}$$

Qmc est d'une manière générale un composant appelé FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Les FACTS sont des équipements destinés à stabiliser le transport, à accroître, dans la mesure du possible les puissances transportées et à contrôler les flux d'énergie entre les lignes.

IV/ Augmentation de la puissance transmise.

La formule de base du transfert de puissance $P = \frac{Vr \cdot Vd \cdot \sin \delta}{X}$ montre clairement que pour

augmenter la puissance, trois actions sont possibles, jouer sur les tensions, ajuster l'angle de transport δ ou modifier la réactance de la ligne X. Jouer sur l'amplitude des tensions est impossible, il s'agit de production et non de transport et il y a des limitations liées à la coordination des isolements de la ligne. Les seuls moyens d'action sont au niveau du transport, c'est δ et X. Mais il est clair que la modification de ces deux paramètres a une incidence sur les protections, ces deux aspects qui sont liés seront développés simultanément.

4.1 Modification de la réactance X

Cette modification est réalisée en introduisant, en série dans la ligne, une impédance de signe opposé, c'est-à-dire un condensateur.

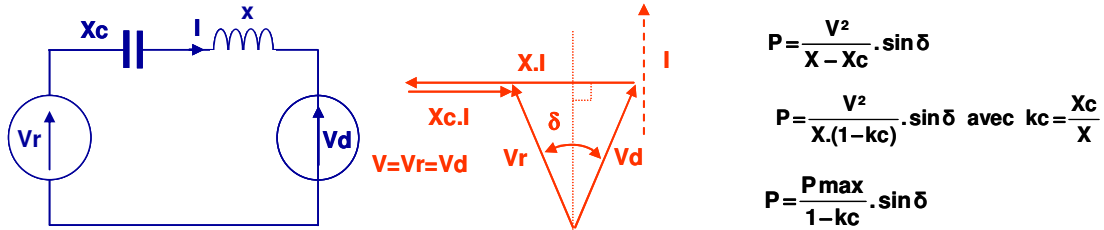


Figure 8 – Principe de la compensation série

Du fait de l'augmentation de la puissance maximale, la puissance transmise, avec un même angle de transport, augmente. D'où une action favorable sur la stabilité de la transmission et la possibilité de régler le flux de puissance entre des lignes, si Xc est variable.

Notons que ce dispositif n'a aucune action lorsque la ligne est à vide et que les courants de défaut le traverse, d'où la nécessité de mettre en place des protections coûteuses et sophistiquées.

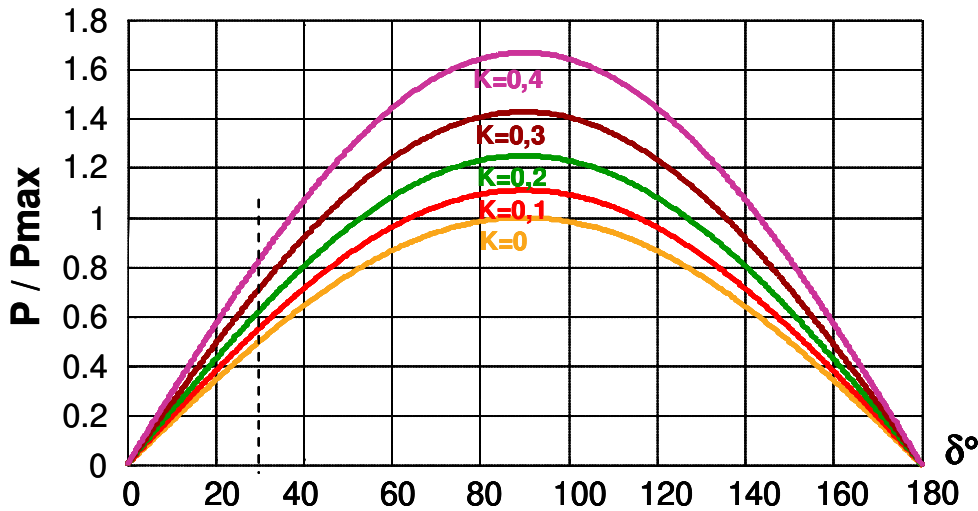


Figure 9 – Evolution de la puissance en fonction de la compensation

Il est intéressant d'avoir une expression du courant dans la ligne, il contribue au dimensionnement du dispositif série, condensateur ou autre.

$$\underline{I} = \frac{\underline{V}_r - \underline{V}_d}{j \cdot (X - X_c)} = V \cdot \frac{e^{j \frac{\delta}{2}} - e^{-j \frac{\delta}{2}}}{j \cdot (X - X_c)} = V \cdot \frac{\cos \frac{\delta}{2} + j \cdot \sin \frac{\delta}{2} - \cos \frac{\delta}{2} + j \cdot \sin \frac{\delta}{2}}{j \cdot (X - X_c)} = 2 \cdot V \cdot \frac{\sin \frac{\delta}{2}}{X - X_c} \quad (8)$$

$$d'où \quad Q_{se} = X_c \cdot I^2 = \frac{4 \cdot V^2}{X} \cdot \frac{X_c \cdot X}{(X - X_c)^2} \cdot \sin^2 \frac{\delta}{2}$$

La figure 10 met en évidence les technologies nécessaires mise en œuvre dans le cas simple de condensateurs fixes.

- MOV – protection contre les surtensions engendrées par les courants de défaut.

- Éclateur commandé – Il est amorcé quand on arrive aux limites énergétiques des MOV.
- Le disjoncteur – quand on arrive aux limites énergétiques de l'éclateur.

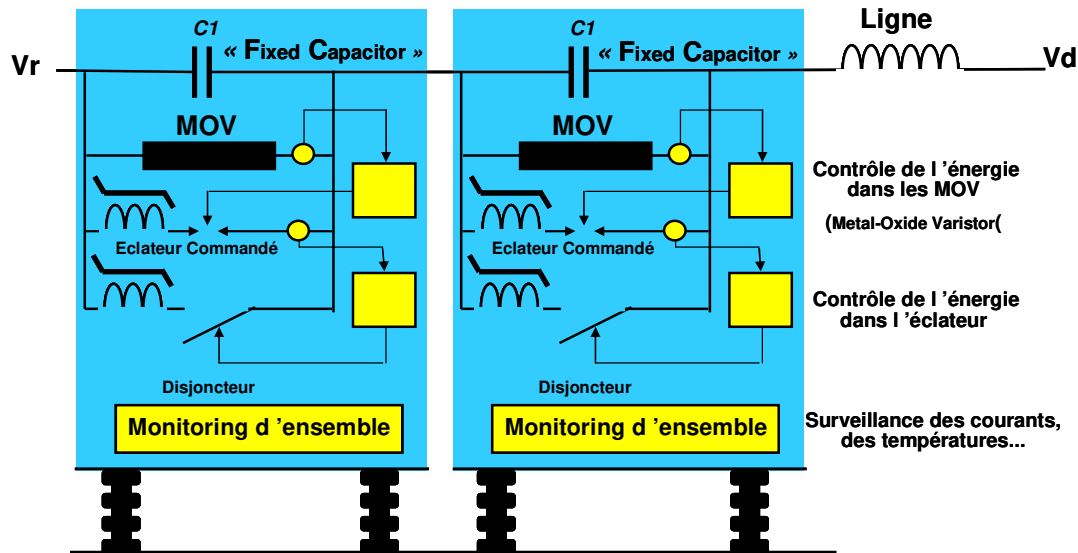


Figure 10 – Mise en œuvre d'une compensation série fixe..

Il est à noter que le composant le plus délicat d'un tel système, est l'éclateur à trois voies.

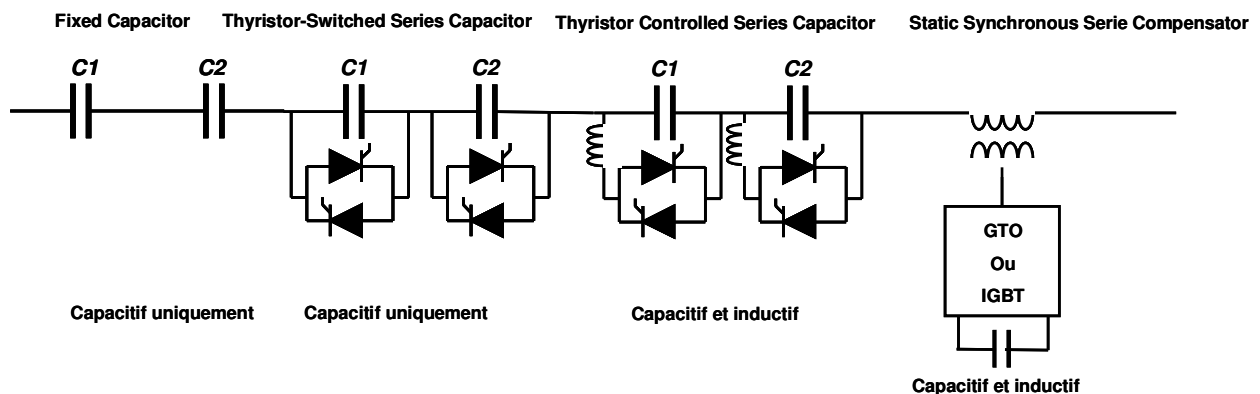


Figure 11 – Les arrangements possibles de la compensation série.

Ces équipements ont été développés principalement pour les grands réseaux du continent américain, il est donc assez logique que leurs noms d'usage soit en anglais.

- FC – Equipement difficile à gérer.
- TSSC – Peu répandu dans le monde. Mais assez facile à gérer du fait des thyristors.
- TCSC – On en trouve aux USA, au Brésil et en Suède. Pour le contrôle des transits de puissance entre les lignes et l'amortissement des oscillations. La transition capacitif, inductif passe par une résonance, d'où un certain nombre de précautions...

- SSSC – Du fait de sa souplesse, l'utilisation de cet équipement devrait, en fonction des besoins se généraliser.

4.2 – Compensation shunt.

En considérant une ligne symétrique, l'idée est d'introduire une source de tension en milieu de ligne. Si cette tension est maintenue constante il est évident, figure 12, que l'angle de transport peut être augmenté sans conséquences sur la stabilité du transfert de puissance.

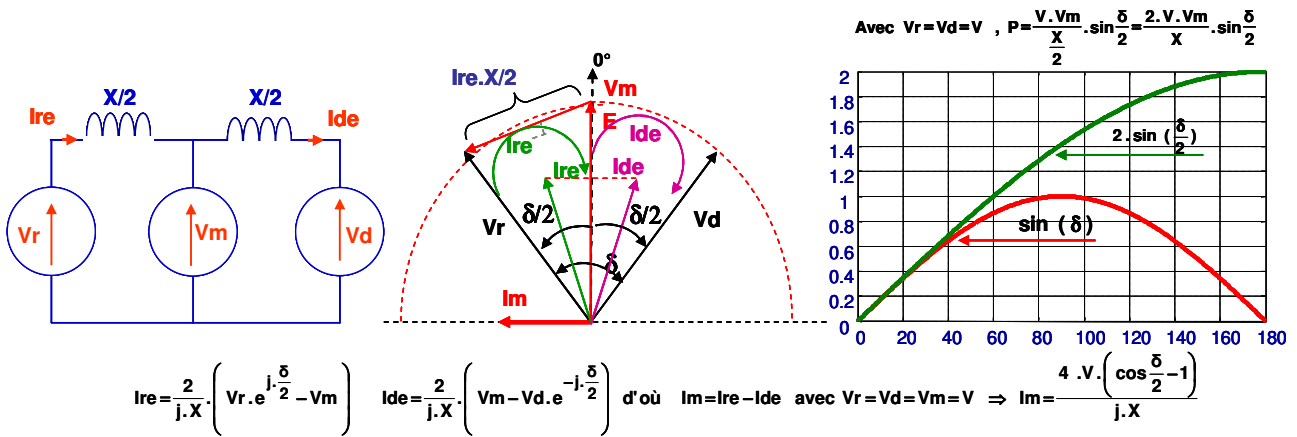


Figure 12 – Compensation shunt en milieu de ligne

En position centrale, la source V_m n'introduit que du réactif. Si la source est capacitive on augmente la tension V_m , comme sur la figure 12, si elle est inductive on réduit la tension V_m , ce qui ne manque pas d'intérêt quand la ligne est à vide, pour compenser l'augmentation de tension évoquée précédemment. Cette source doit avoir la possibilité d'être inductive ou capacitive, elle est donc réalisée avec un SVC ou un STATCOM...

La puissance du dispositif est de

$$Q_{sh} = V \cdot I_m = \frac{4 \cdot V^2}{X} \cdot \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right) \quad (9)$$

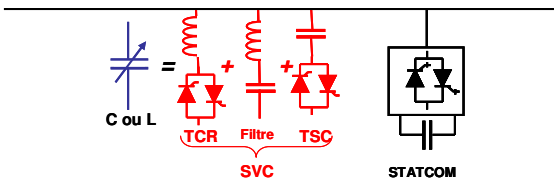


Figure 13 - Les actionneurs possibles de la compensation parallèle

SVC – Static VAR Compensator : Dans le cas général un SVC comprend une inductance contrôlée (TCR), un filtre et un condensateur contrôlé (TSC). En distribution on utilise également des SVC, pour la réduction du Flicker par exemple. Mais les dimensionnements comme les contrôles des SVC de transport et de distribution sont bien éloignés... Si un TCR peut régler finement une puissance réactive inductive, ce n'est pas le cas pour le TSC qui n'est qu'un « enclencheur » statique de condensateur.

STATCOM – STATic synchronous COMPensator : Il s'agit de structures basées sur des convertisseurs en tension, avec GTO ou IGBT : deux niveaux ou multiniveaux...

