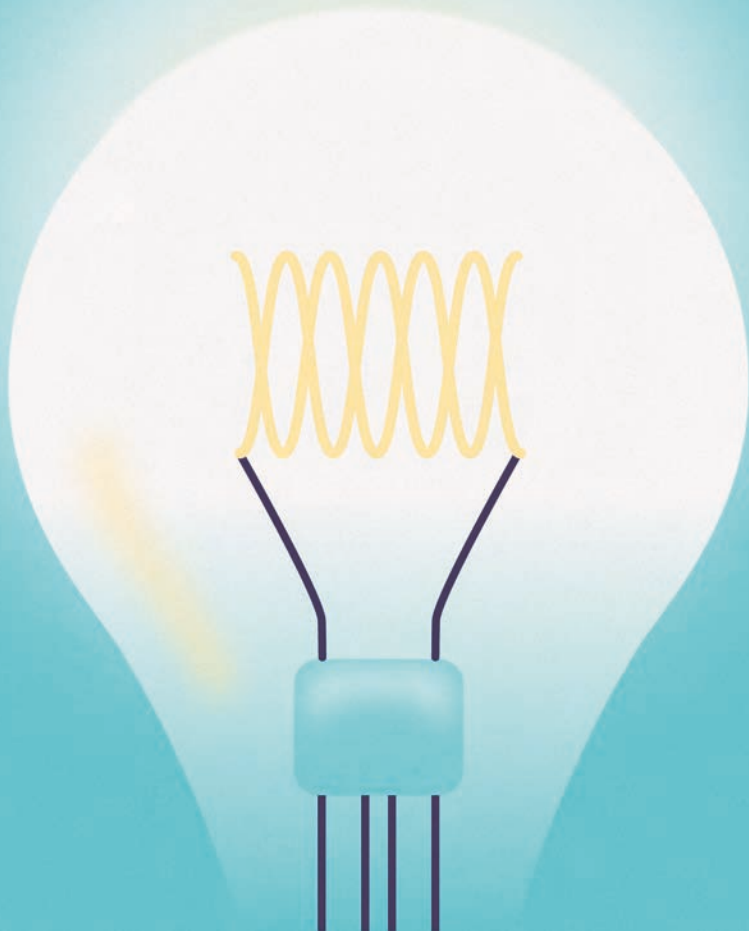


ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE À LA CROISÉE DES CHEMINS ET DES SAVOIRS



DIRECTION

Patrick Schembri & Hynd Remita

WORKSHOP MOMENTOM

21 novembre 2019
MSH Paris-Saclay



8

ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

*La transition énergétique actuelle
à la croisée des chemins et des savoirs*

WORKSHOP MOMENTOM

21 novembre 2019

MSH Paris-Saclay

DIRECTION

Patrick Schembri

Hynd Remita



©MSH Paris-Saclay Éditions, 2021.

4, avenue des Sciences, 91190 Gif-sur-Yvette

www.msh-paris-saclay.fr

ISBN 978-2-490369-07-2

Énergies « nouvelles » et société

*La transition énergétique actuelle
à la croisée des chemins et des savoirs*

Workshop MOMETOM
(MSH Paris-Saclay, 21 novembre 2019)

Sous la direction de
Patrick SCHEMBRI & Hynd REMITA

SOMMAIRE

Préambule	7
Patrick SCHEMBRI & Hynd REMITA	
Introduction	11
Ally AUKAULOO	
S'inspirer de la nature pour produire de l'énergie. Photosynthèse artificielle à l'Université Paris-Saclay	23
Bernadette LE BAUT-FERRARESE	
La transition énergétique : enjeux juridiques. Partie 1 : La transition énergétique à l'épreuve du droit	51
Étienne DURAND	
La transition énergétique : enjeux juridiques. Partie 2 : Le droit à l'épreuve de la transition énergétique	67
Patrick SCHEMBRI	
Transition énergétique et défi climatique : quelle place pour l'hydrogène vert ?	85
Guy MEUNIER & Jean-Pierre PONSSARD	
L'hydrogène et la transition énergétique dans les transports. Quelques apports de la théorie économique	115

Loïc ASSAUD	
Le stockage de l'énergie électrique dans les batteries à ions lithium. Une histoire d'interfaces	133
Penelope BUCKLEY	
A systematic Review of Qualitative Studies on Residential Consumer Experience with Smart Meters and Dynamic Pricing	151
Auteur·e·s	173

Préambule

Le programme de recherche **MOMENTOM** (*MOlecules and Materials for the ENergy of TOMorrow*) est un programme soutenu dans le cadre des **Initiatives de Recherche Stratégiques** (IRS) de l'Université Paris-Saclay (Initiatives d'Excellence [IdEx]), sur la période 2017-2020. Il représente une communauté scientifique de près de 150 personnes réparties dans 26 laboratoires de recherche et 10 institutions : Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA), Université Paris-Sud (nouvellement Paris-Saclay), Université de Versailles-Saint-Quentin-en-Yvelines, Université d'Évry, École Polytechnique, École Normale Supérieure (ENS) Paris-Saclay, École Nationale Supérieure de Techniques Avancées (ENSTA ParisTech, nouvellement ENSTA Paris), CentraleSupélec, Source Optimisée de Lumière d'Énergie Intermédiaire du Laboratoire d'utilisation du rayonnement électromagnétique (SOLEIL). Il comprend également des partenaires industriels : Air Liquide, PSA, Renault, EDF, IFP Énergies Nouvelles (IFPEN), Nanoe, Nextmat, TERA Environment.

Son objectif est de valoriser des activités de recherche en lien avec les défis énergétiques actuels. Les actions de recherche menées au sein de MOMENTOM, sous la coordination scientifique de Hynd Remita, visent à fournir des solutions technologiques pour la transition énergétique vers une économie sobre en carbone. Elles s'inscrivent dans deux dimensions importantes.

Tout d'abord, celle des défis scientifiques dont l'objet est d'explorer les potentialités en termes d'innovation dans le domaine des matériaux pour l'énergie : (1) les **technologies hydrogène** en lien avec la production, l'usage et le stockage de l'hydrogène « vert » [Resp. G. Dezanneau & J. Deschamps] ; (2) la **conversion** par référence aux matériaux hybrides et

multifonctionnels pour la conversion de l'énergie solaire [Resp. W. Leibl & E. Deleporte] ; (3) le **stockage** au regard des matériaux de rupture à haute efficacité énergétique pour le stockage de l'énergie électrique [Resp. F. Miomandre & F. Ozanam] ; (4) les **énergies nouvelles et la société** [Resp. P. Schembri]. Ce dernier défi scientifique dont la vocation est transversale, a fait l'objet de deux Workshops organisés conjointement avec la **Maison des Sciences de l'Homme** (MSH) Paris-Saclay en 2017 et en 2019. Il vise à analyser les innovations technologiques proposées sous l'angle des Sciences Humaines et Sociales (SHS).

La seconde dimension a trait aux partenariats industriels, à la formation et à la valorisation des recherches réalisées dans le cadre du programme. Ces actions sont proposées au sein d'un **centre de ressources** [Coord. P. Gaucher]. Ce dernier est sollicité pour permettre aux laboratoires de **construire** des démonstrateurs et des prototypes de caractérisation et de **valoriser** leurs avancées scientifiques au niveau européen [Resp. P. Gaucher & F. Plais]. Le centre contribue également à promouvoir les actions de **formation** initiale et professionnelle [Resp. A. Aukauloo], ainsi que la **diffusion** des actions vers le grand public [Resp. H. Remita]. Un **MOOC** (*Massive Online Open Course*) est également proposé [Coord. L. Assaud]. Il s'agit d'une initiative de l'Université Paris-Saclay en collaboration étroite avec l'ENSTA Paris et l'Institut Polytechnique de Paris (IP Paris), qui propose de nombreuses interventions relevant des milieux académique et industriel¹. Il est diffusé en anglais avec un sous-titrage en français.

Le futur de l'IRS MOMENTOM s'inscrit dans l'**Institut de l'Énergie Soutenable Paris-Saclay** (IES-PS), un projet d'**Objet Interdisciplinaire** de l'Université Paris-Saclay. L'IES-PS repose sur un triptyque : recherche, formation et innovation. Ce projet sera notamment l'occasion de poursuivre les recherches pluridisciplinaires en SHS, et entre les sciences de la matière et les SHS, au croisement des thèmes de l'énergie et du développement soutenable. Ces questions de recherche s'inscrivent pleinement dans l'axe transversal « Transition et Innovation », porté par la MSH Paris-Saclay.

¹ Voici le lien vers le MOOC MOMENTOM : <https://www.scoop.it/topic/infos-lab/p/4120659351/2020/09/06/upsaclay-mooc-momentom> (consulté le 06/05/2021).

Elles contribuent en cela à renforcer la collaboration initiée dans le cadre de l'IRS MOMENTOM.

À ce titre, nous tenons vivement à remercier la MSH Paris-Saclay pour l'organisation et l'accueil des deux Workshops MOMENTOM qui se sont déroulés les 19 octobre 2017 et 21 novembre 2019. Nos remerciements vont également à celles et ceux qui ont participé à ces événements : Loïc ASSAUD (Chimie, Univ. Paris-Saclay – ICMO) ; Ally AUKOLOO (Chimie, Univ. Paris-Saclay – ICMO) ; Penelope BUCKLEY (Économie, Univ. de Grenoble Alpes – CNRS, INRAE, Grenoble INP, GAEL) ; Johnny DESCHAMPS (Chimie, UCP-ENSTA Paris/IPP) ; Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE (Économie, I-tésé – CEA, Univ. Paris-Saclay) ; Étienne DURAND (Droit, Univ. Jean Moulin Lyon 3 – EDIEC) ; Pierre-Étienne FRANC (Vice-Président Advanced Business and Technologies, Air Liquide) ; Sylvain FRANGER (Chimie, Univ. Paris-Saclay – ICMO) ; Patrice GEOFFRON (Économie, Univ. Paris-Dauphine – CGEMP) ; Bernadette LEBAUT FERRARESE (Droit, Univ. Jean Moulin Lyon 3 – EDIEC) ; Guy MEUNIER (Économie, INRAE – UR ALISS) ; Lucie MOULIN (Économie, École Polytechnique) ; Aude POMMERET (Économie, Univ. Savoie-Mont Blanc – IREGÉ) ; Jean-Pierre PONSSARD (Économie, CREST/CNRS & École Polytechnique, Dir. Scient. Chaire Énergie et Prospérité) ; Maria-Eugenia SANIN (Économie, UEVE – EPEE, Univ. Paris-Saclay & École Polytechnique) ; Katheline SCHUBERT (Économie, PSE, Univ. Paris 1).

* * *

Le présent ouvrage est issu du deuxième Workshop MOMENTOM, « **Énergies nouvelles et société. Regards croisés sur la transition énergétique** », qui s'est déroulé le 21 novembre 2019 à la MSH Paris-Saclay.

Introduction

Patrick SCHEMBRI & Hynd REMITA

La période actuelle, marquée par une crise sanitaire sans précédent et des conséquences économiques et sociales préoccupantes, suscite des interrogations quant à la transition énergétique en cours. Dans son dernier rapport qui fait écho à la Covid-19, le Haut Conseil pour le Climat (HCC) souligne que la « relance » souhaitée devrait être la marque d'un véritable renouveau plutôt que d'une reprise, et l'expression d'une rupture plutôt que d'un rebond (HCC, 2020). En d'autres termes, cette relance devrait être l'opportunité d'accélérer la transition vers une économie décarbonée compatible avec les grands enjeux sociétaux actuels que sont la santé et l'emploi. La crise du coronavirus contribuerait à renforcer la prise de conscience des conséquences environnementales et climatiques d'un système de production mondialisé reposant sur les flux tendus et l'absence de stocks. Toutefois, certains discours laissent entrevoir que ladite crise conduirait à la mise au second plan de l'urgence climatique dans un contexte de récession économique mondiale. La nécessité d'une reprise rapide pourrait en effet orienter les investissements dans un sens qui ne serait pas nécessairement favorable au climat. La reprise s'imposerait alors au titre d'une condition préalable à toute forme de poursuite de la transition énergétique.

Or, cette transition prend source dans des dynamiques globales, technologiques et économiques qui s'inscrivent dans le temps long. Tout d'abord, celle qui est en lien avec l'exigence d'une décarbonation rapide des activités économiques par référence au réchauffement climatique et à l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat adopté en 2015. Selon le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), les

émissions de dioxyde de carbone devraient diminuer de près de moitié à l'horizon 2030 dans la perspective que le monde atteigne la neutralité carbone en 2050 (GIEC, 2018). Le monde est également caractérisé par une autre dynamique importante, celle initiée par les technologies de l'information et de la communication, la montée en puissance de l'intelligence artificielle et la gestion à grande échelle des données qui transforment de manière notable l'organisation des systèmes économiques et les modes de vie (Cohen, 2015). Enfin, le secteur de l'énergie connaît de profondes transformations depuis près de vingt ans autour du marché et de la concurrence dans les domaines de la production et de la fourniture d'énergie (Hansen & Percebois, 2017). Pareilles transformations s'inscrivent dans un triple mouvement. Tout d'abord, elles témoignent d'une efficacité croissante quant à l'utilisation finale de l'énergie. De surcroît, elles sont caractérisées à la fois par un report de la demande finale d'énergie vers l'électricité, et par la *décarbonation* de la production de cette dernière. Enfin, elles concourent à promouvoir un nouveau modèle énergétique évoluant vers un système à intégration horizontale et territorialisé¹, qui permettrait de mieux valoriser les potentiels de production et de maîtrise de la demande.

Dans ce contexte en forte évolution, les réflexions qui se développent autour de la transition énergétique portent sur l'importance relative des vecteurs énergétiques dans la conception des politiques énergie-climat. Ces réflexions sont à l'origine du second Workshop MOMENTOM intitulé « Énergies nouvelles et société : regards croisés sur la transition énergétique », qui s'est déroulé le 21 novembre 2019 à la Maison des Sciences de l'Homme Paris-Saclay et dont est issu cet ouvrage. Elles

¹ La transition énergétique actuelle est caractérisée par une tendance à la décentralisation de la gouvernance énergétique à une échelle plus locale. Il s'agit d'élaborer des systèmes énergétiques reposant sur une forte proximité entre les sites de production et de consommation, et un réseau de distribution dédié à une collectivité telle qu'une ville, un quartier ou un ensemble industriel au sein d'un territoire. La régulation de l'ensemble combinerait une offre énergétique autonome fondée sur l'exploitation des sources renouvelables d'énergie présentes sur le territoire et une « autoconsommation collective » régulée selon un processus local d'équilibrage entre l'offre et la demande. Les interdépendances entre un territoire et son système énergétique se substitueraient alors à la dépendance traditionnelle vis-à-vis de sources énergétiques « lointaines » et d'un réseau global qui échapperait à toute forme de contrôle sur le plan local.

portent notamment sur l'électricité qui voit son rôle renforcé, notamment dans le secteur des transports où elle est encore peu présente. Il existe également d'autres vecteurs possibles qui méritent l'attention. Ces derniers sont évoqués dans le cadre d'une approche de la transition énergétique davantage fondée sur la diversité des vecteurs décarbonés et leur complémentarité par hybridation² des énergies dites de réseau. Il s'agit notamment du méthane, de l'eau chaude et de l'hydrogène. Néanmoins, ces solutions nécessitent encore d'améliorer grandement les connaissances scientifiques sur certains mécanismes et autres processus observés dans la nature. À ce titre, **Ally Aukauloo** présentera les recherches menées actuellement en chimie et qui visent à s'inspirer de la nature, cherchant à imiter la photosynthèse, pour produire un « carburant propre » par la seule voie du rayonnement solaire.

Ce qui demeure le plus marquant dans ces dynamiques, c'est la rapidité des changements à la fois souhaités et observés. Cette rapidité est source de défis pour les acteurs des filières énergétiques, les usagers et les décideurs politiques. Tout d'abord, il s'agit d'augmenter très fortement la part des énergies non carbonées dans nos consommations énergétiques, parmi lesquelles les énergies renouvelables, de manière à réduire les émissions de dioxyde de carbone. À cet égard, la rapidité exigée par l'urgence climatique soulève des tensions lorsqu'il s'agit d'arbitrer entre la stabilité du climat, la préservation de la biodiversité³ et l'amélioration de la qualité de l'air⁴. Ces tensions portent également sur les impacts environnementaux – tout comme sur la condition humaine – de l'exploitation des ressources et autres métaux dits rares qui contribuent à la production des énergies

² L'hybridation a trait ici à la possibilité de solliciter plusieurs sources énergétiques différentes, plus ou moins indépendantes, au sein d'un même système électrique. L'idée est d'accéder à la source la moins chère selon le contexte. Cette hybridation des sources énergétiques, couplée à des technologies de stockage, devrait améliorer l'efficacité du système et engendrer une baisse du coût de l'énergie.

³ Le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables soulève des questions importantes concernant la conversion et l'usage des sols, lesquels ont une incidence sur la biodiversité et sur certaines activités traditionnelles.

⁴ La promotion du bois-énergie pour remplacer les énergies fossiles dans les zones urbaines peut avoir une incidence négative sur la santé par l'émission de particules fines qui dégradent la qualité de l'air.

renouvelables (Pitron, 2018). Ce premier défi qui a trait au déploiement à grande échelle de l'usage des énergies renouvelables, en implique un deuxième qui demeure tout aussi difficile. Il s'agit d'électrifier massivement l'ensemble de nos activités, sachant que la consommation d'électricité ne représente pas plus de 20 % de la consommation d'énergie finale dans le monde⁵. Enfin, le dernier défi consiste à renforcer la résilience⁶ des systèmes énergétiques de manière à couvrir l'ensemble des besoins en tout point des réseaux et dans la durée. Dans ce contexte, le secteur de l'énergie doit s'ajuster aux grands enjeux du développement soutenable⁷. Au regard de ces derniers, **Bernadette Lebaut-Ferrarese** montrera que la transition énergétique actuelle rencontre le droit par référence à la protection des libertés individuelles et à la garantie de la sécurité de chacun. Or, le droit influence également ladite transition énergétique car il représente un moyen pour répondre aux attentes sociales qui sont en lien avec l'énergie. Dans le même ordre d'idées, **Étienne Durand** mettra en lumière les conditions selon lesquelles le droit de l'énergie peut assurer la transcription matérielle des exigences du développement soutenable, de nature à assurer la crédibilité du processus politique qui le sous-tend.

Quels seraient alors les leviers d'ordres technologique et institutionnel sur lesquels nous pourrions agir de manière à répondre à ces défis ? Traditionnellement, on en recense trois. Tout d'abord, la quête de l'*effet qualité* – ou encore le levier technologique – à travers la recherche de nouveaux ressorts pour améliorer l'efficacité dans la production et la consommation d'énergie. Il s'agit ensuite de solliciter l'*effet composition* par référence à la décarbonation du

⁵ En France, elle s'élève actuellement à hauteur de 25 % de la consommation d'énergie finale (Agence Internationale de l'Énergie [AIE], *Online Statistical Database*, 2020).

⁶ Dans le présent texte, la résilience est définie comme la capacité du système énergétique à répondre à un choc d'offre ou de demande d'énergie, à la hausse ou à la baisse. La capacité de réponse recherchée est celle qui permet de garantir la continuité de l'approvisionnement en énergie pour l'ensemble des usagers.

⁷ Ces grands enjeux sont évoqués par référence aux dimensions traditionnellement associées à la mesure de la soutenabilité. Il s'agit d'enjeux d'ordres écologique, social et économique. Pourquoi, comment et pour qui définir un modèle de développement qui puisse être *à la fois* respectueux de l'environnement naturel, efficace sur un plan économique, tout en demeurant juste au regard de la génération actuelle et des générations futures ?

mélange électrique consommé⁸, mais également par la promotion d'activités moins intensives en énergies et en matières. Il s'agit enfin d'agir sur l'*effet d'échelle* en incitant à la sobriété énergétique, laquelle devrait être à la fois dimensionnelle par la baisse des volumes consommés, et collaborative par le partage des usages. L'exigence de sobriété nécessite de trouver différentes formes de valorisation de l'effacement des consommations énergétiques.

Par-delà la question des défis et des leviers, la transition énergétique actuelle révèle plusieurs enjeux importants. À ce propos, le premier enjeu associé au coût de l'énergie, et plus étroitement celui du coût des énergies renouvelables, est particulièrement complexe et pluriel (Schubert, 2017). Dans le contexte de la transition énergétique actuelle, cet enjeu renvoie à deux réalités fondamentales, lesquelles sont étroitement liées. Tout d'abord, l'électricité est un bien particulier dans le sens où il ne peut être stocké, ce qui soulève le problème de la mise en adéquation permanente de l'offre et de la demande sur le marché. Par ailleurs, les sources renouvelables d'énergie que nous souhaitons abondamment solliciter pour produire l'électricité engendrent de leur côté une variabilité⁹ de l'offre d'électricité sur le marché. Cette variabilité nécessite de développer des stratégies de *remédiation* (Prud'homme, 2017) plus ou moins coûteuses qui consistent à mutualiser les diverses formes d'électricité disponibles, à solliciter des technologies de stockage lorsque c'est possible, à importer de l'électricité de l'étranger, ou à en réduire la consommation par le contrôle de la demande.

Un autre enjeu économique important a trait à la concurrence entre les différentes sources énergétiques. Cette concurrence se décline à deux niveaux. D'une part, elle concerne les énergies renouvelables et les énergies fossiles. D'autre part, la concurrence s'opère entre les différentes sources

⁸ Aujourd'hui, le charbon est la première source de production de l'électricité dans le monde ; sa contribution s'élève à hauteur de 38 % dans le mélange électrique (AIE, *Online Statistical Database*, 2020).

⁹ Les sources renouvelables d'énergie, à l'image du rayonnement solaire et du vent, ne peuvent « garantir » la continuité du flux d'énergie produit. Ce flux est en proie à une *fluctuation* prévisible issue de l'alternance entre le jour et la nuit, et de la saisonnalité. Il est également soumis à l'*intermittence* bien moins prévisible de ses sources selon les conditions météorologiques du moment.

renouvelables et autres alternatives aux énergies fossiles (Creti *et al.*, 2018). À l'heure actuelle, aucune solution unique ne semble émerger. Comment alors orienter la décision d'investir ? Peut-on le faire dans la « diversité » par référence à un mélange énergétique souhaité ? Quel devrait être alors le bon dosage ? Parmi les technologies disponibles, l'hydrogène apparaît comme une alternative incontournable pour relever le défi de la transition énergétique actuelle (Franc, 2015). Dans le cadre d'une approche macroéconomique, **Patrick Schembri** examinera l'évolution de la demande mondiale d'hydrogène à l'horizon 2050, en comparant les différents scénarios énergétiques proposés par le GIEC afin de respecter l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat. Reprenant les présentations faites dans le cadre des Workshops MOMENTOM, **Guy Meunier** et **Jean-Pierre Ponsard** proposeront une analyse économique de l'usage de l'hydrogène dans le secteur des bus urbains. De surcroît, **Loïc Assaud** étudiera différentes réactions chimiques et électrochimiques à fort intérêt sociétal en lien avec l'usage de la batterie pour le stockage de l'énergie électrique. Parmi les technologies disponibles, la technologie Li-ion semble être la plus prometteuse, même si elle révèle des limites en lien notamment avec la disponibilité du lithium inégalement répartie à la surface de la planète. Les différents modes de vieillissement de ces systèmes sont présentés, ainsi que les moyens de les modéliser en fonction des différents types d'usages.

À cet égard, il est important de rappeler que le concept de transition énergétique est né en Allemagne dans les années 1980 (Dessus, 2014). Il était alors associé à la promotion d'un mélange énergétique visant à réduire la dépendance vis-à-vis des énergies fossiles et les risques associés à l'usage de l'énergie nucléaire. Il témoignait d'un changement de paradigme en matière de politique énergétique avec le passage d'une politique centrée sur l'offre et la production centralisée à une politique plutôt orientée vers la demande et la production décentralisée. Même si ce concept n'est pas si récent et révèle des nuances notables quant à son interprétation selon les pays considérés, il attire aujourd'hui une attention renouvelée par référence au problème du réchauffement climatique (Chevalier, Cruciani & Geoffron, 2013). Dans ce contexte, la transition énergétique prend une teneur toute particulière qui renvoie à l'importance même du système énergétique dans la détermination de nos modes de vie et de la structure des relations économiques et sociales.

En effet, l'énergie représente un enjeu de premier choix dans l'exercice de résolution de ce problème planétaire. Pareil exercice nécessite de prendre en compte les contraintes physiques de long terme, tout en faisant des choix dès aujourd'hui quant aux orientations de moyen terme dans les domaines de la production et de la consommation. Comment faire en sorte d'être à la fois sobre et efficace dans la promotion d'un régime de croissance que l'on souhaiterait plus « vert » et plus juste ?

Ce questionnement porte à nos yeux un troisième enjeu qui traite de la nécessité d'arbitrer entre plusieurs mobiles sécuritaires¹⁰ (Petit & Schembri, 2009). Tout d'abord, nous pensons à la sécurité des approvisionnements qui a trait à la fourniture du service énergétique. Ce mobile sécuritaire fait écho au droit d'accès à l'énergie¹¹ et au septième Objectif de Développement Durable (ODD) selon l'Organisation des Nations Unies (ONU). Le bas prix du bien « énergie » apparaît alors comme une condition importante pour en garantir l'accès. Toutefois, le réchauffement climatique révèle au monde un autre mobile sécuritaire, lequel vise la préservation ou la stabilité du climat, traité ici comme un bien commun à l'échelle globale. La sécurité environnementale exigerait un prix de l'énergie plus élevé, qui devrait intégrer à la fois l'ensemble des externalités négatives qui nuisent à la stabilité climatique et le coût de restauration des puits de carbone naturels¹². Le premier mobile sécuritaire s'observe plutôt localement et vise le court terme, alors que le second concerne le monde dans son ensemble et vise le temps long.

¹⁰ Le terme « mobile » est entendu ici comme ce qui « incite à agir » afin de garantir la sécurité. La production et l'usage de l'énergie renvoient à plusieurs mobiles sécuritaires qui peuvent entrer en conflit. Dans le contexte actuel, cette conflictualité apparaît entre la sécurité des approvisionnements en énergie et la sécurité environnementale par référence à la stabilité du climat.

¹¹ En 2016, près de 940 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité dans le monde (Banque mondiale, *World Development Indicators*, et Département population, Nations Unies).

¹² Les puits de carbone naturels tels que les forêts en formation, les tourbières et les océans, lesquels témoignent de la capacité d'absorption du dioxyde de carbone présent dans l'atmosphère, sont apparentés à une ressource commune globale qui fait l'objet d'une surutilisation. En revanche, la restauration d'un couvert forestier peut être à l'origine de conflits quant à l'usage des sols en lien notamment avec l'agriculture et le développement économique de certains pays.

Tenant compte de ces enjeux, la transition énergétique requiert une transformation en profondeur des systèmes énergétiques qui doit reposer sur le couplage entre des technologies particulièrement innovantes et des politiques publiques adaptées. Ces dernières misent plutôt sur les ressources locales et sur un large panel de solutions qui diffèrent par la structure de leur coût, leur degré de maturité et leur acceptabilité sociale. L'exercice de définition et de mise en œuvre des politiques de transition énergétique apparaît comme un processus multidimensionnel qui doit intégrer la diversité des échelles spatiales et temporelles concernées. Sur le plan microéconomique, ces politiques s'inscrivent dans les actions dites « incitatrices », lesquelles devraient orienter les comportements de production et de consommation dans le sens souhaité¹³. Ces mesures doivent être déployées dans le temps au regard d'un calendrier qui tient compte des temporalités diverses qui sont en jeu. De ce point de vue, la rationalité supposée des agents économiques au moment où ils prennent des décisions et la manière dont ils forment leurs anticipations sur l'avenir apparaissent comme des objets de recherche incontournables.

Les technologies de l'information et de la communication sont de plus en plus utilisées pour inciter les consommateurs à contrôler leur demande d'énergie. Or, ces derniers ne font pas confiance aux entreprises énergétiques pour agir dans leur meilleur intérêt et se méfient de l'utilisation abusive des données et de l'automatisation de leur consommation. **Penelope Bukley** analysera les études qualitatives qui explorent l'acceptation et

¹³ Le terme « incitation », qui est une traduction du mot anglais *incentive*, n'est pas aisé à définir d'un point de vue économique. Traditionnellement, il est évoqué dans le champ de la politique économique et relève de la rationalité de l'État dans sa volonté de réguler les activités économiques. Les incitations dites économiques sont évoquées par référence à la fiscalité et aux modes d'allocation des droits de propriété. On retrouve également ce terme dans l'analyse des relations de travail et des problèmes d'emploi ; on évoque alors les incitations monétaires et non monétaires. Plus récemment, l'attention a porté sur les incitations dites non économiques, lesquelles sont en lien avec les avancées réalisées dans le domaine de l'économie comportementale. À ce propos, le *nudge* est souvent cité, lequel évoque « une méthode douce pour inspirer la bonne décision », reprenant ici la définition de R. H. Thaler et de C. R. Sunstein (2008 ; pour la trad. française : 2010). Cette approche souligne l'importance de l'environnement de l'agent-décideur dans la prise de décision. La pratique du *nudge* consisterait à modifier l'environnement de manière à influencer la décision alors que l'agent-décideur n'a pas conscience de ce changement.

l'utilisation par les consommateurs des compteurs intelligents et la tarification dynamique. Il s'agit d'identifier les obstacles à l'utilisation de ces compteurs dont l'objectif est d'encourager les consommateurs à réduire leur consommation d'énergie et à adapter leur demande selon la tarification proposée. Si la dimension financière est une source de motivation importante, les économies réalisées ne sont pas toujours à la hauteur des attentes. Dans ce contexte, l'appropriation par les consommateurs de la technologie apparaît comme une condition préalable nécessaire à toute perspective de réduction de la consommation d'énergie. De surcroît, les consommateurs, en proie à la rigidité des routines quotidiennes, révèlent une certaine réticence à réduire leur propre consommation. Par ailleurs, ils doivent arbitrer entre les économies d'énergie et le confort dans l'exercice du maintien d'un niveau de consommation jugé acceptable à l'échelle de la société. Penelope Buckley proposera des recommandations pour surmonter ces obstacles. Elle soulignera notamment qu'une approche universelle ne saurait être appropriée en raison de l'hétérogénéité observée parmi les consommateurs qui acceptent ces services intelligents, lesquels sont animés par des motifs et des niveaux d'engagement différents.

Sur le plan macroéconomique, les politiques de transition énergétique visent à réaliser un objectif de performance environnementale au moindre coût. Là encore, les modalités d'allocation des ressources et des charges doivent être définies dans une perspective qui doit tenir compte du temps. Au demeurant, les politiques de transition énergétique doivent être évaluées au regard de leur acceptabilité sociale, par référence aux enjeux sociétaux dans lesquels elles s'inscrivent. Ces enjeux témoignent à la fois d'une logique *productive*, animée par la quête d'un nouveau régime de croissance, et d'une logique *distributive*, prônant l'accès pour tous à ce bien essentiel qu'est l'énergie. Le domaine de l'énergie demeure donc indissociable de celui de l'action publique aussi bien en ce qui concerne l'efficacité que la production, le transport, la distribution et la consommation. Là également, la question de la cohérence des politiques à mettre en œuvre en matière d'objectifs, de moyens et de calendrier est fondamentale. Pareille cohérence a trait notamment aux stratégies d'investissement requis dans les différents actifs physique, naturel et humain qui devront être valorisés dans le contexte de la transition énergétique actuelle. À cet égard, des changements notables

sont anticipés dans la formation, les emplois et l'organisation du travail par le verdissement attendu de nombreux emplois et l'émergence de nouveaux métiers. Cependant, la temporalité des investissements dans les formations initiale et professionnelle, laquelle porte sur plusieurs années, ne saurait être négligée. Le secteur de l'énergie représente près de quarante millions d'emplois dans le monde aujourd'hui (AIE, 2020). Quant aux perspectives de création d'emplois, elles se trouvent dans la rénovation et l'efficacité énergétique des bâtiments, mais également dans le secteur de l'électricité par référence aux réseaux de distribution et à la production par les énergies renouvelables. Il s'agit donc de futurs emplois qui devraient être principalement dédiés à la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans le monde, d'où l'importance de produire une électricité non carbonée.

Par conséquent, dans le contexte actuel fortement dominé par l'urgence climatique, les recherches menées sur la transition énergétique doivent traiter dans un même cadre analytique les conditions de l'offre énergétique (Recherche et Développement [R&D], production et infrastructures) à l'origine d'un nouveau régime de productivité, et celles en lien avec les comportements de consommation énergétique, ouvrant la voie à un nouveau régime de demande. Les enjeux en matière de sobriété énergétique et les contraintes associées à la précarité énergétique sont alors de première importance. Ces enjeux et ces contraintes renvoient à deux dimensions importantes. Tout d'abord, celle des *arbitrages* ou des *conflits* entre différents objectifs souhaitables : comment réduire la précarité énergétique tout en exigeant la sobriété énergétique ? Comment concilier les tensions de court terme et les objectifs de long terme ? La seconde dimension a trait aux conditions de *mise en capacité* des acteurs à participer aux engagements requis, et pas seulement à les accepter. Elle interroge les politiques publiques, leur construction et leur mise en cohérence quand plusieurs objectifs sont en jeu. Au demeurant, elle soulève la question des moyens à réunir pour que l'action soit renforcée ; un enjeu majeur au regard de l'agenda climatique actuel. Les différentes contributions proposées dans cet ouvrage rendent compte de l'importance d'une approche systémique et interdisciplinaire de la transition énergétique actuelle qui demeure hautement incertaine quant à son point d'arrivée.

Références bibliographiques

- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (AIE), 2020. *Sustainable Recovery*, World Energy Outlook Special Report [En ligne]. Mis en ligne en 06/2020 (consulté le 03/05/2021). URL : <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery>
- COHEN Daniel, 2015. *Le Monde est clos et le Désir infini*, Paris, Albin Michel.
- CHEVALIER Jean-Marie, CRUCIANI Michel & GEOFFRON Patrice, 2013. *Transition énergétique. Les vrais choix*, Paris, Odile Jacob.
- CRETI Anna, KOTELNIKOVA Alena, MEUNIER Guy. & PONSSARD Jean-Pierre, 2018. « Defining the Abatement Cost in Presence of Learning-by-Doing: Application to the Fuel Cell Electric Vehicle », *Environmental and Resource Economics* [En ligne], 71, p. 777-800. Mis en ligne le 11/09/2017 (consulté le 03/05/2021). DOI : 10.1007/s10640-017-0183-y
- DESSUS Benjamin, 2014. *Déchiffrer l'énergie*, Paris, Belin.
- FRANC Pierre-Étienne, 2015. *Hydrogène. La transition énergétique en marche !*, en collab. avec P. Mateo, Paris, Alternative (Manifestò).
- GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC), 2018. *Réchauffement planétaire de 1,5°C*, Rapport spécial [En ligne]. Consulté le 03/05/2021. URL : <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- HANSEN Jean-Pierre & PERCEBOIS Jacques, 2017. *Transition(s) électrique(s). Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Paris, Odile Jacob.
- HAUT CONSEIL POUR LE CLIMAT (HCC), 2020. *Climat, santé : mieux prévenir, pour mieux guérir. Accélérer la transition juste pour renforcer notre résilience aux risques sanitaires et climatiques*, Rapport spécial [en ligne]. Mis en ligne en 04/2020 (consulté le 03/05/2021). URL : <https://www.hautconseilclimat.fr/publications/climat-sante-mieux-prevenir-mieux-guerir/>
- PETIT Olivier & SCHEMBRI Patrick, 2009. « Régimes de gouvernance pétrolière et conflit des mobiles sécuritaires », in C. Serfati, Claude (éd.), *Une économie politique de la sécurité*, Paris, Éditions Karthala, p. 161-180.
- PITRON Guillaume, 2018. *La Guerre des métaux rares. La face cachée de la transition énergétique et numérique*, Paris, Les Liens qui Libèrent.
- PRUD'HOMME, Rémy, 2017. *Le Mythe des énergies renouvelables. Quand on aime on ne compte pas*, Paris, L'artilleur.
- SCHUBERT Katheline, 2017. « The Energy Transition Agenda: An Economic Perspective », *Revue d'économie politique* [En ligne], 127 (6), p. 965-983. Mis en ligne le 09/02/2018 (consulté le 03/05/2021). DOI : 10.3917/redp.276.0965

- THALER Richard H.& SUNSTEIN Cass R., 2008. *Nudge: Improving Decisions about Health, Wealth, and Happiness*, New Haven, Yale University Press.
- , 2010 [1^{re} éd. en langue originale : 2008]. *Nudge. La méthode douce pour inspirer la bonne décision*, trad. de l'anglais par M.-F. Pavillet, Paris, Vuibert.

S'inspirer de la nature pour produire de l'énergie

Photosynthèse artificielle à l'Université Paris-Saclay

Ally AUKAULOO

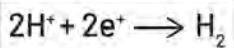
RÉSUMÉ

La photosynthèse est le processus qui utilise la lumière du soleil comme unique apport d'énergie pour chasser le dioxyde de carbone (CO_2) de notre atmosphère et le convertir en un vecteur d'énergie chimique. Comprendre le fonctionnement de l'appareil photosynthétique dans le monde du vivant est une étape clé vers le développement de systèmes artificiels qui seraient capables de reproduire les processus de captage de la lumière, couplés à la catalyse de transformation de l'eau et du CO_2 (Sanderson, 2008). Les chimistes du monde entier consacrent beaucoup d'efforts à la mise au point de molécules et de matériaux pour la production de carburant solaire, se rapprochant ainsi d'une économie alimentée par des sources d'énergie neutres en carbone. Les énormes défis consistent à développer des matériaux avancés, peu coûteux et éco-compatibles, capables de capter la lumière pour activer et transformer des molécules très stables, à savoir l'eau et le dioxyde de carbone – les ingrédients clés – en nouvelles molécules pour nos besoins.

Les chimistes et les biologistes ont toujours été émerveillés par la nature qui, lors de la mise au point de la vie aérobique¹, a développé des enzymes, des machines moléculaires très sophistiquées, capables de capter l'énergie solaire pour extraire les ingrédients nécessaires à la production d'hydrogène (Aukaaloo, Leibl & Rutherford, 2007). Le dihydrogène, H_2 , plus connu par le grand public sous le nom d'hydrogène, constitue la plus petite molécule en chimie. La réaction de formation de H_2 , probablement celle que nous apprenons dès le lycée, consiste à combiner

¹ On qualifie ainsi la vie qui dépend de la présence d' O_2 .

des protons (charges positives) et des électrons (charges négatives) selon la réaction décrite dans l'équation 1².



Équation 1

Cette réaction renferme une grande quantité d'énergie dans la liaison chimique qui relie les deux atomes d'hydrogène³. Lors de sa combustion avec la molécule d'oxygène, elle libère cette énergie et produit de l'eau comme seul sous-produit. L'hydrogène apparaît alors comme le carburant le plus propre, car il exclut la production de dioxyde de carbone, « la molécule tueuse du climat⁴ ». Récemment, le président de la République a clairement annoncé l'intention de la France de se doter d'une économie basée sur l'hydrogène (Benchabane, 2020). Bien que différentes technologies soient déjà en place pour démarrer la transition vers ladite économie, les défis d'ordre scientifique et technologique qui lui sont associés demeurent de grande ampleur. En effet, comme toute commodité, l'hydrogène doit être produit, avant d'être transformé, transporté, stocké, puis distribué pour un usage final. Concernant sa production, à l'heure actuelle, il existe différentes méthodes, chacune avec des contraintes⁵. À cet égard, le rêve des chimistes et des biologistes est de s'inspirer des processus naturels afin d'utiliser l'énergie solaire, comme seule source d'énergie, ainsi que l'eau et le dioxyde de carbone pour la production d'un carburant propre. Cette recherche est souvent critiquée en raison de la difficulté qu'elle révèle pour percer les secrets de la nature. De surcroît, elle l'est tout autant pour reproduire de telles activités issues de la nature, lesquelles sont encore inégalées.

² Programme de la classe de première : couple d'oxydoréduction.

³ Pour plus d'informations, cf. la fiche « Hydrogène énergie » sur le site *Connaissance des énergies* : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydrogene-energie> (page consultée le 01/04/2021).

⁴ Cf. la page dédiée à « L'effet de serre » sur le site de Météo France : <http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/comprendre-le-climat-mondial/leffet-de-serre-et-autres-mecanismes> (consultée le 01/04/2021).

⁵ Voir la contribution de Loïc Assaud dans le présent ouvrage, p. 133-150.

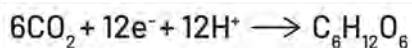
Ainsi, peut-on rappeler la célèbre citation d'Aristote, « ce qui est impossible et probable est meilleur que ce qui est possible et improbable ».

L'approche dite biomimétique de la photosynthèse naturelle, également évoquée sous l'expression de photosynthèse artificielle, consiste à extraire les grands principes du mode de fonctionnement de l'appareil photosynthétique et de les répliquer au sein des modèles synthétiques élaborés par les chimistes (Barber & Tran, 2013). Dans la nature, le processus qui représente la première étape de la photosynthèse est appelé la *photo-oxydation* de l'eau. Il peut être représenté sous la réaction décrite dans l'équation 2 (Dau & Zaharieva, 2009).



Équation 2

Dans les organismes photosynthétiques, ces électrons et protons sont ensuite utilisés pour réduire le CO_2 , ce qui engendre sa transformation vers des molécules particulièrement riches en énergie, tels des sucres (Équation 3).



Équation 3

En revanche, au sein de certains micro-organismes, il existe des enzymes appelées *hydrogénases*, capables de produire de l'hydrogène en récupérant les électrons et les protons issus de la photo-oxydation de l'eau (Schilter *et al.*, 2016).

Afin de répliquer les processus en lien avec la photosynthèse naturelle, les chimistes doivent procéder en différentes étapes par référence aux trois « C » : Captage, Conversion et Catalyse. Le captage de l'énergie solaire a plutôt bien avancé, grâce à l'effort considérable qui a été déployé dans la recherche sur les matériaux pour des applications en

photovoltaïque⁶ (Martínez-Díaz, Torre & Torres, 2010 ; Hagfelt & Grätzel, 2000). Toutefois, les défis remportés dans le captage de l'énergie lumineuse pour réaliser les transformations chimiques, telles que celles indiquées plus haut, nécessitent un autre tour de force, celui d'accumuler des charges (+ et -) à des énergies qui thermodynamiquement peuvent permettre ces réactions d'avoir lieu (Équations 1, 2 et 3). Par ailleurs, la présence de catalyseurs est essentielle pour accélérer cinétiquement ces réactions. Un catalyseur peut être pensé comme un objet contenant un ou plusieurs ions métalliques qui vont organiser les molécules dans la bonne topologie, en diminuant l'énergie nécessaire pour la transformation chimique. La recherche sur les catalyseurs efficaces dans le domaine de la photosynthèse artificielle constitue le nerf de la guerre pour basculer de la recherche fondamentale à l'application industrielle (White & Bercaw, 2002).

Par souci de clarté, nous allons examiner, dans un premier temps, comment la nature utilise des photons pour récupérer des électrons et des protons de l'eau. Dans un second temps, nous présenterons certaines applications, notamment celle qui consiste à transformer le dioxyde de carbone en carburant.

L'étude de la photosynthèse naturelle : comment reproduire artificiellement la photo-oxydation de l'eau pour produire de l'hydrogène ?

La nature a développé une seule enzyme appelée *photosystème II*, capable de réaliser les trois « C », à savoir : *capter* l'énergie solaire, la *convertir* en une séparation de charges suivie par une accumulation de charges, puis *catalyser* la réaction d'oxydation de l'eau (Équation 2). Sur la figure 1, une vue artistique de la structure cristallographique est représentée, laquelle a été obtenue par Shen et ses collaborateurs en 2011 après plusieurs décennies d'efforts ! (Suga *et al.*, 2019).

⁶ Cf. le site de l'Institut Photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF) : <https://www.chimieparitech.psl.eu/recherche/les-laboratoires/ipvf/> (consulté le 01/04/2021). Cf. également Lincot, 2019.

catalytique naturel, le Centre de Dégagement d'Oxygène (CDO), lequel contribue à la réaction d'oxydation de l'eau en oxygène. Cette réaction reste le défi le plus difficile à relever pour les chimistes. Avec des efforts sans relâche, ces dernière-s sont parvenue-s à reproduire l'architecture du CDO, (Figure 2a), constitué de quatre ions de manganèse et un de calcium (Figure 2b ; Tsui *et al.*, 2013). Toutefois, la réactivité de ce modèle synthétique envers la réaction d'oxydation de l'eau n'est que très faible et le catalyseur se décompose trop rapidement. Par conséquent, la nature garde encore ses secrets !

