

Le nucléaire dans un Monde neutre en carbone. Quelle évidence?

Dominique FINON

Publié dans *Annales des Mines , Responsabilité Sociale et Environnement*, juillet 2019

Résumé

Pour beaucoup, le nucléaire est condamné à disparaître au plan mondial devant le succès économique des renouvelables (EnR) qui contraste avec ses déboires actuels. On démontre ici par l'absurde qu'une décarbonation du secteur électrique mondial sans nucléaire et sur la base des seules EnR rencontrera des obstacles physiques et économiques incontournables, ce qui se reflète dans les scénarios mondiaux recensés récemment par l'IPCC pour conjurer la croissance des émissions . Reste à trouver des solutions pour rehausser la valeur économique du nouveau nucléaire et de toutes les technologies non émettrices en créant une rente carbone, inexistante à l'heure actuelle, et en réduisant son incompatibilité avec le capitalisme financiarisé, ce que l'on fait déjà très largement pour les EnR.

Mots-clés: Nucléaire, décarbonation, renouvelables intermittentes, prix du carbone, risque d'investissement, économies émergentes, économies développées (Nuclear, decarbonization, variable renewables, carbon price, investment cost, emerging economies, developed economies)

Trois ans après la COP21, les émissions de CO₂ continuent d'augmenter, et le monde est en voie de perdre la bataille climatique. Aujourd'hui encore, près des trois-quarts de l'électricité provient du charbon, du gaz ou du pétrole. Respecter une trajectoire de réchauffement inférieure à 2°C nécessiterait que 80 % de l'électricité soit décarboné à l'horizon 2050, voire 100 % selon certaines études (IPCC, 2015). Beaucoup, grisés par l'observation des baisses radicales des prix de revient des EnR à apport variables (respectivement 30 % pour l'éolien à terre, 50% pour l'éolien en mer et 65% pour le solaire PV de grande taille selon les chiffres récents de l'International Energy Agency (ETP report, 2017)) n'hésitent pas à envisager un futur décarboné dans le secteur électrique mondial qui reposerait sur le recours massif aux EnR, en excluant les autres technologies bas carbone, le nucléaire en tête.

La mauvaise passe traversée par le nucléaire depuis l'accident de Fukushima pourrait plaider en faveur d'une telle vision du futur dont il serait banni. La part du nucléaire dans la production électrique mondiale tend à diminuer depuis le maximum de 18% en 1996, s'établissant à 11 % en 2017, tendance qui devrait se poursuivre sur la prochaine décennie selon l'International Atomic Energy Agency (IAEA, 2018). L'abandon progressif de l'énergie nucléaire a été confirmé dans sept pays européens, rejoints en 2016 par Taïwan et la Corée du sud qui ont décidé d'un moratoire à la suite d'un changement politique. Les complications de la construction des premiers réacteurs avancés en Europe et aux Etats-Unis ont jeté une suspicion supplémentaire sur l'économie du nouveau nucléaire. Mais est-ce pour autant que l'on puisse se passer de nucléaire, pour procéder à la décarbonation du secteur électrique mondial croissant (+80 à 100% à attendre d'ici 2050) avec les EnR assumant 80 à 100% de la production mondiale? Est-ce pour autant qu'il ne faille pas faire figurer le nucléaire dans la liste des technologies bas carbone dans l'accord de Paris ?

On détaille par la suite les raisons pour lesquelles le nucléaire jouera un rôle dans la "deep decarbonisation" globale en critiquant le réalisme des scénarios à très forte part d'énergies renouvelables. Puis on identifie les conditions réglementaires et économiques qui

permettraient au nucléaire de se développer efficacement dans les économies émergentes dirigistes et de sortir de sa crise actuelle dans les économies développées régulées par le Marché. On pense au “dé-risquage” des investissements lourds en capital en production électrique et à la généralisation au nucléaire des dispositifs qui valorisent les émissions de carbone évitées par les renouvelables.

1. Peut-on tabler uniquement sur les ENR pour décarboner l'électricité?

Le nucléaire n'est pas exclu des perspectives énergétiques et électriques de long terme. Le rapport spécial du GIEC de 2018 sur l'importance de ne pas dépasser le 1,5°C a balayé les nombreux exercices de prospective qui conduisent à une limitation drastique des émissions cumulées (IPCC, chapitre 4, 2018). Il montre que, sur 411 scénarios analysés, seuls 90 seraient compatibles avec le plafond de hausse de 1,5°C en se fondant sur des "hypothèses d'innovations les plus élevées" en y incluant le nucléaire. Sa part tourne autour de 10% de la production électrique totale en 2050, mais pas au-delà. Le recours au nucléaire y est limité non pas sur une base économique, mais en lui imposant un surcoût artificiel qui reflèterait le rejet social dans certains pays et les difficultés de maîtrise de cette technologie complexe en respectant des standards de sûreté les plus élevés pour la rendre acceptable dans les autres pays. En prenant le problème sous un autre angle pour expliquer pourquoi le nucléaire doit jouer un rôle dans la *deep decarbonisation* aux côtés des ENR, on peut raisonner par l'absurde en démontrant l'irréalisme physique et économique des scénarios à très fortes parts d'ENR (80% et plus) dans le secteur électrique mondial.