4.3 – Comparaison entre les compensations série et parallèle

Il est maintenant souhaitable de comparer, en termes de dimensionnement, la compensation série et la compensation shunt. Pour cela il est nécessaire de se

mettre dans des conditions de transport identiques, P identiques et δ identiques. Soit

$$P = \frac{2 \cdot V^2}{X} \cdot \sin \frac{\delta}{2} = \frac{V^2}{X - X_c} \cdot \sin \delta, \text{ ce qui permet de définir}$$

un X_c cohérent $X_{cc} = X \cdot \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right)$ pour la comparaison des puissances.

$$Q_{sec} = 4 \cdot V^2 \cdot \frac{X \cdot \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right)}{X^2 \cdot \cos^2 \frac{\delta}{2}} \cdot \sin^2 \frac{\delta}{2} = \frac{4 \cdot V^2}{X} \cdot \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right) \cdot \tan^2 \frac{\delta}{2}$$

$$\text{D'où } \frac{Q_{sec}}{Q_{shc}} = \tan^2 \frac{\delta}{2} \quad (10)$$

Ainsi du point de vue dimensionnement, la compensation série est plus avantageuse, mais sa mise en œuvre est plus complexe et elle n'a pas d'effet sur les remontées de tension des lignes à vide

4.4 Compensation par déphaseur

Le réglage de la puissance transmise dépend en grande partie de l'angle de transport δ . D'où l'idée d'introduire, dans un mode série, une tension V_s variable en amplitude et bien sûr en phase pour contrôler le flux de puissance entre deux sources ou deux réseaux

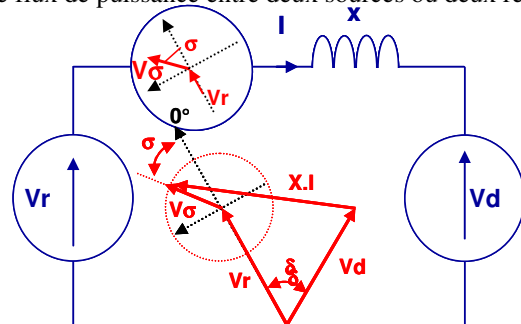


Figure 14 – Compensation par déphaseur

A l'origine du transport d'énergie par des lignes à haute tension on a imaginé des solutions à base de

transformateurs, elles sont d'ailleurs toujours utilisées. Mais l'apparition des semi-conducteurs et la diffusion des conversions électroniques, en particulier des IGBT de forte puissance, ont permis la mise en œuvre de solutions statiques, performantes et surtout rapides, pour l'exploitation des réseaux de transport.

Nous allons donc évaluer le fonctionnement de la structure de la figure 14 vis-à-vis du transfert de puissance.

Pour commencer le calcul, calculons le courant I dans X. La référence angulaire étant la tension Vr.

Avec $\overline{Vr} = V \cdot e^{j \cdot 0}$ $\overline{Vd} = V \cdot e^{-j \cdot \delta}$ $\overline{V\sigma} = V\sigma \cdot e^{j \cdot \sigma}$ le courant est $I = \frac{\overline{Vr + V\sigma} - \overline{Vd}}{j \cdot X}$ soit :

$$I = \frac{V}{X} \cdot \left(\sin \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \sin \sigma - j \cdot \left(1 - \cos \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \cos \sigma \right) \right)$$

et

$$I^* = \frac{V}{X} \cdot \left(\sin \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \sin \sigma + j \cdot \left(1 - \cos \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \cos \sigma \right) \right)$$

Pr est la puissance transmise sur la ligne par la source Vr. En fonction de s la source Vs contribue également à alimenter la ligne... $Sr = Pr + j \cdot Qr = \overline{Vr} \cdot I^*$

$$D'où Pr = \frac{V^2}{X} \cdot \left(\sin \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \sin \sigma \right) \quad (11)$$

Pour avoir la totalité de la puissance transmise il faut considérer la puissance reçue par la source Vd.

$$Sd = V \cdot e^{j \cdot \delta} \cdot \frac{V}{X} \cdot \left(\sin \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \sin \sigma + j \cdot \left(1 - \cos \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \cos \sigma \right) \right)$$

d'où

$$Pd = \frac{V^2}{X} \cdot \left(\sin \delta + \frac{V\sigma}{V} \cdot \sin (\delta + \sigma) \right) \quad (12)$$

La différence entre Pd et Pr donne la contribution en puissance active du dispositif de déphasage.

$$\Delta P\sigma = Pd - Pr = \frac{2 \cdot V \cdot V\sigma}{X} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \cdot \cos \left(\frac{\delta}{2} + \sigma \right) \quad (13)$$

Le déphasage série est principalement utilisé pour contrôler les flux de puissance dans le cas où plusieurs lignes, de caractéristiques différentes sont en parallèle (une ligne aérienne et un câble HT par exemple). Avec la dérégulation du marché de l'électricité et l'apparition d'opérateurs en charge de différentes lignes, chacun ayant pour vocation de mettre sur le marché une certaine puissance, la compensation série devient un moyen incontournable dans le contrôle des flux d'énergie.

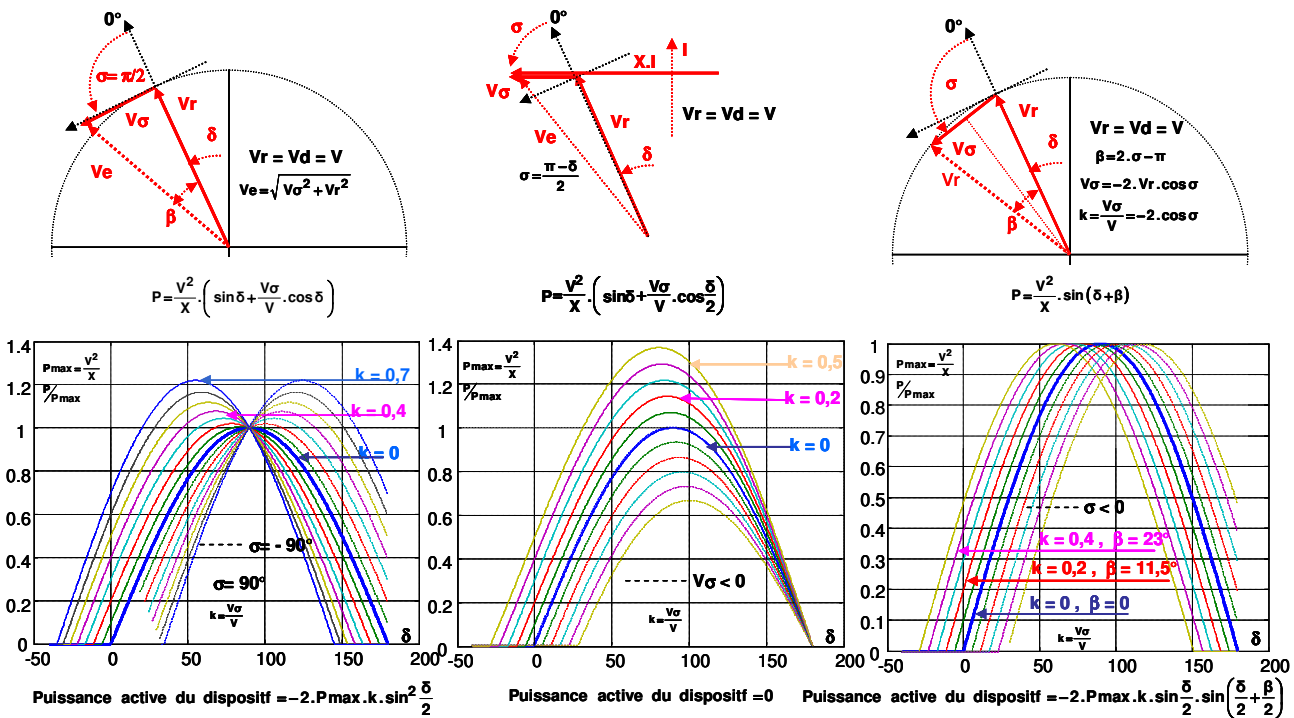


Figure 15 – Déphasages typiques

Les déphasages typiques de gauche et de droite de la figure 15 peuvent être obtenus à l'aide de transformateurs (figure 16).

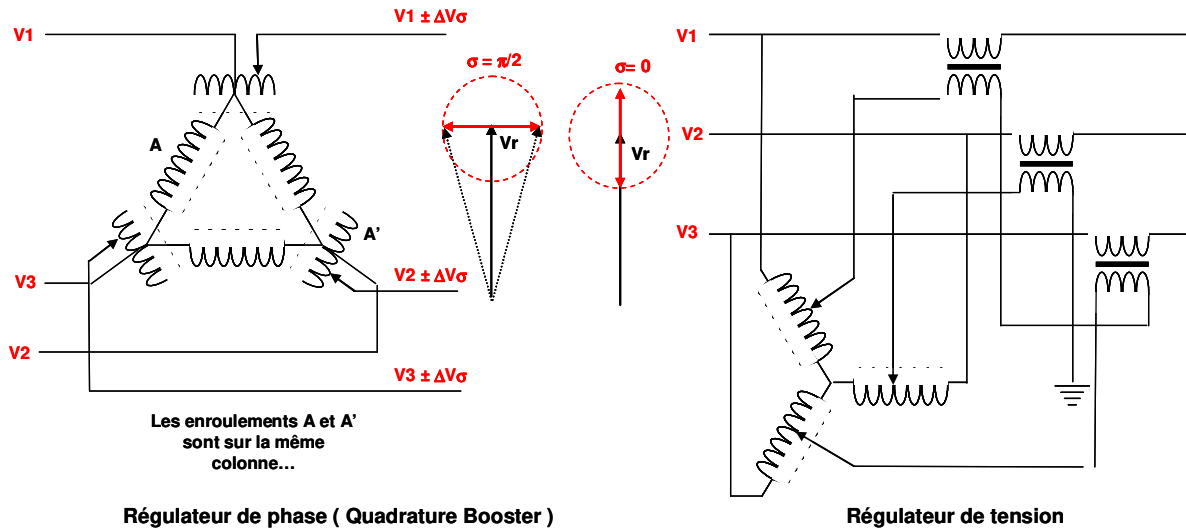


Figure 16 – Déphasage par transformateur

Sur les trois figures l'angle δ est variable, d'où le contrôle de la puissance transmise, mais en plus sur les figures centrale et de gauche la puissance maximale augmente ce qui a une action favorable sur la stabilité de la transmission. Il doit cependant être noté sur ces figures que la tension appliquée à la ligne n'est plus V_r mais V_e et qu'elle croît avec l'importance de la compensation. D'où une limitation pour ne pas aller au-delà du plan de tension de la ligne, ou de la coordination de ses isolements...

La figure centrale de la figure 15 a la particularité d'avoir un dispositif série de puissance active nulle. Le schéma de la figure 17 est donc possible...

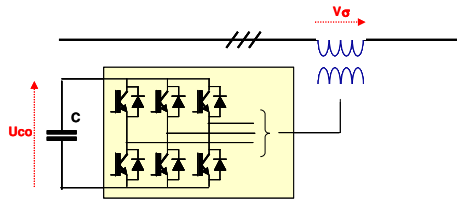


Figure 17 - Compensation série par SSSC (Static Synchronous Serie Compensator).

Le convertisseur utilisé dans les SSSC est une alimentation en tension MLI, compte tenu des puissances mises en jeu ce sont des convertisseurs multiniveaux qui sont utilisés. Une très faible puissance active est prélevée sur le réseau pour fournir les pertes du convertisseur et maintenir chargé le condensateur C dans la boucle continue. Néanmoins, une source de stockage peut alimenter la boucle à courant continu, de ce fait il est possible d'avoir une action qui ne se limite pas à un déphasage de $\pi/2$ avec le courant de ligne.

Pour obtenir un contrôle total de l'angle σ il faut avoir la possibilité d'échanger de la puissance active, ce que réalise le convertisseur parallèle / série de la figure

18. Il est connu sous l'appellation UPFC (Unified Power flow Controller).

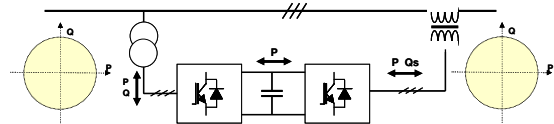


Figure 18 – Réglage de l'angle s de zéro à 360° - UPFC.

V/ Stabilité de la transmission

L'analyse est essentiellement basée sur la formule

$$P = \frac{V^2}{X} \cdot \sin \delta, \text{ donc deux paramètres clés } P_{\max} = \frac{V^2}{X} \text{ et } \sigma.$$

Le premier point à prendre en compte est le comportement de la ligne en cas de court-circuit. Supposons donc un court-circuit, sur une ligne secondaire, son élimination par un disjoncteur et le retour à une situation normale. Pendant le court-circuit, la puissance du ou des alternateurs est nulle et durant un temps court les lignes d'arbres accélèrent, d'où une évolution de l'angle interne des machines ou angle de transmission, quand le défaut est éliminé, le retour à la situation normale est possible ou impossible... Nous allons évoquer ce qui est souvent cité dans la littérature, comme le critère des aires.

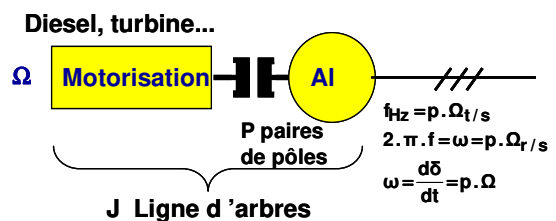


Figure 19 – Production. Ligne d'arbres

En première approche le système est décrit par

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \quad \text{soit} \quad J \cdot \Omega_0 \frac{d\Omega}{dt} = P_m - P_r, \quad \Omega_0$$

correspond à la vitesse de synchronisme, P_m la puissance motrice et P_r la puissance fournie au réseau.