Plusieurs catalyseurs moléculaires avec des ions métalliques abondants dans la croûte terrestre, tels que le manganèse, le fer et le cuivre, ont été proposés, mais là encore, leurs activités catalytiques sont loin de rivaliser avec le système naturel (Kärkäs *et al.*, 2014) ! À l'heure actuelle, seuls des métaux nobles et très peu abondants, tels que le ruthénium ou l'iridium, sont connus comme les meilleurs catalyseurs pour réaliser cette réaction. À titre d'exemple, on peut mentionner T. J. Meyer aux USA dont les travaux ont montré que des catalyseurs à base de ruthénium sont capables de réaliser l'oxydation de l'eau par voie électrochimique, à savoir en utilisant une électrode qui fournit l'énergie nécessaire pour que le catalyseur fonctionne (Concepcion *et al.*, 2008). Or, le ruthénium n'est pas abondant dans la nature. Il n'est donc pas envisageable d'utiliser ces catalyseurs à grande échelle. Néanmoins, cette recherche a le mérite de nous renseigner sur les étapes clés de l'activation de la molécule d'eau, de la formation de la liaison oxygène-oxygène, et du relargage de la molécule d'oxygène qui fait intervenir des notions quantiques en raison de sa nature magnétique. À ce titre, nous avons réalisé des calculs théoriques sur les propositions de Meyer et avons pu mettre en évidence ces étapes clés. Par ailleurs, nous comprenons désormais bien mieux la formation d'oxygène et son relargage au niveau électronique.

positives accumulées sur le CDO sont remplies par l'arrachage de quatre électrons de deux molécules d'eau avec la formation de O_2 et la libération de quatre protons.

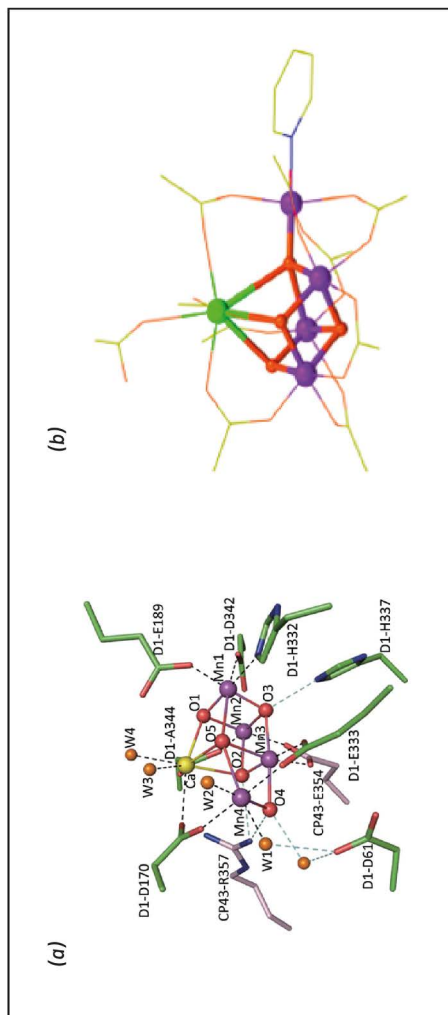


Figure 2 – Structure tri-dimensionnelle et modèle synthétique du CDO.
a. Structure cristallographique du CDO. / b. Modèle synthétique reproduisant la topologie
des ions de manganèse (violet) et de calcium (vert).
Source : a. Umena et al., 2011. / b. Zhang et al., 2015.

Sur la figure 3⁸, on peut suivre ces différentes étapes issues des calculs DFT⁹ (*Density Functional Theory*).

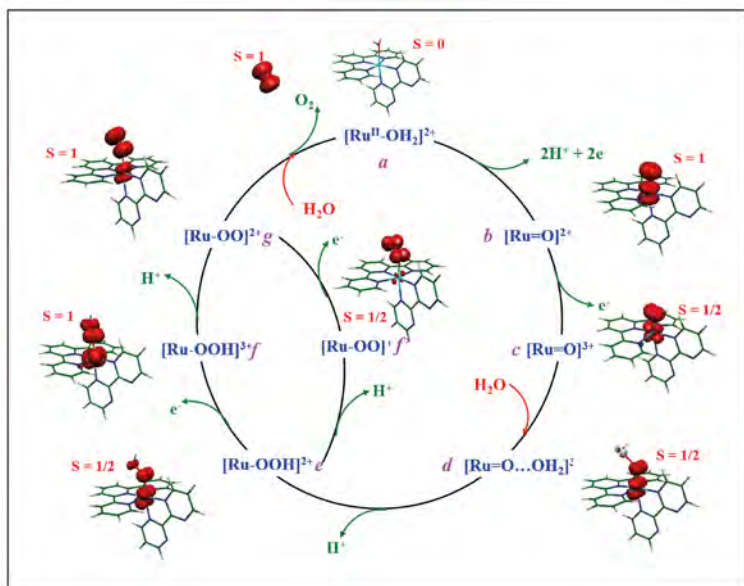


Figure 3 – Comprendre comment on active l'eau au niveau d'un catalyseur à base de ruthénium.

Chaque étape indiquée par une flèche montre les événements élémentaires, à savoir perte d'électron et de proton lors du processus d'oxydation de l'eau.

Source : Dr. M.-F. Charlot, ICMMO (Institut de Chimie Moléculaire et des Matériaux d'Orsay).

⁸ Sur cette figure, les lobes en rouge traduisent l'activation d'une première molécule d'eau sur le centre métallique, celle d'une deuxième molécule pour la formation de la liaison O-O et le largage de O₂ lors de la dernière étape du cycle catalytique.

⁹ La théorie de la fonctionnelle de la densité est une approche de calcul quantique permettant de décrire la structure électronique ; dans notre exemple, il s'agit des espèces intermédiaires dans une réaction de catalyse multiélectronique.

Pour parfaire la photo-décomposition de l'eau, une autre approche sur laquelle les chimistes travaillent actuellement consiste en la mise au point de matériaux semi-conducteurs (comme pour les dispositifs photovoltaïques). Ces matériaux seraient capables de casser l'eau en ses éléments constitutifs, à savoir l'hydrogène et l'oxygène (Wang *et al.*, 2009). Un semi-conducteur n'est ni tout à fait un conducteur, ni tout à fait un isolant. De manière très simple, un matériau semi-conducteur peut devenir un conducteur sous une influence externe, à l'image d'une irradiation lumineuse. Il est caractérisé par deux niveaux énergétiques appelés « bande de valence » et « bande de conduction », lesquelles sont séparées par une « bande interdite » (Rahman, Kibria & Mullins, 2020). Cette dernière traduit l'énergie qu'il faut fournir pour faire passer des électrons de la « bande de valence » à la « bande de conduction ».

L'idée directrice est de développer des matériaux qui, sous irradiation dans le spectre d'absorption du visible¹⁰, conduisent à l'accumulation de charges dans les bandes de conduction et de valence. Lorsque ces bandes bornent les potentiels thermodynamiques de la réaction d'oxydation de l'eau en oxygène et de la réduction des protons en hydrogène, pour un pH donné, on peut alors raisonnablement s'attendre à ce que le matériau puisse à la fois oxyder de l'eau en oxygène et produire de l'hydrogène¹¹ (Schéma 1).

En collaboration avec Hynd Remita, nous avons développé un matériau nano-structuré conjugué à partir de la polymérisation d'un dérivé du butadiyne¹² (Ghosh *et al.*, 2015). Le matériau nanostructuré obtenu

¹⁰ Le spectre d'absorption du visible correspond à la lumière perceptible par l'œil humain.

¹¹ Sous irradiation, on peut accumuler des électrons dotés d'un potentiel négatif ($-V$ sur le schéma 1) dans la bande de conduction (qui correspond à la plage la plus basse d'états électroniques vacants), alors que la bande de valence devient quant à elle déficitaire en électrons dotés d'un potentiel $+V$.

¹² Il s'agit de la polymérisation contrôlée du 1,4-diphénylbutadiyne au sein d'un espace confiné de matrices souples par radiolyse.

est appelé *nano-PDPB*, lequel pourrait agir comme un photocatalyseur¹³ pour conduire la photo-décomposition de l'eau¹⁴.

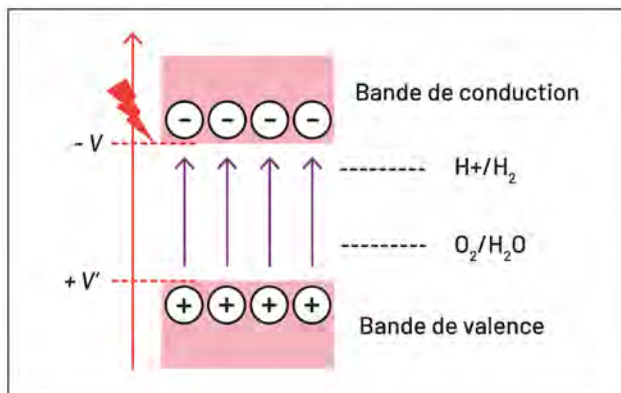


Schéma 1 – Propriétés d'un semi-conducteur.

Source : A. Aukauloo.

Un dessin de cette synthèse est représenté dans le schéma 2. La polymérisation des dérivés du butadiyne a été découverte par G. Wegner en 1969 et ces matériaux ont connu un formidable succès pour des applications dans de nombreux domaines (cf. Wegner, 1969).

¹³ Un photocatalyseur peut capter l'énergie lumineuse pour réaliser des réactions d'oxydation et de réduction à la surface du matériau.

¹⁴ L'idée originale est de bloquer le processus de polymérisation dans un espace confiné afin de limiter le degré de polymérisation conduisant à des oligomères, les nano-PDPB. Suivant cette procédure, nous avons isolé un matériau nanostructuré qui consiste principalement en un octamère (8 monomères de départ, à savoir le 1,4-diphénylbutadiyne ; schéma 2b). Les images de nano-PDPB obtenues par Microscopie Électronique à Transmission (MET) indiquent que le nano-PDPB s'organise sous formes de nanofibres d'un diamètre d'environ 20 nm et d'une longueur de quelques dizaines de micromètres. Les études électrochimiques et optiques nous indiquent une bande interdite allant de 2,37 eV avec la bande de valence (VB) à +1,37 V avec la bande de conduction (CB) à -0,58 V, par rapport à une électrode à hydrogène. Par conséquent, d'un point de vue thermodynamique, ce matériau révèle des propriétés photocatalytiques intéressantes pour la décomposition d'une eau dotée d'un pH de 7.

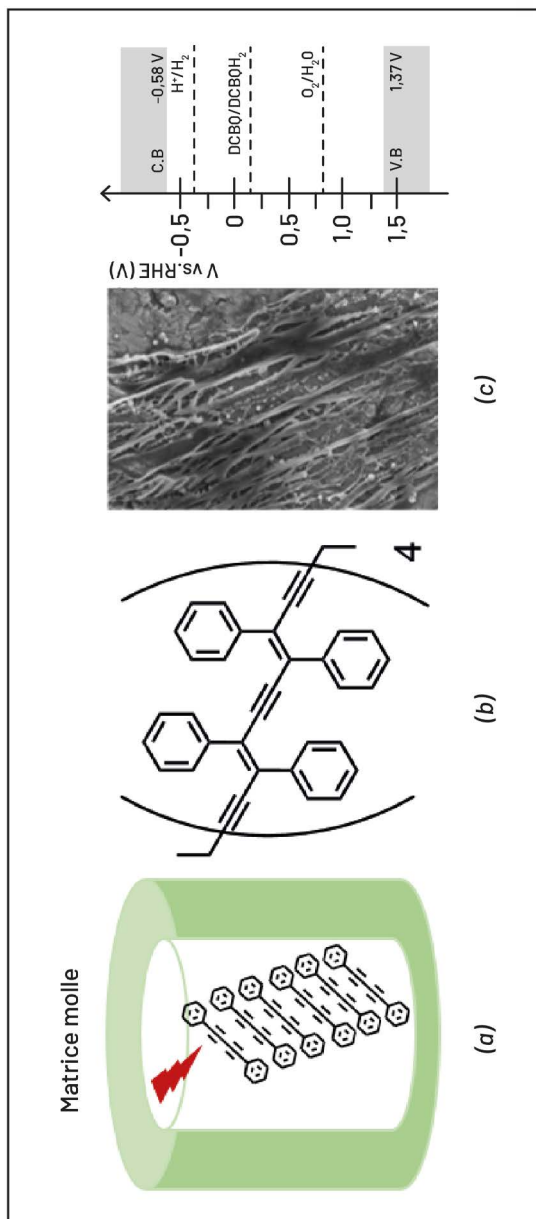


Schéma 2 – Le matériau nanostructuré comme un photocatalyseur pour conduire la photo-décomposition de l'eau.

a. Synthèse contrôlée dans des matrices molles de nano-PolyDiPhenylBisacetylene (PDPB). / b. Octamère de DPB. / c. Image MET et énergies des bandes du nano-PDPB.

Source : ICMO/CEA/ICP (Institut de Chimie Physique).

Le nano-PDPB est une poudre orange qui n'est pas soluble dans l'eau. Pour étudier ses propriétés photocatalytiques, on la disperse dans l'eau au sein d'une cellule de Clark¹⁵. Le mélange est alors dégazé pour enlever toute trace d'oxygène dissoute dans l'eau. Par ailleurs, afin d'éliminer toute participation des rayonnements UV, un filtre est placé entre la source lumineuse et la cellule de Clark. En outre, la température du mélange réactionnel est contrôlée par un système de réfrigération. Cette cellule est dotée d'une sonde qui permet de détecter la présence d'oxygène. Les propriétés photocatalytiques du nano-PDPB sont illustrées sur la figure 4a qui montre l'évolution temporelle de l'oxygène à partir de l'eau, lorsque le mélange est soumis à une irradiation dans le spectre du visible (Patel *et al.*, 2020).

Nous remarquons que la formation d'oxygène ne nécessite pas de co-catalyseur, contrairement à la majorité des systèmes connus dans la littérature (Figure 4a : courbe noire ; Serpone & Emeline, 2012). En effet, à l'heure actuelle, la plupart des matériaux semi-conducteurs organiques nécessitent un co-catalyseur métallique pour oxyder de l'eau. Cette activité photocatalytique remarquable du nano-PDPB nous a incité-e-s à interroger plus en détail cette première étape de la photo-décomposition de l'eau (Équation 2). Curieusement, bien que nous détectons la formation d'oxygène, nous n'avons jamais pu mettre en évidence la présence d'hydrogène. Cette absence proviendrait d'un problème de cinétique. En effet, il est raisonnable de penser que la formation d'hydrogène nécessite l'adjonction d'un catalyseur qui faciliterait sa formation à partir des électrons et des protons issus de la photo-oxydation de l'eau (Équation 2). Or, dans cette étude, nous n'avons pas suivi cette voie, souhaitant comprendre où étaient ces derniers dans notre mélange réactionnel. Dans un premier temps, nous avons isolé le nano-PDPB issu de la réaction photocatalytique, avec pour objectif de comparer les propriétés physiques et chimiques avant et après la photocatalyse. Aucun changement notable n'a été mis en évidence, certifiant ainsi la robustesse chimique du nano-PDPB. En faisant l'hypothèse que les protons (charges positives) largués devraient conduire à une acidification de l'eau du milieu réactionnel, nous avons contrôlé le pH de la phase aqueuse.

¹⁵ La cellule de Clark est un dispositif électrochimique qui permet de mettre en évidence la présence de O₂.

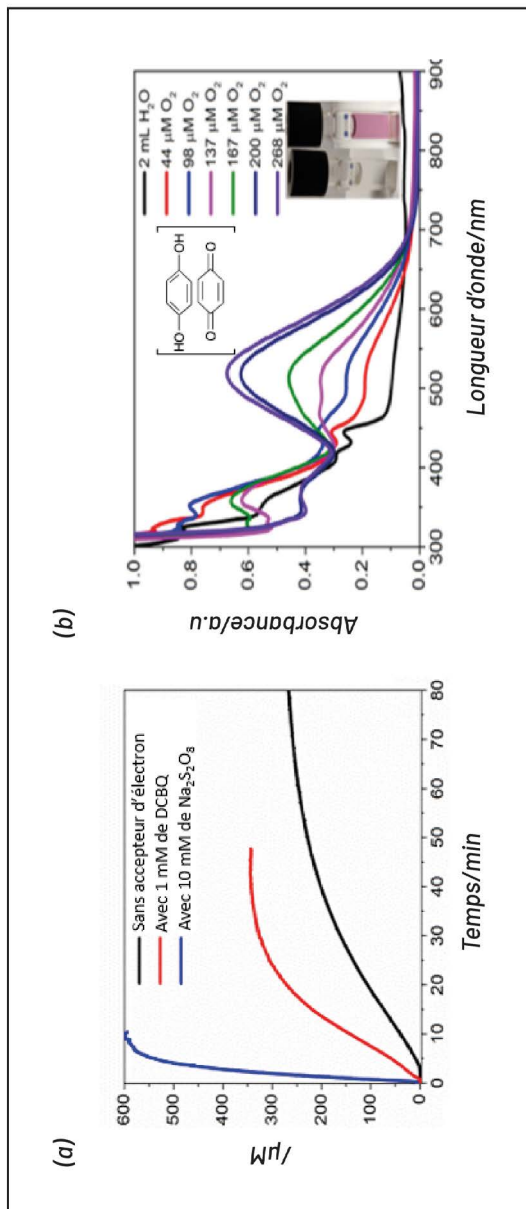


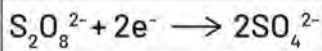
Figure 4 – Les propriétés photocatalytiques du nano-PDPB.

a. Évolution photocatalytique de O_2^- /

b. Réduction de quinone sous forme de quinhydrone.

Source : ICMMO/CEA/ICP.

Là également, nous n'avons observé aucun changement quant au pH de l'eau ! La dernière possibilité que l'on puisse considérer est que ces électrons et protons sont stockés sur le matériau au cours de la réaction de photo-oxydation de l'eau. Pour tester cette hypothèse, nous avons ajouté un accepteur d'électron, le persulfate de sodium, qui pourrait extraire les électrons de la bande de conduction du nano-PDPB. Le persulfate peut capter deux électrons, avant de se dégrader en ion sulfate (Équation 4).

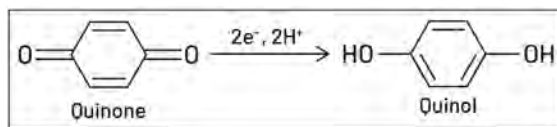


Équation 4

Lors d'une exposition du mélange nano-PDPB dans l'eau à la lumière visible et en présence d'un accepteur d'électron sacrificiel, $\text{S}_2\text{O}_8^{2-}$ (Figure 4a : courbe bleue), nous remarquons une activité photocatalytique accrue de production d'oxygène¹⁶. Dans ces conditions expérimentales, on note également une chute vertigineuse du pH, indiquant une accumulation de protons dans l'eau. Cette expérience valide ainsi notre hypothèse de travail selon laquelle les électrons et les protons sont stockés sur le semi-conducteur. Profitant des propriétés uniques de ce nouveau matériau, nous avons alors voulu récupérer ces électrons et protons pour leur utilisation ultérieure dans la synthèse d'un carburant. S'inspirant du fonctionnement du photosystème II décrit plus haut, nous avons introduit un accepteur d'électron réversible, tel qu'un dérivé de quinone¹⁷. De manière patente, nous observons là aussi une exaltation de l'activité photocatalytique de production d'oxygène et, de manière concomitante, la formation de quinone, réduite sous la forme d'un dimère de quinol appelé quinhydrone (Figure 4a : courbe rouge), comme décrit dans l'équation 5.

¹⁶ Cela peut s'expliquer par l'extraction des électrons se retrouvant dans la bande de conduction du nano-PDPB *via* l'accepteur d'électron au cours de la réaction d'oxydation de l'eau en minimisant des processus de recombinaison de charges.

¹⁷ Il s'agit du dichlorobenzoquinone.



Équation 5

La formation de quinhydrone (dimère de quino : quinone), absorbant jusqu'à 530 nm (Figure 4b) lors de l'ajout de DCBQ pendant (ou après) la photocatalyse, confirme clairement que les charges sont stockées sur le nanomatériau lors de l'oxydation de l'eau et pourraient être récupérées par l'ajout d'une quinone qui agit comme porteur d'hydrogène (Équation 5 ; Symes & Cronin, 2013). La récupération des charges (électrons et protons) après le processus de photo-oxydation de l'eau nous permet d'entrevoir une nouvelle stratégie dans la photosynthèse artificielle : celle qui consiste à réaliser la photo-oxydation de l'eau pendant le jour et à utiliser les charges pendant la nuit, selon nos besoins énergétiques. En résumé, un nouveau matériau conjugué nanostructuré a été conçu, lequel est capable de reproduire les fonctions du photosystème II comme indiqué sur le schéma 3.

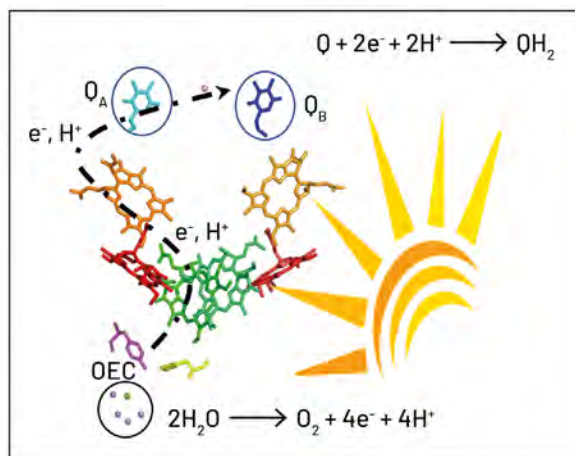
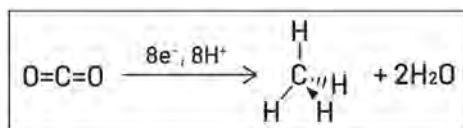


Schéma 3 – Les fonctions photocatalytiques du photosystème II.

Source : Patel *et al.*, 2020.

Photosynthèse et biomimétisme : comment transformer le dioxyde de carbone en carburant ?

Les autres recherches que nous menons dans nos laboratoires ont trait à la photo-oxydation de l'eau, en lien avec la production d'hydrogène et d'un carburant issu de la réduction du CO_2 . Dans le présent texte, notre attention porte sur le dioxyde de carbone. La transformation chimique de ce gaz en carburant demeure beaucoup plus difficile à réaliser que la production d'hydrogène, en raison notamment des propriétés électroniques de la molécule de CO_2 . Tout d'abord, cette dernière, qui peut être utilisée comme un vecteur de transport de l'hydrogène, est une molécule linéaire et très inerte car l'atome de carbone est dépourvu de ses électrons externes¹⁸. À l'inverse, dans la molécule de méthane que l'on retrouve dans le gaz de ville, le carbone est dans son état le plus réduit¹⁹, contenant le nombre plus élevé d'électrons. On remarque alors que pour passer du dioxyde de carbone au méthane, il faudrait ajouter près de huit électrons et huit protons. Cela permettrait d'obtenir un carburant riche en énergie. La transformation est décrite dans l'équation 6.



Équation 6

Dans la nature, plusieurs enzymes sont impliquées dans la transformation du dioxyde de carbone. La plus répandue est la Rubisco. Cette enzyme arrive à insérer la molécule de CO_2 au sein de molécules organiques pour la formation des sucres. Son mécanisme d'action est très complexe et les chimistes ne sont pas encore capables de reproduire une telle réactivité. Par ailleurs, les enzymes appelées *monoxydes de carbone déhydrogénases* (*Carbon monoxide dehydrogenase*, CODH) sont capables de transformer de manière réversible le CO_2 en CO (Can, Armstrong & Ragsdale, 2014). Dans cette

¹⁸ On parle alors d'un état d'oxydation du carbone à +4.

¹⁹ C'est la forme d'hydrocarbure la plus simple, avec l'état d'oxydation -4.

transformation, l'enzyme fixe deux électrons et deux protons sur la molécule de CO_2 , arrachant un atome d'oxygène pour former le CO. Bien que le monoxyde de carbone soit connu pour sa toxicité, il constitue une étape clé vers l'utilisation du dioxyde de carbone pour la production de carburant. En effet, le monoxyde de carbone est utilisé dans le procédé Fischer-Tropsch²⁰ pour la production des hydrocarbures de synthèse.

À ce titre, les stratégies de conception et d'amélioration des catalyseurs reposent sur ce que nous apprenons continuellement des systèmes naturels, car ils présentent des stabilités et des performances exceptionnelles. L'enzyme CODH est une importante source d'inspiration pour les chimistes travaillant dans ce domaine (Elgrishi *et al.*, 2017). Les leçons tirées de la structure et des fonctions de cette enzyme mettent en évidence certaines découvertes importantes qui peuvent être reproduites artificiellement pour la conception de catalyseurs²¹ (Figure 5a).

Inspirés par le schéma de liaison hydrogène multipoint des résidus d'histidine (His) et de lysine (Lys) dans la stabilisation du produit d'addition du CO_2 au sein de la CODH, nous avons introduit des fonctions urée²² à la périphérie d'une porphyrine de fer, connue comme l'un des catalyseurs moléculaires les plus efficaces pour la réduction du CO_2 en CO (Costentin *et al.*, 2012). Les fonctions urée contiennent deux fragments NH potentiels qui peuvent interagir avec le CO_2 qui est associé au métal utilisé (Figure 5b).

²⁰ Le procédé Fischer-Tropsch consiste en la transformation du CO et de l' H_2 en hydrocarbure.

²¹ La figure 5 décrit (1) une activation bifonctionnelle du substrat de CO_2 par deux centres métalliques ; (2) un cluster fer-soufre agissant comme un relais électronique vers l'unité catalytique ; (3) des résidus d'acides aminés positionnés avec précision pour former un réseau de stabilisation de la liaison hydrogène avec le substrat de CO_2 . La mise en œuvre de ces fonctionnalités dans l'espace proche du site d'activation du CO_2 pour stabiliser des intermédiaires de la réaction *via* l'établissement des hydrogènes, a permis de réduire considérablement la surtension, ainsi que le potentiel où la réaction catalytique se produit, tout en améliorant les nombres de tours catalytiques (TON) et les fréquences (TOF).

²² Dans notre contexte, l'urée est une molécule chimique qui peut développer des liaisons hydrogènes avec différentes molécules.

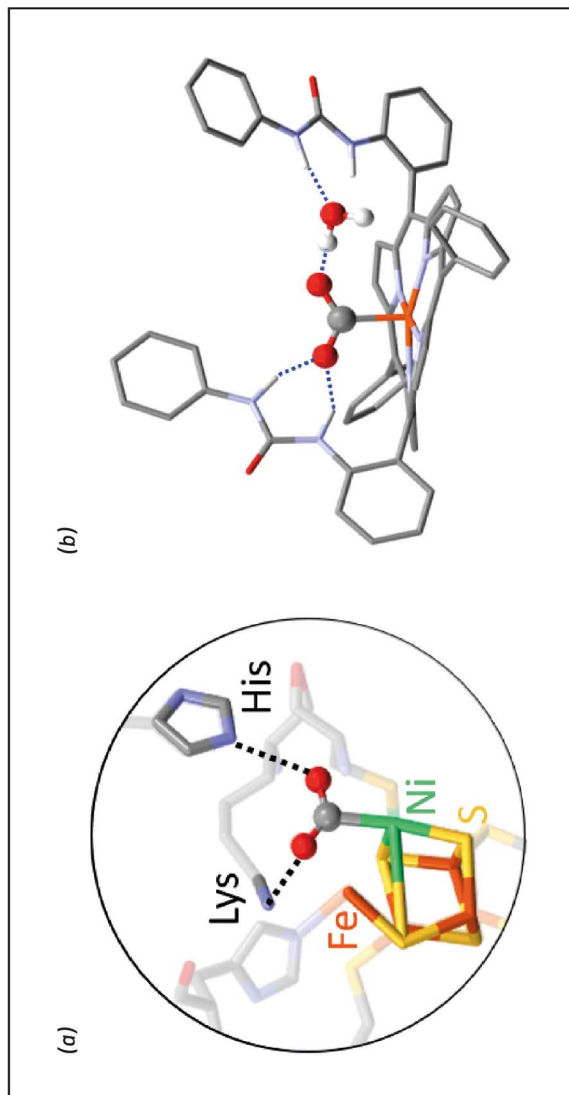


Figure 5 – Site catalytique du CODH-NiFe et modèle bioinspiré embarquant les fonctions urée indiquant les liaisons hydrogènes avec le CO_2 .

a. Site catalytique du CODH-NiFe. / b. Modèle bioinspiré embarquant les fonctions urée indiquant les liaisons hydrogènes avec le CO_2 .

Source : a. Jeoung & Dobbek, 2007. / b. Gotico et al., 2019.

Ce schéma de liaison hydrogène multipoint permettrait un meilleur captage du CO_2 , ainsi que la stabilisation de ce dernier en vue de sa réduction en CO à l'échelle d'une unité catalytique de porphyrine de fer²³. Une telle fonctionnalité, inspirée du site actif du monoxyde de carbone déshydrogénase, constitue un outil important et polyvalent dans la conception de catalyseurs synthétiques rentables (Gotico *et al.*, 2019). La littérature dans le domaine montre que la plupart des modèles bio inspirés utilisent une distribution symétrique des fonctions, développant des interactions entre des liaisons hydrogènes et le CO_2 . Cependant, une inspection plus fine de la structure du site catalytique naturel de la CODH indique une distribution asymétrique des acides aminés dans la seconde sphère.

Nous avons alors interrogé l'influence de l'agencement topologique des pinces à liaison hydrogène sur l'activité catalytique (Smith *et al.*, 2020). Pour ce faire, nous avons développé deux atropoisomères d'un dérivé de porphyrine de fer portant deux fonctions urée disposées d'un même côté du plan porphyrinique, l'isomère $\alpha\alpha$, ou sur les faces opposées, l'isomère $\alpha\beta$ (Schéma 4). Nous avons alors constaté que cette subtile modification structurale engendre deux modes d'interaction avec le CO_2 lors de son activation. En effet, dans le cas de l'isomère $\alpha\alpha$, on observe que le catalyseur présente une constante d'affinité significative pour la molécule de CO_2 . À l'inverse, dans le cas du catalyseur $\alpha\beta$, l'aptitude à piéger le CO_2 est relativement faible. En revanche, de manière surprenante, les études d'électrocatalyse mettent en évidence que la fréquence de renouvellement pour l'isomère $\alpha\alpha$ est très faible par rapport à son congénère $\alpha\beta$ qui montre une fréquence parmi les plus élevées selon la littérature²⁴. Or, dans le cas de l'isomère $\alpha\beta$, une seule fonction urée est impliquée dans le captage et l'accrochage du dioxyde de carbone, laissant une face libre pour l'arrivée sans encombre de protons, un ingrédient essentiel pour la réduction du CO_2 (Gotico *et al.*, 2020).

²³ En effet, nos résultats démontrent une baisse remarquable de la surtension (η) de plus de 300 mV par rapport aux modèles ne possédant aucune fonction prodiguant des liaisons hydrogènes au substrat CO_2 , tout en conservant une fréquence de renouvellement élevée.

²⁴ Des effets isotopiques (Hydrogène/Deutérium, H/D) d'environ 6 et 1 ont été observés pour les isomères $\alpha\alpha$ et $\alpha\beta$ respectivement, mettant en avant que l'étape de protonation devient limitante dans le cas de l'isomère $\alpha\alpha$ ralentissant ainsi l'arrivée des protons pour la rupture de la liaison C=O.

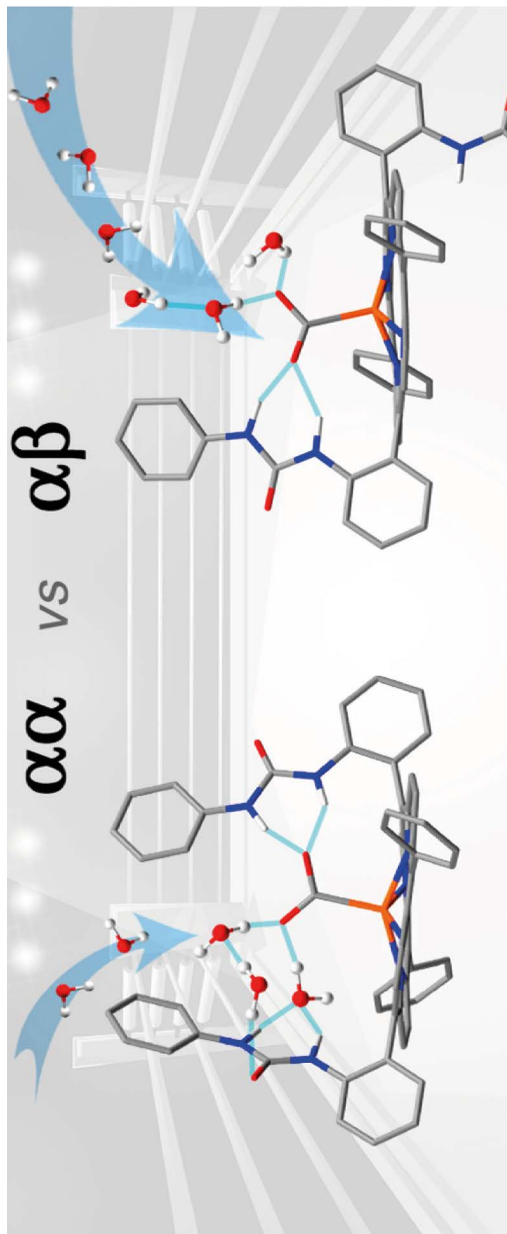


Schéma 4 – Deux atropoisomères de porphyrine de fer portant deux fonctions urée, disposées soit d'un même côté du plan porphyrinique, l'isomère $\alpha\alpha$, soit sur les faces opposées, l'isomère $\alpha\beta$.

Note : on remarque un meilleur captage de CO_2 pour le cas $\alpha\alpha$ et une plus grande accessibilité pour l'arrivée de protons dans le cas $\alpha\beta$.

Source : Gotico et al., 2020.

Nous avons également constaté que des molécules d'eau tissent aussi des liaisons hydrogènes avec les fonctions urée et la molécule de CO_2 . Un tel agencement entre des molécules d'eau et le site actif du CODH est une source de protons nécessaires pour la réduction du CO_2 . Les études des effets isotopiques nous renseignent que les molécules d'eau se comportent comme la source de protons pour la réduction du CO_2 , ce qui laisse entrevoir la possibilité d'utiliser l'eau comme source durable de protons et d'électrons, lorsqu'elle est couplée à un composant oxydant l'eau.

Un autre exemple d'inspiration de la nature pour le développement de catalyseurs plus performants est venu des travaux de A. Warshel, prix Nobel de chimie 2014. Warshel a pertinemment montré que les interactions électrostatiques au sein des matrices protéiniques jouent un rôle majeur pour expliquer le pouvoir catalytique des enzymes²⁵ (Sharma *et al.*, 2007). En effet, les effets électrostatiques participent à la stabilisation des intermédiaires réactionnels, souvent chargés électriquement.

La mise en œuvre d'un tel artifice chimique au sein des catalyseurs moléculaires pourrait contribuer à améliorer leurs propriétés catalytiques. Dans cette perspective, nous avons conçu une série de porphyrines de fer tétra-, di- et mono-substituées avec des groupements imidazolium et des fonctions cationiques (chargées positivement). Leur présence dans la deuxième sphère de coordination aide à stabiliser l'intermédiaire $[\text{Fe-CO}_2]^-$ lors de l'activation de la molécule de CO_2 par des interactions électrostatiques. Nous avons découvert que ces effets électrostatiques entraînent une diminution notable de la surtension électrocatalytique, laquelle dépend du nombre d'imidazoliums embarqués. Plus important encore, nous avons mis en évidence un gain de six ordres de grandeur dans les fréquences de rotation (*Turnover Frequency*, TOF) passant d'un catalyseur tétra- à un catalyseur monosubstitué. De plus, une étude comparative montre que la tendance des performances catalytiques mettant en jeu l'interaction électrostatique à travers l'espace impacte remarquablement l'activité catalytique des catalyseurs surpassant la stratégie utilisée classiquement au travers des effets électroniques des groupements électroattracteurs (Khadhraoui *et al.*, 2021).

²⁵ Ces mécanismes sont différents de ceux qui président au fonctionnement.

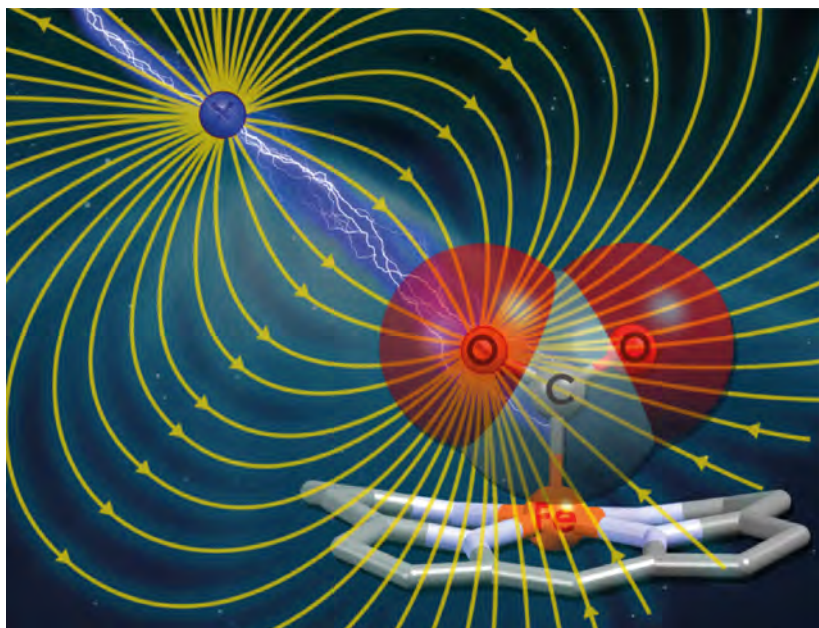


Figure 6 – Catalyse assistée par des effets électrostatiques.

Source : Cover Feature: Khadhraoui et al., 2021 (*ChemSusChem*.,14 [5], DOI : 10.1002/cssc.202100155).

Conclusion

En résumé, nous avons présenté ici certaines des recherches menées en chimie à l'Université Paris-Saclay concernant la photosynthèse artificielle, laquelle consiste à utiliser de l'énergie solaire pour la décomposition de l'eau en ses éléments constitutifs, à savoir l'hydrogène et l'oxygène. Cette recherche vise notamment à produire de l'hydrogène par des sources énergétiques renouvelables dans la perspective d'un monde durable. Nous avons également exposé une approche bio inspirée pour le développement des catalyseurs moléculaires afin de transformer le dioxyde de carbone en carburant. Ces différentes études montrent comment la nature peut être une

source d'inspiration inépuisable pour les chimistes afin de régler les problèmes et contraintes dues à notre mode de vie basée sur l'utilisation intensive de ressources fossiles.