- **Les contraintes physiques**

Les pays tablant sur un recours massif sur les ENR à apports variables (EnRv), ne peuvent ignorer les contraintes physiques dues à la faible densité de leurs productions, ce qu'évitent les projets nucléaires. En termes d'emprise au sol, pour produire 1 TWh par an, il faut en gros 60 km² par ferme éolienne terrestre, 10 km² par panneaux solaires, mais moins de 0,6 km² par une installation nucléaire. Une production de 100 TWh par des éoliennes demanderait donc 6000 km², par panneaux PV, 1000 km² et par nucléaire seulement 60 km². Si il est matériellement possible de mobiliser autant de foncier à très grande échelle, ce serait dans les pays à densité démographique moyenne et forte à des coûts économiques et politiques très élevés avec des problèmes croissants d'acceptabilité sur les projets. Par ailleurs des contraintes se concrétiseront également sur les besoins de matériaux de base, à côté de celles bien connues sur les métaux rares. On peut calculer qu'un MW de solaire PV mobilise 10 fois plus d'acier et 12 fois plus de cuivre pour produire la même quantité d'énergie électrique chaque année qu'un MW nucléaire qui produit 5 fois plus d'électricité (Beutier, 2018)¹. L'étude de référence de Vidal, Arndt et Goffé (2013) sur les besoins de matériaux de base dans un scénario mondial à 100% ENR d'ici 2050 dans le secteur électrique, montre que les montants cumulés de béton, d'acier, d'aluminium, de cuivre et de verres immobilisés dans les équipements éoliennes et PV représentent de 2 à 8 fois la production mondiale de ces matériaux en 2010. De façon concrète on peut s'attendre à des hausses de prix importantes, qui se répercuteront sur les coûts de ces équipements.

- **Les contraintes économiques**

¹ Voir aussi à partir des données de besoins de matériaux par MW du récent rapport de la Banque Mondiale “The growing role of minerals and metals for a low carbon future”)

En termes économiques, le coût total de production par des mix électriques à 80-100% d'ENR ne manquera pas de s'écarter de ce qu'il serait dans un mix optimisé sans que l'on "force" le développement des EnRv. La différence croissante entre les coûts totaux est due au besoin croissant de technologies flexibles (turbines à rampe rapide, stockages, pilotage de la demande par effacement) et de capacités de pointe supplémentaire pour assurer la sécurité de fourniture et la stabilité du système. Elle est due également au développement accru des réseaux de transport et de distribution du fait de la dispersion géographiques des productions ENR. A ceci s'ajoute un phénomène moins connu, celui de la baisse de valeur des productions de MWh d'EnRv au fur et à mesure de leur développement dans un système électrique: cette valeur baisse du fait de l'autocorrélation des productions éoliennes entre elles, comme de celle des productions PV entre elles. Il s'en suit qu' à partir d'un certain niveau de développement des EnRv dans le système, les revenus de tout nouvel investisseur en EnR sur les marchés électriques ne permettent plus de recouvrir ses coûts fixes en capital, et en exploitation. Dépasser la part optimale des ENRv dans le mix électrique en s'appuyant sur des dispositifs de soutien de type tarifs d'achat comme le font les politiques visant des parts d'EnR de 80-100%, a un coût d'opportunité croissant par rapport aux politiques modérées, et ce d'autant plus qu'elles peuvent mobiliser le nucléaire. Ce coût se retrouvera forcément dans la facture des consommateurs.

Ce seuil s'établit autour de 10 % dans les pays européens où l'option nucléaire reste ouverte. Les techniques de stockages perfectionnées dont on ne cesse de nous vanter les mérites, ne rehaussera que de 4 à 5% ce seuil sans être la panacée économique qu'on nous annonce (Hirth, 2016 ; Villavicencio et Finon, 2018). Dans les pays où l'option nucléaire est fermée, la part optimale des EnRv dans le mix ne monte pas au-delà de 40% environ (Hirth 2015), même avec un prix élevé du prix du carbone qui pénaliserait lourdement les équipements fossiles. Tôt ou tard, la question de ce coût viendra sur la table devant la croissance très rapide du montant de la taxe dédiée qui sert à financer le surcoût de la politique, comme on l'a vu récemment en Allemagne où cette taxe pour les ménages et PME atteint 70€/MWh à comparer au prix de marché de 50-60 €/MWh auquel elle s'ajoute, et ce pour une part de production d'EnRv de 28 % bin loin des 80-100% qu'elle veut atteindre dans le futur.