Avec $\Omega = \frac{\omega}{p} = \frac{\omega_0 + \Delta\omega}{p}$ et $\Delta\omega = \Delta \left(\frac{d\delta}{dt} \right) \cdot \frac{1}{p}$ nous

obtenons $J \cdot \frac{\omega}{p^2} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_r$ (14)

On pose généralement $M = \frac{J \cdot \omega}{p^2}$, sous cette forme,

M est généralisable à un ensemble de machines (voir la notion OMIB, pour One Machine Infinite Bus [1]).

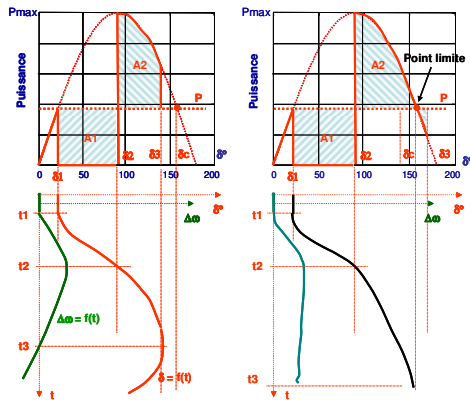
$$M \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_r \quad \text{en multipliant les deux membres}$$

de l'équation par $\frac{d\delta}{dt}$ et en remarquant que

$$\frac{d\delta}{dt} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{d}{dt} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \quad \text{on obtient}$$

$$\frac{M}{2} \cdot \frac{d}{dt} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = (P_m - P_r) \cdot \frac{d\delta}{dt} \quad \text{soit}$$

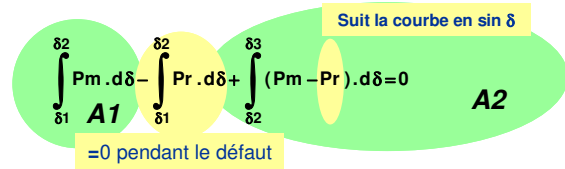
$$\frac{M}{2} \cdot \frac{d}{dt} (\Delta\omega)^2 = (P_m - P_r) \cdot \frac{d\delta}{dt} \quad \text{d'où}$$



$$(\Delta\omega)^2 = \frac{2}{M} \cdot \int (P_m - P_r) \cdot d\delta \quad (15)$$

Figure 20 – Le critère des aires

Le court-circuit existe entre t_2 et t_1 , pour le générateur la puissance résistante P_r est nulle, la ligne d'arbres accélère, d'où l'augmentation de $\Delta\omega$ et de δ . A l'instant t_2 on suppose le défaut éliminé, la production est de nouveau raccordée à la ligne. Après des oscillations transitoires assez complexes (voir la formulation de Lyapunov), la transmission peut redevenir stable ou diverger, c'est ce que le critère des aires exprime de manière simpliste...

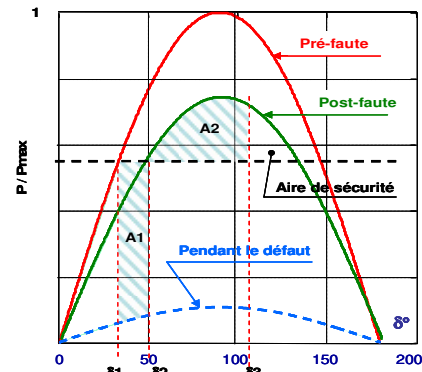


On a donc des chances de retrouver un fonctionnement stable si, au terme du régime transitoire $\Delta\omega=0$, ce qui se traduit par l'égalité des aires A_1 et A_2 . Sur la figure 18 de droite cette égalité n'est pas retrouvée $\delta_3 > \delta_c$.

Figure 21 – Critère des aires plus proche de la réalité.

L'exposé du critère des aires qui vient d'être fait est simpliste et synthétique, mais sa compréhension permet de l'étendre à des situations plus proches de la réalité, ce que la figure 21 exprime.

- La puissance accélératrice dépend de la



position du défaut sur la ligne.

La configuration du réseau peut changer. Elle peut être un peu moins puissante après élimination du défaut qu'avant. Notamment quand la partie en faute, qui est éliminée, contenait des sources (autres réseaux, STATCOM ou SVC).

En fonctionnement normal des oscillations peuvent prendre naissance entre les lignes électriques et les lignes d'arbres. On évoque, entre autres, des résonances hypo synchrones. Elles peuvent être déclenchées, en particulier, par l'enclenchement d'un filtre triphasé, simple, de structure RLC qui introduit sur la ligne un déséquilibre :

- Une composante symétrique à la fréquence du réseau fr.
- Une composante symétrique à la fréquence de résonance fe.
- Une composante homopolaire à la fréquence fe.

L'approche du théorique du phénomène peut être introduite en reprenant l'équation (14).

$$M \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_r, \quad \text{linéarisée autour d'un point de}$$

fonctionnement prenant en compte une variation d'angle

$$\Delta\delta \quad \text{soit} \quad M \cdot \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_r \quad \text{et en considérant la}$$

variation de la puissance motrice nulle, on obtient

$$M \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\Delta Pr \quad (16).$$

Avec $\Delta Pr = \left(\frac{\partial Pr}{\partial \delta} \right) \cdot \Delta \delta$ on pose $K_s = \frac{\partial Pr}{\partial \delta}$, K_s étant

le coefficient de synchronisme, en fait $K_s \approx \frac{V^2}{X} \cdot \cos \delta$:

$$\text{on obtient finalement, } \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{K_s}{M} \Delta \delta = 0 \quad (17)$$

Equation qui fait apparaître deux fréquences propres

non amorties : $\Omega = \sqrt{\frac{K_s}{M}}$. Sur de grands réseaux, ses

fréquences propres, ont été dans le passé, à l'origine de nombreuses ruptures d'arbres...

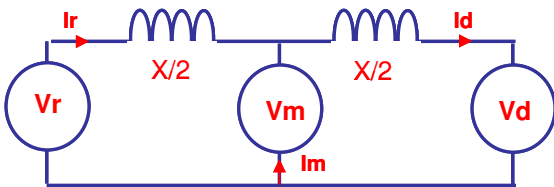


Figure 22 – Introduction d'une compensation shunt V_m

Un SVC ou un STATCOM peuvent apporter un amortissement...

Jusqu'ici nous avons considéré que ces composants maintenaient une tension constante V_m . Mais on peut leur demander d'être aussi réactif à des variations de l'angle δ .

Soit $\Delta V_m = K_{svc} \cdot \frac{d(\Delta \delta)}{dt} = K_{svc} \cdot \Delta f$ sachant que

$P = f(V, V_m, \delta)$ nous pouvons écrire :

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial V} \cdot \Delta V + \frac{\partial P}{\partial V_m} \cdot \Delta V_m + \frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta \text{ en supposant } V$$

constante $\Delta P = \frac{\partial P}{\partial V_m} \cdot \Delta V_m + \frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta$ en reportant dans

$$\text{l'équation (16), } M \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{\partial P}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P}{\partial V_m} \cdot \Delta V_m = 0 \quad (18),$$

soit

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{\partial P}{\partial V_m} \cdot \frac{K_{svc}}{M} \cdot \frac{d \Delta \delta}{dt} + \frac{K_s}{M} \cdot \Delta \delta = 0 \quad (19)$$

Cette équation fait apparaître deux fréquences

propres $\omega_n^2 = \frac{K_s}{M}$ et un amortissement apporté par le

dispositif shunt, V_m : $z = \frac{1}{2} \cdot \frac{\partial P}{\partial V_m} \cdot \frac{K_{svc}}{\sqrt{M \cdot K_s}}$ plus

$$\text{précisément } z = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial V_m} \right)_{\delta_0} \cdot \frac{K_{svc}}{\sqrt{M \cdot K_{s\delta_0}}} \quad (20)$$

Cette résolution approximative montre sans ambiguïté l'importance du dispositif shunt, STATCOM ou SVC, dans l'amortissement du réseau et de la ligne d'arbres.

Sans ce dispositif, l'équation (17) décrit un système instable... Pour trouver la stabilité il faut introduire les pertes, résistives en ligne et mécaniques, mais dans bien des cas l'amortissement apporté par les pertes est bien faible. Il s'agit alors de calculs complexes qui nécessitent une approche numérique avec des logiciels de type EMTP.

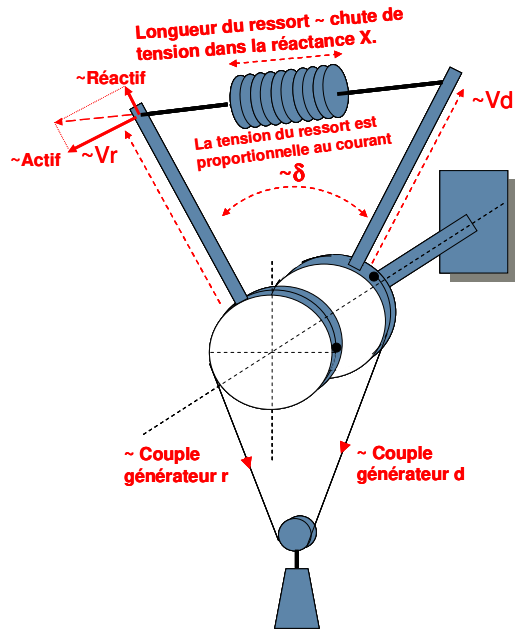


Figure 23 – Analogie mécanique

Au début des années 50, les électriciens ne disposaient pas encore de calculateurs pour mettre en évidence les problèmes de couplage entre les mécaniques et les réseaux. Ils avaient donc recours à des analogies mécaniques faciles à mettre en œuvre. La figure 23 est l'une de ces analogies, pratiquée à l'époque par la société américaine Westinghouse.

Ceux qui ont la chance d'avoir de bonnes archives, pourront consulter avec intérêt un livre édité par Westinghouse : Electrical Transmission and Distribution, Reference Book au début des années 50.

VI/ Conclusions

Cet exposé sur les réseaux de transport est sommaire mais suffisant pour comprendre les interactions entre production et transport. Evoquer simplement les lignes, c'est se limiter aux aspects chutes de tension et échauffements, il est préférable de parler de systèmes de transmission de l'énergie, ce qui inclut les problèmes de stabilité.

D'autre part, la dérégulation du marché de l'électricité, fait l'objet de contrats : il s'agit pour les producteurs de mettre sur le réseau un certain nombre de MWh... Mais les lois de l'électricité obéissent aux lois de la physique, pas à des lois économiques. Pour contrôler les flux d'énergie entre réseaux, en évitant surcharges et variations de fréquence, des dispositifs

devront être prévus : certains ont été sommairement évoqués dans cet article.

Il s'agit en fait d'une introduction à un cours, fait à Supélec pendant une petite dizaine d'années, sur les FACTS. Pour les initiés il ne s'agit donc que d'un rappel, pour les autres d'une introduction à un sujet, qui compte tenu de l'émergence des énergies renouvelables, devrait prendre une certaine importance dans le futur...

VII/ Bibliographie

[1] – Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques – sous la direction de MICHEL CRAPPE – Hermers Lavoisier 2003.

[2] – Commande et régulation des réseaux électriques – sous la direction de MICHEL CRAPPE – Hermers Lavoisier 2003.

[3] – Understanding FACTS – NARAIN G.HINGORANI, LASZLO GYUGYI – IEEE PRESS 1999

[4] – Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems – R.Mohan Mathur, Rajiv K. Varam – IEEE PRESS 2002

DE QUI LA TRANSFORMATION DE LAPLACE EST-ELLE LE NOM ?

AURELIEN GAUTREAU & PASCAL RAINI & NORBERT VERDIER
Université Paris-Saclay



*Pierre Simon Marquis de Laplace (1749-1827), mathématicien et astronome, en habit de chancelier du Sénat sous l'Empire
Jean-Baptiste Paulin Guérin, Public domain, via Wikimedia Commons*

Fils d'un négociant en cidre, Pierre-Simon Laplace (1749-1827) voit le jour dans une petite ville de Normandie. À l'issue de ses études à l'Université de Caen, il rejoint la capitale en 1769 après avoir présenté à D'Alembert un essai, long de quatre pages, sur les principes généraux de la mécanique. Le tout jeune Laplace, appuyé par l'éditeur de la partie scientifique de l'*Encyclopédie*, obtient un poste de professeur de ¹ » :

*L'état présent du système de la Nature est évidemment une suite de ce qu'il était au moment précédent, et si nous concevons une Intelligence qui, pour un instant donné, embrasse tous les rapports des êtres de cet Univers, elle pourra déterminer pour un temps quelconque pris dans le passé ou dans l'avenir, la position respective, les mouvements et généralement les affections de tous ces êtres.*²

Laplace publie énormément dès les premières années, établissant un programme de travail englobant la mécanique céleste, la théorie des probabilités ainsi que la physique et la chimie plus « terrestres », dans le prolongement du cahier des charges établi par d'Alembert : achever l'œuvre de Newton. La constance du jeune mathématicien est remarquable : il est resté fidèle à ce cadre de travail tout au long de sa carrière, que ce soit dans ses travaux de recherche « de pointe » ou dans ses différentes positions académiques et de diffusion des savoirs scientifiques.