Références bibliographiques

- AUKAULOO Ally, LEIBL Winfried & RUTHERFORD A. William, 2007. « Water Photolysis by Molecular Biomimetics », *L'Actualité chimique* [En ligne], 308-309 (mai-juin), p. 42-49. Consulté le 01/04/2021. URL : <https://www.lactualitechimique.org/La-photolyse-de-l-eau-par-biometisme-moleculaire>
- BARBER James & TRAN Phong D., 2013. « From Natural to Artificial Photosynthesis », *Journal of the Royal Society Interface* [En ligne], 10 (81), 20120984. Mis en ligne le 06/04/2013 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1098/rsif.2012.0984
- BENCHABANE Louisa, 2020. « Comment la filière hydrogène compte accélérer le développement de sa technologie », *Le Monde* [En ligne]. Mis en ligne le 23/07/2020 (consulté le 01/04/2021). URL : https://www.lemonde.fr/economie/article/2020/07/23/le-plan-de-la-filiere-hydrogene-pour-accelerer-le-developpement-de-la-technologie_6047006_3234.html
- CAN Mehmet, ARMSTRONG Frazer A. & RAGSDALE Stephen W., 2014. « Structure, Function, and Mechanism of the Nickel Metalloenzymes, CO Dehydrogenase, and Acetyl-CoA Synthase », *Chemical Reviews* [En ligne], 114 (8), p. 4149-4174. Mis en ligne le 13/02/2014 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1021/cr400461p
- CONCEPCION JAVIER, JURSS Jonah W., TEMPLETON Joseph L., MEYER Thomas J., 2008. « One Site is Enough: Catalytic Water Oxidation by [Ru(tpy)(bpm)(OH₂)]²⁺ and [Ru(tpy)(bpz)(OH₂)]²⁺ », *Journal of the American Chemical Society* [En ligne], 130 (49), p. 16462-16463. Mis en ligne le 14/11/2008 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1021/ja8059649
- COSTENTIN Cyrille, DROUET Samuel, ROBERT Marc & SAVÉANT Jean-Michel, 2012. « A Local Proton Source Enhances CO₂ Electroreduction to CO by a Molecular Fe Catalyst », *Science* [En ligne], 338 (6103), p. 90-94. Mis en ligne le 05/10/2012 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1126/science.1224581
- DAU Holger & ZAHARIEVA Ivelina, 2009. « Principles, Efficiency, and Blueprint Character of Solar-Energy Conversion in Photosynthetic Water Oxidation »,

- Accounts of Chemical Research* [En ligne], 42 (12), p. 1861-1870. Mis en ligne le 12/11/2009 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1021/ar900225y
- ELGRISHI Noémie, CHAMBERS Matthew B., WANG Xia & FONTECAVE Marc, 2017. « Molecular Polypyridine-Based Metal Complexes as Catalysts for the Reduction of CO₂ », *Chemical Society Reviews* [En ligne], 46 (3), p. 761-796. Mis en ligne le 13/01/2017 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1039/C5CS00391A
- GHOSH Srabanti, KOUAMÉ Natalie A., RAMOS Laurence, REMITA Samy, DAZZI Alexandre, DENISET-BESSEAU Ariane, BEAUNIER Patricia, GOUBARD Fabrice, AUBERT Pierre-Henri & REMITA Hynd, 2015. « Conducting Polymer Nanostructures for Photocatalysis under Visible Light », *Nature Materials* [En ligne], 14 (5), p. 505-511. Mis en ligne le 16/03/2015 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1038/nmat4220
- GOTICO Philipp, BOITREL Bernard, GUILLOT Régis, SIRCOGLOU Marie, QUARANTA Annamaria, HALIME Zakaria, LEIBL Winfried & AUKAALOO Ally, 2019. « Second-Sphere Biomimetic Multipoint Hydrogen-Bonding Patterns to Boost CO₂ Reduction of Iron Porphyrins », *Angewandte Chemie. International Edition* [En ligne], 58 (14), p. 4504-4509. Mis en ligne le 20/02/2019 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1002/anie.201814339
- GOTICO Philipp, ROUPNEL Loïc, GUILLOT Régis, SIRCOGLOU Marie, LEIBL Winfried, HALIME Zakaria & AUKAALOO Ally, 2020. « Atropisomeric Hydrogen Bonding Control for CO₂ Binding and Enhancement of Electrocatalytic Reduction at Iron Porphyrins », *Angewandte Chemie. International. Edition* [En ligne], 59 (50), p. 22451-22455. Mis en ligne le 09/09/2020 (consulté le 05/05/2021). DOI : 10.1002/anie.202010859
- HAGFELT Anders & GRÄTZEL Michael, 2000. « Molecular Photovoltaics », *Accounts of Chemical Research* [En ligne], 33 (5), p. 269-277. Mis en ligne le 23/02/2000 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1021/ar980112j
- JEOUNG Jae-Hun & DOBBEK Holger, 2007. « Carbon Dioxide Activation at the Ni,Fe-Cluster of Anaerobic Carbon Monoxide Dehydrogenase », *Science* [En ligne], 318 (5855), p. 1461-1464. Mise ligne le 30/11/2007 (consulté le 05/05/2021). DOI : 10.1126/science.1148481
- KÄRKÄS Marcus, VERHO Oscar, JOHNSTON Eric V. & ÅKERMARK Björn, 2014. « Artificial Photosynthesis: Molecular Systems for Catalytic Water Oxidation », *Chemical Reviews* [En ligne], 114 (24), p. 11863-12001. Mis en ligne le 29/19/2014 (consulté le 01/04/202). DOI : 10.1021/cr400572f

- KHADHRAOUI Asma, GOTICO Philipp, LEIBL Winfried, HALIME Zakaria & AUKAULOO Ally, 2021. « Through-Space Electrostatic Interactions Surpass Classical Through-Bond Electronic Effects in Enhancing CO₂ Reduction Performance of Iron Porphyrins », *ChemSusChem. Chemistry–Sustainability–Energy–Materials* [En ligne], 14 (5), p. 1308-1315. Mis en ligne le 02/01/2021 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1002/cssc.202002718
- LINCOT Daniel, 2019. « Une économie citoyenne du photovoltaïque est en train de se mettre en place en France », *L'Energeek* [En ligne]. Mis en ligne le 27/12/2019 (consulté le 06/04/2021). URL : <https://lenergeek.com/2019/12/27/daniel-lincot-photovoltaique-solaire-renouvelables-france/>
- MARTÍNEZ-DÍAZ Victoria, TORRE Gema de la & TORRES Tomás, 2010. « Lighting Porphyrins and Phthalocyanines for Molecular Photovoltaics », *Chemical Communications* [En ligne], 46 (38), p. 7090-7108. Mis en ligne le 10/09/2010 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1039/C0CC02213F
- PATEL Jully, YUAN Xiaojiao, MENDES MARINHO Stéphanie, LEIBL Winfried, REMITA Hynd & AUKAULOO Ally, 2020. « Visible Light-Driven Simultaneous Water Oxidation and Quinone Reduction by a Nano-Structured Conjugated Polymer without Co-Catalysts », *Chemical Science* [En ligne], 28 (11), p. 7324-7328. Mis en ligne le 12/06/2020 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1039/D0SC02122A
- RAHMAN Mohammad Ziaur, KIBRIA Golam & MULLINS Charles Buddie, 2020. « Metal-Free Photocatalysts for Hydrogen Evolution », *Chemical Society Reviews* [En ligne], 49, p. 1887-1931. Mis en ligne le 26/02/2020 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1039/C9CS00313D
- SANDERSON Katharine, 2008. « Chemistry: The Photon Trap », *Nature* [En ligne], 452, p. 400-402. Mis en ligne le 26/03/2008 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1038/452400a
- SCHILTER David, CAMARA James M., HUYNH Mioy T., HAMMES-SCHIFFER Sharon & RAUCHFUSS Thomas B., 2016. « Hydrogenase Enzymes and Their Synthetic Models: The Role of Metal Hydrides », *Chemical Reviews* [En ligne], 116 (15), p. 8693-8749. Mis en ligne le 29/06/2016 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1021/acs.chemrev.6b00180
- SERPONE Nick & EMELINE Alexei V., 2012. « Semiconductor Photocatalysis: Past, Present, and Future Outlook », *The Journal of Physical Chemistry Letters* [En ligne], 3 (5), p. 673-677. Mis en ligne le 01/03/2012 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1021/jz300071j

- SHARMA Pankaz K., CHU Zhen T., OLSSON Mats H. M. & WARSHEL Arieh, 2007. « A New Paradigm for Electrostatic Catalysis of Radical Reactions in Vitamin B₁₂ Enzymes », *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* [En ligne], 104 (23), p. 9661-9666. Mis en ligne le 21/05/2007 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1073/pnas.0702238104
- SMITH Peter T., NICHOLS Eva M., ZHI Cao & CHANG Christopher J., 2020. « Hybrid Catalysts for Artificial Photosynthesis: Merging Approaches from Molecular, Materials, and Biological Catalysis », *Accounts of Chemical Research* [En ligne], 53 (3), p. 575-587. Mis en ligne le 03/03/2020 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1021/acs.accounts.9b00619
- SUGA Michihiro, AKITA Fusamichi, YAMASHITA Keitaro, NAKAJIMA Yoshiki, UENO Go, LI Hongjie, YAMANE Takahiro, HIRATA Kunio, UМЕНA Yasufumi, SHINICHIRO Yonekura, YU Long-Jiang, MURAKAMI Hironori, NOMURA Takashi, KIMURA Tetsunari, KUBO Minoru, BABA Seiki, KUMASAKA Takashi, TONO Kensuke, YABASHI Makina, ISOBE Hiroshi, YAMAGUCHI Kizashi, YAMAMOTO Masaki, AGO Hideo & SHEN Jian-Ren, 2019. « An Oxyl/Oxo Mechanism for Oxygen-Oxygen Coupling in PSII Revealed by an X-Ray Free-Electron Laser », *Science* [En ligne], 366 (6463), p. 334-338. Mis en ligne le 18/10/2019 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1126/science.aax6998
- SYMES Marc D. & CRONIN Leroy, 2013. « Decoupling Hydrogen and Oxygen Evolution during Electrolytic Water Splitting Using an Electron-Coupled-Proton Buffer », *Nature Chemistry* [En ligne], 5 (5), p. 403-409. Mis en ligne le 14/04/2013 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1038/nchem.1621
- TSUI Emily Y., TRAN Rosalie, YANO Junko & AGAPIE Theodore, 2013. « Redox-Inactive Metals Modulate the Reduction Potential in Heterometallic Manganese-Oxide Clusters », *Nature Chemistry* [En ligne], 5 (4), p. 293-299. Mis en ligne le 03/03/2013. DOI : 10.1038/nchem.1578
- UMENA Yasufumi, KAWAKAMI Keisuke, SHEN Jian-Ren & KAMIYA Nobuo, 2011. « Crystal Structure of Oxygen-Evolving Photosystem II at a Resolution of 1.9 Å », *Nature* [En ligne], 473, p. 55-60. Mis en ligne le 17/04/2011 (consulté le 05/05/2021). DOI : 10.1038/nature09913
- WANG Xinchun, MAEDA Kazuhiko, THOMAS Arne, TAKANABE Kazuhiro, XIN Gang, CARLSSON Johan M, DOMEN Kazunari & ANTONIETTI Markus, 2009. « A Metal-Free Polymeric Photocatalyst for Hydrogen Production from Water under Visible Light », *Nature Materials* [En ligne], 8 (1), p. 76-80. Mis en ligne le 09/11/2008 (consulté le 01/04/2021). DOI : 10.1038/nmat2317

- WEGNER Gerhard, 1969. « Topochemische Reaktionen von Monomeren mit konjugierten Dreifachbindungen. I. Mitt.: Polymerisation von Derivaten des 2,4-Hexadiin-1,6-diols im kristallinen Zustand », *Zeitschrift für Naturforschung B* [En ligne], 24 (7), p. 824-832. Mis en ligne le 02/06/2014 (consulté le 02/04/2021). DOI : 10.1515/znb-1969-0708
- WHITE John M. & BERCAW John, 2002. *Opportunities for Catalysis in the 21st Century: A Report from the Basic Energy Sciences Advisory Committee* [En ligne]. Mis en ligne le 16/05/2002 (consulté le 05/05/2021). DOI : 10.2172/899237
- ZHANG Chunxi, CHEN Changhui, DONG Hongxing, SHEN Jian-Ren, DAU Holger & ZHAO Jingquan, 2015. « A Synthetic Mn₄Ca-Cluster Mimicking the Oxygen-Evolving Center of Photosynthesis », *Science* [En ligne], 348 (6235), p. 690-693. Mis en ligne le 08/05/2015 (consulté le 05/05/2021). DOI : 10.1126/science.aaa6550

La transition énergétique : enjeux juridiques

Partie 1 : La transition énergétique à l'épreuve du droit

Bernadette LE BAUT-FERRARESE

RÉSUMÉ

Une transition énergétique ayant vocation à transformer le système énergétique (évolution des sources, des usages, des technologies) répond forcément à une demande sociale, mais elle n'en est pas pour autant moins confrontée à l'ordre social. De fait, une transition énergétique est donc inéluctablement vouée à rencontrer le droit. S'agissant de la transition énergétique actuellement en cours, il est, ce faisant, intéressant de constater qu'alors que ce processus est essentiellement déterminé par des enjeux environnementaux particulièrement prégnants, il n'en est pas moins susceptible de se heurter au droit, en particulier à celui de ses règles qui, faisant valoir ces deux enjeux également majeurs de la vie sociale que sont la liberté et la sécurité, les feront le cas échéant prévaloir.

Introduction générale aux parties 1 et 2

Une transition est un processus d'évolution dans le temps qui, lorsqu'il concerne l'énergie, vient modifier les rapports humains à celle-ci. Elle s'insinue ce faisant dans le cadre de l'histoire, longue et complexe, de ces rapports, intervenant comme un événement, qui en soi n'est pas forcément inédit (Bouneau & Vila, 2016), mais qui n'en est pas moins décisif dès lors qu'il impose rien moins qu'une évolution des sources, des usages et des technologies énergétiques.

La transition énergétique actuelle, présentée comme le « passage, à terme, des énergies non renouvelables (pétrole, charbon, gaz, uranium) aux énergies renouvelables pouvant s'accompagner d'une réduction des

émissions de gaz à effet de serre, d'une réduction des risques environnementaux et d'une réduction des pollutions et déchets dangereux » (Sablière, 2013 : 46), est de cette ampleur. En mettant en cause les effets délétères, sur l'environnement notamment, du modèle énergétique issu de la révolution industrielle et qui s'est déployé par la suite tout au long du ^{xx}e siècle¹, elle le met aussi en question.

Du fait des enjeux majeurs qui la traversent (lutte contre le réchauffement climatique, contribution au développement durable), cette transition énergétique participe du, sinon au, devenir de la société contemporaine. C'est dans cette mesure qu'elle concerne entre autres, et même particulièrement, le droit, en tant qu'il est le réceptacle de la plupart des attentes sociales et qu'il constitue un outil pour répondre à celles-ci.

En effet, le droit ne peut être extérieur à la transition énergétique : il a même vocation à l'intégrer, sinon à s'y intégrer. Ce phénomène trouve sa justification dans le droit lui-même, qui a formalisé des objectifs à caractère environnemental², notamment climatique³, qui, comme tels, constituent ses prolégomènes – ou conditions préalables. Une telle intégration est par ailleurs susceptible de s'effectuer selon des modalités variables, que ce soit dans le temps ou en intensité. En d'autres termes, s'il est réaliste d'envisager que le droit « se saisisse » de la transition énergétique, il est permis de penser qu'il puisse le faire selon des méthodes et/ou à des degrés différents : en assurant la réception⁴, en

¹ Le rattachement de la dénucléarisation électrique à la transition énergétique peut s'autoriser du constat qu'en France, c'est la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui en a acté le principe, soit une réduction de 70 à 50 % de la part de l'électronucléaire dans le mix électrique.

² Cf. notamment le « développement durable » (Loi constitutionnelle n° 2005-205 du 1^{er} mars 2005 relative à la Charte de l'environnement [Charte de l'environnement] ; Traité sur l'Union Européenne [TUE], art. 3 & 21) et la « protection de l'environnement » (Charte de l'environnement ; Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne [TFUE], art. 11) ; cf. aussi l'« urgence écologique et climatique » (Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat [LREC], art. 1).

³ Cf. notamment le « facteur 4 » (LTECV art. 1), la « neutralité carbone » et le « facteur 6 » (LREC, art. 1).

⁴ Cf. en ce sens la LTECV.

définissant au besoin⁵ le concept qui la sous-tend et, le cas échéant, en mobilisant ses institutions, ses notions, ses modes de raisonnement etc., afin de participer à sa mise en œuvre.

En somme, la transition énergétique concerne le droit autant que celui-ci la concerne. C'est dans cette perspective qu'il y a lieu de constater que cette transition met le droit à l'épreuve. Elle constitue en effet d'une part un enjeu *de* droit : puisque chaque fois que celui-ci la prend en compte, elle subit alors l'épreuve du droit (*partie 1, par Bernadette Le Baut-Ferrarese, objet du présent article*). Elle constitue d'autre part aussi un enjeu *pour* le droit : parce que chaque fois que celui-ci entend la prendre en charge, il s'expose de son côté à l'épreuve de la transition énergétique (*partie 2, par Étienne Durand, objet de l'article qui suit, p. 67-84*).

* * *

Les sociétés humaines créent du droit afin, schématiquement, de répondre à deux grands enjeux : la protection de leur liberté et la garantie de leur sécurité. Il n'est donc pas illogique que la rencontre de la transition énergétique avec le droit se fasse au prisme de ces deux considérations, en d'autres termes que les actes et activités relevant de la première puissent se heurter aux règles libérales (1) et aux règles « sécuritaires » (2) du second.

L'épreuve du droit libéral

Le droit peut être considéré comme libéral à partir du moment où il procède d'un système fondé sur la garantie des droits et libertés individuels et protège ces derniers. Le droit peut se borner à reconnaître la liberté

⁵ Le droit n'a jusqu'ici jamais défini la transition énergétique. L'identification de ce phénomène résulte d'une lecture systématique des textes, lesquels sont devenus au fil du temps de plus en plus nombreux à promouvoir, par exemple, le développement des énergies renouvelables ou un système énergétique plus sobre. Une définition en creux peut parfois y être trouvée : par exemple l'article 1 de la LTECV évoque un « mode de développement économique respectueux de l'environnement, à la fois sobre et efficace en énergie et en consommation de ressources et de carbone, socialement inclusif, soutenant le potentiel d'innovation et garant de la compétitivité des entreprises » (cf. aussi Code de l'énergie, art. L. 100-1).

au profit des individus, ou la faire dépendre du contenu substantiel de ses règles. Le droit libéral qui est susceptible de s'appliquer aux actes et activités de la transition énergétique peut ainsi être formel ou matériel.

L'épreuve du droit formellement libéral

La promesse du droit formellement libéral est de garantir la liberté au profit de chaque individu, ainsi qu'à tous les individus⁶. Ce droit est par suite générateur autant de facilités que de contraintes pour ses destinataires.

Le droit formellement libéral offre de grandes facilités aux acteurs de la transition énergétique.

Liberté du commerce et de l'industrie

Condorcet avait vanté « la liberté du commerce et de l'industrie », qu'il présentait comme une source idéale d'égalité adaptée aux « vœux de la nature » et aux « besoins des hommes ». Cette liberté irrigue aujourd'hui le système juridique sous le vocable de « liberté d'entreprendre⁷ » : elle offre à ceux qui se placent sous la bannière de la transition énergétique, la perspective d'un libre accès et d'un libre exercice de toutes les activités économiques qu'ils pourraient vouloir lui rattacher.

Corollaires

Les mêmes acteurs profiteront de toutes les libertés qui en sont les corollaires : par exemple, la liberté contractuelle, posée à l'article 1123 du Code civil (« toute personne peut contracter, si elle n'en est pas déclarée incapable par la loi »), qui offre le libre choix du partenaire économique, la liberté de déterminer le prix pour une prestation donnée, la

⁶ Cf. Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen de 1789 [Déclaration de 1789], art. 4 : « La liberté consiste à pouvoir faire tout ce qui ne nuit pas à autrui ».

⁷ Cette liberté a été reconnue par la loi des 2-17 mars 1791 portant suppression de tous les droits d'aides, de toutes les maîtrises et jurandes et établissement des droits de patente (abolition des privilèges). Elle a aujourd'hui le statut, de principe général du droit (Conseil d'État, Ass., 22 juin 1951, *Daudignac*, n° 00590 025) et de principe constitutionnel (Conseil constitutionnel, 16 janvier 1982, n° 81-132 DC).

liberté du travail, qui inclut la liberté de recruter (ou de ne pas recruter) du personnel et, inversement, de licencier (ou de ne pas licencier⁸).

Si le droit formellement libéral se soucie de la liberté individuelle, ce n'est jamais cependant au point de l'extraire du cadre collectif dans lequel elle est vouée à être exercée. Il admet par suite les restrictions à la liberté individuelle, mais si et seulement si elles peuvent se prévaloir d'un intérêt supérieur.

Ordre public

Les acteurs de la transition énergétique exercent librement leur activité, mais n'échappent pas ainsi aux nécessités de la sauvegarde de l'ordre public. Cette exigence limite *per se* la liberté contractuelle⁹ ; elle s'exprime aussi, lorsque l'activité est économique, dans le cadre d'un droit organisant les rapports de concurrence. Ce droit s'adresse pour l'essentiel aux acteurs privés, sous la forme d'interdictions – des ententes illicites ou restrictives (Code de commerce, art. L. 420-1 ; TFUE, art. 101) ; des abus de position dominante¹⁰ (Code de commerce, art. L. 420-2 ; TFUE, art. 102) –, ou de contrôles *ex ante* – de la Commission européenne, pour les concentrations d'entreprises atteignant une dimension européenne¹¹ (Règlement n° 139/2004/CE). Ce droit concerne aussi les acteurs publics, visés par ses dispositions relatives à l'interdiction des aides d'État (TFUE, art. 107 & 108). Alors que les aides d'État

⁸ Cf., par exemple, Conseil constitutionnel, 20 juillet 1988, n° 88-244 DC (une loi visant à amnistier des salariés protégés licenciés pour faute lourde) : « risque de mettre en cause la liberté d'entreprendre de l'employeur qui, responsable de l'entreprise, doit pouvoir, en conséquence, choisir ses collaborateurs ».

⁹ Cf. Code civil, art. 6 : « on ne peut déroger, par des conventions particulières, aux lois qui intéressent l'ordre public et les bonnes mœurs ».

¹⁰ Par exemple, l'Autorité de la concurrence a identifié tout à la fois une entente et un abus de position dominante dans le comportement d'EDF, ayant consisté à favoriser de manière abusive sa filiale active sur le marché émergent du solaire photovoltaïque, qu'elle a condamné à payer une amende de 13,5 millions d'euros (Autorité de la concurrence, déc. n° 13-D-20).

¹¹ Par exemple, la Commission européenne a autorisé l'acquisition du contrôle conjoint de 17 parcs photovoltaïques par un consortium d'entreprises (aff. M.8289, *Engie/Omnes Capital/Prédica/Maïa Eolis*).

relevant du processus de transition énergétique représentent *de facto* une large part de la catégorie des aides d'État horizontales (Bougette & Charlier, 2016), elles n'échappent pas pour autant aux disciplines strictes du droit en question, ce qu'a confirmé la célèbre jurisprudence *Vent de colère* relative aux tarifs français de rachat de l'éolien terrestre¹².

Liberté d'autrui

Quel que soit le contexte, le titulaire d'une liberté formelle risque toujours de se heurter à celui qui se prévaut de sa propre liberté. Dans le contexte de la transition énergétique, l'installation de dispositifs de comptage intelligent de la consommation électrique (type Linky), par le gestionnaire du réseau de distribution électrique au domicile des usagers, constitue une bonne illustration de tels conflits interindividuels, dont la solution est de plus en plus souvent confiée à un juge (Boda, 2018). Le refus d'installation de tels équipements au domicile d'un usager est possible sur le fondement du droit fondamental de propriété¹³ (Déclaration de 1789, art. 2 & 17). Dans la mesure où le système suppose d'accéder aux données personnelles de consommation électrique de l'usager, celui-ci est en droit d'invoquer le droit au respect de sa vie privée (Déclaration de 1789, art. 2 ; Code civil, art. 9), qui requiert le consentement préalable à

¹² Dans cette affaire, la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) avait été interrogée par le Conseil d'État afin de savoir si le tarif de rachat de l'électricité éolienne par EDF ne constituait pas une aide d'État au sens du TFUE. La Cour a répondu qu'il s'agissait bien d'une aide d'État, qui aurait dû être notifiée à la Commission (CJUE, 19 décembre 2013, aff. C-262/12) ; ne l'ayant pas été, cette aide a été jugée illégale par le Conseil d'État, puis a donné lieu à des demandes de restitution : au total 47 millions d'euros d'aide ont dû être remboursés à l'État par les acteurs de la filière éolienne terrestre.

¹³ Celui-ci permet au client de refuser l'accès à son compteur (Réponse ministérielle n° 2243, JORF, 13 mars 2019, p. 2158). Cf. aussi l'ordonnance n° 2020-71 du 29 janvier 2020 abrogeant l'article 29 de la LTECV qui avait prévu que les propriétaires ont l'obligation de permettre l'accès au dispositif de comptage.

la collecte de données personnelles¹⁴, ainsi qu'un traitement de celles-ci par le gestionnaire de réseaux conforme aux règles en vigueur¹⁵.

Le droit matériellement libéral

Le droit libéral, susceptible d'être appliqué aux acteurs de la transition énergétique, peut l'être aussi en regard de son contenu, plus précisément lorsqu'il applique aux activités économiques qu'il a vocation à régir les préceptes de l'économie libérale de marché. Ce droit est, par exemple, celui qui libéralise un secteur d'activités énergétiques, ou qui prévoit pour les acteurs de l'énergie des outils de marché.

La libéralisation du marché des énergies de réseaux (électricité et gaz) est issue essentiellement de règles de l'UE¹⁶, qui a mis au service de cet objectif sa compétence en matière d'établissement d'un marché unique sans frontières économiques¹⁷. La réglementation dont s'agit introduit une concurrence intégrale sur le segment de la production d'électricité, oblige les gestionnaires de réseaux publics à ouvrir l'accès à ces derniers à des fournisseurs tiers aux réseaux, impose enfin aux sociétés intégrées verticalement la séparation dans la gestion des activités de production, de transport et de distribution.

¹⁴ Selon la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés (CNIL), ce consentement doit être préalable et exprès, libre et éclairé (Délib. n° 2012-404, 15 novembre 2012).

¹⁵ C'est-à-dire conforme au règlement n° 2016/679/UE (règlement général sur la protection des données) et à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

¹⁶ Cf. en dernier lieu : Directive 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ; Directive 2019/692/UE du 17 avril 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz.

¹⁷ Cette compétence s'est *ab initio* déployée sur le fondement de la clause générale d'harmonisation des législations nationales pour l'établissement ou le fonctionnement dudit marché (TFUE, art. 114) ; depuis l'entrée en vigueur du traité de Lisbonne, elle se fonde sur une clause équivalente, mais spécifique au domaine de l'énergie (TFUE, art. 194).

Neutralité

Les enjeux de la transition énergétique sont étrangers à ce droit. Nonobstant, en permettant l'émergence d'offres de marché alternatives, il favorise, au moins indirectement, celles qui s'inscrivent dans le processus en question.

Le droit matériellement libéral est aussi celui qui, en matière d'énergie, crée des outils économiques mettant en œuvre la logique du libre marché. Ainsi en est-il lorsque ce droit consacre, sur le modèle du dispositif des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des dispositifs tels que les Garanties d'Origine (GO) ou les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE).

Garanties d'origine

Ce dispositif vise à garantir la traçabilité de l'énergie issue de source renouvelable en lui attribuant une sorte d'appellation d'origine contrôlée, attestée par un document officiel émis remis par l'autorité compétente. Ce dispositif a été imposé en matière d'électricité (Code de l'énergie, art. L. 314-14 à L. 314-17) par le droit de l'UE¹⁸. La France a ensuite décidé de l'étendre au biométhane (Code de l'énergie, art. D. 446-17 et suiv.) et annoncé son intention de l'appliquer également à l'hydrogène (LREC, art. 52). Si une GO présente un intérêt écologique, celui-ci est aussi économique. En effet, toute personne souhaitant acheter, par exemple, de l'électricité renouvelable, achète autant de GO que de mégawattheures : une GO est ainsi négociable. Mais les GO sont également valorisables par les producteurs et fournisseurs d'énergie au sein d'un marché *ad hoc*, soit de gré à gré, soit *via* le dispositif de commercialisation d'un fournisseur. C'est d'ailleurs pour cette raison que la France a décidé que l'opérateur bénéficiant d'un soutien public à la production d'électricité renouvelable (sous forme d'un tarif de rachat ou d'un complément de rémunération) ne peut parallèlement demander qu'une GO soit émise à son profit, cela afin d'éviter toute

¹⁸ Cf. Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, art. 5.

surrémunération. Un système d'enchères publiques pour les GO non libérées a également été instauré, dans le cadre duquel l'État est l'unique vendeur¹⁹.

Certificats d'économie d'énergie

Ce dispositif, qui découle de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (Loi POPE), a été adopté en autonomie par rapport au droit de l'UE. Il incite les fournisseurs d'énergie à réaliser, ou faire réaliser, des travaux d'économie d'énergie – toutes énergies confondues – chez les consommateurs, en recourant à des opérations spécifiques standardisées. L'État fixe à cet effet un objectif national pour une période de trois ans, qu'il répartit entre des acteurs « obligés ». Le principe est que, lorsque ces derniers effectuent une opération d'économie d'énergie répondant aux standards publics, l'État leur délivre un document certificatif (CEE) qui, aux termes de la loi, est un « bien meuble négociable » (Code de l'énergie, art. L. 221-8). Une fois émis, le CEE peut en effet être cédé à titre onéreux, par un « obligé » ayant dépassé son quota, ou par un opérateur déclaré par la loi « éligible » au marché des CEE (Code de l'énergie, art. L. 221-7 1° à 6°), notamment à un acteur qui, à l'issue de la période prévue par la loi, ne présente pas le nombre de CEE requis et ne veut pas payer à l'État une pénalité.

L'épreuve du droit « sécuritaire »

La sécurité des individus est une préoccupation tout aussi centrale des sociétés, qui fait contrepoint à celle de liberté. Elle fonde un droit « sécuritaire », qui vise à circonscrire ou à empêcher la réalisation d'un risque social préalablement identifié et jugé suffisamment sérieux, lequel, lorsqu'il s'agit d'énergie, peut être aussi général que spécifique.

¹⁹ Cf. Décret n° 2018-243 du 5 avril 2018 organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Protection contre le risque en général

Comme toutes les activités humaines, les activités énergétiques comportent une part de risque. Il en est ainsi, par inclusion, de toutes celles qui participent de, ou à, la transition éponyme.

Tout d'abord, ces activités s'autorisent d'un lien avec la transition énergétique actuelle, en raison des technologies, sources, ou vecteurs d'énergie auxquelles elles recourent.

Production d'énergie renouvelable

De façon générale, le droit fait plutôt la promotion de l'utilisation de l'énergie renouvelable, sur le fondement de son bénéfice social, mais il n'est pas indifférent aux risques que peut engendrer sa production. Par exemple, la question des risques engendrés par les projets de parcs éoliens pour la sécurité ou la salubrité publique est souvent débattue devant les juridictions administratives (Sousse, 2009 ; Billet, 2008). Les parcs éoliens terrestres sont assujettis au respect de procédures administratives souvent complexes (Sénat, 2009), et certains ont même été inscrits dans le régime des « Installations Classées pour la Protection de l'Environnement » (ICPE) prévu par le Code de l'environnement (art. L. 511-1 et suiv.) pour les installations présentant « des dangers ou des inconvénients pour la commodité du voisinage, pour la santé, la sécurité ou la salubrité publiques²⁰... » : ce régime impose la réalisation d'une étude de danger²¹ et, spécifiquement, un éloignement de 500 mètres au moins des constructions à usage d'habitation²². Les ouvrages éoliens sont également assujettis à des critères de distance et de hauteur par rapport à certaines installations

²⁰ Le basculement des éoliennes dans le régime ICPE est issu de l'article 90 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (Grenelle 2).

²¹ Code de l'environnement, art. L. 512-1.

²² Cette distance d'éloignement, apparue nécessaire dans l'hypothèse d'une rupture de mât ou d'un détachement d'une pale, avait été imposée au préalable par la jurisprudence administrative : Cour Administrative d'Appel (CAA) de Lyon, 5 avril 2005, 04LY00431.

protégées (militaires, équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne²³). Les producteurs éoliens sont également invités à prendre en considération leur implantation dans des zones exposées à un risque d'incendies de forêts²⁴.

Pilotage intelligent de l'énergie

Le pilotage intelligent de l'énergie effectué au moyen de compteurs communicants (de type Linky) est également contesté sur le motif de son danger potentiel ou éventuel pour les usagers. Ce type d'arguments ne prospère toutefois que de façon très relative devant les prétoires. Le juge administratif a ainsi considéré que l'invocation dans les circonstances de la cause du principe de précaution, en raison de l'incertitude entourant les risques pour la santé des usagers représentés par l'émission d'ondes électromagnétiques, est inopérante²⁵, et estimé qu'un maire ne peut s'opposer à l'installation de ces compteurs dans sa commune sur le fondement de la notion de trouble à l'ordre public²⁶. En revanche, le juge civil des référés a estimé que la pose des compteurs peut créer un dommage imminent aux personnes présentant une hypersensibilité aux ondes électromagnétiques²⁷.

Lorsque l'on considère le risque des activités participant à la transition énergétique, le droit « sécuritaire » peut aussi avoir une incidence sur des activités qui, sans être consubstantielles à la transition énergétique, constituent des éléments essentiels, sinon indispensables, à son

²³ Cf., par exemple, l'arrêté du 30 juin 2020 relatif aux règles d'implantation des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation ou à déclaration au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement par rapport aux enjeux de sécurité aéronautique.

²⁴ Conseil d'État, 23 décembre 2015, n° 386044.

²⁵ Conseil d'État, 20 mars 2013, *Ass. Robin des Toits*, n° 354321 ; Conseil d'État, 11 juillet 2019, *Commune de Cast*, n° 426060.

²⁶ CAA de Marseille, 7 février 2020, 19MA05242.

²⁷ Tribunal de Grande Instance (TGI) de Toulouse, Ordonnance, 12 mars 2019, n° 1900431.

avancement. Il en est ainsi de celles concernant les réseaux électriques et gaziers.

Réseaux électriques

La loi dispose que le « service public de l'électricité est géré [...] dans les meilleures conditions de sécurité » et charge en conséquence les gestionnaires des réseaux publics de « veille[r], à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau [...], compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier » (Code de l'énergie, art. L. 321-10 & art. L. 322-9). Si cette contrainte est générale, elle requiert en particulier de calibrer et de surveiller les réseaux pour qu'ils puissent accueillir toutes les sources de production, y compris celles, à caractère renouvelable, pour lesquelles ils n'ont pas été conçus.

Réseaux gaziers

L'ouverture des réseaux gaziers aux gaz « verts » est conditionnée par le même type de préoccupations : de façon générale, cet accès n'est possible que sous réserve « de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité » des réseaux (Code de l'énergie, art. L. 111-97) et, pour ce qui concerne spécifiquement le biométhane, il n'est autorisé que si celui-ci est issu de produits non dangereux pour la santé²⁸.

Protection contre le risque énergétique en particulier

La sécurité d'approvisionnement énergétique²⁹ est une expression spécifique de l'enjeu « sécuritaire » dans le domaine de l'énergie, renvoyant au caractère crucial et même nécessaire de celle-ci pour les individus. Elle détermine les grandes décisions politiques et façonne les régimes juridiques applicables aux activités de l'énergie.

²⁸ Cf. arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de méthane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel.

²⁹ Elle est définie comme « un flux d'approvisionnement régulier en énergie finale, à un prix acceptable » (Chevalier, 2010 : 66).

La sécurité d’approvisionnement en énergie est élevée au rang d’« objectif » des politiques publiques de l’énergie³⁰. C’est à ce titre, et dans cette mesure, qu’elle pèse sur des choix aussi représentatifs de la transition énergétique que ceux consistant à dénucléariser ou à décarboner le mix électrique.

Dénucléarisation

Les considérations de sécurité d’approvisionnement en électricité sont au cœur de la décision récente de la France de modifier le calendrier de la dénucléarisation électrique, plus précisément de repousser « à l’horizon 2035 », en lieu et place de « l’horizon 2025 » acté initialement par la LTECV, la réduction de 70 à 50 % la part de l’électronucléaire³¹ (Code de l’énergie, art. L. 100-4 5° modifié). Ce sont les mêmes considérations qui sont au cœur de la solution rendue par la CJUE dans son arrêt *Inter Environnement Wallonie*³² (Le Baut-Ferrarese & Moliner-Dubost, 2019) : saisie à propos d’une loi belge de 2015 ayant décidé le redémarrage pour dix ans d’une centrale nucléaire et la prolongation de dix ans de la durée de fonctionnement d’une autre centrale, la Cour a estimé que les autorités belges étaient en droit, sur l’argument de la garantie de la sécurité d’approvisionnement électrique, de maintenir ladite loi, quand bien même aurait-elle été prise en violation des règles environnementales de l’Union.

Décarbonation

Le même type d’argument peut être employé pour s’opposer à la décarbonation du mix énergétique : par exemple, par le gestionnaire du

³⁰ Cf. en droit français, Code de l’énergie, art. L. 100-1 2° ; en droit de l’UE, TFUE, art. 194. 1 b.

³¹ Le calendrier initial avait été critiqué sur ce plan notamment par la Cour des Comptes (2018 : 22), par le Conseil Économique, Social et Environnemental (2019) et par le Réseau de Transport d’Électricité (RTE, 2018).

³² CJUE, Grande chambre, 29 juillet 2019, aff. C-411/17, *Inter-Environnement Wallonie et Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen*.

réseau de transport électrique³³ pour chercher à assouplir la décision de la France de plafonner les émissions de gaz à effet de serre des centrales à charbon à compter du 1^{er} janvier 2022³⁴.

Concernant la réglementation des activités énergétiques, la sécurité d'approvisionnement en énergie peut aussi jouer comme un élément de nature à forger les régimes juridiques applicables aux activités concernées. Le droit de l'électricité, probablement en relation avec le caractère de produit de « première nécessité » de celle-ci (Code de l'énergie, art. L. 121-1), est à cet égard illustratif.

Règles d'application ex ante

Le droit de l'électricité impose aux candidats au déploiement d'une technologie de production d'obtenir auprès de l'administration une autorisation d'exploiter (Code de l'énergie, art. L. 311-5 à L. 311-9) et prévoit comme critère de délivrance sa contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique (Code de l'énergie, art. L. 311-5 1°).

Règles d'application ex post

D'abord, de façon générale, l'État est en droit de destiner aux fournisseurs électriques des obligations « déterminées, de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité », tel que défini par le gestionnaire du réseau de transport dans son bilan prévisionnel pluriannuel (Code de l'énergie, art. L. 335-2). Ensuite, plus spécifiquement, la France a imposé aux mêmes fournisseurs de participer au dispositif dit de la « contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique » (ou « mécanisme de capacité » ; Code de l'énergie, art. L. 335-1 et suiv.). Ce dispositif vise à responsabiliser les acteurs afin d'éviter toute rupture d'approvisionnement du système électrique français, et ce y compris les acteurs de la transition énergétique. Il s'adresse en effet à des fournisseurs qui, devant justifier de leur capacité à satisfaire la

³³ Cf. RTE, 2021.

³⁴ Cf. LREC, art. 12 I. ; le texte retenu permet le maintien en veille de certaines d'entre elles, afin de les solliciter quelques heures par an en cas de besoin.

consommation de pointe en acquérant des « garanties de capacité » auprès d'« opérateurs de capacité », pourront contractualiser, par exemple, avec des producteurs d'électricité de source renouvelable ou avec des opérateurs d'effacement, qui doivent faire certifier, pour les premiers, la disponibilité de leurs installations, pour les seconds, leur capacité d'effacement de consommation. De la sorte, les acteurs de la transition énergétique valorisent leurs activités pour répondre à un enjeu d'intérêt général, en s'appuyant sur des mécanismes rémunérateurs.

Références bibliographiques

- BILLET Philippe, 2008. « Risque éolien. Le fond de l'air effraie », *JCPAdministration*, 2235.
- BODA Jean-Sébastien, 2018. « Le déploiement des dispositifs de comptage Linky, source d'un phénomène contentieux en droit administratif », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 12 (décembre), comm. 61.
- BOUGETTE Patrice & CHARLIER Christophe, 2016. « La difficile conciliation entre politique de concurrence et politique industrielle. Le soutien aux énergies renouvelables », *Revue économique* [En ligne], 67 (HS1), p. 185-199. Mis en ligne le 18/03/2016 (consulté le 28/04/2021). DOI : 10.3917/reco.hs01.0185
- BOUNEAU Christophe & VILA Jean-Baptiste 2016. « Transition énergétique et réforme territoriale. Les enjeux d'un dialogue complexe », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 1 (janvier), article 2.
- CHEVALIER Jean-Marie, 2010. *Les 100 mots de l'énergie*, Paris, PUF (Que sais-je ?).
- CONSEIL ÉCONOMIQUE, SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL, 2019. *Climat-énergie : La France doit se donner les moyens. Avis sur les projets de Stratégie nationale bas carbone et de Programmation pluriannuelle de l'énergie* [En ligne], présenté par G. Duval & Madeleine Charru, avril. Consulté le 08/04/2021. URL : https://www.lecese.fr/sites/default/files/pdf/Avis/2019/2019_10_climat_energie.pdf
- COUR DES COMPTES, 2018. *Le soutien aux énergies renouvelables*, Rapport [En ligne], mars. Mis en ligne le 18/04/2018 (consulté le 08/04/2021). URL : <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables>

- LE BAUT-FERRARESE Bernadette et MOLINER-DUBOST Marianne, 2019, « Le droit de l'Union européenne au cœur du dilemme de la sortie du nucléaire », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 12 (décembre), comm. 58.
- RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE), 2018. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, Rapport [En ligne]. Consulté le 08/04/2021. URL : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2018_variantes.pdf
- , 2021. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*, Rapport [En ligne]. Consulté le 28/04/2021. URL : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-03/rapport_perspectives%20electriques_2021-2030.pdf
- SABLIÈRE Pierre, 2013. *Droit de l'énergie*, Paris, Dalloz.
- SÉNAT, 2009. *Les procédures administratives préalables à l'implantation des éoliennes*, Étude de législation comparée [En ligne], 197 (juin). Consulté le 09/04/2021. URL : https://www.senat.fr/lc/lc197/lc197_mono.html
- SOUSSE Marcel, 2009. « Implantation d'éoliennes présentant un risque pour la sécurité publique », *Environnement et développement durable*, février, comm. 110.

La transition énergétique : enjeux juridiques

Partie 2 : Le droit à l'épreuve de la transition énergétique

Étienne DURAND

RÉSUMÉ

La transition énergétique ne pourra pleinement se réaliser que si le droit lui sert de véhicule. Or, l'épreuve qu'elle fait subir à celui-ci est particulièrement intense. D'abord le droit se doit-il de formaliser et de mettre en cohérence des objectifs politiques diffus, tant d'un point de vue géographique (une articulation devant être trouvée entre les trajectoires internationale, européenne, nationale et locale sur ces sujets), que d'un point de vue matériel (les priorités énergétiques ne se construisant pas systématiquement en phase avec celles du climat, de la science ou de la société). Ensuite, le droit doit se parer d'outils pour atteindre ces objectifs énergétiques, en tenant pleinement compte des résistances démocratiques et sociales qui peuvent légitimement indexer la réalisation de ces derniers. Contraints, qui plus est, par une injonction climatique de plus en plus pressante, ces équilibres délicats induits par la transition énergétique perturbent la stabilité du droit. Il suffit, pour s'en convaincre, de constater le flot ininterrompu d'ajustements, sinon de renouvellements complets des règles juridiques intéressant le secteur de l'énergie. Au fond, c'est autant le contenu substantiel des règles de droit, que la construction, l'efficacité et la résilience de celles-ci qui se trouvent continuellement mises à l'épreuve de la transition énergétique.

Sous le poids de la contrainte qu'exerce aujourd'hui le modèle de développement durable, le secteur de l'énergie doit s'ajuster aux grands enjeux de ce dernier et, plus spécifiquement, aux volets environnementaux et sociaux qui le caractérisent¹. Loin d'endiguer ce phénomène, le droit de

¹ Le concept de développement durable est apparu dans les années 1980 dans les enceintes politiques internationales et désigne le « mode de développement qui

l'énergie assure la transcription matérielle de ces exigences du développement durable, de nature à assurer la crédibilité du processus politique qui le sous-tend. Aussi l'observation des règles juridiques en la matière montrent-elles que le droit de l'énergie subit frontalement l'épreuve de la transition environnementale (1) et sociale (2).

L'épreuve de la transition environnementale

Assurer une transition environnementale des règles de droit régissant le secteur de l'énergie n'est pas, en soi, une démarche surprenante. Il suffit de se souvenir que ce dernier est fortement porteur d'externalités environnementales, puisqu'il est, à lui seul, responsable de près de 80 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle de l'Union européenne. À l'évidence, ces considérations invitent à accentuer la porosité du droit de l'énergie aux contraintes environnementales qui l'entourent : d'abord, en le soumettant à des objectifs environnementaux, ensuite en le dotant d'instruments de nature à les réaliser.

Les objectifs de la transition environnementale du droit

Lorsque l'on porte l'attention sur l'évolution des règles de droit intéressant le secteur de l'énergie, la première forme de transition pouvant être identifiée tient à leur temporalité. Comme il a été vu précédemment, le droit de l'énergie est initialement construit sur une démarche *réactive* : il s'agissait de mettre fin à des situations passées qui empêchaient l'émergence d'un marché ou qui compromettaient la sécurité de celui-ci². Or, la transition environnementale modifie cet aspect *réactif* du droit, au profit d'une approche *proactive*, mettant le droit au service de la réalisation d'une pluralité d'objectifs, définis de façon complémentaire à l'échelle internationale, européenne et nationale.

À l'échelle internationale, trois séries d'objectifs permettent aujourd'hui de polariser l'énoncé des règles juridiques intéressant le

répond aux besoins des générations du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs » (Commission mondiale sur l'environnement et le développement, 1987).

² Cf. *supra* la première partie de cette étude rédigée par Bernadette Le Baut-Ferrarese, p 51-66.

secteur de l'énergie. Les premiers ressortent de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) de 1992, qui a fixé aux États parties, un objectif général de *stabilisation* des concentrations de GES dans l'atmosphère « à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique³ ». Les deuxièmes ont été établis par le protocole de Kyoto adossé, en 1997, à la CCNUCC, qui fixe cette fois un objectif de *réduction* des émissions de GES, d'au moins 5 % en 2012 par rapport au niveau enregistré en 1990⁴. Enfin, l'Accord de Paris sur le climat fixe, en 2015, un objectif de *limitation* du réchauffement mondial entre 1,5 et 2 °C d'ici 2100⁵.

À l'échelle de l'UE et dans le prolongement des textes internationaux sus-évoqués, des objectifs d'adaptation environnementale du secteur de l'énergie ont été progressivement fixés dans trois domaines principaux, à savoir l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et la réduction des émissions de GES. Pour l'horizon 2030, ces orientations ont été fixées dans le cadre d'un « paquet législatif » promettant une « énergie propre pour tous les citoyens » (Le Baut-Ferrarese, 2019) : il s'agit de porter à 32 % la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de l'Union à l'horizon 2030 ; d'atteindre un objectif d'efficacité énergétique d'au moins 32,5 % sur la même période et de parvenir à une réduction de 40 % des émissions de GES.

En France, enfin, les objectifs environnementaux du droit de l'énergie se déclinent sous trois volets complémentaires. D'abord, l'article L. 100-1 du Code de l'énergie fixe les objectifs de la politique énergétique, dont plusieurs font écho à la transition environnementale. Ces orientations du secteur de l'énergie sont adossées, depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (LREC), à des objectifs climatiques précis, tenant, d'une part, à atteindre une « neutralité carbone⁶ » à l'horizon 2050

³ CCNUCC, 9 mai 1992, art. 2.

⁴ Protocole de Kyoto, 11 décembre 1997, art. 3.

⁵ Accord de Paris sur le climat, 12 décembre 2015, art. 2, § 1, a).

⁶ Code de l'énergie, art. L. 400-4. Selon cette disposition, la neutralité carbone est entendue comme « un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre ».

et, d'autre part, à « diviser les émissions de GES par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 ». Ensuite, le Gouvernement doit établir, tous les cinq ans, une « programmation pluriannuelle de l'énergie », fixant les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique⁷ et, surtout, de les réaliser en cohérence avec les orientations environnementales de celle-ci. Enfin, la LREC du 8 novembre 2019 prévoit qu'avant le 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans, une loi devra déterminer les objectifs et fixer les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à « l'urgence écologique et climatique » (Le Baut-Ferrarese & Durand, 2019 ; 2020).

Les moyens de la transition environnementale du droit

Il est une chose de fixer des objectifs environnementaux pour le secteur de l'énergie. Encore faut-il s'assurer de mettre en œuvre les moyens de nature à les réaliser. Sous le poids de ces contraintes exogènes, le droit de l'énergie ajuste visiblement ses mécanismes d'appréhension, en vue de fournir des instruments juridiques ouvertement destinés à satisfaire les objectifs environnementaux qui lui sont assignés. Cette transition du droit de l'énergie prend trois formes : simplification, aménagement et innovation.

Simplification du droit

La première forme de transition intéresse plus particulièrement le développement des énergies renouvelables, l'objectif étant ici d'alléger les contraintes juridiques pesant sur les porteurs de projets, en facilitant, par ce biais, l'accès des énergies renouvelables au marché. C'est en ce sens que l'on peut lire l'ordonnance du 26 janvier 2017 instaurant le mécanisme dit de « l'autorisation environnementale unique⁸ ». Bénéficiant, entre autres, aux projets éoliens, une telle simplification procédurale entend accélérer la transition énergétique, en limitant les lourdeurs administratives qui asphyxiaient le développement de cette filière en France.

⁷ Code de l'énergie, art. L. 141-1.

⁸ Ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale.

Aménagement du droit

Lorsque l'application des règles de droit commun risque de compromettre la réalisation des priorités politiques dans le domaine de l'énergie et de l'environnement, le législateur consent parfois à y apporter quelques inflexions. C'est notamment la démarche suivie dans le domaine de l'urbanisme. Qu'on en juge : d'abord, la loi relative à la transition énergétique de 2015⁹ prévoit une dérogation à la loi « littoral »¹⁰, pour autoriser l'implantation d'éoliennes, y compris en bord de mer, là où le dispositif antérieur s'y opposait fermement¹¹ ; ensuite la loi « ELAN » du 23 novembre 2018¹² étend le bénéfice de cette dérogation à l'ensemble des ouvrages de production d'énergies renouvelables, pour les communes situées en zone non interconnectée (ce qui devrait, plus spécifiquement, faciliter l'implantation de parcs photovoltaïques dans les territoires ultramarins). Enfin, et plus largement, la LREC de 2019 introduit une dérogation aux règles d'urbanisme interdisant toute construction le long des grands axes routiers¹³, dérogation dont profitent, sous conditions, les « infrastructures de production d'énergie solaire¹⁴ ».