Après une décennie de réécriture des principes de la mécanique céleste newtonienne aux moyens nouveaux de l'analyse mathématique et en y intégrant les fluctuations statistiques, Laplace se lance dans un programme de travail orienté vers la chimie aux côtés de Lavoisier. Un travail qui l'éloignera dans un premier temps de la gravitation universelle – dont il identifie que ses effets sont négligeables pour les théories de la chaleur, de l'affinité chimique ou de la conduction électrique – et avant de l'y ramener avec la découverte de lois nouvelles, dues au jeune Coulomb, d'interactions en raison inverse du carré de la distance.

Les tumultes de la Grande Révolution jettent Laplace dans l'arène politique. Non pas qu'il y défende des convictions arrêtées : il servira chaque régime successif en lui manifestant une certaine « loyauté bureaucratique » - attitude qui lui permet certainement d'échapper à la guillotine qui a emporté quelques-uns de ses collègues comme Lavoisier.

mathématiques à l'Ecole royale militaire, qui lui donne les moyens d'aligner une douzaine de publications remarquées à destination de l'Académie des sciences.

Il y est nommé dès 1773 comme membre adjoint, et formule déjà son « acte de foi déterministe

Mais c'est en homme de convictions scientifiques qu'il intervient dans les institutions académiques qu'il dirige : l'Ecole normale de l'an III, l'école polytechnique où il succède à Monge, le comité du nouveau calendrier ou la commission des poids et mesures où Laplace contribue à instituer le système métrique, l'Institut des sciences et des arts, le Bureau des Longitudes... Sa carrière de savant, d'homme public et dirigeant d'institutions continue sous l'Empire et la Restauration : il garde la haute main sur l'académie des sciences et l'observatoire de Paris.

Malgré cette activité publique intense, il n'interrompt jamais ses recherches. Dès 1796, avec la publication de son « Exposition du système du monde », il se préoccupe de la large diffusion de savoirs à la pointe des découvertes de l'époque. Laplace assume ainsi sa position de porte-parole de la science française.

En mathématicien moderne, Laplace a réformé l'enseignement de l'école polytechnique qu'il dirigeait dans le sens de l'introduction des méthodes d'analyse mathématiques au détriment de la « géométrie descriptive » alors en vogue, bien que l'analyse rebutât les jeunes officiers d'artillerie auxquels elle semblait peu utile. Mais il est resté jusqu'au bout un « physicaliste », fondant ses mathématiques sur le plan de travail établi très tôt dans ses jeunes années : donner un sens aux phénomènes récurrents observés dans la nature.

Laplace n'avait pas le génie mathématique de Lagrange ni l'esprit philosophique de Condorcet. Mais il a mérité son surnom de Newton français pour avoir établi solidement les principes de la physique classique, tant au niveau du fond scientifique que des nombreuses institutions qu'il a dirigées, et des générations qu'il a formées. Il symbolise tout à la fois l'émergence du savant et du technocrate, la fondation d'un système d'enseignement supérieur, de laboratoires modernes et d'institutions scientifiques.

¹ Expression de Roger Hahn, auteur d'une biographie essentielle de Laplace, sous un angle d'histoire sociale des sciences.

² Mémoires de mathématique et de physique présentés à l'Académie royale des sciences par divers savants, et lus dans

ses assemblées, année 1773, t. VII, pp. 113-114 [Œuvres complètes], Paris, 1878-1916, cité par Roger Hahn dans « le système du monde »



Collection Archives Municipales d'Arcueil

www.arcueilhisteire.fr

Le château de Laplace à Arcueil. Collection des archives municipales d'Arcueil³

Entre 1806 et 1822, Laplace et Berthollet réunissent un cercle de scientifiques, le dimanche, dans leurs maisons voisines à Arcueil. Cette « société d'Arcueil » publie des *Mémoires de physique et de chimie* et permet aux deux savants vétérans de former la génération suivante : Joseph-Louis Gay-Lussac, Jean-Baptiste Biot, François Arago, Denis-Siméon Poisson... Si la société est dissoute en 1822 à la mort de Berthollet, les réunions continuent presque chaque semaine dans la demeure de Laplace, un petit château aujourd'hui disparu près de la station du RER B qui porte son nom. Encore en 1840, le savant Eugène Catalan écrivait à son mentor Joseph Liouville : « Si vous aviez à me faire une réponse, je vous prie, M. Liouville de me l'adresser au château d'Arcueil. J'y resterai pendant toutes les vacances. Je vous écris sous les ombrages illustrés par Berthollet, Dulong, Arago, Biot, Laplace, etc. ainsi, ma lettre, bien que fort mal écrite doit avoir un parfum scientifique. »⁴

Les réunions d'Arcueil sont fréquentées notamment par un certain Joseph Fourier, qui prononcera en 1827 l'éloge funèbre de son illustre aîné. Bien que de nombreux disciples de Laplace aient combattu les découvertes de Fourier à propos de la propagation de la chaleur, Laplace lui-même a appuyé dès 1809 le jeune mathématicien, en lui décernant un prix. S'il a été accusé de s'attribuer certaines de ses découvertes, on est encore loin à l'époque de la formalisation des transformations

de Laplace et de Fourier, et des liens entre les deux, que nous explorons dans ce dossier.

La transformation qui deviendra « de Laplace » seulement un siècle plus tard, apparaît incidemment dans ses travaux statistiques à partir de 1782, comme simple intermédiaire de calcul, généralisation d'une famille de solutions d'équations différentielles introduite en 1744 par Euler.

Pour en savoir plus sur Laplace et ses contributions :

Gillispie, Charles Coulston, Grattan-Guinness, [Ivor](#) : *Pierre-Simon Laplace, 1749-1827: A Life in Exact Science*, Princeton, Princeton University Press, 2000.

Hahn, Roger, *Le Système du monde. Pierre Simon Laplace. Un itinéraire dans la science*, Paris, Gallimard, 2004.

Hahn, Roger, *Correspondance de Pierre Simon Laplace (1749-1827)*, Turnhout, Brepols, 2013

³ www.arcueilhisteire.fr/article/la-maison-rewbell-laplace

⁴ Extrait des archives Eugène Catalan à l'université de Liège : https://donum.uliege.be/bitstream/2268.1/3445/1/MS1307_1.pdf, vues 182/183.

LA TRANSFORMATION DE LAPLACE DANS LES MATHÉMATIQUES POUR L'INGÉNIEUR

AURELIEN GAUTREAU & PASCAL RAINI & NORBERT VERDIER
Université Paris-Saclay

Résumé : La transformation de Laplace est largement utilisée dans les domaines du Génie Electrique. Dans cet article nous présentons les aspects historiques de l'introduction de transformation de Laplace sous sa forme contemporaine ainsi que sa déclinaison dans le domaine de l'enseignement. Nous décrivons en particulier son enseignement dans les formations scientifiques et techniques françaises depuis les années 1960 ?

I/ Introduction

Les métiers de l'électronique, de l'électrotechnique et de l'automatique sont friands de mathématiques. Ces professions font notamment usage du concept de transformation de Laplace qui associe, quand c'est possible, à un signal f une fonction définie par une intégrale : $F(p) = \int_0^{\infty} f(t)e^{-pt} dt$. Cette transformation est au cœur des cursus d'enseignement supérieur technique (STS, IUT, écoles d'ingénieurs et filières scientifiques et technologiques de nos universités) alors que dans les cursus de mathématiques, elle n'est considérée que comme un cas particulier de la transformation de Fourier, qui associe à un signal f son spectre : $F(v) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-2j\pi vt} dt$.

Nous limitons volontairement notre étude aux formes élémentaires de la transformation de Laplace, qui s'appliquent à des fonctions d'une seule variable réelle t , et qui plus est « causales », c'est-à-dire nulles pour $t < 0$. Les conditions intrinsèques de validité de cette famille de transformations, ainsi que l'introduction d'outils et d'objets utilisés par les physiciens depuis la fin du dix-neuvième siècle ont amené Laurent Schwartz (1915–2002) à développer sa théorie des distributions qui généralise la notion de fonctions. Bien que cette théorie soit enseignée en mathématiques appliquées dans les cursus d'ingénieur à partir de la L3, nous n'en traiterons pas ici, car la forme élémentaire de la transformée de Laplace est enseignée jusqu'en L2 sans introduire les distributions, et largement utilisée telle quelle par les professionnels. Pour les mêmes raisons, nous laisserons volontairement de côté les transformations de fonctions à plusieurs variables.

Dans une première partie nous étudierons l'émergence de la forme contemporaine de la transformation de Laplace élémentaire. La deuxième partie est consacrée à l'étude d'un ouvrage de référence dans la transmission de cette notion à des utilisateurs :

An introduction to the Laplace Transformation, du mathématicien australien John Conrad Jaeger (1907-1979) [Jaeger, 1953]. La troisième partie s'intéresse à l'enseignement de la transformée de Laplace, en France, dans les formations scientifiques et techniques depuis les années 1960.

II/ Des études historiques par Michael Deakin (1939-2014)

Michael Deakin est, semble-t-il, le premier à avoir retracé l'histoire de cette transformation. En avril 1980, il publie une courte note dans *The American Mathematical Monthly* [Deakin, 1980] qui précise sa démarche : « L'objectif de cet article [est] de montrer par des exemples spécifiques comment les versions antérieures de la théorie peuvent fonctionner en pratique - fonctionner, en fait, dans des cas où la théorie moderne standard échoue. » (Traduit par nos soins).

Quelques mois plus tard, sans doute encouragé par l'historien des mathématiques Ivor Owen Grattan-Guinness (1941-2014) qu'il remercie, Deakin publie coup sur coup deux articles dans les *Archive for History of Exact Sciences* [Deakin, 1981 & 1982] : « The development of the Laplace Transform, 1737-1937 : I. From Euler to Spitzer, 1737 – 1880 et II. From Poincaré to Doetsch, 1880–1937. »

Entre ses débuts attribués au mathématicien Leonhard Euler (1707–1783) en 1737 et l'ouvrage de référence de Gustav Doetsch¹ (1892-1977) en 1937 [Doetsch, 1937], deux siècles d'évolution des mathématiques d'un côté et d'émergences successives d'applications innovantes de l'autre ont permis de forger le concept de transformée de Laplace élémentaire sous sa forme contemporaine. Le rôle du mathématicien éponyme, Pierre-Simon de Laplace (1749-1827) lui-même, est reconnu en 1880 lorsque Henri Poincaré (1854-1912) adopte la terminologie « Transformation de Laplace », à la suite de George Boole (1815-1864). Les travaux décisifs du mathématicien autrichien Joseph

¹ Pour le rôle important joué par Doetsch dans la communauté mathématique de l'Allemagne nazie, nous renvoyons à l'article de Volker R. Remmert [Remmert, 1999].

Petzval (1807-1891) ne sont pas restés à la postérité par une des ruses de l'histoire².

Dans la seconde partie de son article, Deakin explique que la transformation moderne de Laplace est relativement récente. Elle a été utilisée pour la première fois par Harry Bateman (1882-1946) en 1910, puis explorée et codifiée par Doetsch dans les années 1920 avant de faire l'objet d'un manuel de référence en 1937 [Doetsch, 1937]. Dans les années 1920 et 1930, de nombreuses technologies nécessitent des mathématiques. Le calcul opérationnel de Oliver Heaviside (1850-1925) est très utilisé. Cependant la transformation de Laplace élémentaire sous sa forme contemporaine est vite devenue un outil privilégié.

Dix ans plus tard, Deakin revient sur le sujet et publie, toujours dans le même journal «The Ascendancy of the Laplace Transform and how it Came About» [Deakin, 1992]. Il montre comment la transformation de Laplace est entrée très rapidement dans les enseignements pour étudiants en ingénierie, peut-être plus rapidement qu'aucun autre concept théorique à peine achevé. Au sujet de ces enseignements que l'on qualifierait aujourd'hui en France de filières technologiques, Deakin cite John Conrad Jaeger (1907-1979), le mathématicien australien qui a écrit en 1949 l'ouvrage de référence sur la transformation de Laplace dans le monde anglo-saxon : *An introduction to the Laplace Transformation* [Jaeger, 1953].

III/ Transmettre la transformée de Laplace avec John Conrad Jaeger

Cet ouvrage a circulé dans tous les milieux scientifiques et techniques anglo-saxons dans l'immédiate après seconde guerre mondiale. Comme indiqué dans la préface à l'édition de 1953 : « Ce livre contient la substance de conférences données à des ingénieurs et des physiciens au National Standards Laboratory, à Sydney, en 1944, lorsque l'auteur était détaché au Radiophysics Laboratory du Council for Scientific and Industrial Research. » (Traduction par nos soins). Parmi les sept sources citées en préface par Jaeger, on trouve l'ouvrage fondateur de Doetsch [Doetsch 1937].

L'ouvrage de Deakin s'intègre dans une collection « Monographs on Physical Subjects » comptant une cinquantaine d'ouvrages au moment de la parution de l'édition de 1953. Il est succinct (cent trente pages d'un format de poche) et structuré en quatre chapitres : « Fundamental Theory », « Electric Circuit Theory », « Further Theorems and Their Applications » et « Partial Differential Equations ».

La construction du livre interpelle avec son deuxième chapitre consacré à des applications

techniques mais inséré entre deux chapitres relevant de la théorie mathématique. L'objectif de l'auteur est clair : permettre de rendre accessibles les résultats mathématiques de la transformation de Laplace pour un usage dans les sciences de l'ingénieur.

L'un des théorèmes centraux du premier chapitre est le théorème qui permet de calculer la transformée de la dérivée d'une fonction à l'aide de la transformée de la fonction :

$$\mathcal{L}(f')(p) = p\mathcal{L}(f)(p) - f(0^+),$$

où \mathcal{L} désigne la transformation de Laplace. Jaeger donne seulement l'idée de la démonstration fondée sur une intégration par partie. Il précise en note de bas de page qu'il suppose que les transformées de Laplace des fonctions manipulées existent. Il donne un contre-exemple montrant qu'on peut avoir divergence de l'intégrale en considérant $\exp(t^2)$ et s'empresse d'ajouter : « Ces fonctions ne sont pas susceptibles d'apparaître dans le type de problèmes auxquels la théorie est généralement appliquée ». (Traduit par nos soins).

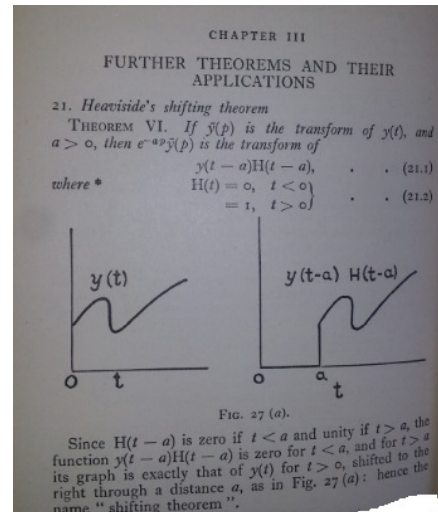


Illustration 1 : « Heaviside's shifting theorem » (théorème du déplacement de Heaviside)

Le troisième chapitre complète l'artillerie mathématique. La première section est relative au théorème dit « du retard » qu'il nomme : « Heaviside's shifting theorem » (théorème du déplacement de Heaviside) [Illustration 1]. Il s'agit de s'intéresser à l'influence du déplacement d'un signal sur sa transformée de Laplace.

mathématicien. Ce jugement a provoqué une polémique prolongée et publique entre les deux hommes, au cours de laquelle Spitzer a dénoncé Petzval comme étant un plagiaire de Laplace – à qui la transformation fut attribuée.

² Au début des années 1850, Petzval s'est brouillé avec Simon Spitzer (1826-1887), son ancien étudiant, un chercheur irritable, surtout connu pour avoir publié des tables d'intérêts composés, qui terminera recteur à Vienne et directeur d'une banque privée. Petzval ne considérait pas Spitzer comme un

Pour saisir la compréhension physique du phénomène de décalage, l'auteur a inséré une figure (manuscrite) dans le corps de texte. Il a aussi joint une note de bas de page que nous avons omise : elle concerne quelques remarques à propos de la fonction H dite « de Heaviside », qu'on note aujourd'hui couramment U et qu'on appelle « échelon Unitaire » dans un vocabulaire issu du traitement du signal. Le théorème est ensuite appliqué à différents exemples numériques ou généraux. Ainsi, son cinquième exemple est une application à une fonction T-périodique ; il opère comme suit [Illustration 2]:

EXAMPLE 5. A function $f(t)$ of period T , so that $f(t + rT) = f(t)$, if r is any integer.

$$\begin{aligned} \bar{f}(p) &= \int_0^{\infty} e^{-pt} f(t) dt = \int_0^T e^{-pt} f(t) dt + \int_T^{2T} e^{-pt} f(t) dt + \dots \\ &= \int_0^T e^{-pt} f(t) dt + e^{-pT} \int_0^T e^{-pt} f(t) dt + \dots \\ &= (1 + e^{-pT} + e^{-2pT} + \dots) \int_0^T e^{-pt} f(t) dt \\ &= \frac{1}{1 - e^{-pT}} \cdot \int_0^T e^{-pt} f(t) dt. \quad (21.7) \end{aligned}$$

(21.5) and (21.6) can of course be deduced from this result.

Illustration 2 : Transformée d'une fonction T-périodique.

Jaeger ne détaille pas le fait qu'on retombe sur une série géométrique (convergente) de raison $q = e^{-pT}$ dont la somme $\frac{1}{1-q}$ est simplement indiquée à la ligne suivante du calcul.

La quatrième section est consacrée à ce qu'il nomme « The superposition* theorem » [Illustration 3].

24. The superposition* theorem

THEOREM IX. If $\bar{y}_1(p)$ is the transform of $y_1(t)$, and $\bar{y}_2(p)$ is the transform of $y_2(t)$, then $\bar{y}_1(p)\bar{y}_2(p)$ is the transform of

$$\int_0^t y_1(t')y_2(t-t')dt' = \int_0^t y_1(t-t')y_2(t')dt'. \quad (24.1)$$

The proof † is not particularly difficult, but is omitted here as it depends on the transformation of double integrals, and involves only routine pure mathematics.

* Also referred to as the Composition, Convolution, or Faltung Theorem, and sometimes as Borel's or as Duhamel's Theorem. † C. and J., § 33 ; Doetsch, loc. cit., p. 161. The essential steps, which require justification and some conditions on the functions, are as follows :

$$\bar{y}_1(p)\bar{y}_2(p) = \int_0^{\infty} e^{-pu}y_1(u)du \int_0^{\infty} e^{-pv}y_2(v)dv = \iint e^{-p(u+v)}y_1(u)y_2(v)du dv,$$

where the double integral is taken over the quadrant $u > 0, v > 0$. In this put $u + v = t, v = t'$, then t' can take all values up to t , and t all values up to ∞ , and the double integral becomes

$$\int_0^{\infty} e^{-pt} dt \int_0^t y_1(t-t')y_2(t') dt'.$$

Illustration 3 : Transformation de Laplace d'un produit

Une première note de bas de page marquée par l'emploi de l'astérisque renvoie à d'autres dénominations : « composition », « convolution », « Faltung Theorem », « Borel's Theorem » ou « Duhamel's Theorem ». Il est désormais communément nommé « théorème du produit de convolution » : la transformée du produit de convolution est égale au produit classique des transformées. Jaeger explique la démonstration en introduisant une intégrale double puis opère à un changement de variables avant

d'utiliser ce que nous appelons désormais le théorème de Fubini.

Bien qu'à notre connaissance, il ne soit cité par aucun manuel de référence en français, l'ouvrage de Jaeger a incontestablement posé les bases de l'enseignement moderne de la transformation de Laplace dans les filières technologiques et scientifiques : des exemples mobilisés jusqu'aux formulations qui indiquent l'évitement des difficultés mathématiques pour pouvoir présenter l'efficacité de la méthode à de futurs professionnels.

IV/ Enseigner la transformée de Laplace, en France, dans les formations scientifiques et techniques depuis les années 1960.

La transformation de Laplace est au cœur de tous les programmes de l'enseignement scientifique et technique français : formations d'ingénieurs, classes préparatoires (au moins pour les voies technologiques), classes de BTS et formations d'IUT. Tous les manuels qui traitent le sujet ont été rédigés soit par des enseignants de mathématiques, ou des enseignants-chercheurs en mathématiques, mathématiques appliquées ou physique.

Tous ces ouvrages suivent peu ou prou le même mode d'exposition, très semblable à l'ouvrage fondateur de Jaeger. Après avoir donné la définition de la transformée de Laplace, sans forcément insister sur les conditions d'existence, sont calculés des transformées de fonctions élémentaires (fonction « Porte », fonction « Triangle » et fonction liées à l'exponentielles) ; puis sont indiquées les principales propriétés de la transformation. Les détails et les difficultés de certaines démonstrations sont souvent omis et les résultats sont toujours présentés sous forme d'une table telle que celle-ci [Illustration 5].

TRANSFORMÉES DE LAPLACE DE QUELQUES SIGNAUX

f_0 : impulsion, définie sur $[0, T]$
 f : onde associée, de période T

$f(t)$	$F_0(p)$	$F(p)$
	$\frac{1}{p}(1 - e^{-pT})$	$\frac{1 - e^{-pT}}{p(1 - e^{-pT})}$
	$\frac{1}{p}(1 - e^{-pT})^2$	$\frac{1}{p} \text{th} \left(p \frac{T}{4} \right)$
	$\frac{m}{p^2}(1 - e^{-pT}) - \frac{mT}{p}e^{-pT}$	$\frac{m}{p^2} - \frac{mT}{p} \frac{e^{-pT}}{1 - e^{-pT}}$

Illustration 5 : Extrait d'une table des principales transformées de Laplace [Thuillier & Belloc, 1986, Table 3].

Les physiciens travaillant sur les modélisations des circuits électriques ont une culture de la lecture des tables. Ils lisent des tables *a contrario* du mathématicien qui centre son attention sur l'obtention de résultats synthétiques qu'il démontre. La table remplace le calcul et fournit efficacement les résultats recherchés.

La transformation de Laplace fait partie des méthodologies qui consistent à transformer, si possible, un problème fonctionnel (comme une équation

différentielle) en un problème algébrique simple. On résout le problème algébrique puis, en inversant, on revient à une solution du problème originel [Verdier, 2000]. Ce va-et-vient entre ces deux domaines est assuré par des tables de correspondances recensant une liste de résultats. On peut envisager cette notion comme un élément de culture mathématique au sens large ; on peut aussi l'envisager comme étant partie intégrante d'une culture de l'ingénieur. En pratiquant ces tables, l'utilisateur – se souciant peu des conditions de validité – acquiert une pratique et une véritable culture spécifique.

Pour beaucoup d'applications, la notion clé est la notion d'équations différentielles. Dans quasiment tous les exemples mobilisés (littéralement tous ceux décrits dans un article de Daniel Duverney³ par exemple), l'équation différentielle serait pourtant soluble directement par la méthode algébrique usuelle⁴. Mais il semble que la méthode avec Laplace, une fois franchie le cap de son introduction, séduit davantage ce public particulier des ingénieurs par son caractère automatique.

Les différents programmes ou commentaires de programmes des classes dans lesquelles la transformée de Laplace est enseignée insistent sur ce caractère opérationnel. Par exemple, en classes préparatoires, la transformation de Laplace n'est pas au programme de mathématiques mais de « sciences de l'ingénieur ». Un commentaire précise : « L'utilisation de la transformée de Laplace ne nécessite aucun prérequis. Sa présentation se limite à son énoncé et aux propriétés du calcul symbolique strictement nécessaire à ce cours. Les théorèmes de la valeur finale, de la valeur initiale et du retard sont donnés sans démonstration. » [[Programme des classes préparatoires aux Grandes Ecoles, 2013]].

VI/ Éléments de conclusion

Paroxysme de l'utilisation des tables, il devient possible de présenter les applications de la transformée de Laplace sans même en donner la formule algébrique de fonction définie par une intégrale. Que reste-t-il alors des concepts mathématiques de la transformation de Laplace ? Paradoxalement, il en reste l'essentiel ! La définition pratique et accessible, l'épuration des difficultés inhérentes à la rigueur mathématique permettent un accès plus direct au concept pourtant très abstrait de spectre en fréquence. La connaissance de transformées de fonctions élémentaires associées aux propriétés usuelles de la transformation permettent d'introduire des objets exotiques comme le Dirac par exemple, sans introduire la théorie des distributions, mais sans en rester à la définition superficielle et

étriquée d'une fonction nulle partout mais infinie à l'origine.

Dans les cursus d'électronique et d'électrotechnique, la transformation de Laplace est aujourd'hui introduite dans un cours appelé « automatisme », « asservissement » ou encore « physique des capteurs et des systèmes ». Elle permet l'étude des systèmes linéaires à temps continu, en particulier dans les cas où le régime permanent ne suffit pas. Une introduction rapide mais rigoureuse sur le plan des concepts permet de fonder un raisonnement proprement scientifique sur les critères de rapidité, de précision et de stabilité d'un asservissement.

Ainsi introduite, la transformation de Laplace permet de retrouver les principaux résultats connus par ailleurs par les élèves des filières électroniques grâce à l'introduction des impédances complexes – introduction qui est, elle, rarement justifiée. En effet, on peut déduire les fonctions de transfert en fréquence de la transformation de Laplace grâce à des manipulations simples comme remplacer la variable p en $j\omega$ ⁵. François Bliot a décrit une méthode élégante pour en retrouver les coefficients de Fourier d'une fonction périodique⁶. Enfin les tables et méthodes de la transformation de Laplace permettent d'en déduire par discrétisation celles de son équivalent numérique : la transformation en Z, dont l'histoire reste à écrire.

VI/ Bibliographie

Bliot François

- [1] 1981. « Quand la transformée de Laplace devient série de Fourier », GeSi (Génie électrique service information), 2 (Novembre 1981), 21.

Deakin Michael A. B.

- [2] 1980. Euler's Version of the Laplace Transform. The American Mathematical Monthly. April 1980, 264–269.
- [3] 1981. "The Development of the Laplace Transform, 1737-1937 I. From Euler to Spitzer, 1737-1880." Archive for History of Exact Sciences, vol.25, n° 4, 1981, 343–390.
- [4] 1982. "The Development of the Laplace Transform, 1737-1937 II. From Poincaré to Doetsch, 1880-1937, Archive for History of Exact Sciences, vol.26, 351-381.
- [5] 1992." Archive for History of Exact Sciences, vol. 26, n° 4, 1982, 351–381. 1992. "The Ascendancy of the Laplace Transform and how it Came About",

³ « Quelques applications de la transformation de Laplace en physique » [Duverney, 1991a]

⁴ On résout l'équation sans second membre ; s'il s'agit d'une équation différentielle linéaire du second degré à coefficients constants, on détermine les solutions de l'équation caractéristique avant d'en déduire les solutions de l'équation différentielle homogène ; ensuite, on cherche une

solution particulière de l'équation puis en vertu du théorème dit « de superposition », on ajoute les solutions de l'équation homogène à la solution particulière.