Innovation du droit

Plus que d'aménager ou de simplifier le droit existant, il s'agit de créer, *ex nihilo*, des mécanismes juridiques qui n'ont pour seule vocation que de soutenir la transition environnementale du secteur de l'énergie. Topique est, à cet égard, la création de dispositifs d'aide à la production d'énergies

⁹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

¹⁰ Loi n° 86-2 du 3 janvier 1986 relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral.

¹¹ Cf. par exemple : Conseil d'État, 14 novembre 2012, *Société Néo-Plouvien* : le juge confirme qu'un préfet ne pouvait, sans méconnaître la loi « littoral », autoriser la construction d'éoliennes en bord de mer.

¹² Loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

¹³ Code de l'urbanisme, art. L. 111-6.

¹⁴ Code de l'urbanisme, art. L. 111-7.

renouvelables (sous forme d'obligation d'achat, de complément de rémunération, ou de subventions publiques), diversement créés par les États membres de l'UE en vue de réaliser les objectifs de développement des dites énergies, fixés par la voie de directives européennes (Durand, 2017).

À eux seuls, ces ajustements ponctuels et redondants des instruments juridiques ayant trait à l'énergie renseignent sur l'importance des mutations que connaît, et que connaîtra sans doute encore longtemps, son encadrement par le droit. Pareilles mutations invitent, dans le même temps, à mesurer la réceptivité du droit aux grands enjeux contemporains auxquels il se confronte en permanence. Ceux liés à la protection de l'environnement ont provoqué une première transition – profonde, on en conviendra – du droit de l'énergie. Ceux liés aux enjeux sociaux en provoquent une seconde, revêtue d'une ampleur tout à fait comparable.

L'épreuve de la transition sociale

Si la transition énergétique vise à mettre le droit de l'énergie au diapason du développement durable, il ne peut pas négliger le volet social de ce modèle de développement. Aussi la protection du consommateur constitue-t-elle assurément un élément moteur pour la transition du droit de l'énergie. À ce volet de protection des consommateurs, s'adjoint un second mouvement qui repose sur une trajectoire inverse. Plutôt que de préserver les consommateurs des aléas du marché de l'énergie, il s'agit cette fois de leur permettre d'y participer plus activement : toujours en vue d'associer plus étroitement la société aux questions énergétiques, le droit se dote d'instruments de nature à favoriser la participation des consommateurs au marché de l'énergie.

La protection des consommateurs

S'il est à peine besoin de rappeler que l'énergie répond aux nécessités élémentaires des humains et qu'elle est, à ce titre, indispensable à leur subsistance, elle met, dans le même temps, sérieusement à l'épreuve la sécurité des consommateurs. De fait, la protection de ces derniers est assurément l'un des enjeux de la transition énergétique, et, partant, de la transition du droit de l'énergie. Si celui-ci assure une protection générale

bénéficiant à l'ensemble des consommateurs d'énergie, il accorde, de surcroît, une attention spécifique aux plus précaires d'entre eux.

La protection générale des consommateurs

Générale, cette protection l'est en ce qu'elle a vocation à intéresser tous les consommateurs, quels qu'ils soient (résidentiels ou entreprises), quelle que soit l'énergie qu'ils consomment (électricité, gaz ou hydrocarbures), mais également quelle que soit la façon dont la consommation d'énergie est appréhendée par le droit. Ce dernier se doit d'assurer, d'abord, la sécurité du sujet – le consommateur d'énergie –, en particulier par l'établissement de règles relatives à la sécurité des ouvrages ou, plus largement, par le recours aux mécanismes protecteurs du droit général de la consommation¹⁵. Il se doit, ensuite, d'assurer la sécurité de l'acte – l'achat d'énergie –, *via* des mécanismes d'information quant à la nature de l'énergie consommée¹⁶, à son impact écologique, à la vérité des prix de l'énergie¹⁷. Enfin, il se doit d'assurer la sécurité du fait – la consommation d'énergie –, lorsqu'il est supporté par des tiers qui n'en profitent pas directement et qui peuvent employer le droit de la responsabilité civile¹⁸ ou administrative¹⁹, pour obtenir une réparation de préjudices, le cas échéant, subis du fait de la présence ou du fonctionnement d'ouvrages énergétiques.

¹⁵ Par exemple, la législation relative aux clauses abusives dans les contrats de consommation (Code de la consommation, art. L. 212-1 et suiv.) s'applique aux contrats de fourniture d'électricité (Tribunal de Grande Instance [TGI] de Paris, 30 octobre 2018, *UFC-Que Choisir ? c. EDF*).

¹⁶ En particulier, le droit de l'UE impose aux États d'assurer que les fournisseurs d'électricité indiquent aux clients finals, « la contribution de chaque source d'énergie utilisée par le fournisseur au cours de l'année écoulée d'une manière compréhensible et, au niveau national, clairement comparable » (Directive 2019/944/UE du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, Annexe I).

¹⁷ Cf. l'article R-341-2 du Code de l'énergie qui impose aux fournisseurs de faire apparaître, sur la facture adressée à leurs consommateurs, le montant correspondant à l'utilisation des réseaux publics par leurs clients.

¹⁸ Cf. Cour d'Appel de Basse-Terre, 31 mars 2008, *SA EDF c. Siegel* : le passage d'une ligne haute sur une parcelle privée, sans l'accord du propriétaire, oblige EDF à réparer le préjudice subi par ce dernier.

¹⁹ Cf. Cour administrative d'appel de Versailles, 16 juillet 2012, *EDF c. Florin A.*, req. n° 10VE03034.

Or, sans les singulariser complètement, l'accélération de la transition énergétique a manifestement intensifié les enjeux de protection des consommateurs qui pèsent sur le droit. Quelques considérations suffiront à s'en convaincre : au développement de nouvelles technologies à disposition des consommateurs d'énergie, s'est adjointe la nécessité d'assurer la protection des données personnelles de ces derniers, de leur santé et de leur sécurité ; à la libéralisation du secteur de l'énergie, marquée par la multiplication d'offres disparates pour un produit pourtant homogène, s'est accompagnée la nécessité d'assurer la transparence, la vérité des prix et la pleine information des consommateurs ; à l'avènement d'un contexte concurrentiel au sein d'un secteur qui ne s'y prêtait pas spontanément, s'est accompagnée une intensification des instruments juridiques de nature à assurer que les consommateurs ne soient pas victimes de pratiques anticoncurrentielles ou déloyales.

La protection spéciale des consommateurs précaires d'énergie

Assurer la protection des consommateurs précaires d'énergie s'impose comme une nécessité de fait. D'abord, l'est-elle, à raison du produit concerné. L'énergie étant qualifiée par le droit de « *bien de première nécessité* » (Code de l'énergie, art. L. 100-2), l'on peut gager sans peine que son accès ne puisse être seulement indexé par la capacité financière de ses usagers. Ensuite, l'est-elle, à raison de considérations contextuelles. Aujourd'hui encore, 3,4 millions de ménages français²⁰ se trouvent dans une situation dite de « précarité énergétique²¹ ». Enfin, la protection des consommateurs précaires s'impose comme une nécessité politique. Elle est la contrepartie de l'acceptation sociale d'un modèle particulier choisi pour réguler l'accès à l'énergie, à savoir celui du marché. On se souviendra, en effet, que sous l'impulsion du droit de l'UE, le secteur des énergies de réseaux a été (re)pensé dans une logique de marché : l'accès à l'électricité

²⁰ Cf. Observatoire national de la précarité énergétique, 2019 : 7.

²¹ La notion de précarité énergétique est définie par la « loi Grenelle 2 » comme celle subie par une « personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat » (Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, art. 11).

et au gaz s'opère selon le libre jeu de l'offre et de la demande, au sein d'un marché de dimension européenne, dans lequel les États n'ont qu'une faible faculté d'intervention. Or, à la moindre hausse de prix, la légitimité d'un tel choix se trouverait fortement hypothéquée si le marché de l'énergie indifférait complètement les situations de précarité les plus alarmantes.

C'est la raison pour laquelle des États membres, dont la France, imposent parfois à certains fournisseurs d'énergie d'approvisionner leurs clients à des tarifs réglementés de vente (TRV), fixés par l'État et non par le marché. Bien que de telles initiatives poursuivent une finalité légitime (préserver les consommateurs des variations des prix de l'énergie), elles n'en caractérisent pas moins une altération franche des règles de libre concurrence sur lesquelles repose le droit européen du marché de l'énergie. C'est en ce sens qu'a statué la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE), en jugeant que la définition, par un État, de TRV constituait une entrave à la réalisation du marché intérieur européen de l'énergie²², et ne devait, dès lors, être tolérée qu'à titre purement exceptionnel²³.

D'une manière générale, ces contraintes issues du droit libéral du marché de l'énergie ont provoqué un fort resserrement du régime français des TRV (Durand, 2015), ce mécanisme protecteur ne trouvant, aujourd'hui, à s'appliquer que pour les consommateurs présentant – pourrait-on dire non sans un certain cynisme – un degré « suffisant » de précarité²⁴.

Il ressort de ces évolutions que l'équilibre entre le marché et la protection des consommateurs tend, aujourd'hui encore, à s'opérer au profit du premier : seules quelques situations soigneusement circonscrites paraissent à même de justifier une inflexion au processus de libéralisation, lorsque celui-ci se joue au détriment des consommateurs les plus démunis. Pour autant, il serait exagérément réducteur de s'en tenir à un tel constat pessimiste : sous le poids de revendications

²² CJUE, 7 septembre 2016, aff. C-121/15, *ANODE*.

²³ CJUE, 20 avril 2010, aff. C-265/08, *Federutility*.

²⁴ Initialement accordée sous la forme d'un tarif réduit, la tarification sociale de l'énergie s'appuie, depuis le 1^{er} janvier 2018, sur le mécanisme du « chèque énergie », créé par la LTECV de 2015. Le chèque énergie permet à ses bénéficiaires, dont le revenu ne dépasse pas un plafond fixé par décret, de payer leur facture ou de financer des travaux de rénovation de leur logement.

sociales portées par des individus désireux de participer activement au marché de l'énergie, le droit évolue. Il se dote de nouveaux instruments juridiques de nature à faire du consommateur, non plus le frein, mais l'un des moteurs du marché de l'énergie et, partant, de la transition sociale de ce marché.

La participation des consommateurs

Outre la *qualité* et le *prix* de l'énergie consommée, la transition énergétique appelle un renouvellement des *modèles* de consommation de l'énergie. Cette rupture est particulièrement brutale, car elle oblige à repenser en profondeur l'organisation traditionnelle de ce secteur. En France, en particulier, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz avait cloisonné les consommateurs dans un rôle essentiellement passif, les rendant entièrement tributaires de l'organisation centralisée et fortement administrée du secteur de l'énergie. Le développement des énergies renouvelables, d'une part, et la libéralisation du marché des énergies de réseau, d'autre part, ont considérablement modifié cet état des choses (Durand, 2017). Les consommateurs sont désormais investis des moyens techniques et juridiques de s'affranchir complètement de ces modèles économiques traditionnels, d'aucuns y voyant là le signe annonciateur d'une révolution de l'organisation sociale dans son entier (Rifkin, 2012 [2011]). En accompagnant ce phénomène de *décentralisation* énergétique, le droit promeut à la fois l'autonomisation du consommateur d'énergie, mais également la responsabilisation de celui-ci.

L'autonomisation des consommateurs

Cherchant tantôt à s'affranchir des aléas du marché, tantôt à maîtriser leurs usages énergétiques, certains consommateurs font le choix de s'extraire de l'organisation traditionnelle du marché de l'énergie, en quête d'une plus grande autonomie. Loin d'anticiper ces phénomènes spontanés qui se présentent à lui, le droit de l'énergie cherche désormais à les encadrer, sinon à les promouvoir. La réceptivité du droit à ces nouveaux modes de

consommation s'illustre, par exemple, au travers des régimes juridiques nouvellement introduits en France, s'agissant de l'autoconsommation d'énergie et des communautés d'énergies renouvelables.

Autoconsommation d'énergie

Envisagé au prisme de la transition énergétique, le développement de l'autoconsommation paraît à même d'en satisfaire au moins deux enjeux : elle favorise l'accès universel à l'énergie et participe d'une logique de promotion des énergies renouvelables. Conscient de la diversité des enjeux liés au développement de l'autoconsommation, le législateur français a récemment doté ce régime d'un cadre juridique qui lui faisait jusqu'à présent défaut. Ainsi, l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité²⁵ a introduit, dans le Code de l'énergie, des dispositifs relatifs aux régimes juridiques de l'« autoconsommation individuelle » et de l'« autoconsommation collective », dispositifs complétés depuis lors par la loi « PACTE²⁶ » et par la LREC du 8 novembre 2019 (Le Baut-Ferrarese & Durand, 2019 ; 2020).

Communautés d'énergies renouvelables

Nouveauté introduite dans le droit français par la LREC du 8 novembre 2019, la notion de « communautés d'énergies renouvelables » fait, en réalité, référence à un phénomène relativement ancien (Fontenelle, 2019). En substance, ces communautés désignent des groupements, plus ou moins spontanés, entre des citoyens, des petites entreprises et des collectivités locales, qui décident d'assurer eux-mêmes et pour eux-mêmes, la production d'énergies renouvelables, leur vente et leur distribution. Bien que tardive et balbutiante, la reconnaissance d'un statut juridique auxdites communautés devrait, du moins peut-on le supposer, en favoriser le déploiement. En effet, leur essor dépendra étroitement de la capacité du droit à assurer la sécurité juridique des

²⁵ Cf. également le décret d'application n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du Code de l'énergie.

²⁶ Loi n° 2019-486 du 22 mai 2019 relative à la croissance et à la transformation des entreprises.

projets et l'articulation efficace des règles auxquelles ces derniers sont soumis, tout en offrant la souplesse suffisante pour tenir compte de la diversité des modèles communautaires (Interreg Europe, 2018).

La responsabilité des consommateurs

Reflet d'une transition sociale profonde parcourant – entre autres – le secteur de l'énergie, un processus de responsabilisation du consommateur tend à se développer sous l'effet de deux phénomènes complémentaires. Le premier est d'ordre politique et tient à la volonté des pouvoirs publics d'inciter le consommateur d'énergie à ajuster ses comportements au gré de ses impacts environnementaux : traduisant cette volonté politique, l'objectif des règles de droit est alors d'accentuer la responsabilisation individuelle du consommateur. Le second est d'ordre conjoncturel et se manifeste par une participation accrue des individus aux processus décisionnels intéressant l'environnement et le climat, et, partant, la question énergétique qui leur est commune. Constituant, en quelque sorte, la contrepartie de la responsabilisation individuelle des consommateurs voulue par le pouvoir public, c'est alors celui-ci qui est soumis à la vigilance des consommateurs, et plus largement des citoyens. L'accentuation visible de leur implication dans les décisions relevant du secteur de l'énergie et de ses avatars manifeste, en creux, un phénomène de responsabilisation collective, dont la matérialisation prend appui sur les règles de droit.

Responsabilisation individuelle

La consommation d'énergie n'est plus aujourd'hui un acte socialement neutre. La diffusion des connaissances liées à son impact écologique et la médiatisation des enjeux liés à sa préservation ont *de facto* favorisé la responsabilisation des consommateurs d'énergie, qu'ils soient industriels ou résidentiels. Or, le droit accompagne cette évolution sociale et l'intègre au sein de l'ordre juridique.

S'agissant des consommateurs industriels, cette responsabilisation s'est, notamment, manifestée à partir de la fin des années 1990, lorsque des opérateurs économiques ont volontairement développé des démarches dites de « responsabilité sociétale des entreprises » (RSE), dont certains aspects ont,

depuis lors, acquis un caractère contraignant (Lemoine-Schonne, 2018). Ainsi en va-t-il, plus particulièrement, de l'obligation, pour les entreprises de plus de 500 salariés, d'établir une « déclaration extra-financière » au sein de laquelle figure, entre autres, des informations concernant « la consommation d'énergie, les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables » (Code du commerce, art. R. 225-105).

S'agissant des consommateurs résidentiels, un phénomène tout à fait comparable peut être identifié au travers du développement des compteurs intelligents. Bien qu'ils soient encore la source d'un abondant contentieux, ces compteurs intelligents permettent à leurs utilisateurs de connaître, et, partant, d'ajuster leur consommation électrique au gré des variations de prix de l'énergie. Ils sont, de fait, un instrument de responsabilisation de la consommation d'énergie. Or, si la promotion des compteurs intelligents reposait initialement sur des considérations techniques (leur usage étant censé tempérer les pics de consommation et assurer, par là même, la stabilité du réseau électrique), elle est désormais l'objet des règles de droit, la nouvelle directive européenne relative au marché intérieur de l'électricité établissant les fondations d'un « droit de disposer d'un compteur intelligent²⁷ ».

Responsabilisation collective

Par-delà les choix individuels de participer de façon plus ou moins médiate à la transition énergétique, et plus spécifiquement au volet environnemental de cette dernière, le processus de responsabilisation devient un enjeu collectif. Il reflète une exigence sociale à part entière, sinon une priorité démocratique. Ce phénomène n'a rien de surprenant. La qualité de l'environnement constitue assurément un enjeu démocratique majeur, compte tenu de l'universalité des enjeux qui la sous-tendent et de l'intérêt collectif que revêt sa protection. Et le droit se fait diversement écho d'un tel enjeu démocratique, en favorisant, tant à l'échelle internationale²⁸,

²⁷ Directive 2019/944/UE du 5 juin 2019 précitée, art. 21.

²⁸ Cf. par exemple : Convention d'Aarhus du 25 juin 1998, qui impose aux États de garantir l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement.

régionale²⁹, que nationale³⁰, l'accès à l'information en matière d'environnement, la participation du public aux processus décisionnels y afférant, et l'accès à la justice environnementale, signes prodromiques de ce que certains qualifient déjà de « démocratie environnementale³¹ ». Fort de ces instruments fournis par le droit positif, cette « démocratie environnementale » s'exprime visiblement au travers des revendications liées, entre autres, à la lutte contre les dérèglements climatiques, à la préservation de la biodiversité, à l'amélioration de la qualité de l'air, pour ne retenir ici que les items les plus médiatisés. Or, nul besoin d'être grand clerc pour s'attendre à ce que la participation et la vigilance accrues des citoyens se déploient dans le champ de la transition énergétique³² (Durand, 2020).

Mieux, cette responsabilité collective des consommateurs d'énergie pourrait gagner en ampleur, en prenant appui sur une tendance, plus vaste, de « juridictionnalisation » du droit de l'environnement et du climat, tendance qui parcourt actuellement les ordres juridiques internes, européen et international. Que l'on songe à l'« *Affaire du Siècle* », introduite devant le Tribunal administratif de Paris le 14 mars 2019, à la décision « *Urgenda* », rendue par la Cour suprême des Pays Bas le 20 décembre 2019, qui reconnaît l'existence un devoir de l'État à assurer la protection des citoyens contre les dérèglements climatiques, ou bien encore à la décision *Costa Rica c. Nicaragua*, du 2 février 2018 dans laquelle la Cour internationale de justice a admis qu'un État était tenu de réparer les dommages environnementaux causés à un autre État, ce mouvement de juridictionnalisation traduit une certaine

²⁹ Cf. par exemple : Directive 2003/4/CE du 28 janvier 2003 concernant l'accès du public à l'information en matière d'environnement.

³⁰ Cf. en France l'article 7 de la loi constitutionnelle n° 2005-205 du 1^{er} mars 2005 relative à la Charte de l'environnement, adossée à la Constitution.

³¹ Discours de Jean-Marc Sauvé (vice-président du Conseil d'État), « La démocratie environnementale aujourd'hui », lors du premier colloque du nouveau cycle de conférences du Conseil d'État *La démocratie environnementale*, le 17 novembre 2010. Cf. le site : <https://www.conseil-etat.fr/actualites/discours-et-interventions/la-democratie-environnementale-aujourd-hui> (consulté le 12/04/2021).

³² Cf. pour une illustration récente de la mobilisation des instruments de la démocratie environnementale dans le secteur de l'énergie : Conseil constitutionnel, 28 mai 2020, *Force 5*, déc. n° 2020-843 QPC ; CJUE, 25 juin 2020, aff. C-24/19, *Éoliennes à Aalter et Nevele*.

méfiance des justiciables quant à la capacité du processus politique à se saisir efficacement des enjeux liés à la protection de l'environnement, le juge fournissant en la matière des perspectives autrement plus crédibles. Aussi, la justice climatique, mobilisée à dessein par les citoyens soucieux de la qualité de l'environnement, appose-t-elle une injonction forte à l'action de l'État et les relations étroites qui unissent l'énergie et le climat et laissent à penser que ce processus se déploiera aussi au service de la transition énergétique.

* * *

Conclusion générale aux parties 1 et 2

Au terme de cette étude, l'on en vient à reconsidérer le sujet qu'il nous a été demandé de traiter : les enjeux juridiques de la transition énergétique. En effet, si la relation entre le droit et la transition énergétique est placée sous le signe du ou des « enjeux », son examen invite à équilibrer différemment l'équation. Sans doute l'enjeu est-il moins d'inscrire la transition énergétique dans le champ du droit³³, que d'engager une transition du droit lui-même, c'est-à-dire une mise à l'épreuve et, au besoin, un renouvellement de ses systèmes traditionnels d'appréhension, quitte à s'affranchir des plus archaïques d'entre eux lorsqu'ils ne résistent pas aux poids des contraintes environnementales et sociales du moment.

Or, à cet exercice d'autoévaluation, il faut concéder quelques réussites au droit. D'une part, la réactivité dont il fait preuve et le rythme soutenu auquel se succèdent les réformes juridiques en la matière témoignent visiblement de sa grande réceptivité aux enjeux du développement durable et à l'urgence d'y apporter une réponse concrète. Cette intuition paraît d'ailleurs fortement soutenue, depuis que la notion d'« urgence écologique et climatique » bénéficie d'un ancrage dans le droit positif, par l'effet de la LREC du 8 novembre 2019. D'autre part, l'observation du marché de l'énergie montre que le droit y a apporté des réponses convaincantes : directement imputables à l'énoncé de règles juridiques,

³³ C'est une nécessité indispensable à la crédibilité de n'importe quel projet politique que d'employer le droit au service de sa réalisation. Rien n'indique qu'il devrait en aller différemment du projet de développement durable.

la réduction des émissions de GES, l'augmentation de la part des énergies renouvelables, l'écologisation des règles d'urbanisme, la mise en place de règles de protection des consommateurs, sont tant de témoins empiriques de la capacité du droit à orienter l'action de tous dans un sens favorable à la transition énergétique.

Ces avancées n'en restent pas moins nuancées par deux contraintes majeures qui indexent lourdement la capacité du droit à assimiler pleinement cette transition. Les premières sont d'ordre politique et tiennent au caractère hautement stratégique du secteur. Le report des échéances liées à la dénucléarisation du parc énergétique français, les attermoissements qu'appellent l'articulation entre l'objectif de décarbonisation du mix énergétique et l'enjeu de sécurité d'approvisionnement, ou bien encore les résistances sociales à la libéralisation du marché de l'énergie, en constituent quelques illustrations révélatrices. Les secondes sont d'ordre temporel et sont étroitement liées à la forte résistance que le droit oppose à l'écoulement des faits. Tandis qu'en ce domaine, sans doute plus qu'ailleurs, l'évolution constante des techniques rend rapidement obsolètes les réglementations en vigueur, l'élaboration du droit de l'énergie exige une temporalité autrement plus longue. Non seulement faut-il tenir compte des contraintes procédurales propres à l'élaboration de la règle de droit – lesquelles sont souvent liées à des enjeux démocratiques légitimes –, mais également de l'articulation complexe des sources juridiques internationales, européennes et nationales qui façonnent le droit de l'énergie et expliquent sans doute que sa structuration soit un processus si lent. Ce « retard » du droit par rapport aux phénomènes qu'il a vocation à régir a pu être mis en évidence au travers du régime juridique de l'autoconsommation, des communautés d'énergies renouvelables ou de l'exploitation de l'hydrogène.

Sans doute le développement asynchrone du droit et du fait renseigne-t-il sur la teneur du défi qui pèse sur le premier : s'il est admis que la transition énergétique ne pourra pleinement se réaliser que si des règles juridiques lui servent de véhicule, il est alors indispensable que le droit « préfigure et façonne institutionnellement ce que réalisent aujourd'hui les sciences et les techniques » (Thomas, 1998).

Références bibliographiques

- COMMISSION MONDIALE SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT, 1987.
Notre avenir à tous, commission présidée par G. H. Brundtland, Rapport.
- DURAND Étienne, 2015. « L'énergie à quel(s) prix ? Tarifs réglementés *versus* prix du marché », in. B. Le Baut-Ferrarese (dir.), *Les Transitions énergétiques dans l'Union européenne*, Bruxelles, Bruylant, p. 61-86.
- , 2017. *Électricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, thèse de doctorat, sous la dir. de M. Karpenschif & B. Le Baut-Ferrarese, Université Jean Moulin-Lyon 3.
- , 2020. « Une lecture de la décision QPC Force 5 au prisme du principe de participation du public (Cons. const., 28 mai 2020, n° 2020-843 QPC) », *Droit de l'environnement*, 291 (juillet-août), p. 243-250.
- FONTENELLE Louis de, 2019. « Les communautés énergétiques », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, n°8-9 (août-septembre), dossier 29.
- INTERREG EUROPE, 2018. *Renewable Energy Communities: A Policy Brief from the Policy Learning Platform on Low-Carbon Economy* [En ligne], août. Consulté le 09/04/2021. URL : https://www.interregeurope.eu/fileadmin/user_upload/plp_uploads/policy_briefs/2018-08-30_Policy_brief_Renewable_Energy_Communities_PB_TO4_final.pdf
- LE BAUT-FERRARESE Bernadette, 2019. « Le paquet législatif de l'Union européenne "Une énergie propre pour tous les européens" », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 6 (mai), dossier 22 (1^{re} partie) & 8-9 (août-septembre), dossier 26 (2^e partie).
- LE BAUT-FERRARESE Bernadette & DURAND Étienne, 2019. « Une nouvelle loi au soutien de la transition énergétique : la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. 1^{re} partie : De la transition énergétique en générale », *Droit de l'environnement*, 284 (décembre), p. 464-470.
- , 2020. « Une nouvelle loi au soutien de la transition énergétique : la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. 2^e partie : Des transitions énergétiques en particulier », *Droit de l'environnement*, 285 (janvier), p. 12-19.
- LEMOINE-SCHONNE Marion, 2018. « Le droit transnational de l'environnement et du climat. Analyse des enjeux d'effectivité entre les sphères publiques et privées », *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 10 (octobre), dossier 35.
- OBSERVATOIRE NATIONAL DE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE, 2019. *Tableau de bord de la précarité énergétique. Édition 2019 (2^e semestre)* [En ligne].

Mis en ligne le 07/01/2020 (consulté le 12/04/2020). URL : <https://www.precarite-energie.org/tableau-de-bord-de-la-precarite-energetique-2019/>

RIFKIN Jeremy, 2012 [1^{re} éd. en langue originale : 2011]. *La Troisième Révolution industrielle. Comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie, l'économie et le monde*, trad. de l'anglais par F. & P. Chemla, Paris, Les Liens qui libèrent.

THOMAS Yan, 1998. « Le sujet de droit, la personne et la nature. Sur la critique contemporaine du sujet de droit », *Le Débat* [En ligne], 100 (3), p. 85-107. Mis en ligne le 01/01/2011 (consulté le 12/04/2011). DOI : 10.3917/deba.100.0085

Transition énergétique et défi climatique : quelle place pour l'hydrogène vert ?

Patrick SCHEMBRI

RÉSUMÉ

Cet article a pour objet d'étudier les conditions du déploiement à l'échelle mondiale de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique actuelle et de l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat adopté en 2015. L'analyse économique proposée vise à mettre en lisibilité les différentes forces contribuant à ce déploiement. Elle interroge également les trajectoires futures de l'hydrogène au regard des politiques énergie-climat qui devraient être mises en œuvre, notamment par référence au coût de ces politiques et au financement de la transition énergétique. Dans un premier temps, nous proposons un cadre d'analyse pour étudier les effets volume, composition et qualité associés au déploiement. Ensuite, nous présentons les scénarios énergétiques proposés par le GIEC (2018) et l'évolution associée des sources énergétiques de production de l'hydrogène. Dans un troisième temps, nous évaluons quelles pourraient être le niveau et la composition de la demande mondiale d'hydrogène à l'horizon 2050.

Le monde entier se trouve dans une période historiquement difficile. La Covid-19 frappe durement les sociétés dans un contexte de forte urgence climatique. Pour bon nombre de pays, il s'agit alors de trouver les moyens d'associer la lutte contre le changement climatique et les plans de relance proposés en réponse à la crise sanitaire. À cet égard, le verdissement de la reprise économique apparaît comme prioritaire pour bon nombre d'institutions internationales et de gouvernements. Même si des synergies demeurent possibles pour renforcer et moderniser les économies, le débat porte sur les éléments les plus critiques et les étapes essentielles vers une reprise dite verte. Dans ce contexte, les énergies renouvelables et

l'efficacité énergétique apparaissent comme des réponses incontournables à l'urgence climatique. Il s'agit désormais de les considérer comme des moteurs potentiels de la reprise économique.

Si l'on souhaite atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, l'un des grands défis consiste à intégrer les secteurs de l'électricité, du chauffage et des transports en un seul système. Ce couplage sectoriel est un domaine prioritaire du Pacte vert pour l'Europe (*European Green Deal*) présenté par la Commission européenne. Parmi les options envisagées, l'hydrogène apparaît comme une technologie intéressante qui peut contribuer à relever le défi de l'intégration énergétique, car elle fournit des solutions pour plusieurs applications diversifiées et indépendantes, du grand transport terrestre et offshore au chauffage, ainsi qu'au stockage de l'énergie (Emonts *et al.*, 2019). Pour de nombreux pays comme le Japon¹, le Royaume-Uni et d'autres, l'hydrogène vert – ou non carboné – apparaît comme l'une des principales technologies énergétiques alternatives pour une économie neutre en carbone qui serait dotée d'un système énergétique sollicitant plusieurs vecteurs afin de mieux gérer la variabilité spatiale et temporelle de l'offre et de la demande d'énergie. À ce titre, la « stratégie hydrogène pour une Europe neutre en carbone » proposée par l'Union européenne souhaite multiplier par sept la production d'hydrogène d'origine renouvelable sur la période 2024-2030, passant de 6 GW à 40 GW (Commission européenne, 2020).

Dans le contexte de la transition énergétique actuelle, l'hydrogène apparaît donc comme une solution qui peut faciliter l'électrification massive des activités économiques et leur décarbonation, tout en renforçant la résilience des infrastructures énergétiques. L'hydrogène semble également bien adapté à de multiples usages. Nous pensons ici au secteur des transports et de la mobilité, mais aussi à d'autres services et usages industriels². Toutefois, malgré l'observation de tendances

¹ Le Japon, qui cherche à sortir du nucléaire tout en promouvant la croissance économique et la qualité de l'environnement, est l'un des pays les plus dynamiques dans le développement d'une économie alimentée par l'hydrogène. En effet, celui-ci fait partie du programme gouvernemental dit « *Abeconomics* ».

² Aujourd'hui, l'hydrogène est principalement utilisé pour le raffinage de produits pétroliers et pour produire de l'ammoniac principalement destiné à la fabrication d'engrais. Produit sous une forme décarbonée, il pourra alors contribuer à la décarbonation de ces

rapides récentes mondiales pour certains secteurs comme les transports et l'énergie, le marché mondial de l'hydrogène est particulièrement étroit, représentant un total de seulement 70 millions de tonnes pour une valeur de 100 milliards de dollars. Si l'on souhaite favoriser les investissements dans l'hydrogène vert, il faut consolider les marchés concernés, ainsi que les perspectives de débouchés. Cette consolidation nécessite une forte pénétration des énergies renouvelables dans l'économie. Par conséquent, la production à grande échelle de l'hydrogène vert dépend aussi du rythme de la transition énergétique actuelle et des dynamiques conjointes d'électrification et de décarbonation qui lui sont associées³. Au lieu de se demander comment l'hydrogène vert peut favoriser la transition énergétique actuelle, on inverse la question en se demandant comment pareille transition peut-elle promouvoir la solution hydrogène ?

L'objectif de cet article est d'étudier les conditions du déploiement à l'échelle mondiale de l'hydrogène vert dans le contexte de la transition énergétique actuelle et de l'Accord de Paris sur le climat adopté en 2015. Différents scénarios de déploiement sont proposés sur la base des scénarios énergétiques établis à l'échelle mondiale en 2018 par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), lesquels permettraient de respecter l'agenda de l'Accord de Paris. L'analyse économique proposée vise à mettre en lisibilité les différentes forces contribuant à ce

processus industriels. Par ailleurs, son utilisation devrait être encouragée dans la production d'acier, ainsi que dans les secteurs de l'électronique, de l'alimentaire et de l'habitat. Dans le secteur de l'aviation, l'hydrogène peut être utilisé en tant que gaz de levage ou être sollicité sous sa forme « biogénique », en tant que molécule intermédiaire, pour produire des carburants de synthèse. Il peut aussi être injecté dans les réseaux de gaz et être converti en méthane *via* le procédé de méthanation. Enfin, il apparaît comme une solution de stockage/déstockage de l'électricité contribuant en cela à une meilleure régulation des systèmes énergétiques. Sur le plan international, l'hydrogène pourrait être utilisé pour transporter l'électricité bas carbone entre les zones à haut potentiel en sources renouvelables et celles à faible potentiel.

³ En effet, la décarbonation des usages interroge notre capacité à couvrir les besoins croissants en électricité pour produire massivement l'hydrogène par voie électrolytique. Quant à la solution de stockage, elle requiert une part significative des énergies renouvelables dans le mélange électrique.

déploiement. Elle interroge également les trajectoires futures de l'hydrogène au regard des politiques énergie-climat qui devraient être mises en œuvre, notamment par référence à leur coût et au financement de la transition énergétique. Dans un premier temps, nous proposerons un cadre d'analyse pour étudier les conditions du déploiement de l'hydrogène vert à l'échelle mondiale. Ensuite, nous présenterons les scénarios énergétiques proposés par le GIEC (2018) et l'évolution associée des sources énergétiques de production de l'hydrogène. Dans un troisième temps, nous évaluerons quelles pourraient être le niveau et la composition de la demande mondiale d'hydrogène à l'horizon 2050.

Le déploiement de la solution hydrogène à l'échelle mondiale : un cadre d'analyse

En 2019, la demande mondiale d'hydrogène s'élève à hauteur de 69 millions de tonnes dans sa forme dite pure et de 48 millions de tonnes en tant que produit joint de processus industriels non dédiés à sa production (Agence Internationale de l'Énergie [AIE], 2019). Dans le présent papier, notre attention porte essentiellement sur l'hydrogène pur⁴, qui représente près de 330 Mtep en termes énergétiques ; une quantité qui est supérieure à ce que consomme la France en énergie primaire chaque année. La plus grande part de cette demande est constituée d'hydrogène noir, gris ou brun selon les appellations. Elle est principalement produite par la combustion des énergies fossiles, parmi lesquelles le gaz naturel (196 Mtep), le charbon (75 Mtep) et le pétrole (2 Mtep). Lorsque le dioxyde de carbone issu de la combustion de ces sources énergétiques est capturé et stocké, on évoque alors l'hydrogène bleu. Cette forme d'hydrogène peut apparaître comme une solution bas carbone. Toutefois, elle ne permet pas de s'affranchir de la dépendance aux énergies fossiles.

Le procédé de production par reformage à la vapeur du méthane est la technologie la plus utilisée aujourd'hui. Elle devance les procédés de

⁴ À cet égard, le papier ne traite pas de l'hydrogène qui peut être produit en utilisant le dioxyde de carbone capturé et stocké. De même, il ne tient pas compte de l'hydrogène dit natif ou blanc qui demeure naturellement présent dans les sous-sols. Enfin, l'hydrogène qui peut être produit par la chaleur issue de l'énergie nucléaire ne fait pas non plus l'objet de la présente analyse.

gazéification qui sollicitent notamment le charbon et la biomasse. Quant à l'électricité employée pour produire de l'hydrogène pur, elle ne représente que 2 Mtep. À ce titre, la forme d'hydrogène produite par électrolyse de l'eau dépend de la manière dont l'électricité est produite. La production d'électricité est issue de différentes sources d'énergie allant des combustibles fossiles aux énergies renouvelables, en passant par l'énergie nucléaire. La production d'hydrogène électrolytique comprend donc les différentes formes d'hydrogène évoquées ci-dessus. Lorsque celui-ci est généré par une électricité carbonée, il s'agit alors d'un hydrogène noir, gris ou brun. Si les technologies de séquestration et de stockage du dioxyde de carbone sont sollicitées, il s'agira alors de l'hydrogène bleu. En revanche, pour les autres sources de production d'électricité, le procédé de l'électrolyse de l'eau engendre de l'hydrogène non carboné. Lorsque l'électricité sollicitée est d'origine renouvelable par référence à l'eau, au vent et au rayonnement solaire, l'hydrogène produit est alors appelé hydrogène vert. En 2019, la demande mondiale d'hydrogène comprend moins de 100 000 tonnes d'hydrogène vert et à peine 400 000 tonnes d'hydrogène bleu. La production actuelle d'hydrogène émet près de 830 millions de tonnes de dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

La figure 1 recense les principales forces à l'œuvre aux différentes échelles considérées : celle macroéconomique qui concerne les tendances globales observées et anticipées quant au rythme de croissance de la demande d'énergie ; celle davantage sectorielle portant sur les réalités technico-économiques de la production d'hydrogène.

Le déploiement à grande échelle de l'hydrogène dépend de la demande d'énergie et de son rythme de croissance. Cette force témoigne de l'*effet volume*, par référence aux débouchés et à la taille des marchés considérés. Sur le plan macroéconomique, cet effet peut être interprété comme le produit de l'intensité énergétique de la production globale en biens et services et de l'échelle de l'activité économique, mesurée par le niveau même de cette production. Le déploiement repose aussi sur les dynamiques conjointes d'électrification et de décarbonation de certaines activités ou usages.

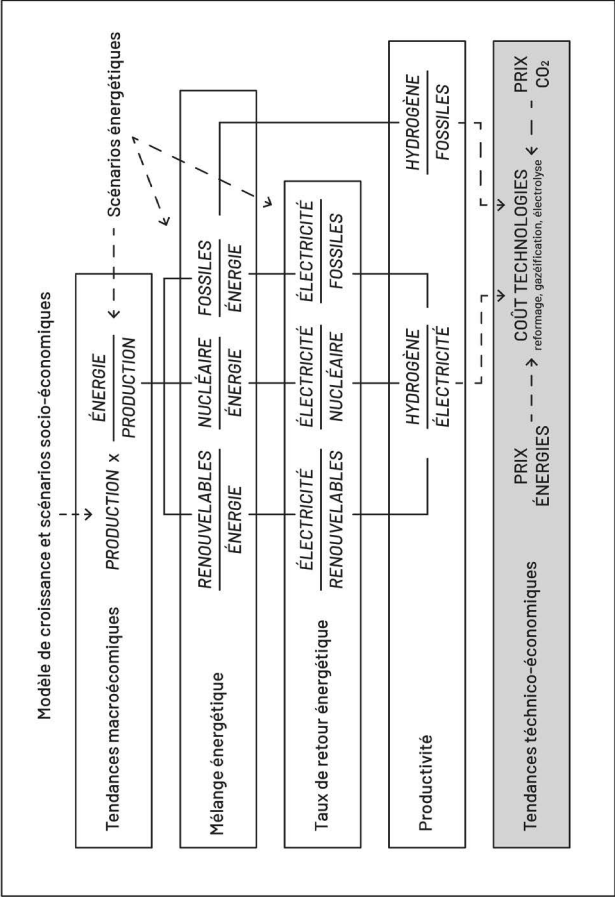


Figure 1 - Le déploiement de l'hydrogène et ses déterminants.

Source : P. Schembri.

Note : les liaisons représentées ne sont pas des relations causales.

Actuellement, le principal levier réside dans la mobilité électrique et la possibilité de dépasser les insuffisances techniques associées à l'usage des batteries. Dans une perspective de plus long terme, à l'horizon 2050, l'hydrogène apparaît comme une solution de stockage de l'électricité contribuant en cela à l'équilibre du système énergétique dominé par les sources énergétiques dites de flux, à l'image des sources renouvelables.

Le déploiement de l'hydrogène dépend aussi du mélange énergétique utilisé et des sources de production de l'électricité. Il s'agit ici de l'*effet composition*. À ce titre, la part des énergies renouvelables dans le mélange énergétique influence de manière notable le développement du marché de l'hydrogène. Sur le plan mondial pour l'année 2018, elle⁵ ne s'élève qu'à hauteur de 5 % du mélange primaire, et seulement 2 % si l'on ne retient que le vent et le rayonnement solaire⁶. Dans le mélange électrique, les sources renouvelables représentent près de 23 % du total, dont 7 % pour le vent et le rayonnement solaire. Enfin, si l'on considère plus largement les énergies non carbonées, le nucléaire ne représente que 10 % du mélange électrique et seulement 5 % de la demande d'énergie primaire. Enfin, l'électricité ne représente qu'à peine 19 % de la consommation d'énergie finale dans le monde. À ce propos, le taux de retour énergétique donne un éclairage original quant au lien entre la composition de la demande d'énergie et l'efficacité des procédés de production de l'hydrogène, notamment lorsque ce dernier est produit à l'aide d'un autre vecteur d'énergie tel que l'électricité. Ce ratio mesure la quantité d'énergie produite rapportée à celle qui a été utilisée pour l'obtenir. En d'autres termes, il s'agit d'une mesure nette de

⁵ Il s'agit de la part des énergies renouvelables hors biomasse. Dans le présent papier, la biomasse n'est pas traitée comme une source de production de l'hydrogène. Aujourd'hui, cette source demeure encore peu présente. De surcroît, les technologies qui lui sont associées révèlent de faibles degrés de maturité et des coûts supérieurs aux procédés électrolytiques sollicitant les autres sources renouvelables. Par ailleurs, le potentiel de production à grande échelle est limité par la disponibilité même d'une biomasse bon marché (AIE, 2019).

⁶ Cf. le graphique « Total Energy Supply (TES) by Source, World 1990-2018 » (Source : *IEA World Energy Balances 2020*), publié sur la page *Data and Statistics* du site de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) : <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource> (consulté le 28/04/2020).

l'énergie disponible qui contribue à quantifier le rendement des systèmes énergétiques utilisés. La manière de définir et de calculer le taux de retour énergétique suscite bon nombre de discussions et les mesures proposées diffèrent grandement selon les sources énergétiques étudiées (Weißbach *et al.*, 2013 ; Raugei, 2013). Selon Fizaine & Court (2015), ce taux devrait atteindre une valeur seuil de 11 pour garantir pareille efficacité et la perspective d'une croissance économique pérenne. Par ailleurs, les sources d'énergies renouvelables ne sauraient actuellement fournir autant d'énergie nette que les ressources fossiles. Durant la transition énergétique vers une électricité d'origine renouvelable, ce taux pourrait fortement baisser à l'horizon 2050 (Fabre, 2019).

Enfin, la question du coût de production est particulièrement importante pour le déploiement de la solution hydrogène, laquelle croise deux réalités. Tout d'abord, celle technologique évoquée par référence à la productivité de l'énergie. Ensuite, la réalité économique qui fait écho au prix de l'énergie et aux différents marchés concernés. Le jeu combiné de ces deux réalités témoigne de l'*effet qualité*, ou encore de l'efficacité des procédés de production utilisés.

Dans le champ de l'électrolyse, les technologies⁷ proposées révèlent des différences en termes de rendement et de coût en capital qui deviennent d'autant plus significatives dans une perspective de long terme. Le coût de production de l'hydrogène électrolytique dépend du prix de l'électricité, de l'efficacité de la conversion énergétique, ainsi que du coût d'investissement et de maintenance des installations. Il dépend aussi du facteur de charge ou encore du nombre d'heures de fonctionnement des électrolyseurs. Ce facteur serait au plus bas entre 3 000 et 6 000 heures de fonctionnement.