⁵ « Calcul des transformées de Fourier à partir des transformées de Laplace » [Duverney, 1991b]

⁶ « Quand la transformée de Laplace devient série de Fourier », [Bliot, 1981].

Archive for History of Exact Sciences, 44, n°3,
1992, 265-286

Doetsch Gustav

- [6] 1937. *Theorie und Anwendung der Laplace-transformation*, Berlin, Verlag von Julius Springer, 1937.

Duverney Daniel

- [7] 1991a. « Quelques applications de la transformation de Laplace en physique », *Bulletin de l'APMEP*, 380 (septembre 1991), 475-488.
- [8] 1991b. « Calcul des transformées de Fourier à partir des transformées de Laplace », *Revue de mathématiques spéciales*, 101e année (1990-1991), Février 1991, 291-300.

Jaeger John Conrad

- [9] 1953. *An Introduction to the Laplace Transformation; Methuen's Monographs on physical subjects*; Methuen & Co: London, 1953.

Remmert Volker R.

- [10] 1999. « Mathematicians at War Power Struggles in Nazi Germany's Mathematical Community : Gustav Doetsch and Wilhelm Süss », *Revue d'histoire des mathématiques*, 5 (99), 7-59.

Thuillier Pierre & Belloc Jean-Claude

- [11] 1986. « *Analyse 3 : séries, intégrale de Laplace* », 3e tirage, Paris, Masson, 1986.

Verdier Norbert

- [12] 2000. « Les transformations fonctionnelles », *Tangente Sup*, 9 (2000), 22-26.

Sources sitographiques⁷

- [13] Programmes des classes préparatoires aux Grandes Ecoles (Annexe 3)

2013. Filière : scientifique Voie : Mathématiques, physique et sciences de l'ingénieur (MPSI)- Mathématiques et physique (MP)

Discipline : Sciences industrielles de l'ingénieur. Premières et secondes années.

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche, 2013. Voir <http://www.enseignementsup-recherche.gouv.fr>

⁷ Les sources sitographiques sont repérées dans notre corps de texte par des doubles-crochets de la forme [[Source]].

L'adresse sitographique est donnée et nous avons vérifié la validité du lien au moment de clore cet article.

QUELQUES EXEMPLES D'APPLICATIONS ACTUELLES DE LA TRANSFORMÉE DE LAPLACE EN GENIE ÉLECTRIQUE

AURELIEN GAUTREAU & PASCAL RAINI & NORBERT VERDIER
Université Paris-Saclay

Résumé : La transformation de Laplace élémentaire est un outil particulièrement efficace pour étudier les régimes transitoires des systèmes électroniques. Elle diffère en cela de la transformée de Fourier, qui est utilisée sous forme opérationnelle pour déduire les caractéristiques des régimes permanents des filtres à travers les calculs d'impédance.

Cet article présente quelques applications actuelles de la transformée de Laplace en GE.

I/ La transformation de Laplace dans les systèmes asservis

Les caractéristiques d'un régime transitoire sont particulièrement importantes à étudier en automatique dans la recherche de l'asservissement d'un système, permettant à la grandeur physique de sortie d'évoluer à l'aide d'une commande conçue à partir de la mesure de cette grandeur physique et d'une consigne.

Les qualités d'un asservissement se mesurent à sa rapidité, sa précision et sa stabilité – ce dernier critère étant absolument essentiel. Dans le cas, courant en électronique, où le système est linéaire (ou dans un état de fonctionnement qui permet de s'en tenir à l'approximation linéaire), les équations différentielles le décrivant sont elles-mêmes linéaires, le plus souvent à coefficients constants. Le second membre de l'équation représente la grandeur d'entrée.

Ces équations sont très souvent solubles par des méthodes simples et connues des étudiants de première année des filières concernées : solutions de l'équation homogène par l'équation caractéristique (algébrique), recherche d'une solution particulière (souvent par identification), superposition. Mais la transformée de Laplace offre un confort de résolution bien supérieur grâce aux nombreuses tables de transformées qu'il suffit d'apprendre à utiliser : elle transforme l'équation différentielle en une simple équation algébrique qui prendra la forme suivante : $S(p) = H(p)E(p)$ où S est la transformée de Laplace du signal de sortie $s(t)$ et E de l'entrée $e(t)$.

Le théorème de la valeur finale permet d'obtenir immédiatement la précision du système avant d'avoir écrit la transformée inverse pour déduire le signal de sortie : $s(t)|_{t \rightarrow \infty} = pS(p)|_{p \rightarrow 0}$

L'équation en Laplace permet du même coup de définir la fonction de transfert $H(p)$ comme le rapport entre la transformée de la sortie et la transformée de l'entrée. Cette fonction ne représente que l'effet du filtre, indépendamment de l'entrée, donc indépendamment aussi de la transformée de Laplace de l'entrée. Dans la plupart des systèmes et filtres construits

à partir de composants traditionnels, cette fonction donne un accès immédiat à la fonction de transfert de la transformée de Fourier qui permet l'analyse fréquentielle du système : $T(\omega) = H(j\omega)$, ce qui revient simplement à changer p par $j\omega$.

Ce passage à la fonction de transfert en fréquence présente peu d'intérêt pour les filtres usuels puisque $T(\omega)$ est accessible par des calculs habituels (Millman) sur les circuits en introduisant les impédances complexes. Mais il offre un critère de stabilité des systèmes asservis simple et praticable. Les méthodes de transformation de Laplace commanderaient l'étude du signe de la partie réelle des pôles de la fonction de transfert en boucle fermée (FTBF). Mais le pont avec l'analyse fréquentielle permet un critère équivalent : le système est stable si et seulement si le gain du diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) est inférieur à 0dB lorsque la phase est à -180° .

II/ Laplace : une transformation pour les retrouver toutes

La simplicité de l'équivalence entre les fonctions de transfert de Laplace et les fonctions de transfert de l'analyse fréquentielle (Fourier), tient à la propriété commune de ces deux transformations, qui est leur raison d'être :

$$\mathcal{L}(s')(p) = p\mathcal{L}(s)(p) - s(0^+), \text{ pour Laplace et}$$

$$\mathfrak{F}(s')(\omega) = j\omega\mathfrak{F}(s)(\omega), \text{ pour Fourier}$$

La fonction de transfert ne représente que l'effet du système, indépendamment de l'entrée. Une fois remplacé p par $j\omega$, la seule différence entre ces deux expressions est la présence dans Laplace d'une condition initiale de la sortie, $s(0^+)$, phénomène attendu du fait que Laplace permet de sonder le régime transitoire et Fourier le régime permanent. De ce point de vue, le choix d'une valeur initiale de la sortie, effectué au préalable par l'expérimentateur, se rapproche en fait d'une condition d'entrée, et doit être exclu de la définition de la fonction de transfert. Algébriquement, ces termes constants rejoignent facilement le second membre.

Du point de vue des fonctions de transfert, donc, l'équivalence entre Laplace et Fourier est immédiate.

Ce n'est pas le cas des entrées car les deux transformations s'appliquent à des fonctions très différentes : Laplace à des fonctions causales et Fourier à des fonctions qui ne divergent pas en l'infini¹. Cependant on peut montrer aisément que ces deux conditions se rencontrent pour les fonctions causales et dont les pôles de la transformée de Laplace sont de partie réelle négative (ce qui assure que la fonction de départ ne croît pas exponentiellement). Dans ce cas, nous obtenons par définition la correspondance simple déjà remarquée : $\mathfrak{F}(f)(\omega) = \mathcal{L}(f)(j\omega)$.

On obtient un résultat similaire pour les fonctions à support négatif (c'est-à-dire $f(t) = 0$ pour $t < 0$) en remarquant que la fonction $f(-t)$ est causale : $\mathfrak{F}(f)(\omega) = \mathcal{L}(f)(-j\omega)$. Ainsi, lorsque les conditions sont réunies, on obtient la transformée de Fourier d'un signal quelconque en additionnant la transformée de son support positif et celle de son support négatif, toutes deux obtenues grâce aux tables de Laplace. Par exemple, connaissant la transformée de l'exponentielle monolatérale causale ($f(t) = e^{-at}U(t) \xrightarrow{\mathcal{L}} F(p) = \frac{1}{p+a}$) on en déduit la transformée de Fourier de l'exponentielle décroissante symétrique, à condition que $a > 0$:

$$g(t) = e^{-a|t|} \xrightarrow{\mathfrak{F}} \frac{1}{j\omega+a} + \frac{1}{-j\omega+a} = \frac{2a}{\omega^2+a^2}$$

Ce type de raisonnement permet aussi de retrouver les coefficients de Fourier d'un signal T -périodique $f(t)$ à partir de la transformée de Laplace de son motif $m(t)$. La fonction m est donc nulle partout sauf sur la durée d'une période (qu'on choisit dans les temps positifs afin que m soit causale) où elle est égale à f et vérifie : $f(t) = \sum m(t - nT)$ (toutes les sommes portent sur les entiers relatifs).

Soit $M(p)$ la transformée de Laplace de $m(t)$. Sans divergence dans le motif, les conditions sont réunies pour en déduire sa transformée de Fourier $\mathfrak{F}(m)(\omega) = M(j\omega)$. A l'aide d'un théorème de retard, on en déduit la transformée de Fourier de f : $\mathfrak{F}(f)(\omega) = \sum e^{-jnT\omega} M(j\omega)$. La transformée du motif se factorise, laissant une somme infinie d'exponentielles complexes : on reconnaît le peigne de Dirac en fréquence, d'espacement $\frac{2\pi}{T}$. Il en résulte que $\mathfrak{F}(f)(\omega) = \sum \frac{2\pi}{T} M\left(\frac{j2n\pi}{T}\right) \delta\left(\frac{2n\pi}{T}\right)$, d'où la série de Fourier : $f(t) = \sum \frac{1}{T} M\left(\frac{j2n\pi}{T}\right) e^{j\frac{2n\pi}{T}t}$.

Les coefficients de Fourier complexes sont donc donnés par la relation simple, en utilisant les notations habituelles : $c_n = \frac{1}{T} M\left(\frac{j2n\pi}{T}\right)$

¹ Ces critères partiels sont présentés ici de manière peu rigoureuse et simplifiés à l'extrême.

COMMANDE EN TEMPS RÉEL D'UN HACHEUR QUATRE QUADRANTS SOUS MATLAB/SIMULINK ET ARDUINO

L.BENBAOUCHE, B.AMGHAR.

IRC ESTP, 28 avenue du Président Wilson, 94234 CACHAN France.

Résumé : Dans cet article, nous proposons la commande en temps réel d'un hacheur quatre quadrants par la technique de modulation de largeur d'impulsions (MLI) sous Matlab/Simulink et Arduino, qui est efficace et flexible. La première étape est consacrée à l'étude et la conception de l'appareil de commande grâce à la simulation, réalisée par le logiciel Matlab/Simulink, sur l'ordinateur « hôte ». La seconde étape est l'exécution de l'application à partir de la carte Arduino « cible ».

Le Package de support Simulink pour le matériel Arduino permet de créer et d'exécuter des modèles Simulink sur des cartes Arduino.

Le logiciel Matlab/Simulink, combiné avec la carte Arduino, nous donne les outils nécessaires pour réaliser facilement de générer les signaux de commande à modulation de largeur d'impulsions (MLI). Les résultats expérimentaux obtenus montrent l'efficacité du logiciel Matlab/Simulink appliqué à l'électronique de puissance.

Mots-clés : Commande en temps réel, Matlab et Simulink, Arduino, hacheur, MLI.

I/ Introduction

Pour vérifier le bon fonctionnement d'un hacheur à quatre quadrants en temps réel, il est nécessaire de concevoir un appareil de commande qui applique la technique de modulation de largeur d'impulsions et qui permet de générer les signaux de commande.

Le logiciel Matlab/Simulink permet de former les impulsions de commande des différents interrupteurs (transistors) du hacheur et de gérer la commande en temps réel. Nous avons donc simulé le modèle d'un hacheur commandé en temps réel et connecté à une charge inductive puis et à un moteur à courant continu.

La carte d'Arduino est constituée de ports d'entrées et de sorties et d'un microcontrôleur et de périphériques permettant d'interagir avec son environnement. Elle peut aussi communiquer avec un ordinateur grâce à son port USB. Le langage d'Arduino est basé de plusieurs langages qui sont : C, C++ etc.

Le Package de support MATLAB pour le matériel Arduino permet d'utiliser MATLAB pour communiquer avec une carte Arduino.

Le Package de support Simulink pour le matériel Arduino permet de créer et d'exécuter des modèles Simulink sur des cartes Arduino. Le package de support comprend une bibliothèque de blocs Simulink pour configurer et accéder aux capteurs, actionneurs et interfaces de communication Arduino. Il permet également de surveiller et de régler de manière interactive les algorithmes développés dans Simulink lorsqu'ils s'exécutent sur Arduino.

La configuration de la commande est constituée essentiellement d'un ordinateur hôte, d'une carte d'Arduino cible et d'un hacheur connecté à une charge.

II/ Hacheur

La figure 1 montre le schéma équivalent au principe du hacheur quatre quadrants. La diode et le transistor sont remplacés par un interrupteur idéal.

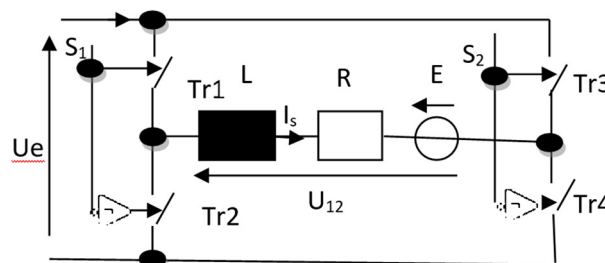


Figure 1 : Schéma équivalent du hacheur

2.1. Courant i_s [2] et [3]

La variable d'état est le courant de charge i_s qui est décrit par :

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$: Tr1 et Tr4 sont fermés, Tr2 et Tr3 sont ouverts.

$$\frac{di_s}{dt} = -\frac{R}{L}i_s + \frac{1}{L}(u_{12} - E) \quad ; i_0 \quad (1)$$

$$U_{12} = U_e$$

D'où :

$$i_s = I_{s \min} e^{-\frac{t}{\tau}} + \frac{U - E}{R} (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \quad (2)$$

$$\text{Avec } \tau = \frac{L}{R}$$

$\alpha T < t \leq T$: Tr₁ et Tr₄ sont ouverts, Tr₂ et Tr₃ sont fermés.

$$\frac{di_s}{dt} = -\frac{R}{L}i_s + \frac{1}{L}(u_{12} - E) \quad ; i_0 \quad (5)$$

$$U_{12} = -U_e$$

D'où :

$$i_s = I_{sMax} e^{-\frac{(t-\alpha T)}{\tau}} + \frac{-U_e - E}{R} \left(1 - e^{-\frac{(t-\alpha T)}{\tau}}\right) \quad (3)$$

Avec $\tau = \frac{L}{R}$

Valeurs maximale et minimale du courant : [3]

$$I_{sMax} = \frac{U_e \left(1 - 2e^{-\frac{\alpha T}{\tau}} + e^{-\frac{T}{\tau}}\right) - E}{R(1 - e^{-\frac{T}{\tau}})} \quad (4)$$

$$I_{sMin} = \frac{-U_e \left(1 - 2e^{-\frac{(1-\alpha)T}{\tau}} + e^{-\frac{T}{\tau}}\right) - E}{R(1 - e^{-\frac{T}{\tau}})} \quad (5)$$

Ondulation crête à crête :

$$\Delta I_{sx} = \frac{2U_e \left(1 - e^{-\frac{\alpha T}{\tau}} - e^{-\frac{(1-\alpha)T}{\tau}} + e^{-\frac{T}{\tau}}\right)}{R(1 - e^{-\frac{T}{\tau}})} \quad (6)$$

2.3 Simulation

La figure 2 montre le schéma de simulation pour résoudre l'équation différentielle.

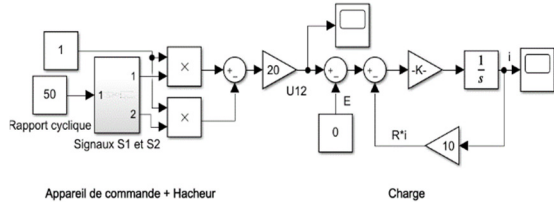


Figure 2 : Simulation du hacheur.

La figure 3 montre l'allure du courant i_s pour un rapport cyclique $\alpha=0.5$ et fréquence 100 Hz.

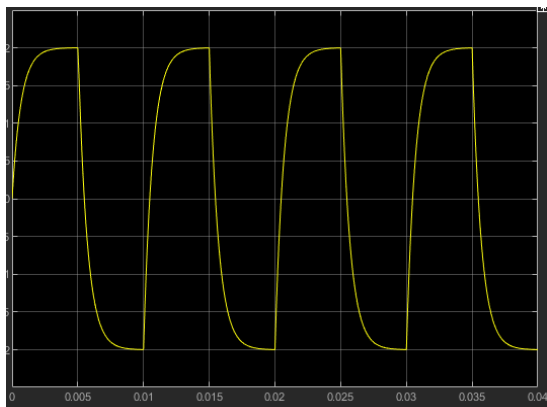


Figure 3 : Le courant i_s

La figure 4 représente le schéma de simulation qui permet de déterminer la valeur maximale, la valeur minimale et la valeur de l'ondulation du courant

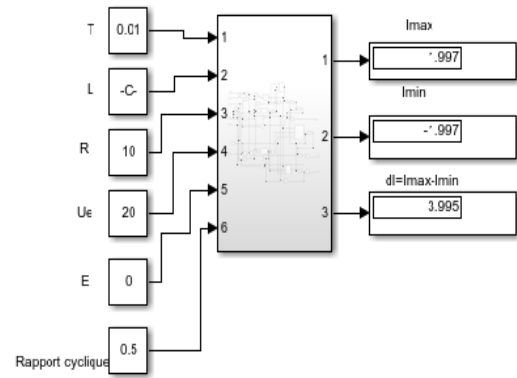


Figure 4 : I_{max}, I_{min} et dl.

2.4. Signaux de commande S1 et S2

La technique de modulation de largeur d'impulsions consiste à calculer l'instant de commutation du transistor de manière à répondre à certains critères portant sur le rapport cyclique.

La figure 5 représente la réalisation des signaux de commande S₁ et S₂.

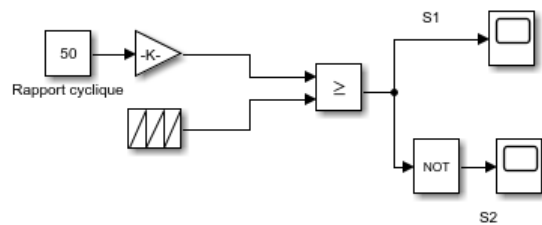


Figure 5 : Réalisation de S₁ et S₂.

Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

La figure 6 représente le signal de commande S₁ des transistors (Tr₁ et Tr₂) de la branche 1 du hacheur de rapport cyclique $\alpha=0.5$ et de fréquence 100 Hz.

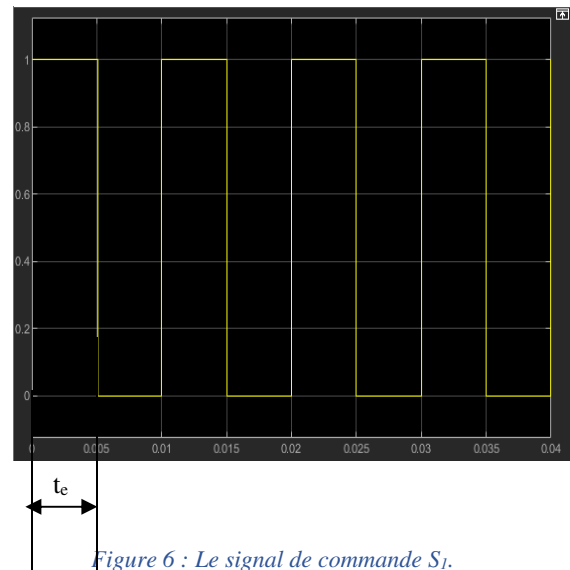


Figure 6 : Le signal de commande S₁.

$t_e = \alpha T$ correspond à la durée où le transistor Tr₁ fermé et Tr₂ est ouvert.

$\alpha T < t \leq T$:

La figure 7 représente le signal de commande S₂ des transistors (tr₃ et tr₄) de la branche 2 du hacheur.

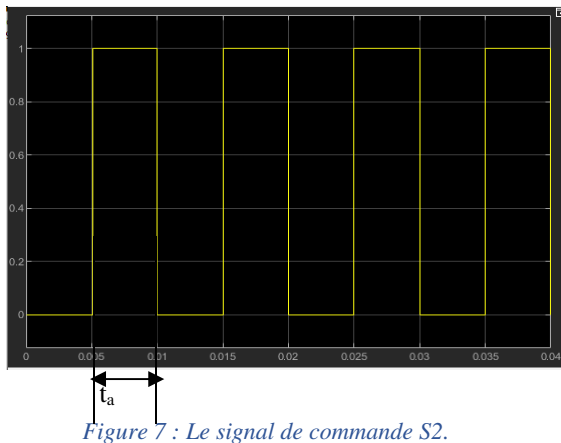


Figure 7 : Le signal de commande S2.

$t_a = (1 - \alpha)T$ correspond à la durée où le transistor Tr₃ est fermé et Tr₄ est ouvert.

La figure 8 représente la tension de sortie du hacheur pour un rapport cyclique $\alpha=0,5$.

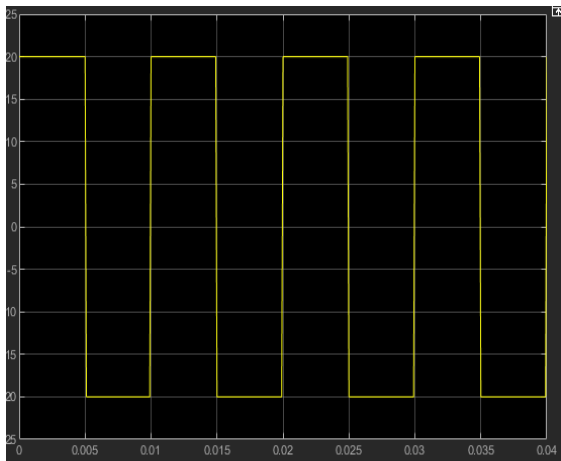


Figure 8 : la tension de sortie du hacheur

III/ Système réel

La configuration matérielle de la commande proposée est constituée essentiellement d'un ordinateur hôte, d'une carte d'Arduino cible et d'un système qui est composé d'un hacheur et d'un moteur à courant continu.

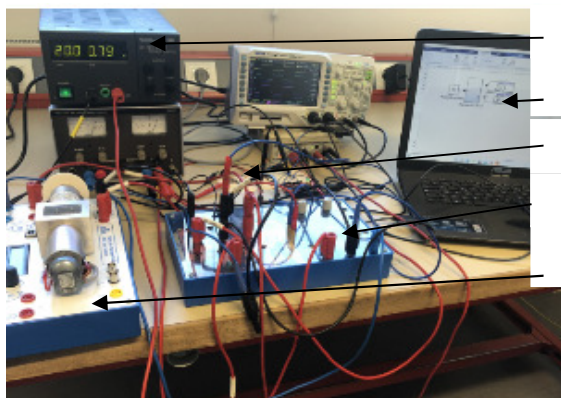


Figure 9 : Maquette.

- 1) Source de tensions.
- 2) Ordinateur.
- 3) Carte Arduino.

- 4) Hacheur.
- 5) Moteur.

3.1. Arduino Target

Pour utiliser la carte Arduino comme cible, il faut installer « Simulink Support Package for Arduino Hardware ».

On ajoute des blocs Simulink et blocs Digital Output à partir de la librairie Simulink Support Package for Arduino Hardware.

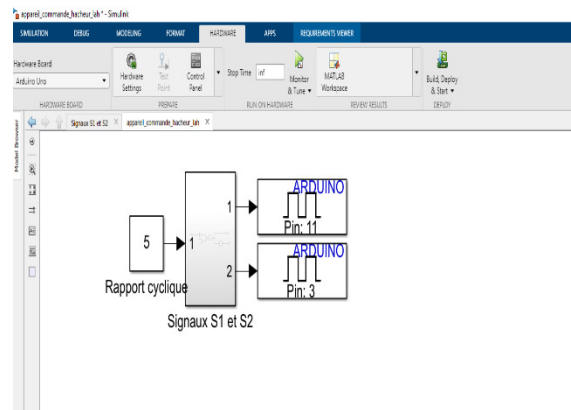


Figure 10 : Signaux de commande S1 et S2.

Dans l'onglet **Simulation**, puis **Model configuration parameters**.

Dans l'onglet **Hardware Implémentation** :

Choisir Hardware board : Arduino Uno.

Host-board Connection: Set host COM port: Manually , COM port number : 3

Serial port baud rate 115200

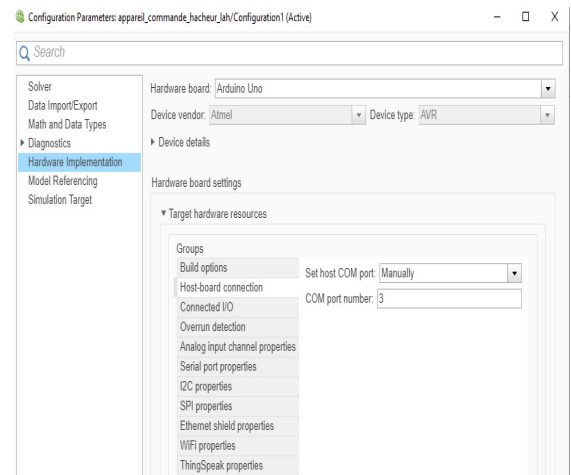


Figure 11 : Hardware Implémentation.

Dans l'onglet **Solver** :

Modifier le Stop time et mettre inf. Dans Solver Options, Type, choisissez Fixed-step, et ensuite choisissez une période d'échantillonnage.

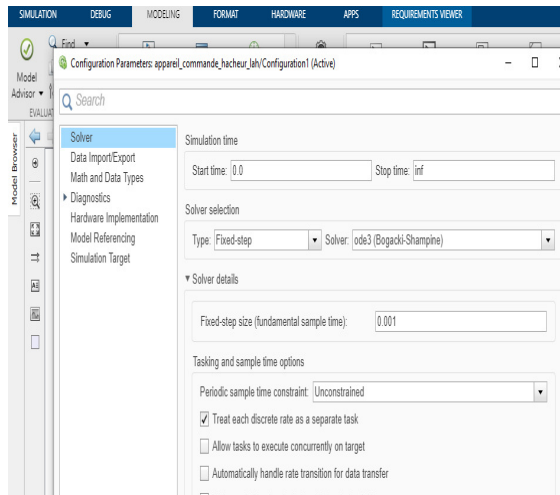


Figure 12 : Solver.