⁷ Il s'agit de technologies caractérisées par des degrés divers de maturation dans le cycle de l'innovation. Tout d'abord, l'électrolyse basse température alcaline qui demeure la technologie la plus utilisée aujourd'hui. Viennent ensuite les systèmes d'électrolyse basse température utilisant un électrolyte solide, à l'image de la membrane polymère à échange de protons (PEM). Enfin, l'électrolyse à haute température, par référence aux cellules électrolytiques à oxyde solide (SOECs), qui devrait engendrer un niveau d'efficacité électrique particulièrement élevé. Dans une perspective de plus long terme, on peut évoquer certaines technologies prometteuses fondées sur la photoélectrolyse. Nous pensons notamment au procédé photoélectrochimique de décomposition de l'eau ou encore à la production d'hydrogène par des bactéries modifiées sous l'effet de la lumière du soleil.

Quant au coût en capital, sa valeur varie entre 500 et 900 €/kwh_{H₂} et entre 900 et 1 600 €/kwh_{H₂}, si l'on prend en compte le coût de la séquestration et du stockage du dioxyde de carbone (AIE, 2019).

Un kilo d'hydrogène électrolytique nécessite en moyenne une consommation d'électricité de 50 kWh, avec un rendement supposé de 70 %, ainsi que près de 9 L d'eau (AIE, 2019 ; Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives [CEA] & Direction Générale de l'Énergie et du Climat [DGEC], 2018). Or un déploiement à grande échelle de l'hydrogène non carboné ne peut être possible que si la consommation d'électricité par kilo d'hydrogène produit diminue de manière significative (Saba *et al.*, 2018). Par ailleurs, la disponibilité en eau et la proximité des sites de production vis-à-vis des sources d'eau peuvent varier fortement selon les contextes. Enfin, le coût de l'hydrogène dépend des usages, lesquels peuvent être intensifs et localisés – notamment dans l'industrie – ou plus diffus, ce qui nécessite alors d'intégrer les coûts de transport et de distribution qui peuvent doubler le prix pour l'utilisateur final (CEA & DGEC, 2018).

Actuellement, les procédés électrolytiques utilisés demeurent plus coûteux que les autres procédés de production. De surcroît, la concurrence technologique et les risques de verrouillage sur des technologies alternatives⁸ sont importants. La production d'hydrogène par liquéfaction révèle un coût unitaire allant de 4 à 8 € (Saba *et al.*, 2018). Les perspectives attendues quant à la baisse de ce coût à l'horizon 2030 pourraient être de l'ordre d'un facteur 2, sachant qu'il a été divisé par 4 entre 2010 et aujourd'hui⁹. Toutefois, cette baisse anticipée conduit à des valeurs demeurant en moyenne supérieures au coût de production des technologies dominantes, telles que celle du reformage dont le coût unitaire se situerait entre 1,5 € et 2 €, et celle de la gazéification du charbon qui révèle en moyenne un coût unitaire de l'ordre de 3 €. Si l'on intègre le coût des technologies

⁸ Parmi les technologies concurrentes, figurent les batteries, le procédé du stockage-pompage hydraulique, les véhicules électriques, les biocarburants et l'électrification de la chaleur à haute température.

⁹ Cette tendance repose sur la baisse observée du coût de l'électrolyse PEM observée depuis 2010, laquelle est reprise dans le *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique* (CEA & DGEC, 2018), lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire en 2017.

de séquestration et de stockage du carbone, ce coût pourrait connaître une augmentation de l'ordre d'1 € en moyenne. À ce titre, le prix du CO₂ apparaît comme un signal important pour orienter l'arbitrage entre les différentes formes d'hydrogène, notamment entre l'hydrogène bleu et l'hydrogène noir, gris ou brun. Un kilo d'hydrogène produit à partir du gaz naturel émet de l'ordre de 9 kg de dioxyde de carbone, contre près de 20 kg lorsqu'il est produit à partir du charbon (Baykara, 2018). Par conséquent, l'hydrogène bleu deviendrait rentable si le prix de la tonne de dioxyde de carbone s'élève à hauteur de 100 € pour le charbon et de 200 € pour le gaz naturel. Avec des prix plus élevés et une valorisation adaptée des émissions de CO₂ évitées, l'hydrogène vert gagnerait également en compétitivité, sachant que la tarification du carbone influence indirectement celle de l'électricité produite, notamment lorsqu'il s'agit d'une électricité carbonée.

Le prix de l'électricité représente près de 75 % du coût de production de l'hydrogène électrolytique. La prévision de sa tendance reste un exercice difficile, eu égard notamment à la grande complexité de la filière électrique actuelle et des marchés qui lui sont associés. De surcroît, l'hydrogène vert dépend du coût de production de l'électricité d'origine renouvelable dont l'évaluation est fortement discutée. Au demeurant, le coût du procédé de l'électrolyse dépend indirectement du prix des énergies fossiles, notamment celui du gaz naturel utilisé dans le procédé concurrent du reformatage.

L'agenda climatique et le marché de l'hydrogène à l'horizon 2050

Nous allons désormais étudier les différentes trajectoires mondiales futures de l'hydrogène au regard des scénarios énergétiques proposés par le GIEC en 2018 pour respecter l'agenda de l'Accord de Paris sur le climat. Le tableau 1 ci-contre recense les données énergétiques relatives aux quatre scénarios proposés par le GIEC.

Concernant les futures voies potentielles de l'hydrogène à l'échelle mondiale, notre attention porte sur l'évolution de la demande d'énergie, laquelle dépend de celle de l'intensité énergétique de la production et du rythme de l'activité économique ou encore de la croissance économique. Le tableau 2 ci-après met en lumière les trajectoires anticipées de l'*effet volume* par référence à la consommation d'énergie primaire.

L'effet composition est abordé à travers l'évolution du mélange énergétique primaire, de la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale et des sources de production de l'électricité. Aujourd'hui, la production d'électricité mobilise près de 40 % de l'énergie primaire mondiale¹⁰. Le charbon est de loin la première source de production (38 %), suivi par le gaz naturel (23 %). Viennent ensuite les sources énergétiques renouvelables (23 %) – principalement dominées par l'eau (16 %) –, puis l'uranium (10 %)¹¹. Le tableau 3 ci-après présente l'évolution supposée des sources énergétiques utilisées pour produire l'hydrogène et de leur part relative dans le mélange primaire.

Scénarios	P1	P2	P3	P4
Charbon	-97 %	-77 %	-73 %	-97 %
Pétrole	-87 %	-50 %	-81 %	-32 %
Gaz naturel	-74 %	-53 %	+21 %	-48 %
Énergie nucléaire	+150 %	+98 %	+501 %	+468 %
Part des renouvelables dans la production d'électricité	77 %	81 %	63 %	70 %
Biomasse	-16 %	+49 %	+121 %	+418 %
Énergies renouvelables non issues de la biomasse	+833 %	+1 327 %	+878 %	+1 137 %
Stockage cumulé de CO ₂ jusqu'en 2100	0	348	687	1 218

Tableau 1 – Scénarios énergétiques du GIEC à l'horizon 2050 pour limiter le réchauffement climatique à +1,5 °C.

Source : rapport du GIEC (2018).

Note : les pourcentages concernent l'année 2050.

Les signes +/- désignent des hausses ou des baisses par rapport à l'année 2010.

¹⁰ Ce qui représente près de 65 % du charbon consommé dans le monde, la totalité de l'uranium extrait et 30 % des sources renouvelables collectées.

¹¹ Cf. le graphique « Total Energy Supply (TES) by Source, World 1990-2018 » (Source : IEA *World Energy Balances 2020*), publié sur la page *Data and Statistics* du site de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) : <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel> (consulté le 30/04/2020).

Scénarios	P1		P2		P3		P4	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Demande d'énergie	0,75 (-25 %)	0,59 (-41 %)	0,93 (-7 %)	1,00 (0 %)	1,03 (+3 %)	1,21 (+21 %)	1,28 (+28 %)	1,52 (+52 %)
Intensité énergétique	0,416 (-59 %)	0,194 (-81 %)	0,516 (-49 %)	0,33 (-67 %)	0,59 (-41 %)	0,4 (-60 %)	0,621 (-38 %)	0,352 (-65 %)
Production	1,8 (+80 %)	3,03 (+203 %)	1,8 (+80 %)	3,03 (+203 %)	1,74 (+74 %)	3 (+200 %)	2,06 (+106 %)	4,31 (+331 %)

Tableau 2 – L'évolution de la consommation d'énergie primaire par rapport à 2010 selon les scénarios.

Source : calculs de P. Schembri, d'après Riahi *et al.* (2016), Peters *et al.* (2017) et le rapport du GIEC (2018).

Note : facteurs de croissance 2050/2010 et % de croissance. Les données relatives à la production sont issues des projections de Riahi et al. (2016) concernant les scénarios socio-économiques utilisés par le GIEC¹². Les mesures d'intensité énergétique¹³ ont été calculées en prenant le scénario socio-économique SSP1 pour les scénarios énergétiques P1 et P2, SSP2 pour P3 et SSP5 pour P4.

¹² Les scénarios socio-économiques utilisés dans la présente analyse, lesquels sont évoqués sous l'acronyme SSP par référence à l'expression anglaise *Shared Socio-economic Pathways*, s'inscrivent dans les travaux du GIEC. Ils ont été construits dans le cadre d'une démarche collective visant à croiser les différents modèles économiques sollicités pour définir des futurs plausibles en lien avec les scénarios de concentration en gaz à effet de serre et de forçage radiatif qui avaient été proposés dans le cinquième rapport du GIEC publié en 2014. Ces scénarios sont au nombre de 5. Nous en avons retenu trois : le scénario SSP1 qui trace la « route vers la soutenabilité », le scénario SSP2 situé « au milieu du chemin » qui prolonge dans le futur la tendance passée récente, et le scénario SSP5 qui propose la voie d'un « développement carboné ».

¹³ Dans l'analyse proposée, l'intensité énergétique de la production apparaît comme l'un des principaux leviers pour diminuer les émissions de dioxyde de carbone à l'horizon 2050. Sa diminution souhaitée témoigne d'une certaine efficacité quant à l'usage de l'énergie. Elle est généralement approchée par des améliorations d'ordre technologique. Parmi les autres leviers, le changement des comportements de consommation ne saurait être éludé. Cependant, il s'inscrit souvent dans des temporalités longues et peut révéler des problèmes d'arbitrage entre le développement économique et l'urgence climatique (GIEC, 2018).

Sources énergétiques		Part dans le mélange primaire		Sources énergétiques		Part dans le mélange primaire	
		2030	2050			2030	2050
Gaz	P1	0,99	0,07	Fossiles	P1	0,69	0,03
	P2	0,86	0,09		P2	0,74	0,07
	P3	1,29	0,54		P3	0,79	0,17
	P4	1,07	0,23		P4	0,97	0,23
Pétrole	P1	0,83	0,03	Nucléaire	P1	2,11	1,93
	P2	0,94	0,1		P2	1,97	1,01
	P3	0,94	0,05		P3	1,92	4,79
	P4	1,45	0,42		P4	1,61	4,90
Charbon	P1	0,29	0,002	Renouvelables	P1	7,02	28,13
	P2	0,42	0,02		P2	6,15	28,34
	P3	0,24	0,02		P3	4,03	17,23
	P4	0,32	0,003		P4	1,64	11,90

Tableau 3 – L'évolution du mélange énergétique primaire par source d'énergie.

Source : calculs de P. Schembri sur la base du rapport du GIEC (2018).

Note : les valeurs désignent des facteurs de croissance prenant pour année de base 2010. Un facteur de croissance égal à 2 indique que la valeur mesurée en 2030 ou 2050 représente le double (deux fois) de celle observée en 2010. Le terme « fossiles » recense l'ensemble des sources énergétiques carbonées.

Enfin, concernant l'*effet qualité*, le coût de l'électrolyse devrait baisser *via* une amélioration de la productivité de l'électricité et une baisse de son prix. L'AIE (2019) anticipe un fléchissement de ce coût de près de 30 % à l'horizon 2030, par l'effet conjoint de la baisse du coût des énergies renouvelables et de l'augmentation de la demande d'hydrogène. Concernant les gains de productivité attendus, le facteur de croissance souhaité devrait être supérieur à 5.

Par ailleurs, le coût en capital devrait diminuer consécutivement à l'innovation technologique et aux économies d'échelle dans les processus de production des électrolyseurs. Les effets d'échelle attendus devraient engendrer une baisse de 20 % à 40 % de ce coût selon les technologies sollicitées. Cette baisse dépend aussi du nombre d'heures de charge des électrolyseurs. À cet égard, le facteur de charge peut varier selon les modes de fonctionnement sollicités, lesquels renvoient à des enjeux techniques et économiques fort différents (Réseaux de Transport de l'Électricité [RTE], 2020). Lorsque les électrolyseurs sont sollicités toute l'année, en régime de base, l'attention doit porter sur le prix de l'électricité et celui du dioxyde de carbone. Lorsque le régime de fonctionnement privilégie les périodes dites de surplus renouvelable,

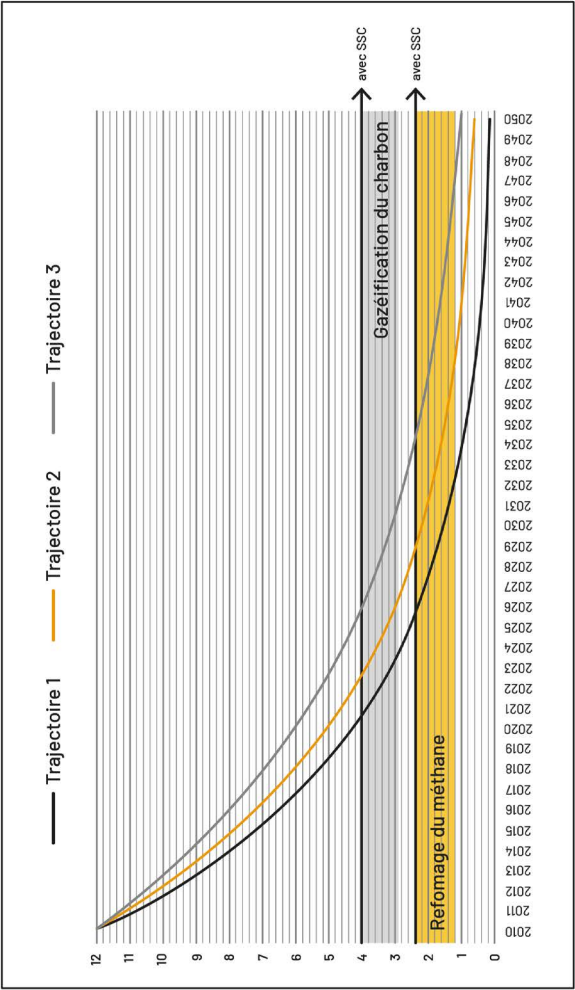
caractérisées par un bas prix de l'électricité, l'attention doit alors porter sur le coût des électrolyseurs et la taille du parc qui devra alors être surdimensionné pour permettre la pleine régulation du système électrique.

L'exigence de compétitivité du procédé électrolytique devrait conduire à une amélioration soutenue du rendement de manière à converger rapidement vers le coût du procédé de production par vaporeformage. À ce titre, dans une étude publiée en 2018, Morgan Stanley Research anticipe une baisse du coût de production de l'ordre d'un facteur 10 à l'horizon 2050, supposant une augmentation significative à l'échelle mondiale de l'offre d'électricité d'origine renouvelable. En 2050, l'hydrogène pourrait alors représenter près de 18 % de la demande finale d'énergie contre seulement 2 % aujourd'hui, avec un marché d'une valeur globale de près de 2 500 milliards de dollars. Partant d'une valeur moyenne de l'ordre de 12 € en 2010¹⁴, le coût unitaire devrait atteindre 1,5 € à l'horizon 2030 et converger vers un montant bien inférieur à 1 € en 2050. Pour un niveau donné du prix de l'électricité, cela suppose de forts gains de productivité de l'ordre d'un facteur 8 entre 2010 et 2030, puis d'un facteur 10 sur la seconde sous-période (2030-2050). Nous retrouvons dans cette première trajectoire l'anticipation proposée par Morgan Stanley Research (2018).

La deuxième trajectoire du coût de production repose sur les hypothèses proposées par l'AIE (2019). La dynamique de convergence devrait être plus lente avec un coût unitaire de l'ordre de 2 € en 2030, avant d'atteindre une valeur inférieure à 1 € à l'horizon 2050. Le facteur de croissance serait supérieur à 5 pour la première sous-période, puis de l'ordre de 4 sur la seconde. Enfin, une troisième trajectoire « au fil de l'eau » est proposée, qui suppose l'absence de changements notables sur la prochaine décennie, de sorte que le facteur de croissance ne serait que de l'ordre respectivement de 4, puis de 3. Le coût unitaire de production atteindrait la valeur de 1 € en 2050. Le graphique 1 ci-contre présente les trois trajectoires, ainsi que les valeurs seuil correspondant au coût unitaire des procédés de production concurrents et des technologies de séquestration et de stockage du CO₂¹⁵ (SSC).

¹⁴ Cf. Étienne Beeker (2014), pour France Stratégie.

¹⁵ Dans la présente analyse, nous ne tenons pas compte de l'évolution des gains de productivité pour les technologies du vaporeformage et de la gazéification du charbon sur la période considérée. Il en est de même pour les technologies de séquestration et de stockage du carbone.



Graphique 1 – La trajectoire du coût unitaire de production par électrolyse à l'horizon 2050.

Source : P. Schembri.

Note : l'acronyme SSC renvoie aux technologies de séquestration et de stockage du carbone. Les flèches correspondantes désignent le coût unitaire de production augmenté du coût de ces technologies.

Les projections énergétiques qui sont proposées par le GIEC à l'horizon 2050 anticipent une présence plus ou moins significative des énergies fossiles dans le mélange énergétique mondial, notamment lorsqu'il s'agit du gaz naturel. Durant la phase de transition, l'hydrogène bleu pourrait donc aider au titre d'une étape intermédiaire en utilisant l'infrastructure gazière actuelle. Il pourrait apparaître comme une solution de moyen terme importante pour répondre au problème de la variabilité des sources renouvelables. Peut-on alors traiter l'option gaz dans la seule perspective de passer de l'hydrogène bleu à l'hydrogène vert ? S'agirait-il de considérer à la fois le gaz naturel et l'électricité comme sources complémentaires de production de l'hydrogène ? Les politiques climatiques peuvent-elles justifier le développement du gaz naturel dans la transition énergétique¹⁶ ? Le développement de l'hydrogène bleu nécessite d'investir dans des gazoducs pour son transport à grande échelle. De plus, le déploiement de l'hydrogène vert repose sur l'abondance d'électricité d'origine renouvelable, non celle du gaz naturel. Si l'on reprend l'agenda proposé dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, il s'agirait plutôt de procéder à un désinvestissement dans le secteur des énergies fossiles¹⁷. La production et l'utilisation de l'hydrogène bleu ne devraient donc pas être prioritaires par rapport à l'hydrogène d'origine renouvelable. Cela pourrait retarder la réalisation des objectifs en matière d'énergie et de climat aux horizons 2030, puis 2050. Enfin, même si les technologies de séquestration et de stockage du

¹⁶ Depuis la fin des années 2000, les États-Unis substituent du gaz de schiste au charbon pour produire l'électricité. Ce changement explique pour une part certaine la baisse des émissions de dioxyde de carbone dans ce pays sur la dernière décennie. Le gaz naturel de schiste peut révéler des atouts intéressants quant à sa disponibilité dans le monde et son empreinte carbone plus faible au regard des autres sources fossiles. Toutefois, son extraction engendre d'importants dommages à l'échelle locale. De surcroît, son exploitation massive peut engendrer un risque de verrouillage technologique et des effets de fuite de carbone en cas d'asymétrie des politiques climatiques entre les pays. En France, la loi Jacob (loi n° 2°11-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherche comportant des projets ayant recours à cette technique) interdit la pratique de la fracturation hydraulique pour extraire le gaz de schiste.

¹⁷ À ce titre, l'incitation à désinvestir nécessite une valorisation économique appropriée des ressources fossiles laissées sous terre qui s'apparentent alors à des actifs « bloqués » pour les entreprises du secteur.

carbone existent, la question relative à la gestion du dioxyde de carbone en lien avec cette forme d'hydrogène est importante¹⁸. Reprenant la littérature récente, près de 70 % des énergies fossiles utilisées en 2050, notamment dans la production d'électricité, seraient associées aux technologies dites de captage et de stockage (Alazard-Toux *et al.*, 2016). Cette part ne serait que de 5 % en 2030, témoignant en cela d'une dynamique de maturation et de diffusion technologiques qui devrait s'accélérer après 2030.

Les trajectoires simulées de la demande totale d'hydrogène soulignent l'importance du rythme supposé de la croissance économique et de la vitesse de pénétration des énergies renouvelables afin de compenser les tensions à la baisse initiées par la décarbonation du mélange énergétique et la maîtrise de la demande d'énergie. En d'autres termes, la forte baisse des énergies fossiles et l'exigence de sobriété énergétique pourraient avoir un impact négatif à long terme sur le secteur de l'hydrogène, si l'on n'entrevoit pas de changements notables quant aux gains de productivité dans les technologies alternatives de production, mais également sur le plan de la tarification carbone et de son évolution dans le temps.

Reprenant la première trajectoire du coût unitaire de production, les scénarios énergétiques du GIEC (2018) proposent une augmentation plus ou moins significative de la demande d'hydrogène à l'horizon 2050, allant d'un facteur de croissance de l'ordre de 1,8 à 3 par rapport à 2010, avec une accélération notable à partir de 2030 (cf. Annexe 1). Toutefois, les scénarios proposés engendrent des écarts plus ou moins importants concernant le niveau, la composition de l'hydrogène produit et la trajectoire de croissance. Concernant le scénario P1, le niveau baisse sur la décennie 2030-2040, avant de connaître une faible reprise. Cette diminution témoigne de l'importance de l'effet volume initié par la baisse significative de la demande d'énergie et d'un effet composition caractérisé par la forte diminution de la part des énergies fossiles, notamment du gaz naturel (passant de 21 % en 2030 à 9 % en 2050), dans le mélange énergétique primaire. La dynamique de reprise observée après 2040 résulte de la part des énergies renouvelables qui devient alors particulièrement significative ; l'hydrogène vert représente près de 24 % de la demande totale d'hydrogène

¹⁸ Pour une lecture critique des technologies de séquestration et de stockage du carbone, Cf. Finon & Damian (2011).

en 2040 pour atteindre 64 % en 2050. Le scénario P2 connaît une trajectoire similaire à celle du premier scénario, avec une accélération plus importante à partir de 2040 et un facteur de croissance à hauteur de 2,7 entre 2010 et 2050. C'est l'effet composition qui permet la croissance à l'horizon 2050. La part du gaz naturel dans le mélange énergétique reste stable jusqu'en 2030. Quant à celle des énergies renouvelables, elle augmente de manière notable sur la période 2030-2050, représentant près de 45 % de l'approvisionnement en énergies primaires en 2050.

Parmi les scénarios énergétiques proposés, le scénario P3 semble le plus prometteur avec une augmentation assez régulière de la demande d'hydrogène, qui devrait tripler à l'horizon 2050 par rapport à son niveau de 2010. L'effet composition demeure tout aussi important. Il témoigne notamment d'une hausse de la part du gaz naturel dans le mélange énergétique à l'horizon 2030. Cette part représente encore près de 21 % de la consommation d'énergie primaire en 2050. L'énergie nucléaire est également importante, laquelle représente près du quart de la demande d'énergie en 2050. Enfin, le scénario P4 n'est pas aussi performant que le précédent, malgré une augmentation régulière de la demande d'énergie sur toute la période considérée. Cet effet d'échelle croissant ne permet pas de compenser l'effet composition engendré par la forte baisse du gaz naturel dans le mélange énergétique à partir de 2030 pour atteindre 7 % du total en 2050, alors que les énergies renouvelables n'augmentent que très lentement pour atteindre un niveau similaire à celui relevé dans le scénario P3.

Dans les différents scénarios proposés, la contribution de l'électricité à la production d'hydrogène représente entre 60 et 80 % du total en 2050, contre seulement 6 à 8 % en 2030. Quant à l'hydrogène vert, son importance relative serait de l'ordre de 40 à 60 % à l'horizon 2050, et de 2 à 5 % en 2030. Si l'on considère la part de l'hydrogène bleu pour les scénarios concernés, elle se situerait entre 20 et 40 % en 2050 contre 6 % en 2030. Par conséquent, les effets volume et composition qui ont trait au futur de l'hydrogène deviennent véritablement significatifs à partir de 2030. À ce titre, la croissance du marché mondial de l'hydrogène nécessite une diminution à la fois rapide et importante du coût unitaire de production, qui devrait atteindre une valeur proche de 1 € dès 2030. Par ailleurs,

dans les différents scénarios proposés, les niveaux observés en 2050 sont bien inférieurs à ceux anticipés par Morgan Stanley Research (2018) qui situait la demande d'hydrogène à hauteur de 18 % de la consommation énergétique finale. Sachant que pareille consommation devrait être différente selon les scénarios énergétiques proposés¹⁹, le marché mondial de l'hydrogène pourrait aller de 217 Mt (soit 3,6 fois le niveau de 2010) à près de 460 Mt (soit 7,6 fois le niveau de 2010). Or nous en sommes bien loin. Enfin, une baisse plus lente du coût de production ne permettrait pas le déploiement à grande échelle de la solution hydrogène (Cf. Annexes 2 et 3). La demande mondiale atteindrait alors un pic sur la période 2030-2040, qui serait suivi d'une baisse plus ou moins significative pour l'ensemble des scénarios jusqu'en 2050, à l'exception du scénario P3 qui propose des facteurs de croissance à l'horizon 2050 allant de 1,4 à 1,6. Pour les autres scénarios, la baisse de la demande à partir de 2040 peut être plus ou moins significative ; elle serait de l'ordre de 20 à 40 % par rapport à 2010 pour le scénario P1.

Conclusion

Le niveau et la trajectoire du coût de production de l'hydrogène électrolytique apparaissent comme des facteurs tout aussi importants que l'effet volume engendré par la demande d'énergie et son rythme de croissance. Au regard des formes dites décarbonées de ce dernier, c'est la demande d'électricité et son évolution qui doit attirer l'attention²⁰, en plus de ses conditions de production. À ce titre, ces mêmes scénarios soulignent les conditions selon lesquelles les industries liées à l'hydrogène pourraient atteindre les objectifs de l'Accord de Paris en matière de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Ces conditions dépendent de la dimi-

¹⁹ Reprenant à la fois le niveau de la demande finale d'énergie en 2010 et son rythme de croissance supposé à l'horizon 2050, le niveau anticipé devrait aller de 6 149 à 13 023 Mtep selon les scénarios. De plus, les différents niveaux d'hydrogène qui sont évoqués renvoient à la forme dite pure, laquelle représente aujourd'hui près de 60 % de la production totale. Ce pourcentage pourrait évoluer dans l'avenir.

²⁰ En France, la demande d'électricité révèle une stabilité depuis plusieurs années qui limite les possibilités en matière d'investissement dans la filière électrique (Hansen & Percebois, 2017).

nution supposée des coûts de production d'hydrogène et de l'expansion des marchés concernés grâce à la croissance économique et à l'évolution de la composition du mélange électrique²¹. Toute croissance ralentie de la production réduirait la demande pour ces industries.

Toutefois, pour certaines technologies génératrices d'hydrogène telles que le reformage à la vapeur et l'électrolyse, il est important de considérer la dynamique future à la fois du prix des combustibles fossiles et de l'approvisionnement en électricité. La croissance économique influence la consommation d'énergie et la demande associée de combustibles fossiles et d'énergies renouvelables ; ce sont des incitations importantes pour le développement de l'industrie de l'hydrogène. Cependant, l'évolution future du prix de l'électricité reste encore incertaine. Les opérateurs d'électrolyse sont également des clients qui participent directement et activement aux marchés de l'électricité, sur la base de cadres réglementaires régional ou national qui évoluent rapidement. Comme le prix de l'électricité est profondément influencé par les décisions politiques ainsi que par la mise en œuvre d'instruments économiques pour transformer les systèmes électriques vers la durabilité, il est difficile d'en prévoir l'évolution à long terme.

Dans ce contexte, la régulation économique à travers les politiques énergétiques et climatiques joue un rôle essentiel pour orienter et financer les investissements nécessaires à la promotion de l'hydrogène vert. Dans cet ordre d'idée, l'approvisionnement en électricité apparaît comme un déterminant important du coût de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Toutefois, la rentabilité de ces investissements dépend aussi de la manière dont on anticipe le risque de futurs verrouillages technologiques. Certaines solutions jugées efficaces aujourd'hui, pourraient s'avérer inefficaces dans l'avenir. Par conséquent, la complémentarité recherchée entre l'électricité bas carbone et l'hydrogène vert nécessite de penser de manière circulaire la causalité entre les marchés de l'hydrogène et les marchés de l'énergie produite par des sources renouvelables.

²¹ Dans notre analyse, il est supposé que les taux de retour énergétique ne connaissent pas de changements notables sur la période considérée. Les incertitudes quant à leur évolution et les questions de mesure rendent particulièrement difficile la simulation de leur trajectoire.

Références bibliographiques

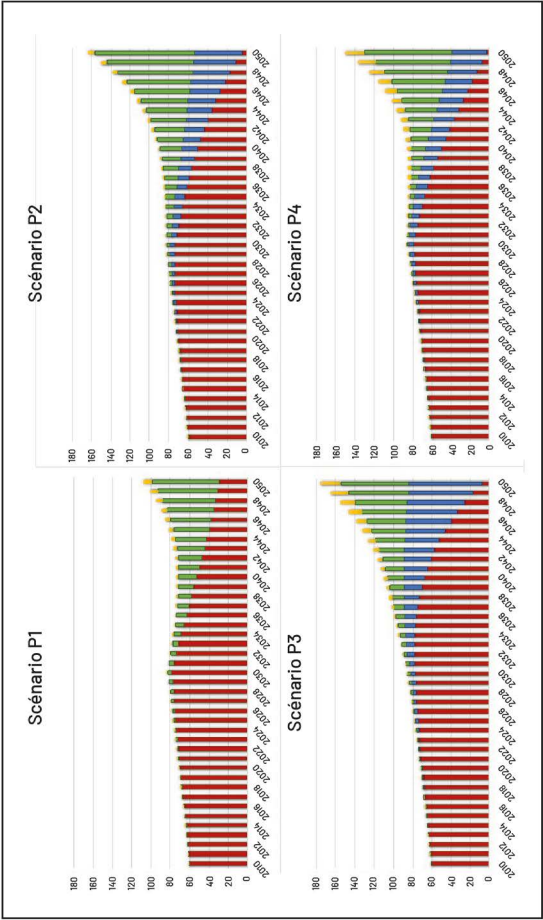
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (AIE), 2019. *The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities*, Rapport pour le G20 et le Japon [En ligne], juin. Mis en ligne en juin 2019 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- ALAZARD-TOUX Nathalie, Criqui Patrick, Devezeaux de Lavergne Jean-Guy, Berthomieu Roland, Chevallet Laetitia, Gentier Sylvie, Hache Emmanuel, Le Net Elisabeth, Menanteau Philippe & Thais Françoise, 2016. « Technologies bas carbone et trajectoires de décarbonation profonde, l'analyse de l'ANCRE », *La Revue de l'Énergie* [En ligne], 630 (mars-avril), p. 138-153. Consulté le 14/04/2021. URL : <https://www.larevuedelenergie.com/technologies-bas-carbone-et-trajectoires-de-decarbonation-profonde-lanalyse-de-lancree/>
- BAYKARA Sema Z., 2018. « Hydrogen: A Brief Overview on its Sources, Production and Environmental Impact », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 43 (23), p. 10605-10614. Mis en ligne le 05/03/2018 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2018.02.022
- BEEKER Étienne, 2014. *Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?*, Note d'analyse [En ligne], France Stratégie. Mis en ligne le 26/08/2014 (consultée le 14/04/2021). URL : <https://www.strategie.gouv.fr/publications/y-t-une-place-lhydrogene-transition-energetique>
- COMMISSARIAT À L'ÉNERGIE ATOMIQUE ET AUX ÉNERGIES ALTERNATIVES (CEA) & DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DU CLIMAT (DGEC), 2018. *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, Rapport [En ligne]. Mis en ligne le 01/06/2018 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-plan-deploiement-lhydrogene-transition-energetique>
- COMMISSION EUROPÉENNE, 2020. *A hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe*, Communication [En ligne], COM (2020) 301 final (juillet). Mise en ligne le 08/07/2020 (consultée le 14/04/2021). URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- EMONTS Bernd, REUSS Markus, STENZEL Peter, WELDER Lara, KNICKER Felix, GRUBE Thomas, GÖRNER Klaus, ROBINIUS Martin & STOLTEN Detlef, 2019. « Flexible Sector Coupling with Hydrogen: A Climate-Friendly Fuel Supply for Road Transport », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 44 (26), p. 12918-12930. Mis en ligne le 15/04/2019 (consulté le 13/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2019.03.183

- FABRE Adrien, 2019. « Evolution of EROIs of Electricity until 2050: Estimation and Implications on Prices », *Ecological Economics* [En ligne], 164, 106351. Mis en ligne le 20/06/2019 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ecolecon.2019.06.006
- FINON Dominique & DAMIAN Michel, 2011, « Le captage et le stockage du carbone, entre nécessité et réalisme », *Natures Sciences Sociétés* [En ligne], 19 (1), p. 56-61. Mis en ligne le 01/01/2012 (consulté le 14/04/2021). URL : <https://www.cairn.info/revue-natures-sciences-societes-2011-1-page-56.htm>
- FIZAINE Florian & COURT Victor, 2015. « Renewable Electricity Producing Technologies and Metal Depletion: A Sensitivity Analysis Using the EROI », *Ecological Economics* [En ligne], 110, p. 106-118. Mis en ligne le 13/01/2015 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ecolecon.2014.12.001
- GRUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC), 2018. *Réchauffement planétaire de 1,5 °C*, Rapport spécial [En ligne]. Consulté le 14/04/2021. URL : <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- HANSEN Jean-Pierre & PERCEBOIS Jacques, 2017, *Transition(s) électrique(s) : ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Odile Jacob, Paris.
- MORGAN STANLEY RESEARCH, 2018. *Could Green Hydrogen Fuel a Reduced-Carbon World?*, Rapport.
- PETERS Glen P., ANDREW Robbie M., CANADELL Josep G., FUSS Sabine, JACKSON Robert B, KORSBAKKEN Jan Ivar, LE QUÉRÉ Corinne & NAKICENOVIC Nebojsa, 2017. « Key Indicators to Track Current Progress and Future Ambition of the Paris Agreement », *Nature Climate Change* [En ligne], 7 (2), p. 118-122. Mis en ligne le 30/01/2017 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1038/nclimate3202
- RAUGEI Marco, 2013. « Comments on “Energy Intensities, EROIs (Energy Returned On Invested), and Energy Payback Times of Electricity Generating Power Plants”: Making Clear of Quite Some Confusion », *Energy* [En ligne], 59, p. 781-782. Mis en ligne le 14/08/2013 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.energy.2013.07.032
- RÉSEAUX DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ (RTE), 2020. *La transition vers un hydrogène bas carbone. Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, Principaux résultats [En ligne], janvier. Consultés le 14/04/2021. URL : https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Rapport_hydrogene-pdf.pdf

- RIAHY Keywan, VAN VUUREN Detlef P., KRIEGLER Elmar, EDMONDS Jae, O'NEILL Brian C., FUJIMORI Shinichiro, BAUER Nico, CALVIN Katherine, DELLINK Rob, FRICKO Oliver, LUTZ Wolfgang, POPP Alexander, CUARESMA Jesús Crespo, KC Samir, LEIMBACH Marian, JIANG Leiwen, KRAM Tom, RAO Shilpa, EMMERLING Johannes, EBI Kristie, HASEGAWA Tomoko, HAVLIK Petr, HUMPENÖDER Florian, ALELUIA Da Silva Lara, SMITH Steve, STEHFEST Elke, BOSETTI Valentina, EOM Jiyond, GERNAAT David, MASUI Toshihiko, ROGELJ Joeri, STREFLER Jessica, DROUET Laurent, KREY Volker, LUDERER Gunnar, HARMSSEN Mathijs, TAKAHASHI Kiyoshi, BAUMSTARK Lavinia, DOELMAN Jonathan C., KAINUMA Mikiko, KLIMONT Zbigniew, MARANGONI Giacomo, LOTZE-CAMPEN Hermann, OBERSTEINER Michael, TABEAU Andrzej & TAVONI Massimo, 2016. « The Shared Socioeconomic Pathways and Their Energy, Land Use, and Greenhouse Gas Emissions Implications: An Overview », *Global Environmental Change* [En ligne], 42, p. 153-168. Mis en ligne le 09/09/2016 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009
- SABA Sayed M., MÜLLER Martin, ROBINIUS Martin & STOLTEN Detlef, 2018. « The Investment Cost of Electrolysis: A Comparison of Cost Studies from the Past 30 Years », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 43 (3), p. 1209-1223. Mis en ligne le 11/12/2017 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115
- WEISSBACH Daniel, RUPRECHT Götz, HUKU Armin, CZERSKI Konrad, GOTTLIEB Stephan & HUSSEIN Ahmed H., 2013. « Energy Intensities, EROIs (Energy Returned On Invested), and Energy Payback Times of Electricity Generating Power Plants », *Energy* [En ligne], 52, p. 210-221. Mis en ligne le 13/03/2013 (consulté le 14/04/2021). DOI : 10.1016/j.energy.2013.01.029

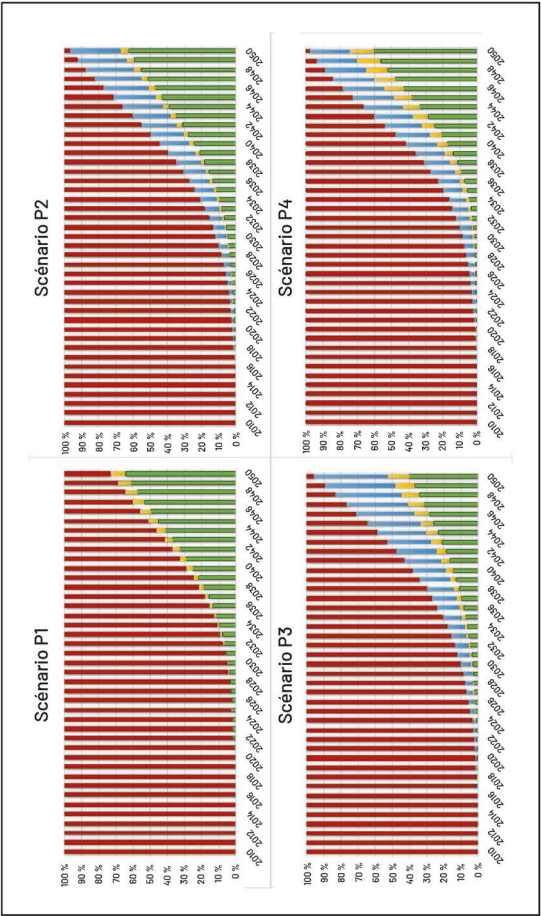
Annexes

Annexe 1 : Déploiement de l'hydrogène et trajectoire anticipée du coût unitaire de production par électrolyse selon Morgan Stanley Research (2018)



Graphiques A – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).

Source : P. Schembri.

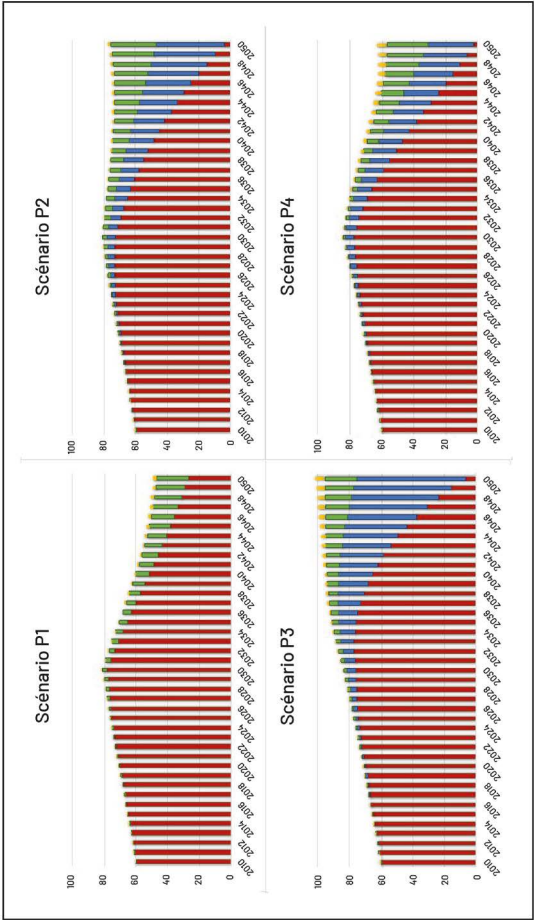


Graphiques B – Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

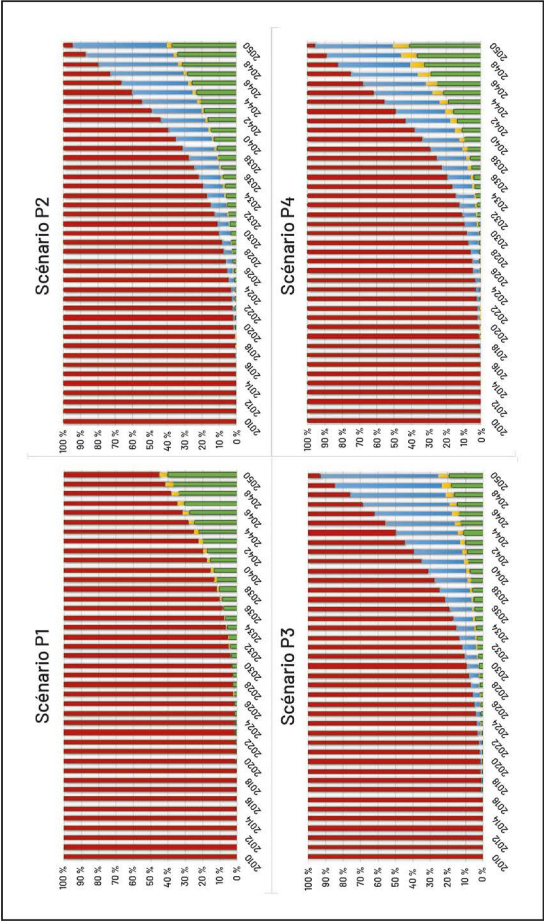
Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire, en vert l'hydrogène d'origine renouvelable, en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

Annexe 2 : Déploiement de l'hydrogène et trajectoire anticipée du coût unitaire de production par électrolyse selon l'Agence Internationale de l'Énergie (2019)



Graphiques C – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).

Source : P. Schembri.

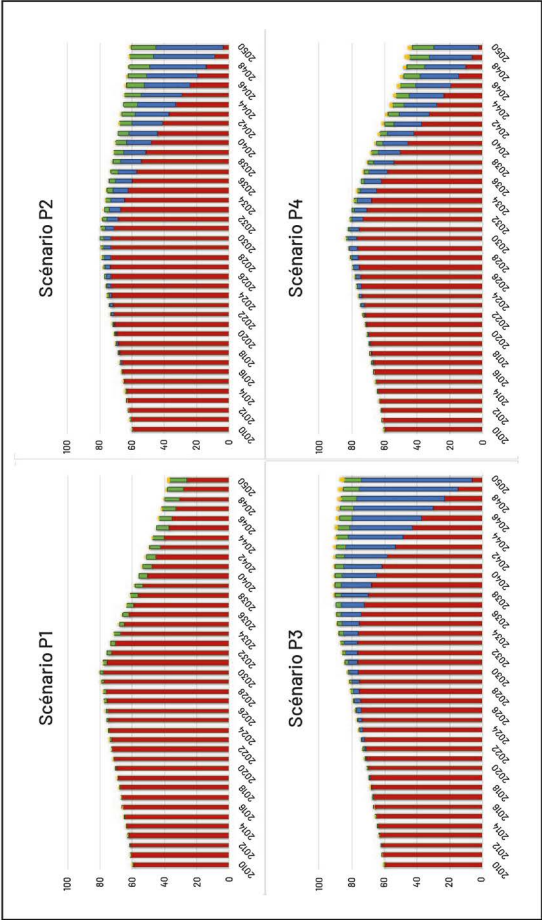


Graphiques D - Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

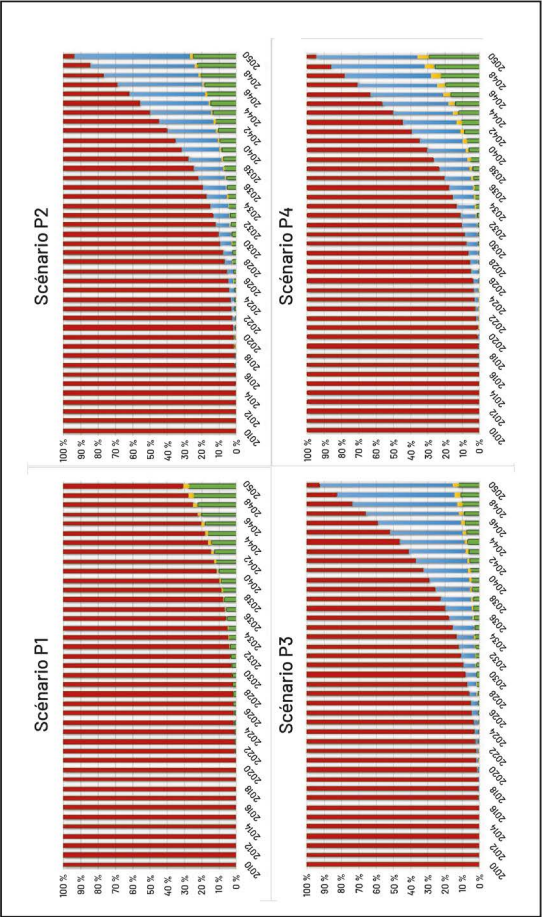
Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire,
en vert l'hydrogène d'origine renouvelable,
en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

Annexe 3 : Déploiement de l'hydrogène et troisième trajectoire « au fil de l'eau » du coût unitaire de production par électrolyse.



Graphiques E – Demande mondiale d'hydrogène (Mt).

Source : P. Schembri.



Graphiques F – Composition de l'hydrogène (%).

Source : P. Schembri.

Note : en brun l'hydrogène d'origine fossile, en jaune l'hydrogène par électricité d'origine nucléaire, en vert l'hydrogène d'origine renouvelable, en bleu l'hydrogène d'origine fossile avec captage et stockage du carbone.

L'hydrogène et la transition énergétique dans les transports

Quelques apports de la théorie économique

Guy MEUNIER & Jean-Pierre PONSSARD

RÉSUMÉ

L'hydrogène apparaît aujourd'hui comme une technologie incontournable pour relever le défi de la transition énergétique dans les transports. S'il existe déjà de nombreux projets régionaux dans lesquels cette technologie est déployée, les analyses économiques sur le sujet restent limitées. Cette note illustre comment deux concepts clés de la théorie économique, l'effet de réseau et l'effet d'expérience, peuvent contribuer à éclairer les enjeux sous-jacents dans une analyse coût-bénéfice de ces projets.

Depuis le lancement du *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique* le 1^{er} juin 2018¹ par le ministère de la Transition énergétique, les initiatives se sont multipliées, tant en France qu'à l'étranger : on peut citer les plans nationaux pour l'hydrogène, mais aussi la place accordée à ce dernier dans le plan européen, sans parler des plans au Japon, en Corée du Sud ou en Chine. Par conséquent, l'hydrogène apparaît comme une technologie incontournable pour relever le défi de la transition énergétique dans les transports. La technologie *batterie* constitue cependant une alternative crédible, si bien que les avis restent partagés. À côté de l'enthousiasme de certains, il existe aussi une interrogation légitime quant à la place réelle que pourra prendre l'hydrogène.

¹ Cf. Ministère de la Transition écologique, 2018.

Ce texte apporte un éclairage sur cette question à partir d'une analyse économique des enjeux sous-jacents. Elle résume les présentations faites dans le cadre des Workshops MOMENTOM et reprend les principaux apports théoriques des auteurs. Ces apports seront illustrés par le cas des bus urbains à hydrogène, un segment de marché qui connaît un développement important en Europe, notamment grâce au soutien accordé par la Communauté européenne depuis le début des années 2000. Les liaisons urbaines se font en grande partie par bus (86 % en France selon l'Agence de la transition écologique [ADEME] ; cf. Bénita & Fayolle, 2018). Il y aurait environ 100 000 bus circulant dans les 75 villes les plus importantes en Europe, 68 % du parc étant constitué de bus standard de 12 m (Global Mass Transit Research, 2017). La décarbonation des liaisons urbaines par bus constitue donc un enjeu majeur, enjeu sur lequel les collectivités locales disposent d'un levier important. Cela fera l'objet de la première partie. Dans un second temps, certains apports de la théorie économique dans l'exercice d'évaluation de la solution hydrogène seront présentés.

Une étude de cas : le secteur des bus urbains

Dans le domaine du transport urbain, deux technologies permettront la décarbonation des bus : la batterie et les piles à combustible. Dans les deux cas, le moteur est électrique, alimenté soit par une batterie elle-même rechargée *via* des bornes raccordées au réseau électrique, soit par de l'électricité produite dans le véhicule *via* une pile à combustible elle-même alimentée par de l'hydrogène embarqué. Il est clair que l'efficacité est moindre en passant par l'hydrogène. Il n'en reste pas moins vrai que les bus à hydrogène disposent de certains atouts :

- une autonomie de 450 km au lieu de 200 km² ;
- une moindre dépendance de cette autonomie aux conditions extérieures de température et de topographie du circuit que celle des bus à batterie ;
- son poids par rapport au poids excessif des batteries pour les bus articulés.

² La longueur moyenne des circuits de bus parisiens est inférieure à 180 km, d'où le faible intérêt de la RATP pour cette technologie.

Dans ces conditions, les industriels du secteur s'accordent pour considérer que les bus à hydrogène pourraient s'attribuer une part de marché située entre 7 et 9 % en 2025 (Roland Berger GmbH, 2015).

Le tableau 1 donne une estimation en €/km du Coût Total annuel de Possession (CTP) pour trois technologies pour un bus standard. Pour un bus à hydrogène (*Fuel Cell Electric Bus* [FCEB]), ce coût est de 5,53 €/km, pour un bus à batterie (*Battery Electric Bus* [BEB]) il est de 4,97 €/km, alors qu'il n'est que de 3,96 €/km pour un bus diesel (*Diesel Bus* [DB]). Il s'agit à chaque fois de la somme des coûts associés au capital immobilisé, à la maintenance, au frais de personnel et au fuel. Les différentes composantes, pour un bus roulant 40 000 km par an, sont calculées de la manière suivante :

- le prix d'acquisition est annualisé sur la base d'une durée de vie de 12 ans et d'un taux d'actualisation de 4,5 % correspondant au taux préconisé pour les investissements publics en France³ (Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective [CGSP], 2013) ;
- les coûts de maintenance correspondent à des coûts variables spécifiques par technologie pour des opérations liées à l'âge du véhicule ;
- les frais de personnel dépendent peu de la technologie et n'interviennent donc pas dans la comparaison, même s'ils s'ajoutent pour obtenir le CTP ;
- les dépenses de fuel sont calculées en fonction d'un prix unitaire de l'énergie et de la consommation énergétique au km.

³ À partir du prix d'achat (investissement) « P », le coût annualisé « ca » en €/an s'obtient par la formule suivante : $ca = Px(1-\delta)/(1-\delta^T)$ avec $\delta = 1/(1+r)$ le facteur d'escompte et T la durée de vie de l'investissement. Avec $r=4,5\%$, $T=12$, et $P=650\,000$, on obtient 68 213 €/an que l'on divise par 40 000 km/an pour obtenir 1,7 €/km.

CTP 2020 (€/km)	FCEB	BEB	DB
Prix d'achat (€)	650 000	470 000	210 000
1. Capital immobilisé	1,71	1,23	0,55
2. Maintenance	0,40	0,80	0,30
3. Frais de personnel	2,63	2,63	2,63
Prix unitaire (kg H2, kWh, l)	10,00	0,24	1,60
Consommation au km	0,08	1,30	0,30
4. Fuel	0,80	0,31	0,48
Total 1+2+3+4	5,53	4,97	3,96

Tableau 1 – Comparaison du Coût Total annuel de Possession (CTP) des bus à hydrogène, à batterie ou diesel.

Source : Meunier, Moulin & Ponsard, 2020.

Ce tableau appelle un commentaire immédiat. Les nouvelles technologies ont un sérieux handicap de coût par rapport au diesel. Peut-on anticiper des baisses de leur coût et à quelles conditions ? Ce sera le point principal d'investigation que nous allons explorer. Pour répondre à cette question, il est commode d'avoir une cible : en effet, la parité avec le diesel n'est pas le bon objectif car il faut tenir compte des bénéfices sociaux associés à l'élimination du diesel ; le bon indicateur est le coût d'abattement, nous y reviendrons.

Deux autres points sont à noter en ce qui concerne plus précisément la comparaison entre FCEB et BEB, sachant que ces deux technologies sont *a priori* équivalentes en termes de bénéfice social :

- On peut quantifier ce que devrait être le nombre de km parcourus (grâce à la plus grande autonomie et à un temps de recharge plus court du FCEB) pour que les CTP soient les mêmes. En négligeant l'impact sur les frais de personnel, on trouve 46 000 km pour le FCEB contre 40 000 pour le BEB, c'est-à-dire 15 % de plus. Ce pourcentage est assez faible et montre bien que cet avantage pourra être déterminant pour certains segments de marché (on pense ici aux taxis à hydrogène utilisés par la société Hype sur Paris).
- On peut aussi s'intéresser au coût de l'hydrogène. Il faudrait que celui-ci tombe à 3 €/kg pour les CTP soient identiques. Même si le

plan français met l'accent sur la baisse des coûts de production par électrolyse, cette cible, qui devra intégrer les coûts de logistique, n'apparaît pas réaliste.

Introduisons maintenant le coût d'abattement. L'intérêt d'une substitution des bus diesel par des bus électriques à hydrogène ou à batterie dépend des coûts, mais aussi des émissions de CO_2 évitées et de la baisse de la pollution locale. La pollution locale (principalement NO_x ⁴ et particules fines) a un impact sur la santé et il est possible de chiffrer son coût social. Le rapport Quinet (CGSP, 2013) donne des ordres de grandeur pour les bus diesel en fonction de la zone concernée (urbaine, banlieue...), et de la densité correspondante d'habitants. Ce coût social « local » se rajoute au coût du fuel pour les bus diesel. Le coût de 0,48 €/km va alors augmenter de 0,27 €/km pour les zones urbaines dites denses et de 1,36 €/km pour les zones très denses, ce qui est très significatif.

Pour évaluer la pertinence vis-à-vis de la réduction des émissions de CO_2 de la substitution d'une technologie émettrice (à l'image du bus diesel) par une autre moins émettrice (telle que le bus électrique), le « coût d'abattement » est couramment utilisé. Il mesure l'écart de coût ramené à la tonne de CO_2 évitée⁵ (Baker, Clarke & Shittu, 2008) :

$$CA = \frac{\text{Coût}_{\text{propre}} - \text{Coût}_{\text{fossile}}}{\text{CO}_2^{\text{fossile}} - \text{CO}_2^{\text{propre}}}$$

Ce coût en €/t CO_2 peut alors être comparé avec des valeurs de références du coût social du CO_2 telles que calculées dans le rapport Quinet (France Stratégie, 2019) pour la stratégie française : 57 €/t CO_2 en 2020, 250 €/t CO_2 en 2030 et 750 €/t CO_2 en 2050⁶.

⁴ Il s'agit d'oxydes d'azote.

⁵ Les coûts d'abattement tels que calculés en pratique peuvent soulever des difficultés en présence d'effets d'expérience (Creti *et al.*, 2018) ; nous y reviendrons.

⁶ Dans le rapport Quinet (France Stratégie, 2019), la trajectoire du coût social du CO_2 (ou « valeur tutélaire du carbone ») est calculée pour remplir l'objectif de neutralité carbone en 2050 avec une contrainte de budget carbone. Il existe d'autres

Le tableau 2 donne le coût d'abattement, avec et sans prise en compte du coût social local. Pour le bus à hydrogène, nous faisons deux hypothèses relatives au procédé de production de l'hydrogène : par reformage du méthane ou par électrolyse⁷. Le premier procédé émet du CO₂ alors que le second n'en émet pas, à supposer que l'électricité utilisée soit décarbonée, (ceci est souvent le cas dans les écosystèmes impliqués) ; le premier procédé génère indirectement 320 gCO₂/km. Pour le bus à batterie, nous faisons également deux hypothèses : soit une électricité décarbonée (ce qui est peu probable compte tenu des durées de recharge), soit une électricité provenant du mix énergétique européen⁸ ; dans ce dernier cas les émissions indirectes sont de 720 gCO₂/km. De son côté, le bus diesel émet environ 1 200 gCO₂/km.

Coût abattement €/tCO ₂	Hydrogène – reformage	Hydrogène – électrolyse	Batterie – mix européen	Batterie – mix décarboné
Sans coût social	1 789	1 312	2 113	845
Avec coût social local (urbain dense)	1 484	1 089	1 554	622
Avec coût social local (urbain très dense)	248	182	-712	-285

Tableau 2 – Coût d'abattement pour un bus hydrogène et un bus électrique vs un bus diesel.

Source : Meunier, Moulin & Ponsard, 2020.

(trajectoires de) valeurs de référence telles que celles calculées par Nordhaus (2017) avec un modèle mondial de l'économie couplé à un modèle climatique.

⁷ Par cohérence, il faudrait alors prendre un coût d'H₂ qui est en ligne avec ce mode de production. Certains projets régionaux ont d'ailleurs adopté une approche progressive : production d'hydrogène décarbonée à partir de gaz naturel pour des usages industriels et la mobilité, en attendant la production d'hydrogène vert (cf. Athias, 2020, pour une analyse coût-bénéfice de ces programmes).

⁸ Comme nous l'avons vu, le mix électrique français est plutôt décarboné, mais les réseaux électriques en Europe sont interconnectés. Il faudrait mener une étude spécifique pour évaluer l'impact du développement des véhicules électriques sur les émissions de CO₂ en Europe.

La lecture du tableau 2 appelle plusieurs commentaires : (1) sans prise en compte du coût social local, les coûts d'abattement sont très élevés (de 845 à 1 789 €/tCO₂, soit en dehors de l'épure même pour la valeur tutélaire du CO₂ en 2050 selon le rapport Quinet [France Stratégie, 2019]), la différence entre les coûts totaux de possession en 2020 des bus électriques et des bus diesel ne justifient pas la substitution ; (2) la question du mode de production de l'énergie en amont est particulièrement importante pour les bus à batterie puisqu'elle peut inverser la hiérarchie avec les bus à hydrogène ; (3) la prise en compte du coût social local justifie le choix de bus à batterie mais pas de bus à hydrogène, même si on se trouve dans des zones à forte densité de population⁹.

Cette première analyse fait comprendre pourquoi les villes sont des acteurs majeurs dans la transition énergétique pour des raisons de pollutions locales et de congestion. La plupart ont pris des mesures drastiques pour réduire la part du diesel dès 2025. Il n'en demeure pas moins que les coûts d'acquisition des bus en 2020 sont très élevés (650 000 € pour un bus à hydrogène et 470 000 € pour un bus à batterie *versus* 210 000 € pour un bus diesel). La justification économique de cette politique repose donc de manière cruciale sur une hypothèse implicite de baisse des coûts.

Concentrons-nous sur le FCEB. Supposons qu'on puisse tableer sur un coût d'acquisition de 450 000 € et un prix de l'hydrogène à 7 €/kg en 2025, alors le tableau 3 met en évidence que le coût d'abattement devient négatif dans les zones urbaines très denses, justifiant ainsi son déploiement en 2025.

⁹ Des coûts d'abattement négatifs indiquent que la substitution est profitable en l'absence d'un prix du carbone. Le fait que le même coût social local soit rapporté à des réductions d'émissions différentes (le dénominateur du coût d'abattement), explique que son impact est différent selon les technologies et d'autant plus grand que les baisses d'émissions sont petites. Ainsi, le bus à batterie avec le mix européen, qui est la technologie la plus émettrice, devient préférable au bus à hydrogène avec reformatage pour l'urbain très dense, alors que c'est l'inverse pour l'urbain dense.

CTP FCEB (€/km)	2025	2020
Prix d'achat (€)	450 000	650 000
1. Capital immobilisé	1,18	1,71
2. Maintenance	0,40	0,40
3. Frais de personnel	2,63	2,63
Prix unitaire (kg H2, kWh, l)	7,00	10
Consommation au km	0,08	0,08
4. Fuel	0,56	0,80
Total 1+2+3+4	4,77	5,53
Coût abattement €/tCO2	Hydrogène - électrolyse	Hydrogène - électrolyse
Avec coût social local (urbain dense)	615	1 089
Avec coût social local (urbain très dense)	-621	182

Tableau 3 – Comparaison du coût total de possession
d'un bus à hydrogène en 2020 et 2025.

Source : Meunier, Moulin & Ponsard, 2020.

Mais pour que le coût baisse à 450 000 € en 2025, il faut certainement produire avant cette date pour bénéficier de l'effet d'expérience, phénomène bien connu pour les nouvelles technologies, comme on l'a constaté par exemple avec le photovoltaïque. Pour que le coût de production de l'hydrogène baisse de 10 à 7 €/kg, il faut qu'il y ait une parfaite coordination entre la demande et l'offre d'hydrogène au niveau de l'infrastructure, cela compte tenu des effets d'échelle au niveau de la production et de la distribution d'hydrogène et des coûts fixes liés au fonctionnement des stations de recharge. Sur ce dernier point, l'analyse du projet EasyMob¹⁰ en Normandie a mis en évidence que le coût de sortie à la pompe d'un kg d'hydrogène pourrait potentiellement baisser de 10 à 5,7 €/kg lorsque

¹⁰ Le projet EasyMob, lancé en 2014, prévoyait la mise en service de 250 véhicules utilitaires Kangoo électriques avec extension hydrogène alimentés par 15 stations. Pour une analyse coût-bénéfice de ce projet, cf. Brunet & Ponsard, 2017.

la capacité des stations passe de 100 à 400 kg/jour, avec un taux de saturation de plus de 80 %. Dans le premier cas, la production d'hydrogène est centralisée avec livraison par camions. Dans le second cas, elle est décentralisée au niveau de chaque station. Bien entendu, le deuxième cas suppose une demande d'hydrogène bien plus élevée, et donc beaucoup plus de véhicules.

La théorie économique permet-elle de formaliser ces questions de manière pertinente ?

Quelques apports de la théorie économique

Pour bien comprendre les apports de la théorie économique il faut avoir en tête deux concepts importants :

- Le concept d'*effet de réseau indirect*, selon lequel plus il y a d'utilisateur-riche-s d'un bien primaire (véhicules), plus il y a de biens complémentaires (stations de recharge), ce qui augmente la demande du bien primaire¹¹. Cela implique des problèmes de coordination entre les acteurs industriels et peut expliquer une situation de blocage (« *lock-in* »).
- Le concept d'*effet d'expérience*, selon lequel les coûts de production d'un bien diminuent dans le temps avec les quantités produites en raison de divers mécanismes (standardisation, économie d'échelle, accumulation de connaissances, spécialisation...) ; les coûts de départ souvent élevés des véhicules décarbonés rendent particulièrement pertinente cette notion.

Ces concepts peuvent être associés à des défaillances de marché qui justifient l'intervention des pouvoirs publics. L'importance de ces concepts, ainsi que la pertinence de l'éventuelle intervention publique associée, vont varier avec les technologies (essence, batterie, H₂) et les usages (*commuting*, longue distance, taxis, livraisons...), et dans le temps au cours du déploiement d'une technologie. Leurs rôles au moment du décollage d'une technologie sont primordiaux (Meunier & Ponssard, 2020).

¹¹ Un effet de réseau se produit quand l'attractivité d'un bien dépend du nombre d'utilisateur-riche-s. On distingue les effets de réseau directs des effets de réseau indirects, ces derniers opérant *via* un bien complémentaire. Voir Shy (2011) pour un résumé des effets de réseau.

L'effet de réseau et ses implications sur l'équilibre de marché

L'effet de réseau peut être associé à ce qu'on entend dans le langage courant comme le dilemme de « la poule et l'œuf » : sans station de recharge, on n'a pas intérêt à offrir des véhicules, mais sans véhicule, on n'a pas intérêt à mettre en place des stations. Il y a donc complémentarité entre ces deux biens. La formalisation de cette interaction met en évidence plusieurs résultats :

- Si la taille potentielle du marché est faible, à l'équilibre concurrentiel, il n'y aura ni stations ni véhicules.
- Si la taille du marché est moyenne, trois équilibres sont possibles, un équilibre sans stations ni véhicules, un équilibre « inférieur » avec un nombre faible de stations et de véhicules et un équilibre « supérieur » avec un nombre élevé de stations et de véhicules ; on parle alors de *tipping point*, les protagonistes pouvant rester bloqués sur l'équilibre inférieur au lieu de mettre en place l'équilibre supérieur faute de passer le seuil du *tipping point* ; à noter que l'équilibre supérieur génère le niveau de bien-être collectif le plus élevé (cf. Figure 1).
- Si la taille du marché est élevée, alors l'équilibre inférieur rejoint l'équilibre sans stations ni véhicules, seul l'équilibre « supérieur » subsiste.

Une politique publique peut être nécessaire dans le cas d'un marché de taille moyenne. Elle s'appuie sur des subventions jointes aux stations et aux véhicules de manière à donner un coup de pouce au déploiement. Ce coup de pouce sera d'autant plus nécessaire si la taille du marché est encore faible et qu'il faudra du temps pour qu'il se développe. Le bon calibrage des subventions, d'une part entre stations et véhicules, et d'autre part dans le temps, peut être subtil. Un déséquilibre entre stations et véhicules ou la subvention d'un marché de taille durablement faible, constituent autant de sources de gaspillage des fonds publics.

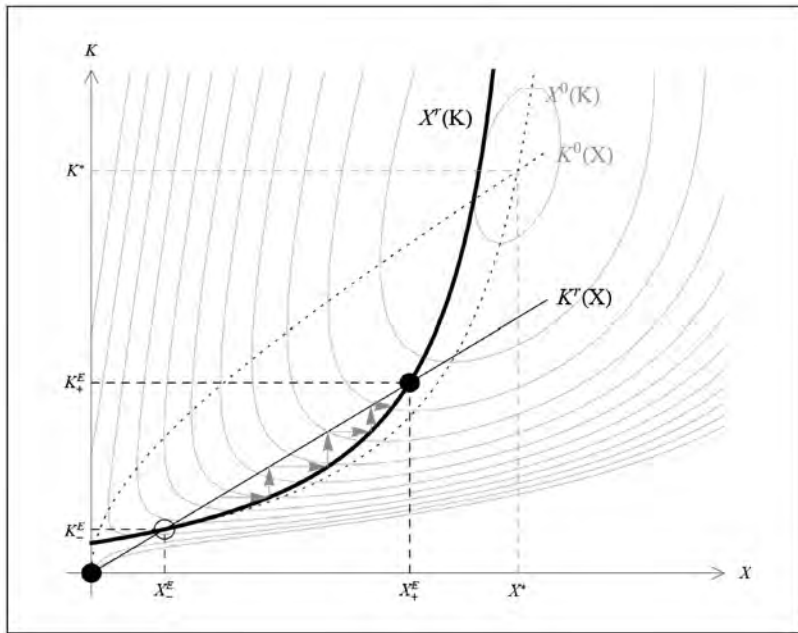


Figure 1 – Problèmes de coordination et équilibres multiples.

Source : Meunier & Ponssard, 2020.

Cette analyse théorique est à mettre en regard avec l'enjeu empirique qui consiste à s'appuyer au départ sur des flottes dites « captives » : les véhicules et les stations sont alors opérés par un même opérateur. Il est possible de prévoir les besoins en hydrogène et les stations à mettre en place. L'effet de réseau est alors beaucoup plus facile à maîtriser que dans le cas de véhicules opérés par des particuliers, et la rentabilité des stations est assurée par une montée en charge rapide, à condition bien sûr que le projet considéré l'envisage. C'est évidemment le cas des bus urbains.

L'effet d'expérience et ses implications sur le coût d'abattement

Pour bénéficier de l'effet d'expérience il faut produire, et beaucoup. Cette idée est introduite par exemple dans la théorie de la croissance

endogène pour rendre compte de divers aspects du progrès technique ; une formule simple, souvent utilisée en pratique, explicite le coût unitaire $C(Q)$ de la production d'un bien en fonction de la quantité cumulée Q , par l'expression $C(Q)=C(I)Q^{-\beta}$, où β est le coefficient d'apprentissage ; si $\beta=0,5$, le coût baisse d'environ 30 % chaque fois que la production cumulée double¹² ($2^{-0,5}=0,7$).

En combinant croissance du marché et effet d'expérience, il est facile de voir que si on anticipe une baisse de coût de 10 % lorsque la production cumulée double, une baisse de coût, soit de 650 à 450 000 € pour reprendre les chiffres du FCEB, serait obtenue dès 2027 avec un taux de croissance de 50 %, mais seulement en 2042 pour un taux de croissance de 6 %.

Année	2020	2027	2042
Effet d'expérience		10 %	10 %
Taux de croissance annuel		50 %	6 %
Production annuelle	185	3 161	667
Production cumulée	860	9 788	9 369
Coût unitaire	650 000	449 128	452 121

Tableau 4 – Simulation des trajectoires de coût unitaire selon le niveau d'expérience.

Source : Meunier, Moulin & Ponsard, 2020.

Il est possible d'introduire l'effet d'expérience et d'en évaluer l'impact dans le calcul du coût d'abattement. On parle alors de coût d'abattement dynamique relatif à un scénario de déploiement. Alors que le coût d'abattement statique évolue avec le temps (cf. Tableau 3), le coût d'abattement dynamique ne dépend que du scénario considéré. Par exemple, il sera beaucoup plus bas si on envisage une croissance à 50 % que dans le cas d'une croissance à 6 %, ce qui revient à dire que le premier scénario devrait être lancé bien plus tôt

¹² Pour des estimations de facteurs de réduction, cf. par exemple Agence Internationale de l'Énergie (AIE, 2000) et McDonald & Schrattenholzer (2001) : on compte 25 % pour le photovoltaïque, 11 % pour l'éolien.

que le second. Dans une analyse coût-bénéfice, le réalisme du scénario sous-jacent est alors un point majeur.

Revenons au cas des bus, il est certain que ce n'est sûrement pas au niveau de chaque métropole qu'on pourra faire jouer l'effet d'expérience pour réduire les coûts des véhicules. À ce stade, seules quelques agglomérations en France ont mis en service fin 2019 les premiers bus à hydrogène : Pau (8), Versailles (2) et Bruay-La-Buissière et Auchel dans le Pas-de-Calais (6). Pour avoir une chance d'atteindre les objectifs de baisse de coût sur la base d'un effet d'expérience, il faudrait déployer plusieurs centaines de bus par an. Un tel volume n'est envisageable qu'à l'échelle européenne. Cela nous amène à un troisième apport de la théorie économique.

Une gouvernance combinant le local et le global

Le secteur de l'hydrogène offre un exemple de situation dans lequel se superposent des initiatives locales et nationales, au sein desquelles interagissent des institutions à différents niveaux (métropoles, régions, états) et des firmes locales et multinationales. Les grandes villes constituent un lieu privilégié pour l'élaboration de politiques locales de mobilité, compte tenu de la pollution locale et de la congestion, et C40¹³ est un exemple de réseau transnational volontaire. Les innovations sont non seulement techniques (bus électriques), mais aussi réglementaires, (zones à faibles émissions, péage urbain, circulation alternée...). D'autres politiques sectorielles relèvent de la même problématique. Au-delà de la mobilité, citons le secteur de la bioéconomie très innovant, qui est nécessairement ancré dans les territoires (par exemple PIVERT¹⁴), tout en étant au centre d'une stratégie européenne impliquant public et privé (Bio-based Industries Joint Undertaking¹⁵).

¹³ C40 est un réseau mondial qui associe les grandes métropoles, afin de leur permettre d'échanger sur leurs objectifs en matière de politiques climatiques et de transition énergétique.

¹⁴ Situé à l'interface de la recherche académique et du monde industriel, l'Institut pour la Transition Énergétique PIVERT a pour finalité le développement d'une filière française compétitive dans le secteur de la chimie du végétal, à partir d'une matière première renouvelable : la biomasse d'origine oléagineuse.

¹⁵ L'objectif de cette initiative, pilotée par l'UE, est de maximiser le potentiel de la bioéconomie en Europe, grâce à des technologies innovantes destinées à transformer les

L'idée est alors de combiner le local et le global en se plaçant dans une perspective dynamique. Si la formalisation d'une politique publique dans un tel cadre reste à faire, les développements précédents suggèrent qu'elle pourrait prendre la forme décrite dans le tableau 5.

Phase du déploiement	Décollage	Montée en puissance	Croisière
Caractéristiques structurelles	• Risques technologiques et commerciaux importants. • Demande privée inexistante. • Rentabilité insuffisante pour les entreprises.	• Risques commerciaux. • Une demande privée émerge à partir de projets pilotes.	Nombreuses entreprises et technologies (<i>Battery Electric Vehicle</i> [BEV], <i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i> [PHEV], <i>Fuel Cell Electric Vehicle</i> [FCEV]...) sur le marché, et offres de modes de transport complémentaires (véhicules à usage privé, transports collectifs, véhicules partagés...).
Politiques de soutien	• Encourager la R&D et subventionner les projets pilotes impliquant des flottes captives. • Subventionner les infrastructures dans les zones correspondantes. • Encourager à la coordination entre zones de déploiement.	• Ouverture à la concurrence dans les projets pilotes avec maintien des subventions. • Soutien actif aux infrastructures entre zones de déploiement.	• Sortir progressivement des politiques de soutien financier. • Mettre en place une régulation globale des transports pour l'usage des espaces publics et l'exploitation des données correspondantes.

Tableau 5 – Les différentes phases du déploiement de la solution hydrogène.

Source : Meunier & Ponsard, 2018.

Conclusion et perspectives

Cette analyse s'inscrit dans un programme de recherche de la chaire Énergie et Prospérité. Ce programme combine études de cas et modélisation micro-économique. Les modèles s'inspirent directement des

déchets biologiques en produits plus écologiques.

enjeux rencontrés sur le terrain et en retour fournissent des grilles permettant d'évaluer les politiques mises en œuvre.

Le plan hydrogène français fournit l'occasion d'illustrer cette démarche. Schématiquement, ce plan est concentré sur trois enjeux : la production d'hydrogène « vert » pour un usage industriel, l'utilisation de cet hydrogène dans la mobilité lourde et l'encouragement de projets territoriaux.

Les défis de l'hydrogène « vert » pour les usages industriels

Le plan français fait le choix de la production d'hydrogène « vert » par électrolyse à partir de sources d'électricité décarbonées. Une autre méthode consisterait à utiliser du méthane et à stocker le CO₂ émis lors de la transformation, ce qui donne ce que l'on appelle l'hydrogène « bleu ». Cette méthode est employée dans les régions de Rotterdam et Manchester, où se déploient d'importants projets d'hydrogène. Avec l'électrolyse, le coût est bien plus important : de l'ordre 4,5 €/kg, contre 2,5 €/kg pour l'hydrogène bleu. Un coût élevé donc, qui devrait le rester à l'avenir, et qui peut être un handicap sérieux pour les usages industriels pour lesquels le coût de l'hydrogène est un facteur critique.

Le plan prévoit la mise en place d'un « complément de rémunération » pour favoriser les usages industriels, mais les moyens à consacrer ne sont pas chiffrés. Or, la facture risque d'être très élevée. Le gouvernement est-il capable de s'engager à compenser la différence ? Et à le faire dans la durée ? Les revirements sur les mécanismes de rachat de l'électricité produite par les énergies renouvelables (ENR) invitent à la prudence quant à la capacité de l'État à prendre des engagements et à les tenir.

Les défis de l'hydrogène dans la mobilité lourde

Le deuxième volet du plan met l'accent sur l'utilisation de l'hydrogène dans la mobilité lourde (camions, bus, trains, véhicules utilitaires légers). Ce choix paraît tout à fait judicieux, c'est sur ce type de segments que l'hydrogène a des atouts par rapport à la batterie. Notre grille d'analyse est ici particulièrement pertinente.

À l'exception du cas très particulier des taxis parisiens mis en œuvre par la société Hype, les différents programmes régionaux développés

en France souffrent structurellement de manque de coordination entre la mise en place de l'infrastructure et les utilisateur·rice·s potentiel·le·s. L'encouragement à la mutualisation des usages est particulièrement bienvenu, mais il est complexe à mettre en œuvre tant les métiers peuvent être différents. L'argent n'est pas forcément la clé de voûte.

Relever le défi de la baisse des coûts nécessite une approche européenne. Ceci appelle une remarque. Si la France dispose d'acteurs majeurs sur certains composants critiques (piles à combustibles, réservoirs haute pression), les constructeurs automobiles français tardent à investir sur l'hydrogène, tout comme les constructeurs allemands d'ailleurs. Ils s'engagent prioritairement sur les véhicules électriques à batterie. Comment créer des incitations pour qu'ils investissent sur une autre technologie, sachant qu'ils doivent faire face en plus à une situation de crise ?

Faire des industriels français des champions au niveau mondial ?

Le pari de l'hydrogène effectué par la France répond sans nul doute à l'enjeu climatique. Il y a aussi derrière ce pari le désir et l'espoir de faire des industriels français des champions mondiaux en la matière. Certains industriels français sont bien placés au niveau international, mais la concurrence sera rude face à des entreprises telles que Balard, Hyundai, Toyota, BYD, pour n'en nommer que quelques-unes. De surcroît, la France n'est pas la seule à développer une politique industrielle. Il y a bien sûr l'Allemagne mais aussi, et surtout, le Japon, la Chine et la Corée du Sud. Que ce soit pour structurer la filière française dans cette féroce compétition internationale, ou pour relever tous les défis que nous avons évoqués précédemment, le haut-commissariat au Plan devra s'emparer du sujet.

Références bibliographiques

- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (AIE), 2000. *Experience Curves for Energy Technology Policy*. Paris, Organisation de Coopération et de Développement Économique (OCDE)/AIE.
- ATHIAS Clément, 2020. « Déploiement de l'hydrogène dans les zones industrialo-portuaires », Rapport de stage [En ligne], ENS Lyon / Chaire Énergie et Prospérité. Mis en ligne le 23/04/2020 (consulté le 03/05/2021). URL :

- <http://www.chair-energy-prosperity.org/publications/doctoral-master-thesis-publications/deploiement-de-lhydrogene-zones-industriales-portuaires/>
- BAKER Erine, CLARKE Leon & SHITTU Ekundayo, 2008. « Technical Change and the Marginal Cost of Abatement », *Energy Economics* [En ligne], 30 (6), p. 2799-2816. Mis en ligne le 18/01/2008 (consulté le 15/04/2021). DOI : 10.1016/j.eneco.2008.01.004
- BÉNITA Denis & FAYOLLE David, 2018. *Panorama et évaluation des différentes filières d'autobus urbains. États des lieux sur les technologies et les filières énergétiques existantes et en devenir pour le transport par autobus*, Rapport [En ligne], ADEME/AJBD (Expertises). Mis en ligne en 03/2019 (consulté le 15/04/2021). URL : <https://www.ademe.fr/panorama-evaluation-differentes-filieres-dautobus-urbains>
- BRUNET Julien & PONSSARD Jean-Pierre, 2017. « Policies and Deployment for Fuel Cell Electric Vehicles an Assessment of the Normandy Project », *International Journal of Hydrogen Energy* [En ligne], 42 (7), p. 4276-428. Mis en ligne le 24/12/2016 (consulté le 23/04/2021). DOI : 10.1016/j.ijhydene.2016.11.202
- COMMISSARIAT GÉNÉRAL À LA STRATÉGIE ET À LA PROSPECTIVE (CGSP), 2013. *L'Évaluation socioéconomique des investissements publics*, Rapport de la mission présidée par Émile Quinet, Tome 1 [En ligne]. Mis en ligne le 18/09/2013 (consulté le 15/04/2021). URL : <https://www.strategie.gouv.fr/publications/levaluation-socioeconomique-investissements-publics-tome1>
- CRETI Anna, KOTELNIKOVA Alena, MEUNIER Guy & PONSSARD Jean-Pierre, 2018. « Defining the Abatement Cost in Presence of Learning-by-Doing: Application to the Fuel Cell Electric Vehicle », *Environmental and Resource Economics*, 71, p. 777-800. Mis en ligne le 11/09/2017 (consulté le 15/04/2021). DOI : 10.1007/s10640-017-0183-y
- FRANCE STRATÉGIE, 2019. *La Valeur de l'action pour le climat Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, Rapport de la commission présidée par Alain Quinet [En ligne]. Mis en ligne le 18/02/2019 (consulté le 15/04/2021). URL : <https://www.strategie.gouv.fr/publications/de-laction-climat>
- GLOBAL MASS TRANSIT RESEARCH, 2017. *European Urban Bus Market Outlook Report 2017-2030*, Rapport [En ligne]. Mis en ligne en 10/2017 (consulté le 15/04/2021). URL : <https://www.globalmasstransit.net/report/Europe-Bus-Report-market-outlook-Part-1-2017.pdf>

- MCDONALD Alan & SCHRATTENHOLZER Leo, 2001. « Learning Rates for Energy Technologies ». *Energy Policy* [En ligne], 29 (4), p. 255-261. Mis en ligne le 08/01/2001 (consulté le 15/04/2021). DOI : 10.1016/S0301-4215(00)00122-1
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE, 2018. *Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, Les Mesures [En ligne]. Mises en ligne le 01/06/2018 (consultées le 15/04/2021). URL : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Plan_deploiement_hydrogene.pdf
- MEUNIER Guy & PONSSARD Jean-Pierre, 2018. « Quelle politique pour encourager le déploiement des véhicules à hydrogène en France ? », *Policy Paper* [En ligne], Chaire Énergie et Prospérité. Mis en ligne le 10/09/2018 (consulté le 23/04/2021). URL : <http://www.chair-energy-prosperity.org/publications/politique-encourager-deploiement-vehicules-a-hydrogene-france/>
- , 2020. « Optimal Policy and Network Effects for the Deployment of Zero Emission Vehicles », *European Economic Review* [En ligne], 126, 103449. Mis en ligne le 04/05/2020 (consulté le 15/04/2021). DOI : 10.1016/j.eurocorev.2020.103449
- MEUNIER Guy, MOULIN Lucie & PONSSARD Jean-Pierre, 2020. « Why Local Initiatives for the Energy Transition Should Coordinate The Case of Cities for Fuel Cell Buses in Europe », *Working Paper* [En ligne], Chaire Énergie et Prospérité. Mis en ligne le 16/04/2020 (consulté le 23/04/2021). URL : <http://www.chair-energy-prosperity.org/publications/why-local-initiatives-for-the-energy-transition-should-coordinate-the-case-of-cities-for-fuel-cell-buses-in-europe/>
- NORDHAUS William D., 2017. « Revisiting the Social Cost of Carbon », *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* [En ligne], 114 (7), p. 1518-1523. Mis en ligne le 31/01/2021 (consulté le 15/04/2021). DOI : 10.1073/pnas.1609244114
- ROLAND BERGER GMBH, 2015. *Fuel Cell Electric Buses: Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), Étude [En ligne]. Mise en ligne en 09/2015 (consultée le 15/04/2021). URL : https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/150909_FINAL_Bus_Study_Report_OUT_0.PDF
- SHY Oz, 2011. « A Short Survey of Network Economics », *Review of Industrial Organization* [En ligne], 38 (2), p. 119-149. Consulté le 15/04/2021. URL : <https://www.jstor.org/stable/23884968>

Le stockage de l'énergie électrique dans les batteries à ions lithium

Une histoire d'interfaces

Loïc ASSAUD

RÉSUMÉ

Le stockage de l'énergie constitue un défi sociétal majeur qui nécessite la mise en œuvre de batteries de plus en plus performantes. Une étude fine des mécanismes et des matériaux constitutifs de tels systèmes permet une meilleure compréhension des phénomènes conduisant à des limitations de performances et permet ainsi de les améliorer notablement. Couplée à des modèles comportementaux de vieillissement, cette approche permet de garantir des systèmes optimisés pour un stockage de l'énergie performant, sûr et durable, ainsi qu'une amélioration sensible de la durée de vie de ces dispositifs. Après une présentation succincte du principe de fonctionnement d'une batterie à ions lithium, cet article s'intéresse à la composition interne de ces systèmes et présente un modèle permettant de suivre l'état de dégradation et de vieillissement de ce type de dispositifs au cours de leur utilisation.

Le stockage de l'énergie

Dans un contexte où la demande d'énergie ne cesse de croître et où les énergies renouvelables font face au problème lié à l'intermittence¹ (photovoltaïque, éolien...), le stockage devient un enjeu majeur. Les batteries devraient pouvoir répondre à cette demande, aujourd'hui et dans les

¹ L'intermittence d'une énergie renouvelable désigne son incapacité à assurer une production constante d'électricité. S'agissant par exemple de l'éolien et du solaire, leurs productions cessent respectivement en l'absence de vent et la nuit.

années à venir. Parmi les technologies disponibles sur le marché à l'heure actuelle, la technologie Li-ion (ions lithium) semble être la plus prometteuse, comme le montre l'augmentation importante de la production du lithium depuis ces vingt dernières années, tout en révélant cependant des limites, s'agissant notamment des ressources inégalement réparties à la surface de la planète (Figure 1). Les batteries Li-ion commencent ainsi à se démocratiser, assurant un stockage efficace de l'énergie, pour une utilisation dans des dispositifs électroniques portables, tels que nos téléphones mobiles ou encore des véhicules hybrides ou tout électriques, faisant l'objet d'une attention toute particulière en termes de recherche universitaire et industrielle (Larcher & Tarascon, 2015 ; Zubi *et al.*, 2018). La plupart des efforts portent aujourd'hui sur l'étude de nouveaux matériaux ou de nouvelles technologies (lithium-air, lithium-soufre... ; Nayak *et al.*, 2018). Cependant, l'intégration du matériau actif² en termes de formulation des électrodes composites a peu été étudiée jusqu'à présent, alors que les performances des batteries en dépendent directement. Ainsi, la capacité réelle des batteries commercialisées aujourd'hui atteint péniblement en moyenne la moitié de la capacité théorique du matériau actif employé, à cause des limitations liées au transport de charges (ions et électrons) au sein de l'électrode composite, en particulier au niveau des interfaces.

Les modes de sollicitation des cellules de batteries ont également un impact majeur sur leur durée de vie. À l'heure actuelle, le cahier des charges fixé pour répondre à la demande du marché doit permettre d'élaborer des batteries assurant une recharge rapide (en quelques minutes ou quelques dizaines de minutes), un stockage d'énergie optimisé, afin d'assurer une autonomie suffisante, et enfin une durée de vie de la cellule la plus longue possible, permettant un nombre de cycles charge/décharge important (plusieurs centaines ; Thackeray, Wolverton & Isaacs, 2012).

² Au sein d'une batterie Li-ion, le matériau actif (ou matière active) désigne le matériau constitutif des électrodes positive et négative de la batterie permettant l'intercalation des ions lithium au sein de sa structure.

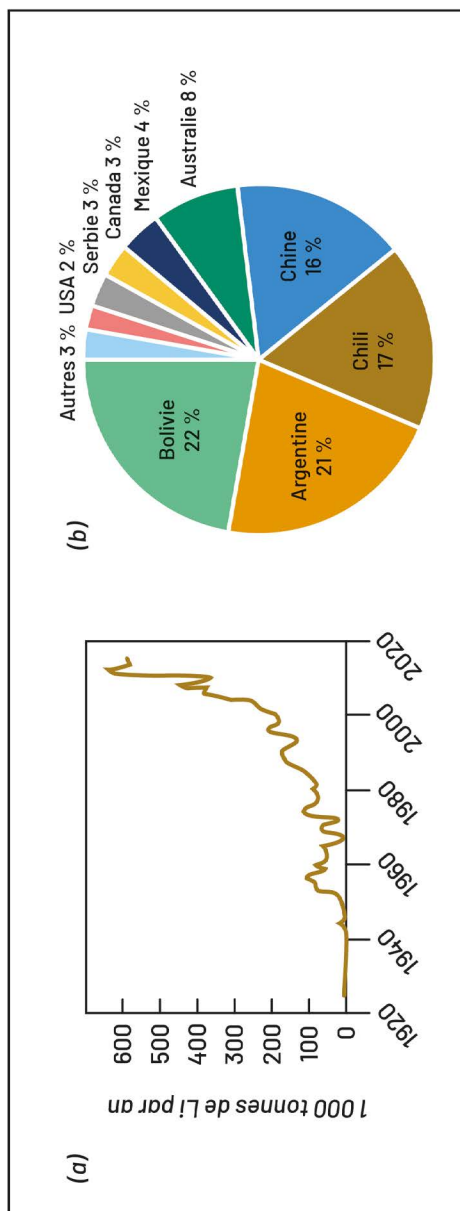


Figure 1 – Production et ressources en lithium.

- a. Production de lithium au cours du temps. /
b. Répartition des ressources en lithium à la surface de la Terre.

Pour répondre à ces trois critères, une compréhension fine des mécanismes se produisant au sein des cellules de batteries, en particulier au niveau des interfaces, ainsi qu'une meilleure compréhension des mécanismes de vieillissement des batteries, sont donc primordiales. Les chiffres montrent que les ressources en lithium sont limitées et qu'il est essentiel de travailler à la fois sur le design de nouveaux matériaux permettant un stockage efficace et durable de l'énergie, mais également sur la durée de vie des systèmes et leur vieillissement, afin de leur assurer une longévité maximale, sans perte de performances.