Pour accéder au réglage des paramètres. Il n'est pas nécessaire de ré exécuter le modèle chaque fois qu'on modifie des paramètres., on utilise le bouton **Monitor and Tune**

3.2. Résultat

La figure 13 représente les signaux de commande S_1 et S_2 , la tension de sortie du hacheur ainsi que le courant qui traverse la charge.



Figure 13 : Résultats.

1. Signal de commande S_1 .
2. Signal de commande S_2 .
3. Tension U_{12} .
4. Courant de charge I_s .

IV/ Conclusion

Les résultats obtenus permettent de valider les algorithmes de commande et l'utilisation du logiciel Matlab/Simulink confère une interactivité et une flexibilité dans la commande en temps réel.

V/ Bibliographie

- [1] M. Mokhtari et M. Marie, Applications de MATLAB 5 et SIMULINK 2, Springer
- [2] Guy Chateigner, Michel Boès, Daniel Bouix, Jacques Vaillant et Daniel Verkindère, Manuel de Génie Electrique, Dunod
- [3] Christophe François, Génie électrique, Ellipses
- [4] Klaus Bystron, Leistungselectronik, Hanser

Anthony Juton, Xavier Rain, Valérie Sauvant-Moynot,
François Orsini, Christelle Saber, Seddik Bacha,
Olivier Béthoux, Éric Labouré



TECHNOLOGIES DES VOITURES ÉLECTRIQUES

Motorisations, batteries, hydrogène,
recharge et interactions réseau

Préfaces de Patrick Bastard, directeur
de la recherche, Groupe Renault
et Carla Gohin, vice-présidente
Recherche et Innovation, Stellantis



DUNOD

COLLECTION TECHNIQUE & INGÉNIERIE ÉLECTROTECHNIQUE



TECHNOLOGIES DES VOITURES ÉLECTRIQUES

L'électrification des véhicules routiers est au cœur de la communication, des innovations et des investissements des constructeurs automobiles. Rarement l'histoire aura vu une filière industrielle effectuer une mutation aussi rapide, renonçant à une prédominance de la motorisation thermique au profit de la motorisation électrique.

Fruit du travail d'une équipe complémentaire de chercheurs, enseignants et ingénieurs, cet ouvrage détaille l'ensemble de l'écosystème impacté par l'électrification des véhicules :

- Les technologies présentes et à venir de la **motorisation** des véhicules électriques.
- Les **batteries** Li-Ion et les recherches pour les améliorer.
- Les **chargeurs** du quotidien comme les chargeurs très haute puissance.
- Les contraintes mais aussi les bénéfices liés aux **interactions des véhicules avec le réseau** électrique (V2G).
- Le fonctionnement et les avancées dans le domaine des piles à combustible pour l'usage de **hydrogène sur les véhicules routiers**.

En outre, deux annexes rappellent les fondamentaux des machines électriques et de l'électronique de puissance.

Ce livre accompagnera les ingénieurs et techniciens du secteur automobile dans cette nécessaire mutation des compétences, tout en évoquant les innovations à venir.

POINTS FORTS

- ✓ Une équipe d'auteurs associant enseignants/chercheurs et experts de l'industrie.
- ✓ Un champ de compétences très large, de l'électrochimie à la régulation du réseau.
- ✓ Une présentation complète et approfondie de l'écosystème voiture électrique, réseau et hydrogène compris.
- ✓ Un contenu à jour des innovations les plus récentes.
- ✓ Les perspectives pour le futur.



8574515
ISBN 978-2-10-081806-8



Des compléments à
l'ouvrage sont disponibles en
téléchargement sur le site
dunod.com.

Anthony Juton
Professeur agrégé
de physique appliquée
ENS Paris-Saclay.

Xavier Rain
Docteur et professeur agrégé
de génie électrique IUT de
Cachan.

Valérie Sauvant-Moynot
Chef de département IFPEN
Electrochimie et Matériaux.

François Orsini
Chef de projet Innovation
Renault.

Christelle Saber
Docteur/Ingénieur EnPu
Safran.

Seddik Bacha
Professeur des Universités
Université Grenoble Alpes.

Olivier Béthoux
Professeur des Universités
GeePs/Sorbonne-Université.

Éric Labouré
Professeur des Universités
Université Paris-Saclay.

Ont également contribué
à cet ouvrage :

Mimoun Askeur
Responsable R&D/Expert
EnPu Valeo.

Larbi Bendani
Expert EnPu Valeo-Siemens.

Antoine Cizeron
Doctorant GeePs - SATIE.

Éric Gimet
Expert EnPu Stellantis.

Fabrice Le Berr
Chef de département IFPEN.

Régis Le Drézen
Chef de département Mobilité
électrique Enedis.

Cédric Léonard
Chef de pôle RTE.

Sid-Alli Randil
Ingénieur R&D Renault/
Vedecom.

Najib Rouhana
Docteur/Ingénieur EnPu
Safran.

Damien-Pierre Saintflou
Chef de projet Recharge
Stellantis.

DUNOD
une page d'avance

En tant que membre de la SEE, vous bénéficiez de nombreux avantages



1 **Élargir son réseau professionnel par la participation à des structures de réflexion adaptées**

• 6 Clubs techniques

- Cybersécurité et Réseaux Intelligents (CRI)
- Capteurs et Systèmes ElectroMagnétiques (CSEM)
- Eco-conception en Génie Electrique (EGE)
- Ingénierie des Systèmes d'Information et de Communication (ISIC)
- Systèmes Electriques (SE)
- Stockage et Moyens de Production (SMP)

• 6 Groupes régionaux

2 **Participer et bénéficier de tarifs préférentiels pour les Conférences et Journées d'études SEE**

- Conférences nationales et internationales
- Journées d'études thématiques
- Conférences-débats
- Congrès internationaux, en partenariat ou non avec d'autres sociétés scientifiques

3 **Consulter et télécharger gratuitement les publications (REE et 3EI) en version numérique et s'abonner aux publications papier à tarif préférentiel**

- **La Revue de l'électricité et de l'électronique (REE)** est destinée aux ingénieurs, chercheurs, enseignants, décideurs techniques et économiques intéressés par les secteurs de l'électricité, de l'électronique, de l'information et de la communication. Paraissant cinq fois par an, la revue s'articule autour de dossiers techniques, flash-infos, articles invités, entretiens avec des personnalités du monde de la recherche et de l'industrie.
- **La revue 3EI** est une publication trimestrielle destinée aux professeurs, universitaires et industriels concernés par l'enseignement de l'électricité et de l'électronique industrielle.

4 **S'engager dans une association qui reconnaît les talents et crée une émulation parmi ses membres**

- Grades senior et émérite SEE
- Remise de prix et trophées pour les professionnels confirmés, jeunes actifs et étudiants (Brillouin-Glavieux, général Ferrié, André Blanc Lapierre...)
- Remise de médailles (Ampère, Blondel...)

Pour rejoindre la SEE, deux modes d'adhésion :



Adhésion individuelle :
 via le site www.see.asso.fr
 ou le bulletin d'adhésion



Adhésion collective :
 partenariat d'entreprise ou
 d'école via des conventions

NOUS CONTACTER :

SEE - Service adhésions - 17 rue de l'amiral Hamelin - 75116 Paris - France
 +33 (0)1 56 90 37 17 - adhesion@see.asso.fr - www.see.asso.fr

Abonnez-vous à la

La REE est une publication trimestrielle de la SEE

REE

REVUE DE
L'ÉLECTRICITÉ
ET DE
L'ÉLECTRONIQUE

Choisissez votre formule d'abonnement pour 2022:



Version papier

5 numéros : mars, mai, juillet, octobre, décembre.
Distribution postale

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 125 € TTC	<input type="checkbox"/> 142,43 € HT*



Version numérique

Accès aux publications numériques
ouvert pendant un an à compter de la date du paiement

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 90 € TTC	<input type="checkbox"/> 88,15 € HT



Version duo

Version imprimée
+ version numérique

France & UE	Hors UE
<input type="checkbox"/> 155 € TTC	<input type="checkbox"/> 171,81 € HT*

Votre adhésion à la SEE

<input type="checkbox"/> Standard	<input type="checkbox"/> Retraité	<input type="checkbox"/> Enseignant	<input type="checkbox"/> Jeune actif (< 35 ans)	<input type="checkbox"/> Etudiant	<input type="checkbox"/> En recherche d'emploi
125 € TTC	65 € TTC			15 € TTC	

+ Votre abonnement REE (Tarif réservé aux adhérents, version papier)

France & UE : 63 € TTC Hors UE : 81,70 € HT*

TVA de la revue REE : 2,1%. Adhésion collective possible via des conventions de partenariat - Contactez-nous à : sg@see.asso.fr
* Prix final incluant des frais de transports de 20 €

Adresse de livraison

Nom* :

Prénom* :

Adresse* :

Code postal* : Pays* :

Ville* :

Tél.* :

e-mail* :

*Obligatoire

Adresse de facturation (Si différente)

Je joins le bon de commande administratif N°
et je désire recevoir une facture au nom de mon employeur pour paiement à réception

Raison sociale de l'employeur :

Service : Activité (facultatif) :

Adresse :

Code postal : Ville :

Pays : N° TVA :

N° TVA intracommunautaire : obligatoire pour règlement HT en UE hors de France

Votre règlement

Je règle la somme de €

par Chèque à l'ordre de la SEE

Virement après réception de la facture

Carte bancaire (Visa, Eurocard/Mastercard)

N° Carte

Date de validité N° cryptogramme (3 derniers chiffres au dos de la carte)

e-mail* :

Date* Signature* et cachet si il y a lieu :

*Obligatoire

BULLETIN À COMPLÉTER ET RENVOYER À : SEE - 17 rue de l'Amiral Hamelin - 75116 Paris - France
Tél. +33(0)1 56 90 37 17 - abo@see.asso.fr

ABONNEMENT PLUS RAPIDE : www.see.asso.fr



Je consens à recevoir les autres diffusions de la SEE & de ses activités (congrès, soirées débats, revues, etc.) qui sont extérieures aux diffusions liées à mon abonnement.

Conformément aux dispositions légales et réglementaires en matière de données personnelles, les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par la SEE (Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information et de la communication) pour la mise en place et le suivi de l'abonnement souscrit ainsi que pour l'envoi de courriers, e-mails de réabonnements. Elles sont conservées et sont destinées à être utilisées par la SEE et les prestataires techniques de la SEE afin de permettre la bonne réception du magazine et d'assurer le service client. Vous pouvez exercer votre droit d'accès aux données vous concernant par courrier : SEE - Service abonnements 17 rue de l'Amiral Hamelin 75116 Paris ou par le formulaire de contact du site web : www.see.asso.fr. Offre valable du 01/10/2021 au 30/09/2022 dans la limite des quantités disponibles.

Commandez les numéros de

La Revue 3E.I

Les archives de la 3E.I, pour partager l'enseignement du génie électrotechnique et de l'électronique industrielle

N°95/2019



Innovation du GE dans les transports

N°96/2019



Réseaux à faibles consommations et longue portée

N°97/2019



Capteurs et applications médicales

N°98/2019



Projets étudiants

N°99/2020



Véhicule électrifié, avenir de l'automobile ?

N°100/2020



Véhicule électrifié, avenir de l'automobile ? (suite)

N°101/2020



Idées de projets et enseignement à distance

N°102/2020



Idée de projets et enseignements à distance

N°103/2021



Enseignement du Génie Electrique à distance

N°104/2021



Ampère 200 ans

N°105/2021



Avion et électricité, vers une baisse des émissions de gaz à effet de serre ?

N°106/2021



Petit voyage au pays de la robotique

La 3E.I est une publication trimestrielle de la SEE. Vous pouvez commander les numéros parus dans la limite des stocks disponibles en remplissant le formulaire ci-dessous. Liste complète des archives disponible sur le site www.see.asso.fr

Tarif unique au numéro

Prix unitaire TTC (TVA 2,10 %)

France & UE*

Hors UE*

12 €

22,21€

Je commande :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

N° : Année :

*Frais de livraison inclus

Adresse de livraison

Nom :

Prénom :

Société :

N° TVA* :

Adresse :

Code postal : Pays :

Ville :

Tél. :

e-mail :

*Obligatoire pour les pays de l'UE

Votre règlement

Je règle la somme totale de € (TVA 2,10 %)

par Chèque à l'ordre de la SEE

Virement après réception de la facture

Carte bancaire (Visa, Eurocard/Mastercard)

N° Carte

Date de validité N° cryptogramme (3 derniers chiffres au dos de la carte)

Date* Signature* et cachet si il y a lieu :

*Obligatoire

**BULLETIN À COMPLÉTER ET RENVOYER À : SEE - 17 rue de l'Amiral Hamelin - 75116 Paris - France
Tél. +33(0)1 56 90 37 17 - abo@see.asso.fr**

Je consens à recevoir les autres diffusions de la SEE & de ses activités (congrès, soirées débats, revues, etc.) qui sont extérieures aux diffusions liées à mon abonnement.

Conformément aux dispositions légales et réglementaires en matière de données personnelles, les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par la SEE (Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information et de la communication) pour la mise en place et le suivi de l'abonnement souscrit ainsi que pour l'envoi de courriers, e-mails de réabonnements. Elles sont conservées et sont destinées à être utilisées par la SEE et les prestataires techniques de la SEE afin de permettre la bonne réception du magazine et d'assurer le service client. Vous pouvez exercer votre droit d'accès aux données vous concernant par courrier : SEE - Service abonnements 17 rue de l'Amiral Hamelin 75116 Paris ou par le formulaire de contact du site web : www.see.asso.fr. Offre valable du 01/01/2022 au 30/09/2022 dans la limite des quantités disponibles.