Dans cet article, nous nous intéressons à plusieurs réactions chimiques et électrochimiques à fort intérêt sociétal, permettant la mise en œuvre d'un stockage efficace de l'énergie électrique, tout en montrant leurs limitations.

Les batteries à ions lithium : principe de fonctionnement

Les batteries à ions lithium présentent aujourd'hui les meilleures performances en tant que dispositif de stockage électrochimique de l'énergie, pour diverses applications. En particulier, elles équipent à l'heure actuelle nos téléphones portables, nos ordinateurs ou encore les véhicules électriques. Cependant, les ressources disponibles en lithium étant limitées, de nouvelles technologies de batteries émergent déjà dans les laboratoires de recherche, en particulier les systèmes Na-ion ; le sodium est en effet environ 1 000 fois plus abondant que le lithium sur Terre (Sharma *et al.*, 2018). Les matériaux d'électrode négative et d'électrode positive des batteries à ions lithium et sodium souffrent de limitations en termes de vitesse de charge, de cyclabilité (cycle charge/décharge) et de capacité à restituer de manière réversible les ions échangés lors du processus d'intercalation. C'est précisément à ces limitations que de nombreux travaux de recherche s'intéressent.

L'intérêt pour le lithium provient de ses propriétés physico-chimiques. Il s'agit du plus léger des métaux (sa masse molaire étant de 6,9 g/mol), sa densité est faible ($0,53 \text{ g/cm}^3$) et sa capacité énergétique massique théorique importante (3,86 Ah/g). De plus, c'est un élément très électropositif. Cela signifie qu'il possède les propriétés d'un élément réducteur fort, avec peu d'affinité pour les électrons et donc une tendance particulière à s'oxyder pour fournir des ions lithium (Li^+). Dans le cas des batteries, c'est précisément l'ion Li^+ qui nous intéresse pour le stockage de l'énergie.

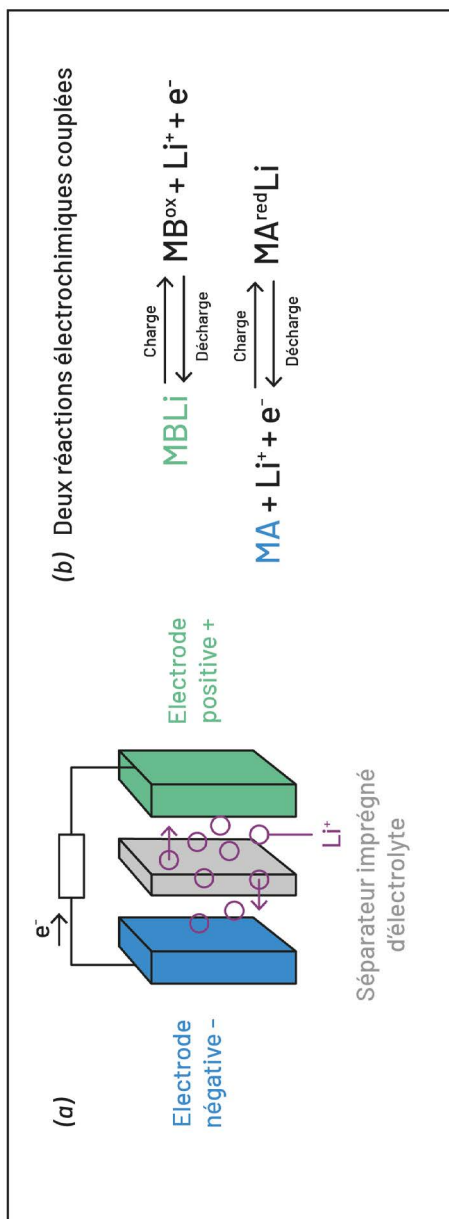


Figure 2 – Réactions (électro)chimiques régissant le fonctionnement d'une batterie Li-ion.

- a. Représentation schématique d'une batterie Li-ion. /
- b. Représentation schématique des réactions électrochimiques se produisant au sein de chacune des électrodes constituant ce système de stockage de l'énergie.

Source : L. Assaud.

Une batterie à ions lithium permet la conversion réversible d'énergie chimique en énergie électrique au moyen d'un système constitué d'un empilement de deux électrodes (une positive et une négative), séparées par un séparateur imprégné d'un électrolyte contenant un sel de lithium. Il s'agit d'un dispositif électrochimique. Les électrodes sont constituées de matériaux dits d'insertion dans lesquels s'intercalent des ions Li^+ lors des phases de charge ou de décharge de la batterie. Le processus mis en jeu est donc une réaction d'intercalation/désintercalation des ions Li^+ dans les structures cristallographiques des matériaux constitutifs de chacune des deux électrodes. L'intercalation des ions Li^+ conduit à la variation du potentiel des électrodes *via* une réaction d'oxydoréduction. Pendant la décharge, les ions Li^+ s'insèrent à l'électrode négative, tandis qu'ils se désinsèrent de l'électrode positive. Le processus inverse intervient lors de la charge de la batterie. Le stockage réversible de l'énergie électrique en énergie chimique fait ainsi intervenir deux réactions électrochimiques couplées, conduisant à un échange (interne) d'ions et un échange (externe) d'électrons vers un circuit extérieur. Un schéma explicatif des réactions mises en jeu est présenté sur la Figure 2.

Matériaux d'électrodes et rôle des interfaces

Une électrode de batterie est constituée de matière active (s'appuyant notamment sur des métaux de transition tels que le cobalt, le nickel, le fer ou le manganèse), qui permet l'intercalation des ions lithium, d'un agent conducteur électronique (généralement du noir de carbone) et d'un liant polymérique conférant une certaine cohésion et tenue mécanique du matériau qui est déposé sur un collecteur de courant métallique (généralement du cuivre ou de l'aluminium). Dès lors, tous ces éléments additionnés les uns aux autres constituent une électrode composite complexe, au sein de laquelle des éléments de tailles différentes et de natures chimiques différentes coexistent. Autant d'interfaces entre ces différents éléments peuvent être dénombrées. Il s'agit d'interfaces entre des matériaux solides (matière active/noir de carbone, matière active/liant polymérique, noir de carbone/liant polymérique, matière active/collecteur de courant...), auxquelles s'ajoutent des interfaces à l'intérieur même de la matière active (particules, agglomérats de particules, clusters...). Une fois les

électrodes mises en contact avec l'électrolyte, le plus souvent liquide, le nombre d'interfaces augmente encore. Il s'agit d'interfaces solide/liquide (matière active/électrolyte, noir de carbone/électrolyte...). Le système devient ainsi particulièrement complexe, comme l'illustre la Figure 3 (Zhou *et al.*, 2018).

Chacune de ces interfaces est susceptible d'être le siège de réactions chimiques interfaciales, conduisant à la formation de couches de passivation à la surface des électrodes (*Solid Electrolyte Interphase* [SEI] ; Lin, Liu & Cui, 2017), ou encore à la génération de résistances de contact. Il faut ici rappeler la fameuse loi d'Ohm ($U = R i$) qui montre la relation de proportionnalité entre la tension U , correspondant à la différence de potentiel entre les deux électrodes, et le courant i débité par la batterie. Le coefficient de proportionnalité R (résistance) permet de traduire les pertes de performances engendrées. Ces résistances, ou polarisations, peuvent s'avérer être de différentes natures (résistance au transfert de charge, résistance de l'électrolyte, résistances de contact, limitation diffusionnelle...). La qualité industrielle de production des matériaux actifs d'électrodes commercialisés aujourd'hui, tels que le graphite, LiFePO_4 (LFP) ou $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ (NMC), permet de les rendre intrinsèquement capables d'une (dés)insertion très rapide des ions lithium. Cependant, plusieurs facteurs limitent leurs performances en termes de vitesse (puissance). Ces facteurs, qui influent sur la quantité d'ions lithium et l'apport d'électrons à la matière active, dépendent de l'architecture (nano- et microstructure) de l'électrode à travers les zones interfaciales, la percolation des matériaux, les échelles de longueur et de temps de transport des porteurs de charge (ions et électrons). Une nouvelle possibilité de progresser dans cette direction et d'explorer les relations entre l'architecture des électrodes et les procédés électrochimiques, caractéristiques des performances finales du dispositif de stockage de l'énergie. De nombreuses études sont rapportées dans la littérature à ce sujet (Besnard *et al.*, 2017 ; Seid *et al.*, 2012).

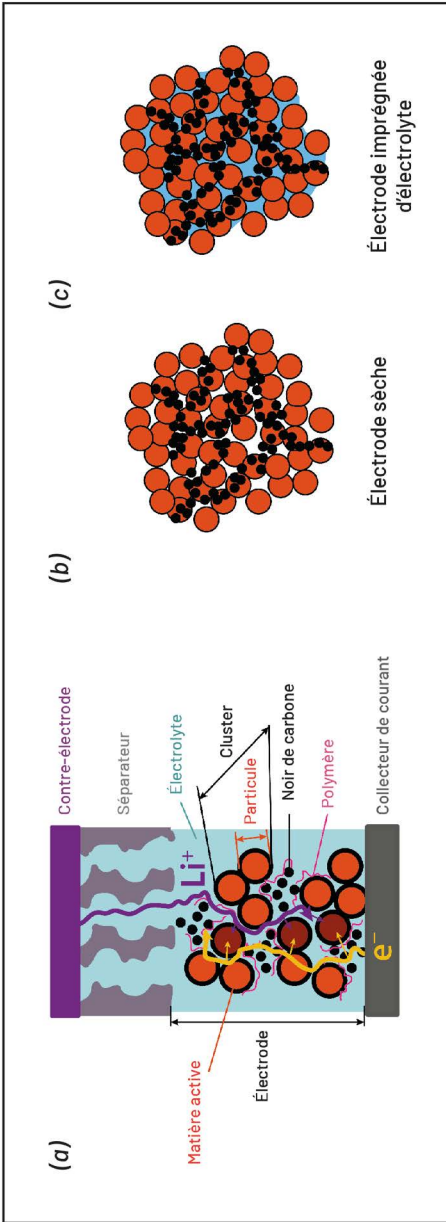


Figure 3 – Architecture d'une électrode de batterie Li-ion.

- a. Représentation schématique d'une électrode composite de batterie Li-ion. /
b. Visualisation de l'interface solide/solide. / c. Visualisation de l'interface solide/liquide.

Source : L. Assaud.

Dégradation et vieillissement des batteries

Tout système utilisant des cellules Li-ion doit être informé de la quantité d'énergie qui peut être stockée et de l'énergie qui peut être fournie par la batterie à tout moment. Par conséquent, des développements fiables doivent être corrélés avec des études de vieillissement précises.

Le vieillissement des batteries entraîne principalement une perte de capacité, une perte de puissance et une augmentation de la résistance interne. La compréhension des mécanismes sous-jacents est fondamentale, afin de fournir une prédiction de vieillissement précise et fiable dans les modèles. Cependant, il n'est pas toujours facile de construire un modèle, car la cellule est un système complexe comprenant des interactions entre plusieurs domaines : physique, électrochimie, thermique... Le vieillissement qualitatif de la batterie a été étudié dans tous ces domaines, qu'il s'agisse de la dégradation de l'électrolyte ou de la formation de SEI ou de déformations mécaniques. La Figure 4 permet de visualiser, par une représentation schématique, les différents paramètres et phénomènes de dégradation pouvant intervenir au sein d'une batterie (Birkel *et al.*, 2017 ; Vetter *et al.*, 2005 ; Broussely *et al.*, 2005).

Plusieurs travaux portant sur la modélisation du vieillissement des batteries ont également été entrepris ces dernières années, tenant compte en particulier de différents paramètres tels que la température, l'intensité du courant appliqué et l'état de charge (*State of Charge* [SOC]). Ainsi, en particulier, un modèle prédictif et reparamétrable du vieillissement a été élaboré. Il repose sur une approche fatigue. Une campagne de tests expérimentaux, menée à l'Institut de Chimie Moléculaire et des Matériaux d'Orsay (ICMMO) dans le cadre des travaux de thèse de T. Plattard (2019), a été conduite afin de quantifier l'impact unitaire des paramètres de vieillissement sur la perte de capacité de chaque batterie. Plusieurs techniques expérimentales, que nous ne détaillerons pas ici, telles que la spectroscopie d'impédance électrochimique et l'analyse de capacité incrémentale (*Incremental Capacity Analysis* [ICA]) ont été utilisées. Ces mesures permettent d'effectuer un recalibrage du modèle. Elles sont couplées au modèle de fatigue (Plattard *et al.*, 2019 ; Berecibar *et al.*, 2016).

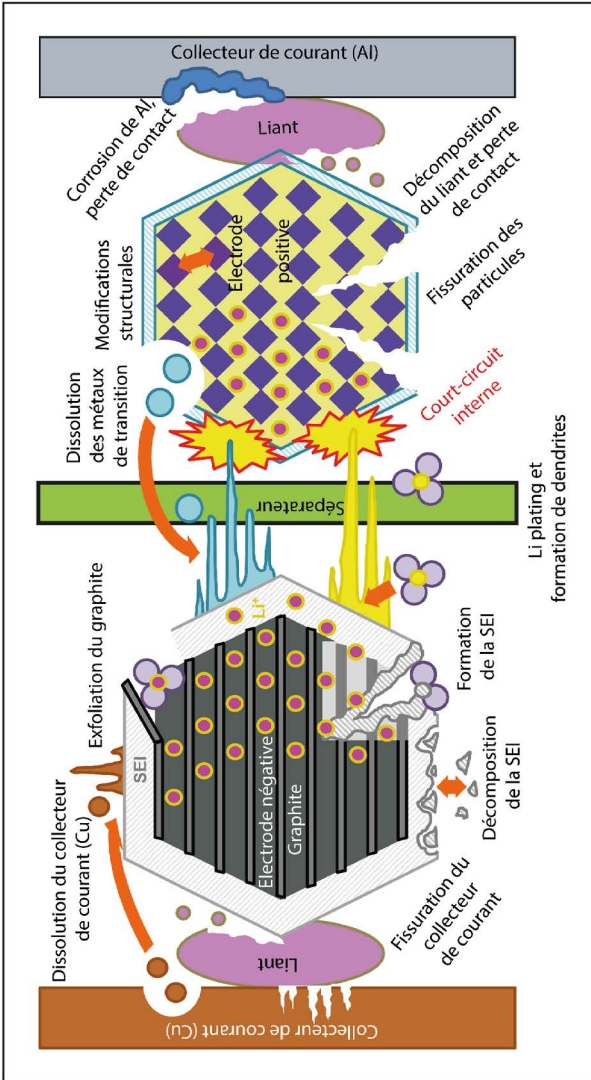


Figure 4 – Représentation schématique illustrant les principaux mécanismes de dégradation et de vieillissement d'une batterie Li-ion.

Source : L. Assaud, adapté d'après Birkel et al., 2017.

Les phénomènes physiques conduisant à l'échauffement des cellules, unités élémentaires constitutives de la batterie, ont également été étudiés. Ces facteurs, dont dépend la génération de chaleur, sont de deux natures :

- intrinsèque à la cellule : la chimie, les composants, la géométrie de la cellule et l'état de charge ;
- extrinsèque à la cellule : la température de la cellule, le courant et la tension de sollicitation de la cellule, l'environnement thermique.

Un modèle thermo-électrique générique peut ainsi être proposé. Il passe par une étude préliminaire visant à mettre en regard les modèles physiques de vieillissement existants avec les modèles construits à partir de données empiriques, permettant d'étayer la liste des paramètres électrothermiques influençant le comportement de la batterie. Il s'agit de mesurer expérimentalement le comportement thermique au cœur de la batterie et d'évaluer l'état de santé de celle-ci en mettant en œuvre des techniques innovantes de diagnostic, comme la spectroscopie d'impédance électrochimique. Dès lors, on cherche, par le biais de campagnes d'essais, à ordonner l'influence de ces différentes grandeurs sur l'évolution de la température au sein de la batterie, et, *in fine*, sur le vieillissement de la batterie, selon le mode d'utilisation de celle-ci pour des applications mobilités (véhicule électrique) ou stationnaires (alimentation d'un réseau électrique).

De manière pratique, une batterie Li-ion peut espérer avoir une durée de vie d'une dizaine d'années. Par conséquent, le modèle développé devrait permettre de prédire le vieillissement de la batterie sur le long terme et d'avoir ainsi un temps de calcul rapide. Afin de produire une estimation quantitative du vieillissement, la dégradation des cellules doit être étudiée dans diverses conditions de vieillissement et les modèles consolidés avec des données et des mesures sur le terrain, afin de générer des prévisions sur la capacité de stockage d'énergie et la capacité de production d'énergie. Plusieurs générations et chimies de batteries au lithium sont testées, en utilisant des protocoles spécifiques et en surveillant les dégradations dues au vieillissement. De nombreux modèles ont déjà été développés pour simuler le comportement électrochimique des batteries (Fuller, Doyle & Newman, 1994 ; Ramadass *et al.*, 2004 ; Ning & Popov, 2004) :

- modèles fondamentaux, ou modèles physiques ;
- modèles phénoménologiques, ou modèles empiriques ;
- modèles mathématiques.

Lorsqu'un modèle de type « fatigue » est choisi, celui-ci présente l'inconvénient de dériver avec des sollicitations répétées, de sorte que ses paramètres doivent être régulièrement réévalués. C'est ce que la technique d'ICA permet d'établir. Ainsi, l'objectif est de faire le lien entre les pics observés sur les courbes d'ICA et la perte de capacité. De manière pratique, cette méthode consiste à tracer la dérivée dQ/dV en fonction de la tension de la cellule. Typiquement, cela traduit l'évolution de la tension de la cellule pendant une décharge complète, montrant des variations en fonction de la charge déplacée lors de la réaction électrochimique. Lorsque la batterie vieillie, les courbes obtenues deviennent non superposables, ce qui montre donc qu'elles sont une évidence du vieillissement. Le modèle proposé peut ensuite être reparamétré grâce à cette mesure. Dans cet exemple (Plattard *et al.*, 2019 ; Plattard, 2019), précisons que la chimie des cellules étudiées est de type $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ (NMC) à l'électrode positive et de type graphite à l'électrode négative ; étant entendu que ce modèle pourrait être généralisé à d'autres types de chimies. Seul l'aspect des courbes d'ICA correspondantes serait différent.

Lors du cyclage (charge-décharge) de la batterie, le vieillissement peut être dû à trois causes principales (Dubarry *et al.*, 2011 ; Dubarry, Nan & Brooker, 2018 ; De Hoog *et al.*, 2017) :

- La perte de lithium : de moins en moins d'ions lithium sont disponibles pour faire des allers-retours entre les deux électrodes, car certains d'entre eux sont utilisés lors de la formation d'une couche de passivation, la SEI. Les ions sont utilisés dans des réactions parasites et conduisent à des sous-produits générés au sein de l'électrolyte. Cette cause de vieillissement peut souvent expliquer le début du vieillissement.
- La perte de matière active : la matière active se retrouve isolée, avec perte de contacts avec la matrice conductrice, dissolution du métal de transition constituant le matériau actif dans l'électrolyte, modification de la structure cristalline de l'anode et de la cathode due à des insertions/désinsertions répétées. Typiquement, dans une courbe $V(Q)$ (tension en

fonction de la charge Q), la perte de matière active peut être vue comme une contraction de la courbe de tension par rapport à son état initial.

- La perte de conductivité : elle correspond à une augmentation de la résistance faradique due au ralentissement du transport de masse ou de la conduction ionique au sein de l'électrode, associée à une augmentation de la résistance ohmique due aux dégradations des contacts dans les électrodes ou de la conductivité de l'électrolyte.

De manière pratique, ces mécanismes sont le plus souvent couplés au cours du processus de vieillissement. Il faut également noter qu'en plus du vieillissement en cyclage, la batterie est également sollicitée (elle vieillit) lorsqu'elle est simplement stockée ou inutilisée (Grolleau *et al.*, 2014 ; Kassen & Delacourt, 2013). En effet, les conditions de température et d'état de charge lors du stockage ont un impact majeur sur le vieillissement des cellules. On parle alors de vieillissement calendaire. Afin de rendre compte de ces deux aspects, le modèle de fatigue utilisé met en jeu un ensemble de fonctions de pondérations, chacune afférente à un paramètre de sollicitation de la cellule, à savoir la température (T), le courant (I) ou le SOC. La perte de capacité de la cellule peut alors être exprimée de la manière suivante :

$$\Delta Q = K^{\text{cyc}} f_1(T) f_2(I) f_3(\text{SOC}). Ah + K^{\text{cal}} g_1(T) g_2(I) g_3(\text{SOC}). \sqrt{t}$$

Les fonctions f_i sont associées à la partie cyclage du vieillissement, tandis que les fonctions g_i sont associées à la partie calendaire du vieillissement, K^{cyc} et K^{cal} étant des constantes propres à la chimie de la batterie considérée (Badey, 2012 ; Plattard, 2019). La partie « cyclage » dépend donc des ampères-heures³ (Ah) échangés, tandis que le vieillissement calendaire évolue en $\sqrt{t}$. Les fonctions de pondération f_i et g_i sont multipliées entre elles car elles sont interdépendantes. Elles permettent de caractériser l'impact de chaque paramètre (I , T , SOC) sur les mécanismes de dégradation de la batterie.

³ L'ampère-heure désigne l'intensité du courant électrique qui passe à travers les bornes d'une batterie fournissant un courant d'un ampère (A) pendant une heure (h).

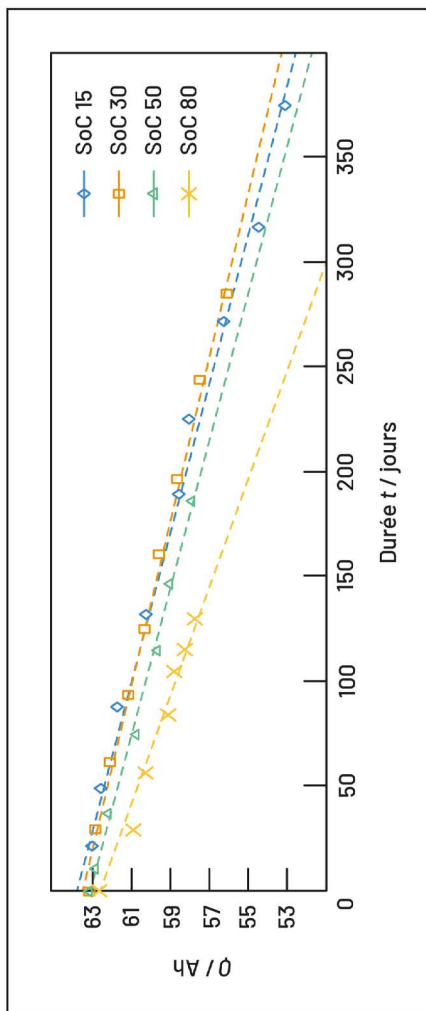


Figure 5 – Évolution de la capacité restante de la batterie vieillie à 45°C à différents états de charge (SOC, en %).

Source : L. Assaud, adapté d'après Plattard et al., 2019.

La Figure 5 montre un exemple de la capacité restante d'une cellule Li-ion pour différentes conditions de sollicitation. Nous pouvons observer ici une perte de la capacité restituée au cours de l'utilisation, influencée par les paramètres et les conditions de sollicitation.

Une utilisation et un stockage des batteries dans des conditions pas trop extrêmes (état de charge modéré, entre 50 et 80 %, température proche de l'ambiante, courant modéré) seront donc à privilégier pour assurer une longévité maximale à la cellule lors de son stockage.

Conclusion

Ce court article permet d'illustrer la complexité d'une batterie à ions lithium, comme système de stockage électrochimique de l'énergie. Il s'agit de systèmes constitués d'électrodes composites, à structures hiérarchiques, qui contiennent une multitude d'interfaces susceptibles de conduire à des pertes de performances relativement importantes. Une fine compréhension de ces interfaces et des mécanismes s'y produisant s'avère ainsi nécessaire pour espérer améliorer les performances de ces systèmes de stockage dans les années à venir. Par ailleurs, la prédiction du vieillissement, par des techniques non intrusives, mettant en œuvre une approche modèle, constitue également un enjeu majeur pour le développement des systèmes de stockage et de conversion de l'énergie performants.

Références bibliographiques

- BADEY Quentin, 2012. *Étude des mécanismes et modélisation du vieillissement des batteries lithium-ion dans le cadre d'un usage automobile*, thèse de doctorat, sous la dir. de S. Franger, Université Paris-Sud.
- BERECIBAR Maitane, DUBARRY Matthieu, OMAR Noshin, VILLARREAL Igor & VAN MIERLO Joeri, 2016. « Degradation Mechanism Detection for NMC Batteries based on Incremental Capacity curves », *World Electric Vehicle Journal* [En ligne], 8 (2), p. 350-361. Mis en ligne le 24/06/2016 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.3390/wevj8020350
- BESNARD Nicolas, ETIEMBLE Aurélien, DOUILLARD Thierry, DUBRUNFAUT Olivier, TRAN-VAN Pierre, GAUTIER Laurent, FRANGER Sylvain, BADOT Jean-Claude,

- MAIRE Eric & LESTRIEZ Bernard, 2017. « Multiscale Morphological and Electrical Characterization of Charge Transport Limitations to the Power Performance of Positive Electrode Blends for Lithium-Ion Batteries », *Advanced Energy Materials* [En ligne], 7 (8), 1602239. Mis en ligne le 21/12/2016 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1002/aenm.201602239
- BIRKL Christoph R., ROBERTS Matthew R., McTURK Euan, BRUCE Peter G. & HOWEY David A., 2017. « Degradation Diagnostics for Lithium Ion Cells », *Journal of Power Sources* [En ligne], 341, p. 373-386. Mis en ligne le 12/12/2016 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2016.12.011
- BROUSSELY Michel, BIENSAN Philippe, BONHOMME Frederic, BLANCHARD Philippe, HERREYRE Sylvie, NECHEV Kamen & STANIEWICZ Robert J., 2005. « Main Aging Mechanisms in Li Ion Batteries », *Journal of Power Sources* [En ligne], 146 (1-2), p. 90-96. Mis en ligne le 31/03/2005 (consulté le 19/03/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2005.03.172
- DE HOOG Joris, TIMMERMANS Jean-Marc, IOAN-STROE Daniel, SWIERCZYNSKI Maciej, JAGUEMONT Joris, GOUTAM Shovon, OMAR Noshin, VAN MIERLO Joeri & VAN DEN BOSSCHE Peter, 2017. « Combined Cycling and Calendar Capacity Fade Modelling of a Nickel-Manganese-Cobalt Oxide Cell with Real-Life Profile Validation », *Applied Energy* [En ligne], 200, p. 47-61. Mis en ligne le 12/05/2017 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.apenergy.2017.05.018
- DUBARRY Matthieu, TRUCHOT Cyril, CUGNET Mikaël, LIAW Bor Yann, GERING Kevin, SAZHIN Sergiy, JAMISON David & MICHELbacher Christopher, 2011. « Evaluation of Commercial Lithium-Ion Cells Based on Composite Positive Electrode for Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV) Applications. Part I: Initial Characterizations », *Journal of Power Sources* [En ligne], 196 (23), p. 10328-10335. Mis en ligne le 25/08/2011 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2011.08.077
- DUBARRY Matthieu, NAN Qin & BROOKER Paul, 2018. « Calendar Aging of Commercial Li-ion cells of different chemistries-A review », *Current Opinion in Electrochemistry*, 9, p. 106-113. DOI : 10.1016/j.coelec.2018.05.023
- FULLER Thomas F., DOYLE Marc, NEWMAN John, 1994. « Simulation and Optimization of the Dual Lithium Ion Insertion Cell », *Journal of the Electrochemical Society*, 141, 1, p. 1-10. DOI : 10.1149/1.2054684
- GROLLEAU Sébastien, DELAILLE Arnaud, GUALOUS Hamid, GYAN Philippe, REVEL Renaud, BERNARD Julien, REDONDO-IGLESIAS Eduardo & PETER Jérémy, 2014. « Calendar Aging of Commercial Graphite/LiFePO₄ Cell: Predicting Capacity Fade under Time Dependent Storage Conditions »,

- Journal of Power Sources* [En ligne], 255, p. 450-458. Mis en ligne le 11/12/2013 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2013.11.098
- KASSEN Mohammad & DELACOURT Charles, 2013. « Postmortem Analysis of Calendar-Aged Graphite LiFePO₄ Cells », *Journal of Power Sources* [En ligne], 235, p. 159-171. Mis en ligne le 13/02/2013 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2013.01.147
- LARCHER Dominique & TARASCON Jean-Marie, 2015. « Towards Greener and More Sustainable Batteries for Electrical Energy Storage », *Nature Chemistry* [En ligne], 7, p. 19-29. Mis en ligne le 17/11/2014 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1038/NCHEM.2085
- LIN Dingchang, LIU Yayuan & CUI Yi, 2017. « Reviving the Lithium Metal Anode for High-Energy Batteries », *Nature Nanotechnology* [En ligne], 12, p. 194-2016. Mis en ligne le 07/03/2017 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1038/NNANO.2017.16
- NAYAK Prasant Kumar, YANG Liangtao, BREHM Wolfgang & ADELHELM Philipp, 2018. « From Lithium-Ion to Sodium-Ion Batteries: Advantages, Challenges, and Surprises », *Angewandte Chemie – International Edition* [En ligne], 57 (1), p. 102-120. Mis en ligne le 19/06/2017 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1002/anie.201703772
- NING Gang & POPOV Branko N., 2004. « Cycle Life Modeling of Lithium-Ion Batteries », *Journal of the Electrochemical Society* [En ligne], 151 (10), p. A1584-A1591. Mis en ligne le 21/09/2004 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1149/1.1787631
- PLATTARD Tiphaine, 2019. *Modélisation du vieillissement d'une batterie Lithium-ion. Couplage d'un modèle de fatigue avec un modèle comportemental*, thèse de doctorat, sous la dir. de S. Franger et le co-encadrement de L. Assaud & N. Barnel, Université Paris-Saclay.
- PLATTARD Tiphaine, BARNEL Nathalie, ASSAUD Loïc, FRANGER Sylvain & DUFFAULT Jean-Marc, 2019. « Combining a Fatigue Model and an Incremental Capacity Analysis on a Commercial NMC/Graphite Cell under Constant Current Cycling with and without Calendar Aging », *Batteries* [En ligne], 5 (1), 36. Mis en ligne le 21/03/2019 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.3390/batteries5010036
- RAMADASS Prem, HARAN Bala, GOMADAM Parthasarathy M., WHITE Ralph & POPOV Branko N., 2004. « Development of First Principles Capacity Fade Model for Li-Ion Cells », *Journal of the Electrochemical Society* [En ligne], 151 (2), p. A196-A203. Mis en ligne le 08/01/2004 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1149/1.1634273

- SEID Khalid A., BADOT Jean-Claude, DUBRUNFAUT Olivier, LEVASSEUR Stéphane, GUYOMARD Dominique & LESTRIEZ Bernard, 2012. « Multiscale Electronic Transport Mechanism and True Conductivities in Amorphous Carbon-LiFePO₄ Nanocomposites », *Journal of Materials Chemistry* [En ligne], 22 (6), p. 2641-2649. Mis en ligne le 20/12/2011 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1039/c2jm13429b
- SHARMA Lalit, BHATIA Ankush, ASSAUD Loïc, FRANGER Sylvain & BARPANDA Prabeer, 2018. « Ultra-Rapid Combustion Synthesis of Na₂FePO₄F Fluorophosphate Host for Li-Ion and Na-Ion Insertion », *Ionics* [En ligne], 24, p. 2187-2192. Mis en ligne le 07/12/2017 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1007/s11581-017-2376-3
- THACKERAY Michael M., WOLVERTON Christopher, ISAACS Eric D., 2012. « Electrical Energy Storage for Transportation: Approaching the Limits of, and Going Beyond, Lithium-Ion Batteries », *Energy & Environmental Science* [En ligne], 5 (7), p. 7854-7863. Mis en ligne le 31/05/2012 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1039/c2ee21892e
- VETTER Jens, NOVÁK Petr M., WAGNER Markus R., VEIT Claudia, MÖLLER Kai-Christian, BESENHARD Jürgen Otto M., WINTER Martin, WOHLFAHRT-MEHRENS Margret, VOGLER Christian & HAMMOUCHE Abderrezak, 2005. « Ageing Mechanisms in Lithium-Ion Batteries », *Journal of Power Sources* [En ligne], 147 (1-2), p. 269-281. Mis en ligne le 14/03/2005 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006
- ZHOU Limin, ZHANG Kai, HU Zhe, TAO Zhanliang, MAI Liqiang, KANG Yong-Mook, CHOU Shu-Lei & Chen Jun, 2018. « Recent Developments on and Prospects for Electrode Materials with Hierarchical Structures for Lithium-Ion Batteries », *Advanced Energy Materials* [En ligne], 8 (6), 1701415. Mis en ligne le 16/11/2017 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1002/aenm.201701415
- ZUBI Ghassan, DUFO-LÓPEZ Rodolfo, CARVALHO Monica & PASAOGU Guzey, 2018. « The Lithium-Ion Battery: State of the Art and Future Perspectives », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [En ligne], 89, p. 292-308. Mis en ligne le 11/04/2018 (consulté le 19/04/2021). DOI : 10.1016/j.rser.2018.03.002

A Systematic Review of Qualitative Studies on Residential Consumer Experience with Smart Meters and Dynamic Pricing

Penelope BUCKLEY

RÉSUMÉ

La littérature qualitative concernant l'étude de l'expérience des consommateurs avec les compteurs intelligents, ainsi que les incitations qui y sont associées, est analysée afin d'identifier les barrières à leur acceptation et à leur adoption. L'acceptation est un élément clé car les ménages doivent d'abord être prêts à installer des compteurs intelligents chez eux. L'adoption permet quant à elle de savoir si ces dispositifs peuvent être efficaces. Parmi les barrières identifiées, il y a le fait que les ménages ne font pas confiance aux compagnies d'énergie. Ils ne savent pas comment agissent les compteurs intelligents et comment ils peuvent les utiliser à leur profit. Ils trouvent que la tarification dynamique est complexe et lorsqu'ils ont le choix, peu d'entre eux optent pour cette tarification. L'effet sur la consommation de ces dispositifs est souvent de courte durée, les économies monétaires étant rarement suffisamment élevées pour encourager des changements de comportement persistants et les ménages étant contraints de faire un feedback selon leur niveau de confort personnel – sur lequel ils ne sont pas prêts à faire des compromis – et les rigidités de leur vie quotidienne. Grâce à cette analyse, différents segments cibles de consommateurs de ces compteurs intelligents sont identifiés.

The average residential consumer has learnt to be a passive user of electricity. For this consumer electricity has an invisible quality; it arrives in the household through hidden wires and is consumed as part of daily life and routine, which makes it difficult to connect daily activities to energy consumption (Burgess & Nye, 2008; Hargreaves, Nye & Burgess, 2010). Residential consumers tend to overestimate their energy use in terms of

visible, low-energy appliances such as lighting, whereas they underestimate consumption from less visible, high-energy items (Attari *et al.*, 2010).

Furthermore, most residential consumers pay a fixed rate for electricity. All consumed kilowatt hours (kWh) are charged at the same fixed price; the consumer does not differentiate between a kWh consumed at 7 pm or one that is consumed at 4 am. Yet these two kWh do not have the same production costs, as electricity consumed during peak hours costs significantly more to produce and distribute (Faruqui, 2012). This lack of transparent pricing gives electricity an unlimited quality; no matter how much is consumed, no matter when it is consumed, the price per kWh remains the same.

In reality, electricity is not invisible nor in unlimited supply. Electricity grids across the world are under pressure to supply enough to meet the demands of modern life. With the electrification of the home and domestication of technology, energy needs have changed and energy networks cannot keep up (Verbong, Beemsterboer & Sengers, 2013). This increased demand is putting great strain on electricity generators, with certain generators only used for a few hours a year to meet demand on high peak days. In the EU 5–8% of electricity network capacity is used only 1% of the time (Faruqui, Harris & Hledik, 2010).

Across the world, countries are setting objectives to facilitate the transition to a greener society with fewer CO₂ emissions, more renewable energy sources and increased energy savings. This transition to a cleaner, sustainable energy system requires residential consumers to take a more active role in energy systems. To aid consumers, smart meters (SMs) are being installed with associated in-home displays (IHDs) that better inform households of their real-time energy consumption and encourage reduced consumption through incentives such as dynamic pricing (DP).

SM implementation by consumers is considered central to the success of the electricity grid transition, and equally one of its greatest barriers (Verbong, Beemsterboer & Sengers, 2013). To lower energy consumption, consumers must not only accept the installation of SMs and the use of different incentives, but also engage with the information and incentives provided, and use them to modify their daily

energy-consuming behaviour¹ (Buchanan, Russo & Anderson, 2015). This paper systematically reviews studies presenting interviews, focus groups and surveys with residential consumers to provide a qualitative analysis of the different barriers to acceptance and adoption of SMs and DP.

Method

Appropriate articles were located through searches of CrossRef, EconLit, EconPapers Repec, Google Scholar, NBER, ScienceDirect, SpringerLink, Web of Science and SSRN databases using the following keywords:

- Type of consumption: electricity consumption, electricity demand, electricity usage, energy consumption, energy demand, energy usage
- Type of incentive: smart meter, advanced met*, feedback, nudge, norm, dynamic pricing, tariff, time of use, critical peak pricing, real time pricing, peak time rebate
- Level of consumption: residential, household, consumer

This search produced a selection of 3153 references. After eliminating duplicate and irrelevant references based upon title and abstract, 47 articles written in English and carried out in a developed country since 2005² were kept for review. Table 1 provides details of the study selection methodology. The 47 articles were thoroughly read in order to identify the main barriers to SM and DP acceptance and adoption.

¹ See Buckley (2020) for a complementary meta-analysis of quantitative experimental results from using different information and incentives to encourage households to lower their energy consumption.

² Only references from 2005 onwards were considered to reflect studies taking place during the “Smart Grid Era” (McKerracher & Torriti, 2013).

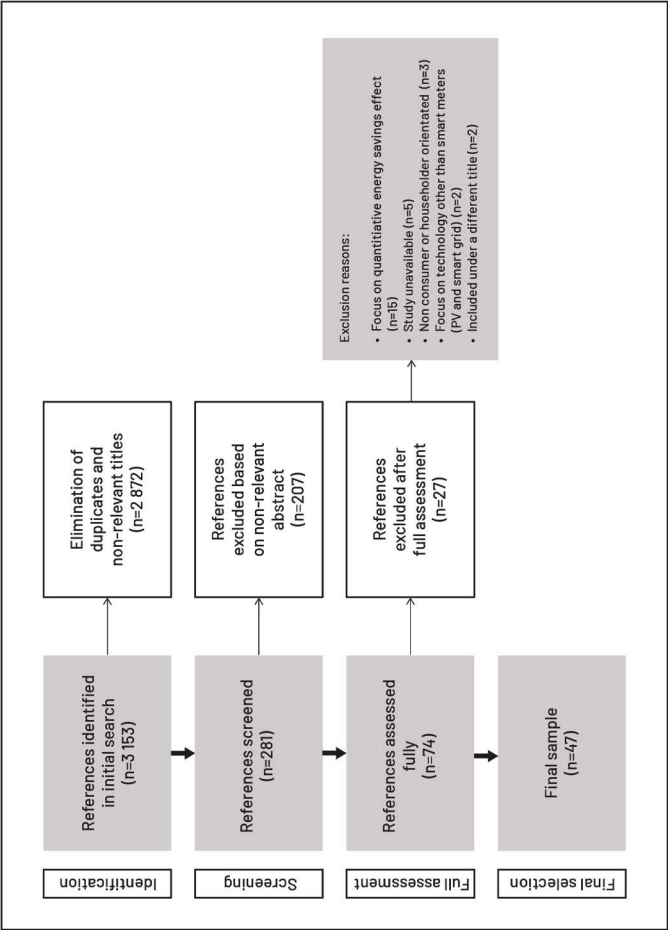


Table 1 - Study selection flowchart.

Source: P. Buckley.

Barriers to Acceptance

In today's society, much of an individual's life is tracked, monitored and analysed. SMs are another example of such monitoring, yet there is an increasing amount of opposition to their use. Equally, time-variant tariffs are not a new way of pricing goods and services. Consumers face DP in numerous areas; when buying a plane or train ticket, when reserving a hotel or hiring a car, and when using a toll bridge. However, such pricing programmes have low penetration in the electricity market (Dütschke & Paetz, 2013).

Mistrust of Energy Companies' Intentions

Consumers are wary of energy companies' motives for providing SM technology due to previous bad experience (Hall, Jeanneret & Rai, 2016). Energy companies may not offer an SM package that is in the interest of the household, but one that serves the energy companies' interest (Kaufmann, Künzel & Loock, 2013). Consumers who feel that energy companies benefit most from the use of SMs are less positive about SM installation in their homes (Krishnamurti *et al.*, 2012). Furthermore, householders doubt whether energy companies will pass on the monetary savings to customers. Instead, they believe energy companies will prioritise maintaining their profit margins, given profits increase as consumers use more energy (Goulden *et al.*, 2014; Spence *et al.*, 2014). Dutch stakeholders³ express ambiguity as to whether SM installation is in the interest of end-users. They emphasise that while there are advantages for consumers, energy companies have their own motivations and it is unclear as to whose interests are better served (Verbong, Beemsterboer & Sengers, 2013).

Australian households' trust in their energy supplier greatly affects their willingness to participate in direct load control, with those who explicitly express mistrust being much less likely to participate. Even when this lack of mistrust is addressed, the proportion of households willing to participate only increases by a marginal amount (Stenner *et al.*, 2017). Even attempts to address issues of misinformation may backfire; when

³ The stakeholders interviewed represented governmental organisations, electrical and gas utility companies, researchers of energy-related consumer behaviour, and residents.

American consumers are better informed about SM technology, they are more likely to react negatively to the technology (Horne *et al.*, 2015).

Trust remains an issue once the SM has been installed. Consumers are unsure of what energy companies will do with the substantial amount of data on their energy consumption behaviour and habits (Richter & Pollitt, 2018). Dutch households are concerned that energy companies will use data for commercial means (Naus *et al.*, 2014). Namely, that energy companies will be able to use the real-time data to market specific services and/or products to consumers. For this reason, consumers are willing to pay a significant amount to have an SM which has no effect on privacy (Pepermans, 2014). This lack of trust increases the psychological costs that consumers face, as they must spend time monitoring energy companies' use of their data (Gerpott & Paukert, 2013).

Though trust issues are mostly viewed as a barrier to adoption of SMs, American consumers suggest that the increased accuracy of energy bills due to real-time feedback from SMs provides energy companies with an opportunity to build trust with consumers (Krishnamurti *et al.*, 2012). However, households could face increased bills if their consumption was previously underestimated (Raimi & Carrico, 2016).

Uncertainty Regarding Technology

With new technologies of a particularly technical nature, consumers are not always sure of what the technology is and what it can do. Few surveyed American consumers have heard of SMs and smart grids, and those who have are not sure of their purpose (Raimi & Carrico, 2016). Both British and American consumers have a tendency to confuse SMs with the devices required to display energy consumption data, expecting an SM to come with an IHD so that they can verify the accuracy of their energy bill and see appliance-specific data describing their energy consumption in detail (Darby, 2010; Krishnamurti *et al.*, 2012).

German consumers are also unsure of what dynamic electricity pricing is and what it can do. Of 160 participants, 53% believed that DP may result in a reduction in their energy use (Dütschke & Paetz, 2013). Added to this uncertainty are difficulties in calculating peak and

off-peak consumption, given consumers are generally unaware of the different energy demands of their various appliances (Goulden *et al.*, 2014).

This uncertainty is unsurprising given how the traditional electricity market is set up; households are accustomed to being passive users of energy. The implications of DP in the residential sector goes against years of policy aimed at reducing price volatility for residential consumers in the electricity market (Alexander, 2010). This uncertainty can lead to confusion in regard to the benefits and risks of SM and DP, leading to unrealistic expectations (potentially in favour of energy companies) and disappointed consumers (Krishnamurti *et al.*, 2012).

Complexity of Tariffs

In choice-based experiments, few Norwegian participants opt for the more complicated time of use (TOU) or critical peak pricing (CPP) tariffs, even when offered SM technology to automatically measure their hourly consumption (Ericson, 2011). German participants are more likely to select a simple TOU tariff with low price variation, as opposed to dynamic real-time pricing (RTP) with high price variation (Dütschke & Paetz, 2013; Schlereth, Skiera & Schulz, 2018). Time-variant tariffs are generally considered too complex, with consumers particularly confused if the tariff contains multiple components⁴, odd-endings to price values or uses percentages (Layer, Feurer & Jochem, 2017).

However, greater knowledge of energy conservation increases the likelihood that consumers choose TOU and CPP tariffs (Yoshida, Tanaka & Managi, 2017). Indeed, consumers generally prefer dynamic tariffs to static tariffs, as Dütschke & Paetz (2013) experiment using different tariffs in a smart home laboratory over 8 weeks reveals; three of the four participants preferring dynamic tariffs to static tariffs, with the exception of the most dynamic tariff including both varying prices and load limits.

⁴ Price components refer to the number of differently priced periods. For example, a simple TOU tariff would have two price periods: peak and off-peak.

Reluctance Towards Automation and Third-party Control

A particular concern with SM installation is relinquishing control of one's environment to energy companies (Barnicoat & Danson, 2015). Krishnamurti *et al.* (2012) find that American consumers believe SMs will be used by energy companies to control household energy use; for example, to cut off supply to households that consume too much electricity.

Dutch households prefer manual control to automatic SM control in order to make their own decisions regarding when to turn off appliances. These households do not wish to lose control for the sake of convenience (Leijten *et al.*, 2014). When Swedish consumers are willing to allow third-party control of their appliances, they expect substantial monetary compensation to do so (Broberg & Persson, 2016). On the other hand, German consumers prefer a system in which smart appliances can react automatically to variations in prices rather than making the changes themselves (Dütschke & Paetz, 2013).

Belgian consumers are willing to accept a trade-off between no automation and total automation, preferring to monitor and self-program the SM and IHD to automatically turn off appliances that have been on stand-by for too long (Pepermans, 2014). British participants are willing to accept an electricity tariff with a limited amount of control of their heating by a third party over a more dynamic TOU tariff (Fell *et al.*, 2015).

For households unwilling to allow third-party intervention to control their energy consumption, it is unlikely that they would make the necessary behavioural changes in order to reduce energy consumption (Verbong, Beemsterboer & Sengers, 2013). Additionally, the extent to which consumers are willing to allow automatic control is limited by their willingness to compromise on their desired comfort level.

Barriers to Adoption

Assuming consumers have accepted SM installations in their homes, the next issue to consider is whether households will engage with the information and respond to the incentives provided in order to lower their consumption.

Limited Motivation from Monetary Savings

Consumers typically state that their main motivation for accepting SMs and DP is financial. British consumers expect to make financial savings that are double the price they pay for “smart services” (Richter & Pollitt, 2018). When choosing between tariffs, German consumers expect to save 50 €–150 € (Dütschke & Paetz, 2013). Actual savings are in the order of 20 €–60 €; the lower end of these expectations.

Although monetary savings are the main driving factor to accepting SM and DP, actual savings from smarter energy consumption in individual appliances are likely to be too small to induce behavioural changes (Goulden *et al.*, 2014); pennies rather than pounds (Hargreaves, Nye & Burgess, 2010). On the other hand, some participants in Murtagh, Gatersleben & Uzzell (2014) find that each little saving adds up; though others feel that they are comfortably well-off to not bother with trying to save energy to lower their bills.

To motivate engagement with energy consumption data, Bager & Mundaca (2017) frame consumption information as a salient loss compared to an amount spent on electricity. Framing information as a loss of money instead of a cost saving invokes greater motivation, as consumers do not wish to lose earned money.

Understanding of Information on Display

To allow consumers to make the most out of the two-way communication capabilities of SMs, they require an IHD to visualise their energy consumption in real time. German households believe that such a device is a necessity for DP tariffs as without it, they do not feel adequately informed to be able to make the appropriate changes to their behaviour (Dütschke & Paetz, 2013).

IHDs can present consumption data in a variety of ways. In an investigation of the effectiveness of IHDs, British consumers respond quickest to changes in information when presented numerically, and find analogue displays⁵ hardest to understand. Participants

⁵ The study presents the consumption level on an analogue scale (a dial like a speedometer in a car) as opposed to a digit or in the form of a smiley or sad face.

prefer consumption data to be in colour, but this does not improve their understanding (Chiang, Natarajan & Walker, 2012). On the other hand, both Italian and British consumers quickly understand colour-based feedback, but prefer numerical information to be displayed as well (Bonino, Corno & De Russis, 2012).

Households express a preference for consumption data to be displayed in monetary terms, rather than in energy units or CO₂ emissions, as such information is more relatable and comparable (Hargreaves, Nye & Burgess, 2010; Karjalainen, 2011; Raw & Ross, 2011; Buchanan, Russo & Anderson, 2014). While it is understandable that monetary comparisons are more relatable for consumers, they may not be of much value if prices have changed across different time periods. In this case, energy unit comparisons would be of more use (Darby, 2010; Karjalainen, 2011). American consumers are particularly interested in an appliance-level breakdown of their energy consumption (Krishnamurti *et al.*, 2013).

Spence *et al.* (2014) find that participants who see their hypothetical consumption in monetary or energy units are more likely to state financial reasons as motivation for lowering their demand. Those who receive consumption information in terms of CO₂ emissions are more likely to cite environmental motivations. Participants' motivations are clearly primed by their IHD's data presentation; as different displays evoke different motivations. Interestingly, participants who see monetary units are more likely to say that lowering their energy consumption is not worth it. Australian households find that IHDs focus too much on the numbers, on quantifying what can be "saved and shaved" rather than on what households can do to change their behaviour and ultimately lower their consumption (Strengers, 2011).

Inflexibility of Daily Routines

The principal objective of DP is to lower consumption during peak periods when demand is higher and electricity costs more to produce (Faruqui, Harris & Hledik, 2010). Households feel that there is little that they can do to prevent their natural peaks of energy consumption (due to inflexible work routines or ingrained energy

consumption habits) without drastically changing their lifestyle (Naus *et al.*, 2014; Hall, Jeanneret & Rai, 2016).

UK households are reluctant to lower consumption below their normal level and, when prompted to do so, become defensive. They feel that they have no control over certain aspects of their energy consumption; certain appliances are necessities no matter how much is consumed and they are not willing to sacrifice their quality of life to save a small amount on energy (Hargreaves, Nye & Burgess, 2010). Households with children are particularly inflexible during the evening peak, leading to difficulties in their ability to adjust consumption during potentially high-priced hours (Nicholls & Strengers, 2015).

German households are willing to change certain behaviours and use certain appliances at off-peak hours, such as dishwashers, washing machines and tumble dryers. However, they are unwilling, and potentially unable, to change their time of use of other activities related to comfort or entertainment (Dütschke & Paetz, 2013). Similarly, Goulden *et al.* (2014) finds that consumers are willing to adjust their habits in regard to appliances where energy consumption is not at the point of use, i.e. white goods, but unwilling to do so for items that consume energy at the point of use, i.e. showers and televisions.

Ericson (2011) hypothesises that consumers whose consumption patterns are favourable to DP (i.e. their consumption is low during peak periods) are more likely to accept such tariffs. However, this will not have the desired demand reduction effect for these consumers, as they have less demand to shift to begin with. These consumers will benefit from DP without demand responsiveness. This is true of both British and German participants in choice experiments who are more likely to choose a time-variant tariff if they consider that shifting consumption is an easy task (Buryk *et al.*, 2015; Schlereth, Skiera & Schulz, 2018).

Novelty Factor of Consumption Information

A common theme in field experiments and pilot studies using SMs, IHDs and DP is that behavioural changes made by households are short-lived. There is an initial novelty factor when households use IHDs frequently to identify a baseline or normal level of consumption (Oltra *et al.*, 2013). Any

deviations from this level are then identified and acted upon (Strengers, 2011; Buchanan, Russo & Anderson, 2014; Westskog, Winther & Sæle, 2015).

This identification leads to reactive and proactive behavioural changes. When energy consumption is unusually high, households identify and turn off appliances as necessary (reactive). In the longer term, they monitor individual appliances to determine which are inefficient and need replacing (proactive; Hargreaves, Nye & Burgess, 2010). Essentially, this affects future consumption decisions, with households taking energy efficiency into greater consideration when purchasing new appliances.

However, IHDs are rarely used by households in the longer term; they become part of the background of daily life and are used to monitor abnormalities rather than elicit demand reduction (Hargreaves, Nye & Burgess, 2013). This finding is corroborated by Schleich *et al.* (2013) who report limited use of feedback via a web portal, and by Ueno *et al.* (2006) who find a decrease in the number interactions with an IHD a few weeks after installation.

Studies on DP are not without questions as to the durability of demand response. Faruqui & George (2005) find that under TOU pricing, the demand response across two summers greatly decreases; from 5.9% in summer 2003 to 0.6% in summer 2004. An Italian experiment finds that consumption increases under TOU pricing compared to flat-rate tariffs (Torriti, 2012). This could be considered a rebound effect, where households respond to the lower off-peak price by increasing their consumption off-peak by more than they lower their consumption in the peak period.

Effect on Household Dynamics

In Hargreaves, Nye & Burgess (2010) mostly male household members use IHDs, with female members reported as “uninterested”. IHDs are seen to cause conflict within households; as some individuals feel their actions are being constantly monitored by another member of the household. However, though the male household members may be more likely to be the bill payer, it is often the female household members who are responsible for managing daily activities and thus energy consumption of the household (Murtagh, Gatersleben & Uzzell, 2014).

Households with children and older people are less likely to sacrifice comfort and convenience to lower their energy consumption (Murtagh, Gatersleben & Uzzell, 2014). These types of households are less flexible than others. Older generations, in particular, are more likely to spend more time at home, and they may have certain needs or health issues that require consuming energy (Barnicoat & Danson, 2015). In focus groups with both children and their parents, Fell & Chiu (2014) find that although parents are interested in discussing energy consumption for their children's educational benefit, implementing energy-saving behaviours is a low priority.

Conclusion and recommendations

SMs and DP correct two market failures in the residential electricity market: SMs make energy visible by providing consumption information, and DP limits how much energy can be consumed by charging residential consumers prices that reflect actual costs at a given time. This paper has reviewed the qualitative literature on how households and consumers perceive, interact with and use SMs, IHDs and DP as tools and incentives to lower their energy consumption. Four barriers to acceptance and five barriers to adoption of both SMs and DP have been highlighted. In order for SMs and their associated incentives to be effective at encouraging households to lower their consumption, the barriers to acceptance and adoption discussed above will need to be overcome. This paper concludes with recommendations for overcoming these barriers.

Energy companies should increase their efforts to rebuild consumer trust where it has been lost. Such efforts will need to be credible given that non-verifiable attempts at "trust building" are insufficient to increase consumer confidence in energy companies (Stenner *et al.*, 2017). Trust could be rebuilt by decreasing the uncertainty around the impact of SMs, IHDs and DP on household bills. In particular, as the introduction of SMs results in more reliable billing, some consumers whose consumption was previously underbilled will see an increase in their bill despite not changing their behaviour. To build trust with these consumers, energy companies could pledge to freeze consumer bills for a certain transition period after the installation of an SM to allow households to familiarise themselves with the

technology. This would be a similar practice to that of designing DP tariffs to be revenue neutral (Faruqui, Hledik & Tsoukalis, 2009).

Given the increased complexity of DP tariffs relative to flat-rate tariffs, consumers need to be carefully informed of the detail and educated as to how such tariffs can be beneficial to them. In particular, energy companies should take care to limit the complexity of tariffs (Layer, Feurer & Jochem, 2017). After exposure to DP in experimental studies, households are more likely to opt for such tariffs in their daily life (Dütschke & Paetz, 2013; Yoshida, Tanaka & Managi, 2017). Energy companies should work on effective communication strategies to better inform households about both the technology and incentives, as doing so can build trust, and has been shown to increase consumers' willingness to accept SMs and DP.

Engaging consumers with the information provided by SMs and IHDs is paramount to effective energy consumption reduction. Simply stating how much money households are saving highlights that only small monetary amounts are saved with each energy-saving action, and may serve to discourage energy-saving efforts (Hargreaves, Nye & Burgess, 2010; Murtagh, Gatersleben & Uzzell, 2014). Different presentations of consumption information invoke different motivations to save energy, and different individuals respond differently to these presentations (Spence *et al.*, 2014). Given this, it is unlikely that a one-size-fits-all approach would be successful at encouraging reductions in consumption: a more individual approach may be appropriate.

With regard to smart service preferences, Kaufmann, Künzel & Loock (2013) identify four different segments of Swiss consumers: "technology minded", "safety minded", "risk-averse" and "price sensitive". Murtagh, Gatersleben & Uzzell (2014) categorise British participants into one of three groups: "monitor enthusiasts", "aspiring energy savers" and "energy non-active". Richter & Pollitt (2018) find three specific clusters of British consumer types: "private data", "risk averse", and "open data". Concerning the choice of dynamic tariffs, Schlereth, Skiera & Schulz (2018) separate German consumers into three different groups: "price sensitive", "flexible" and "risk averse".

Across these different consumer categorisations, four clear segments can be identified:

- Technophiles, who are enthusiastic about receiving data on their consumption and managing it, and who are open to sharing their data in order for energy companies to provide automated control of appliances
- The data usage conscious, who are concerned about how their data can be exploited and who prefer to retain control of their own energy consumption
- The risk-averse, who have strong preferences for a tariff with a low peak/off-peak price ratio or a flat-rate tariff. They do not value potential monetary savings as highly, and are more technology-averse
- And the price-sensitive, who prefer a tariff with a high peak/off-peak price ratio and are more likely to switch to DP contracts.

An additional category consists of pro-environmental consumers, who see the the positive environmental benefits of using of an SM and IHD to reduce their energy consumption. These consumers derive additional utility due to a “warm glow” effect of giving to others, or to the environment (Gerpott & Paukert, 2013).

If these different segments of consumers can be identified, then appropriate technology and incentives can be offered to them so that they have the tools most relevant to their characteristics, motivations and situation. These tools will be more effective at engaging with consumers to lower their energy consumption. Therefore, rather than a one-size-fits-all approach to energy saving, a consumer segment-specific approach is recommended.

That being said, a consumer segment that may not necessarily benefit from the use of SMs and IHDs to reduce energy use is the segment of consumers for whom energy consumption is already low, as they will have little scope to further reduce their demand (Darby, 2010). Such consumers may be pro-environmental consumers who have already reduced their consumption through other mechanisms, or low-income consumers who may not have the means to consume large quantities of energy, nor the scope to further reduce their consumption without

becoming fuel-poor. Special consideration should be taken when targeting this particular consumer segment.

Finally, automation and third-party control was found to be a significant barrier to acceptance even though it has the potential to help overcome the barrier to adoption concerning the inflexibility of daily life. Given that households may find it difficult to shift some consumption, the recommendation here is to focus on demand that can be shifted, and to provide households with technology that will allow for automatic peak demand shifting of appliances for which consumption is not at the point of use. Introducing automation and third-party control may also help to increase consumer trust in energy companies if it helps consumers achieve energy savings with minimal effort. Such technology will not be readily accepted by all consumers, and so the focus here should be on technophiles and price-sensitive consumers.

References

- ALEXANDER Barbara R., 2010. "Dynamic Pricing? Not So fast! A Residential Consumer Perspective", *The Electricity Journal* [Online], 23 (6), p. 39-49. Online since 30/06/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.tej.2010.05.014
- ATTARI Shahzeen Z., DEKAY Michael L., DAVIDSON Cliff I. & BRUINE DE BRUIN Wändi, 2010. "Public Perceptions of Energy Consumption and Savings", *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* [Online], 107 (37), p. 16054-16059. Online since 16/08/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1073/pnas.1001509107
- BAGER Simon & MUNDACA Luis, 2017. "Making 'Smart Meters' Smarter? Insights from a Behavioural Economics Pilot Field Experiment in Copenhagen, Denmark", *Energy Research & Social Science* [Online], 28, p. 68-76. Online since 25/04/2017 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2017.04.008
- BARNICOAT Greta & DANSON Mike, 2015. "The Ageing Population and Smart Metering: A Field Study of Householders' Attitudes and Behaviours towards Energy Use in Scotland", *Energy Research & Social Science* [Online], 9, p. 107-115. Online since 29/08/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2015.08.020

- BONINO Dario, CORNO Fulvio & DE RUSSIS Luigi, 2012. "Home Energy Consumption Feedback: A User Survey". *Energy and Buildings* [Online], 47, p. 383-393. Online since 21/12/2011 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enbuild.2011.12.017
- BROBERG Tomas & PERSSON Lars, 2016. "Is our Everyday Comfort for Sale? Preferences for Demand Management on the Electricity Market", *Energy Economics* [Online], 54, p. 24-32. Online since 14/11/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.eneco.2015.11.005
- BUCHANAN Kathryn, RUSSO Riccardo & ANDERSON Ben, 2014. "Feeding Back about Eco-Feedback: How Do Consumers Use and Respond to Energy Monitors?", *Energy Policy* [Online], 73, p. 138-146. Online since 02/06/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2014.05.008
- , 2015. "The Question of Energy Reduction: The Problem(s) with Feedback", *Energy Policy* [Online], 77, p. 89-96. Online since 17/12/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2014.12.008
- BUCKLEY Penelope, 2020. "Prices, Information and Nudges for Residential Electricity Conservation: A Meta-Analysis", *Ecological Economics* [Online], 172, 106635. Online since 05/03/2020 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.ecolecon.2020.106635
- BURGESS Jacquelin & NYE Michael, 2008. "Re-Materialising Energy Use through Transparent Monitoring Systems", *Energy Policy* [Online], 36 (12), p. 4454-4459. Online since 23/10/2008 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.039
- BURYK Stephen, MEAD Doug, MOURATO Susana & TORRITI Jacopo, 2015. "Investigating Preferences for Dynamic Electricity Tariffs: The Effect of Environmental and System Benefit Disclosure", *Energy Policy* [Online], 80, p. 190-195. Online since 13/02/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.030
- CHIANG Teresa, NATARAJAN Sukumar & WALKER Ian, 2012. "A Laboratory Test of the Efficacy of Energy Display Interface Design", *Energy and Buildings* [Online], 55, p. 471-480. Online since 28/07/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enbuild.2012.07.026
- DARBY Sarah, 2010. "Smart Metering: What Potential for Householder Engagement?", *Building Research & Information* [Online], 38 (5), p. 442-457. Online since 25/08/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1080/09613218.2010.492660

- DÜTSCHKE Elisabeth & PAETZ Alexandra-Gwyn, 2013. "Dynamic Electricity Pricing: Which Programs Do Consumers Prefer?", *Energy Policy* [Online], 59, p. 226-234. Online since 27/04/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2013.03.025
- ERICSON Torgeir, 2011. "Households' Self-Selection of Dynamic Electricity Tariffs", *Applied Energy* [Online], 88 (7), p. 2541-2547. Online since 12/02/2011 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.01.024
- FARUQUI Ahmad, 2012. "The Ethics of Dynamic Pricing", in F. P. Sioshansi (ed.), *Smart Grid. Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy* [Online], Waltham, Academic Press, p. 61-83. Online since 30/11/2011 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/B978-0-12-386452-9.00003-6
- FARUQUI Ahmad & GEORGE Sephen, 2005. "Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing", *The Electricity Journal* [Online], 18 (4), p. 53-63. Online since 27/04/2005 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.tej.2005.04.005
- FARUQUI Ahmad, HARRIS Dan & HLEDIK Ryan, 2010. "Unlocking the €53 Billion Savings from Smart Meters in the EU: How Increasing the Adoption of Dynamic Tariffs Could Make or Break the EU's Smart Grid Investment", *Energy Policy* [Online], 38 (10), p. 6222-6231. Online since 01/07/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2010.06.010
- FARUQUI Ahmad, HLEDIK Ryan & TSOUKALIS John, 2009. "The Power of Dynamic Pricing", *The Electricity Journal* [Online], 22 (3), p. 42-56. Online since 25/03/2009 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.tej.2009.02.011
- FELL Michael J. & CHIU Lai Fong, 2014. "Children, Parents and Home Energy Use: Exploring Motivations and Limits to Energy Demand Reduction", *Energy Policy* [Online], 65, p. 351-358. Online since 31/10/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.003
- FELL Michael J., SHIPWORTH David, HUEBNER Gesche M. & ELWELL Clifford A., 2015. "Public Acceptability of Domestic Demand-Side Response in Great Britain: The Role of Automation and Direct Load Control", *Energy Research & Social Science* [Online], 9, p. 72-84. Online since 05/09/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2015.08.023
- GERPOTT Torsten J. & PAUKERT Mathias, 2013. "Determinants of Willingness to Pay for Smart Meters: An Empirical Analysis of Household Customers in Germany", *Energy Policy* [Online], 61, p. 483-495. Online since 16/07/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.012

- GOULDEN Murray, BEDWELL Ben, RENNICK-EGGLESTONE Stefan, RODDEN Tom & SPENCE Alexa, 2014. "Smart Grids, Smart Users? The Role of the User in Demand Side Management", *Energy Research & Social Science* [Online], 2, p. 21-29. Online since 23/05/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2014.04.008
- HALL Nina L., JEANNERET Talia D. & RAI Alan, 2016. "Cost-Reflective Electricity Pricing: Consumer Preferences and Perceptions", *Energy Policy* [Online], 95, p. 62-72. Online since 07/05/2016 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2016.04.042
- HARGREAVES Tom, NYE Michael & BURGESS Jacquelin, 2010. "Making Energy Visible: A Qualitative Field Study of How Householders Interact with Feedback from Smart Energy Monitors". *Energy Policy* [Online], 38 (10), p. 6111-6119. Online since 06/07/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2010.05.068
- , 2013. "Keeping Energy Visible? Exploring How Householders Interact with Feedback from Smart Energy Monitors in the Longer Term", *Energy Policy* [Online], 52, p. 126-134. Online since 10/04/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.027
- HORNE Christine, DARRAS Brice, BEAN Elyse, SRIVASTAVA Anurag & FRICKEL Scott, 2015. "Privacy, Technology, and Norms: The Case of Smart Meters", *Social Science Research* [Online], 51, p. 64-76. Online since 16/12/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: /10.1016/j.ssresearch.2014.12.003
- KARJALAINEN Sami, 2011. "Consumer Preferences for Feedback on Household Electricity Consumption", *Energy and Buildings* [Online], 43 (2-3), p. 458-467. Online since 13/10/2010 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enbuild.2010.10.010
- KAUFMANN, Simon, KÜNZEL Karoline & LOOCK Moritz, 2013. "Customer Value of Smart Metering: Explorative Evidence from a Choice-Based Conjoint Study in Switzerland", *Energy Policy* [Online], 53, p. 229-239. Online since 26/12/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2012.10.072
- KRISHNAMURTI Tamar, DAVIS Alexander L., WONG-PARODI Gabrielle, WANG Jack & CANFIELD Casey, 2013. "Creating an In-Home Display: Experimental Evidence and Guidelines for Design", *Applied Energy* [Online], 108, p. 448-458. Online since 18/04/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.03.048

- KRISHNAMURTI Tamar, SCHWARTZ Daniel, DAVIS Alexander, FISCHHOFF Baruch, BRUINE DE BRUIN Wändi, LAVE Lester & WANG Jack, 2012. "Preparing for Smart Grid Technologies: A Behavioral Decision Research Approach to Understanding Consumer Expectations about Smart Meters", *Energy Policy* [Online], 41, p. 790-797. Online since 10/12/2011 (connection on 22/04/2021). DOI: /10.1016/j.enpol.2011.11.047
- LAYER Patrick, FEURER Sven & JOCHEM Patrick, 2017. "Perceived Price Complexity of Dynamic Energy Tariffs: An Investigation of Antecedents and Consequences", *Energy Policy* [Online], 106, p. 244-254. Online since 04/04/2017 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2017.02.051
- LEIJTEN Fenna. R. M., BOLDERDIJK Jan Willem, KEIZER Kees, GORSIRA Madelijne, VAN DER WERFF Ellen & STEG Linda, 2014. "Factors that Influence Consumers' Acceptance of Future Energy Systems: The Effects of Adjustment Type, Production Level, and Price", *Energy Efficiency* [Online], 7, p. 973-985. Online since 08/06/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1007/s12053-014-9271-9
- McKERRACHER Colin & TORRITI Jacopo, 2013. "Energy Consumption Feedback in Perspective: Integrating Australian Data to Meta-Analyses on In-Home Displays", *Energy Efficiency* [Online], 6, p. 387-405. Online since 10/08/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1007/s12053-012-9169-3
- MURTAGH Niamh, GATERSLEBEN Birgitta & UZZELL David, 2014. "20:60:20: Differences in Energy Behaviour and Conservation between and within Households with Electricity Monitors", *PLoS ONE* [Online], 9 (3), e92019. Online since 18/03/20214 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1371/journal.pone.0092019
- NAUS Joeri, SPAARGAREN Gert, VAN VLIET Bas J. M. & VAN DER HORST Hiljje M., 2014. "Smart Grids, Information Flows and Emerging Domestic Energy Practices", *Energy Policy* [Online], 68, p. 436-446. Online since 15/02/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2014.01.038
- NICHOLLS Larissa & STRENGERS Yolande, 2015. "Peak Demand and the 'Family Peak' Period in Australia: Understanding Practice (In)Flexibility in Households with Children", *Energy Research & Social Science* [Online], 9, p. 116-124. Online since 11/09/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2015.08.018
- OLTRA Christian, BOSO Alex, ESPLUGA Josep & PRADES Ana, 2013. "A Qualitative Study of Users' Engagement with Real-Time Feedback from In-House Energy

- Consumption Displays”, *Energy Policy* [Online], 61, p. 788-792. Online since 19/07/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: /10.1016/j.enpol.2013.06.127
- PEPERMANS Guido, 2014. “Valuing Smart Meters”, *Energy Economics* [Online], 45, p. 280-294. Online since 22/07/2014 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.eneco.2014.07.011
- RAIMI Kaitlin T. & CARRICO Amanda R., 2016. “Understanding and Beliefs about Smart Energy Technology”, *Energy Research & Social Science* [Online], 12, p. 68-74. Online since 24/12/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.erss.2015.12.018
- RAW Gary & ROSS David, 2011. *Energy Demand Research Project: Final Analysis, Report* [Online], AECOM/Office of Gas and Electricity Markets. Online since 23/06/2011 (connection on 22/04/2021). URL: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/energy-demand-research-project-final-analysis>
- RICHTER Laura-Lucia & POLLITT Michael, 2018. “Which Smart Electricity Service Contracts Will Consumers Accept? The Demand for Compensation in a Platform Market”, *Energy Economics* [Online], 72, p. 436-450. Online since 12/04/2018 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.eneco.2018.04.004
- SCHLEICH Joachim, KLOBASA Marian, GÖLZ Sebastian & BRUNNER Marc, 2013. “Effects of Feedback on Residential Electricity Demand: Findings from a Field Trial in Austria”, *Energy Policy* [Online], 61, p. 1097-1106. Online since 02/06/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.012
- SCHLERETH Christian, SKIERA Bernd & SCHULZ Fabian, 2018. “Why Do Consumers Prefer Static instead of Dynamic Pricing Plans? An Empirical Study for a Better Understanding of the Low Preferences for Time-Variant Pricing Plans”, *European Journal of Operational Research* [Online], 269 (3), p. 1165-1179. Online since 30/03/2018 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.ejor.2018.03.033
- SPENCE Alexa, LEYGUE Caroline, BEDWELL Ben & O’MALLEY Claire, 2014. “Engaging with Energy Reduction: Does a Climate Change Frame Have the Potential for Achieving Broader Sustainable Behaviour?”, *Journal of Environmental Psychology* [Online], 38, p. 17-28. Online since 24/12/2013 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.jenvp.2013.12.006
- STENNER Karen, FREDERIKS Elisha R., HOBMAN Elisabeth V. & COOK Stephanie, 2017. “Willingness to Participate in Direct Load Control: The Role of Consumer Distrust”, *Applied Energy* [Online], 189, p. 76-88. Online since 22/12/2016 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.10.099

- STRENGERS Yolande, 2011. "Negotiating Everyday Life: The Role of Energy and Water Consumption Feedback", *Journal of Consumer Culture* [Online], 11 (3), p. 319-338. Online since 06/12/2011 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1177/1469540511417994
- TORRITI Jacopo, 2012. "Price-Based Demand Side Management: Assessing the Impacts of Time-of-Use Tariffs on Residential Electricity Demand and Peak Shifting in Northern Italy", *Energy* [Online], 44 (1), p. 576-583. Online since 02/07/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.energy.2012.05.043
- UENO Tsuyoshi, SANO Fuminori, SAEKI Osamu & TSUJI Kiichiro, 2006. "Effectiveness of an Energy-Consumption Information System on Energy Savings in Residential Houses Based on Monitored Data", *Applied Energy* [Online], 83 (2), p. 166-183. Online since 14/06/2005 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.apenergy.2005.02.002
- VERBONG Geert P. J., BEEMSTERBOER Sjouke & SENGERS, Frans, 2013. "Smart Grids or Smart Users? Involving Users in Developing a Low Carbon Electricity Economy", *Energy Policy* [Online], 52, p. 117-125. Online since 28/04/2012 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1016/j.enpol.2012.05.003
- WESTSKOG Hege, WINTHER Tanja & SÆLE Hanne, 2015. "The Effects of In-Home Displays: Revisiting the Context", *Sustainability* [Online], 7 (5), p. 5431-5451. Online since 05/05/2015 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.3390/su7055431
- YOSHIDA Yumi, TANAKA Kenta & MANAGI Shunsuke, 2017. "Which Dynamic Pricing Rule is Most Preferred by Consumers? Application of Choice Experiment", *Journal of Economic Structures* [Online], 6, 4. Online since 02/03/2017 (connection on 22/04/2021). DOI: 10.1186/s40008-017-0064-0

Auteur.e.s

ASSAUD, Loïc

ICMMO (Institut de Chimie Moléculaire et des Matériaux d'Orsay, UMR 8182) – ERIIE (Équipe de Recherche et d'Innovation en Électrochimie pour l'Énergie), CNRS, Université Paris-Saclay ; Rue du Doyen Georges Poitou, 91400 Orsay, France

Maître de Conférences en chimie des matériaux, HDR, coordinateur du Massive Open Online Course MOMENTOM (MOlecules and Materials for the ENergy of TOMorrow)

Thèmes de recherche : fonctionnalisation de surfaces par des matériaux innovants pour la photo-électro-catalyse, la production d'hydrogène et les batteries

Dernière publication : Amit C. Bhosale, Prakash C. Ghosh & Loïc Assaud, « Preparation Methods of Membrane Electrode Assemblies for Proton Exchange Membrane Fuel Cells and Unitized Regenerative Fuel Cells: A Review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 2020, 110286, DOI :10.1016/j.rser.2020.110286

loic.assaud@universite-paris-saclay.fr

AUKAULOO, Ally

ICMMO (Institut de Chimie Moléculaire et des Matériaux d'Orsay, UMR 8182), CNRS, Université Paris-Saclay ; Bâtiments 410/420/430, Université Paris Saclay, UMR 8182, Rue du doyen Georges Poitou, 91405 Orsay cedex ; Institut des sciences du vivant Frédéric Joliot, CEA Saclay, Université Paris-Saclay

Professeur des universités, membre sénior de l'Institut Universitaire de France, conseiller scientifique au CEA-Saclay

Thèmes de recherche : photosynthèse artificielle comme solution aux problèmes d'approvisionnement énergétique et contraintes

environnementales, chimie moléculaire qui capte l'énergie lumineuse pour réaliser la catalyse de transformations chimiques multiélectroniques
Dernière publication : Philipp Gotico, Loïc Roupnel, Regis Guillot, Marie Sircoglou, Winfried Leibl, Zakaria Halime & Ally Aukauloo, « Atropisomeric Hydrogen Bonding Control for CO₂ Binding and Enhancement of Electrocatalytic Reduction at Iron Porphyrins », *Angewandte Chemie International Edition*, 59 (50), 2020, p. 22451-22455, DOI ; 10.1002/anie.202010859

ally.aukauloo@universite-paris-saclay.fr

BUCKLEY, Penelope

Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRAE, Grenoble INP, GAEL (Grenoble Applied Economics Laboratory) ; 38000 Grenoble, France
 Chercheuse postdoctorale, membre des associations d'économie de l'énergie et de l'environnement, au niveau national ainsi qu'international (FAEE, FAERE, IAEE, EAERE)

Thèmes de recherche : comportements des consommateurs dans le cadre de la transition énergétique, comportements des ménages face aux signaux pour les encourager à réduire leur consommation énergétique, préférences des consommateurs pour les systèmes de stockage de l'énergie par l'hydrogène

Dernière publication : Penelope Buckley, « Prices, Information and Nudges for Residential Electricity Conservation: A Meta-Analysis », *Ecological Economics*, 172, 2020, 106635, DOI : 10.1016/j.ecolecon.2020.106635

research@penelopebuckley.com

DURAND, Étienne

EDIEC (Équipe de Droit International Européen et Comparé, EA 4185, Université Jean Moulin-Lyon 3 ; Droit (Quais) – EDIEC, 1C, avenue des Frères Lumières CS 78242, 69372 Lyon Cedex 08

Maître de Conférences en droit public, membre du Centre d'études européennes, directeur du Master Droit européen des affaires de l'Université Lyon 3

Thèmes de recherche : droit européen de l'énergie, droit économique de l'Union européenne

Dernières publications : Étienne Durand, *Électricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, Paris, Éditions LGDJ, à paraître en

2021 ; Étienne Durand, « Le marché au service de la démocratie. L'exemple de la protection de l'environnement », *in*. É. CARPANO & G. MARTI (dir.), *Démocratie et Marché dans l'Union européenne*, Bruxelles, Bruylant, 2021, p. 291-305 ; Étienne Durand, « Aide d'État et nucléaire. Le jeu d'équilibriste de la CJUE (note sous CJUE, Gde ch., 22 sept. 2020, *Autriche c. Commission*, aff. C-594/18 P) », *Lexis Nexis 360 Secteur public*, 14 décembre 2020 ; Étienne Durand « Indépendance des autorités de régulation, l'arbre qui cache la forêt », Note sous CJUE, 11 juin 2020, *Prezident Slovenskej republiky*, aff. C-378/19, *Énergie – Environnement – infrastructures*, 8-9 (septembre), 2020, comm. 24 ; Étienne Durand, « Une lecture de la décision QPC *Force 5* au prisme du principe de participation du public (Cons. const., 28 mai 2020, n° 2020-843 QPC) », *Droit de l'environnement*, 291 (juillet-août) 2020, p. 243-250 ;

etienne.durand1@univ-lyon3.fr

LE BAUT-FERRARESE, Bernadette

EDIEC (Équipe de Droit International Européen et Comparé, EA-4185), Université Jean Moulin-Lyon 3 ; Droit (Quais) – EDIEC, 1C, avenue des Frères Lumière CS 78242, 69372 Lyon Cedex 08

Professeure de droit public

Thèmes de recherche : droit et politique de la transition énergétique

Principales publications : Bernadette Le Baut-Ferrarese (dir.), *Droit des énergies renouvelables*, Paris, Éditions Le Moniteur, 2008, 528 p. ; Bernadette Le Baut-Ferrarese (dir.), *Traité de droit des énergies renouvelables*, Paris, Éditions Le Moniteur, 2012, 685 p.

bernadette.ferrarese@univ-lyon3.fr

MEUNIER, Guy

INRAE-UR1303 ALISS (Alimentation et Sciences Sociales), Université Paris-Saclay ; INRA-ALISS, 65, boulevard de Brandebourg, 94205 Ivry sur Seine

Chargé de recherche, professeur chargé de cours à l'École polytechnique, responsable de l'axe « Politiques sectorielles » de la chaire Énergie et Prospérité

Thèmes de recherche : économie de l'environnement, innovation et politique climatique, transition énergétique

Dernières publications : Guy Meunier & Jean-Pierre Ponssard, « Optimal Policy and Network Effects for the Deployment of Zero Emission

Vehicles », *European Economic Review*, 16, 2020, 103449, DOI : 10.1016/j.euroecorev.2020.103449 ; Guy Meunier & Ingmar Schumacher, « The Importance of Considering Optimal Government Policy when Social Norms Matter for the Private Provision of Public Goods », *Journal of Public Economic Theory*, 22 (3), 2020, p. 630-655, DOI : 10.1111/jpet.12418 ; Guy Meunier, « Land-Sparing vs Land-Sharing with Incomplete Policies », *European Review of Agricultural Economics*, 47 (2), 2020, p. 438-466, DOI : 10.1093/erae/jbz011 ; Guy Meunier, « Economic Assessment of Nutritional Recommendations: a Comment », *Journal of Health Economics*, 65, 2020, p. 43-47, DOI : 10.1016/j.jhealeco.2019.03.003 ; Guy Meunier, Juan-Pablo Montero & Jean-Pierre Ponssard, « Output-Based Allocations in Pollution Markets with Uncertainty and Self-Selection », *Journal of Environmental Economics and Management*, 92, 2018, p. 832-851, DOI : 10.1016/j.jeem.2017.10.001

<https://sites.google.com/site/guymeui/home> ; guy.meunier@inrae.fr

PONSSARD, Jean-Pierre

CREST (Centre de Recherche en Économie et Statistique ; UMR 9194),
École polytechnique, CNRS, ENSAE Paris ; 5 Avenue Henry Le Chatelier,
TSA 96642, 91764 Palaiseau Cedex

Directeur de recherche émérite, directeur scientifique de la chaire
Énergie et Prospérité

Thèmes de recherche : économie industrielle, économie de l'environnement, théorie des jeux

Dernières publications : Guy Meunier & Jean-Pierre Ponssard, « Optimal Policy and Network Effects for the Deployment of Zero Emission Vehicles », *European Economic Review*, 16, 2020, 103449, DOI : 10.1016/j.euroecorev.2020.103449 ; Anna Creti, Alena Kotelnikova, Guy Meunier & Jean-Pierre-Ponssard, « Defining the Abatement Cost in Presence of Learning-by-Doing: Application to the Fuel Cell Electric Vehicle », *Environmental and Resource Economics*, 71, 2018, p. 777-800, DOI : 10.1007/s10640-017-0183-y ; Julien Brunet & Jean-Pierre Ponssard, « Policies and Deployment for Fuel Cell Electric Vehicles an Assessment of the Normandy Project », *International Journal of Hydrogen Energy*, 42 (7), 2017, p. 4276-4284, DOI : 10.1016/j.ijhydene.2016.11.202 ; Frédéric Branger, Jean-Pierre Ponssard, Oliver, Ponssar Sartor & Misato Sato, « EU

ETS, Free Allocations, and Activity Level Thresholds: The Devil Lies in the Details », *Journal of The Association of Environmental and Resource Economists*, 2 (3), 2015, p. 401-437, DOI : 10.1086/682343

<http://ponssard.net/> ; jean-pierre.ponssard@polytechnique.edu

REMITA, Hynd

Institut de Chimie Physique (UMR 8000, CNRS), Université Paris-Saclay ; Bâtiment 349 – Faculté des Sciences d'Orsay, 15, avenue Jean Perrin, 91405 Orsay

Directrice de Recherche au CNRS, coordinatrice de l'Initiative de Recherche Stratégique (IRS) MOMENTOM, Université Paris-Saclay

Thèmes de recherche : synthèse de nanomatériaux, nanoparticules métalliques, radiolyse, photocatalyse, génération d'hydrogène, traitement de l'eau

Publications principales en lien avec le présent ouvrage : Xiaojiao Yuan,

Cong Wang, Diana Dragoë, Patricia Beaunier, Christophe Colbeau-Justin & Hynd Remita, « Highly Promoted Photocatalytic Hydrogen

Generation by Multiple Electron Transfer Pathways », *Applied Catalysis B: Environmental*, 281, 2021, 119457, DOI : 10.1016/j.apcatb.2020.119457 ;

Xiaojiao Yuan, Diana Dragoë, Patricia Beaunier, Daniel Bahena Uribe, Laurence Ramos, Maria Guadalupe Méndez-Medrano & Hynd Remita,

« Polypyrrole Nanostructures Modified with Mono- and Bimetallic Nanoparticles for Photocatalytic H₂ Generation », *Journal of Materials Chemistry A*, 8 (1), 2020, p. 268-277, DOI : 10.1039/C9TA11088G ;

Jully Patel, Xiaojiao Yuan, Stéphanie Mendes Marinho, Winfried Leibl, Hynd Remita & Ally Aukauloo, « Visible Light-Driven Simultaneous Water

Oxidation and Quinone Reduction by a Nano-Structured Conjugated Polymer Without Co-catalysts », *Chemical Science*, 11 (28), 2020, p. 7324-7328, DOI : 10.1039/d0sc02122a ;

Maria Guadalupe Méndez-Medrano, Ewa Kowalska, Anaïs Lehoux, Alexandre Herissan, Bunsho Ohtani, Daniel Bahena, Valérie Briois, Christophe Colbeau-Justin, C.; José Luis

Rodríguez-López & Hynd Remita, « Surface Modification of TiO₂ with Ag Nanoparticles and CuO Nanoclusters for Application in Photocatalysis », *The Journal of Physical Chemistry C*, 120 (9), 2016, p. 5143-5154, DOI :

10.1021/acs.jpcc.5b10703

hynd.remita@universite-paris-saclay.fr

SCHEMBRI, Patrick

CEARC (Cultures, Environnements, Arctique, Représentations, Climat, UR 4455) ; Université de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines ; 11, Boulevard d'Alembert, 78280 Guyancourt

Maître de conférences en sciences économiques, membre de l'Observatoire de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines (UMR CNRS-UVSQ), coordinateur scientifique de l'axe Sciences Humaines et Sociales, Initiative de Recherche Stratégique (IRS) MOMENTOM, Université de Paris-Saclay

Thèmes de recherche : la modélisation théorique et appliquée, l'économie de la croissance et des changements climatiques, l'économie de l'innovation et des transferts de technologies vertes, la théorie du capital naturel et le développement soutenable, la transition énergétique, l'agriculture et la relation formation-emploi

Publications en lien avec le présent ouvrage : Patrick Schembri & Katia Radja, « Editorial », in P. Schembri & K. Radja (eds), « Green Growth and Sustainability: New Challenges for an Economics of Quality », *International Journal of Sustainable Development*, Special Issue, 18 (1-2), 2015, p. 1-8 ; Pierre Grou, Dominique Mertens-Santamaria, Katia Radja & Patrick Schembri, *Pour une nouvelle industrialisation des régions françaises*, Paris, L'Harmattan, 2012, 101 p. ; Alain Nicolas, Katia Radja & Patrick Schembri, « Vulnerability and Training-Employment Relationship: The French Case », *The European Journal of Qualification*, 3 (June), 2011, p. 13-18 ; Olivier Petit & Patrick Schembri, « Régimes de gouvernance pétrolière et conflits des mobiles sécuritaires », in C. Serfati (dir.), *Une économie politique de la sécurité*, Paris, Édition Karthala, 2009, p. 161-180 ; Patrick Schembri & Olivier Petit, « Clean Technology Transfers and North-South Technological Gap: An Important Issue for Environmental Policies », *Économie internationale / International Economics*, 120 (4), 2009, p. 109-129, DOI: 10.3917/ecoi.120.0109

patrick.schembri@uvsq.fr

Édition et mise en page : Flavie Lavallée
Couverture et infographies : Clara Hinoveanu
Relecture en anglais : Ben Skuse

ÉNERGIES « NOUVELLES » ET SOCIÉTÉ

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE

À LA CROISÉE DES CHEMINS ET DES SAVOIRS

Les mutations importantes imposées par l'urgence climatique, la digitalisation accélérée des activités économiques et la crise sanitaire interrogent la manière dont on comprend le monde et ses évolutions. À ce titre, l'énergie demeure au centre des débats sur l'avenir des sociétés. Les deux derniers siècles ont été marqués par des progrès considérables, qui ont reposé sur un usage intensif des ressources énergétiques à l'origine de problèmes d'ordres écologique et technologique. Les réponses actuelles proposées reposent à la fois sur la pleine maîtrise de la consommation d'énergie et la forte pénétration des sources renouvelables dans les mélanges énergétiques utilisés. Or, ces réponses sont sources de défis pour les acteurs des filières énergétiques, les usagers et les décideurs politiques. En effet, la transition énergétique actuelle doit promouvoir la sobriété énergétique requise pour préserver la stabilité du climat, tout en garantissant le droit d'accès à une énergie bon marché.

Comment pareille transition rencontre-t-elle le droit par référence à la protection des libertés individuelles et à la garantie de la sécurité de chacun ? Sous quelles conditions les innovations technologiques, telles que la solution hydrogène pour la mobilité et la batterie pour le stockage de l'énergie électrique, peuvent-elles être déployées à grande échelle ? Quels sont les obstacles à l'appropriation par les usagers des technologies contribuant à la maîtrise de leur consommation d'énergie ? Telles sont les questions traitées dans cet ouvrage qui rassemble des contributions présentées lors du workshop MOMENTOM (*MO*leculas and *MA*terials for the *EN*ergy of *TO*morrow) du 21 novembre 2019 à la Maison des Sciences de l'Homme Paris-Saclay. S'inscrivant dans le cadre de l'Initiative de Recherche Stratégique du même nom, l'approche originale adoptée dans ces pages vise à croiser les regards de chimistes, économistes et juristes sur les modèles de référence et autres systèmes de représentation de la transition énergétique actuelle.