Dans les pays émergents ans, le secteur électrique n'a été libéralisé que de façon modérée avec un régime d'Acheteur unique qui maintient le rôle central au planificateur. On assiste actuellement au développement de contrats avec des investisseurs en projets EnR faciles à mettre en œuvre, mais tôt ou tard, après qu'on dépasse un seuil de part optimale d'EnR dans le mix électrique, le planificateur commencera à s'interroger sur le coût d'opportunité de ce développement à grande échelle, devant l'importance des coûts de système (back-up, technologies flexibles, réseaux supplémentaires, etc.) et l'absence de réduction d'émissions du fait du besoin de centrales fossiles en back-up. Certes, dans les pays émergents à fort ensoleillement où les besoins de climatisation vont se développer, les productions de solaire PV vont présenter une valeur économique bien meilleure que dans les pays développés de zone tempérée grâce à la bonne corrélation entre productions solaires et usages de climatisation. Mais la part optimale de ce moyen de production particulier ne dépassera pour autant un niveau de 15-20%. Il s'en suit que dans les pays prenant au sérieux leurs engagements climatiques et pouvant disposer de ressources en capitaux, la production nucléaire pourrait occuper une place non négligeable sans que les EnR restreignent son champ de développement. Dans ceux qui s'ouvrent à la démocratie, reste à y rendre l'option

nucléaire socialement acceptable par l'imposition des conditions de sûreté très strictes et la mise en place d'institutions de contrôle compétentes et indépendantes.

Tout bien pesé, étant donné les contraintes physiques et économiques qui pèseront sur le développement à très grande échelle des EnR, des facteurs puissants devraient inciter un grand nombre d'Etats à considérer avec intérêt l'option nucléaire: acceptabilité locales des projets EnR, contrainte foncière, renchérissement des matériaux de base et des projets, coût d'opportunité croissant des politiques électriques tout EnR, etc. D'ici là des dispositions devront être prises pour limiter les handicaps économiques et financiers du nucléaire dans les économies de marché et les pays émergents

2. Surmonter les handicaps économiques du nucléaire

La technologie nucléaire est d'abord pénalisée par le peu de compatibilité de ses caractères avec le fonctionnement des démocraties industrielles qui conduit à une amplification irraisonnée de la perception de ses risques par le public. A ceci s'ajoute le caractère très capitalistique de la technologie nucléaire qui la rend peu compatible avec le capitalisme financier et la norme libérale qui régissent actuellement les économies développées. Les projets nucléaires sont à fort CAPEX avec de très longues durées d'immobilisation des capitaux pendant les années de construction et un temps de retour sur investissement très étiré n'attirent aucunement la "Finance"². De plus la libéralisation des secteurs électriques dans les économies développées a renchéri très sensiblement le prix du capital du fait des risques accrus par rapport à l'ancien régime de monopole réglementé. Ces changements ont eu aussi des effets très significatifs sur les coûts du nucléaire. Le passage d'un taux de 5% à 10% augmente le prix de revient par MWh de 65 à 110\$/MWh, soit 70% lorsque le coût d'investissement sec est de 5250\$/kW, selon la Nuclear Energy Agency de l'OCDE (NEA-OECD, 2015a, p. 122).

Les économies émergentes ont des structures politiques et industrielles différentes, notamment avec un secteur électrique non libéralisé. La dynamique des coûts diffère largement dans les pays émergents où le système électrique est resté proche du régime de monopole public, avec l'établissement du régime d'Acheteur unique et où les risques d'investissement sont reportés sur les consommateurs. Les problèmes économiques inhérents aux caractères de la technologie nucléaire sont plus facilement surmontables. Il s'en suit que ces économies représentent le champ principal de développement du nucléaire d'ici 2050. Dans son survey annuel de 2018, l'IAEA -- qui anticipe une stabilisation de la part du nucléaire à 10-11% d'ici 2050 avec le passage de la capacité installée de 392 à 748 GW -- considère que 90% de la croissance des capacités s'effectuera dans les économies émergentes, et en particulier en Asie de l'Est et du Sud (IAEA, 2018). En Europe, Russie et Amérique du Nord, les créations de capacités compenseront tout juste les fermetures d'équipement.

- **Des handicaps surmontables dans les économies émergentes**

² Les projets ENR sont plus compatibles avec les critères des financiers car ils mobilisent moins de capitaux par projets, sont plus vite construits (2 ans au lieu de 7-8 ans,, et surtout bénéficient de dispositifs garantissant leurs revenus par MWh, comme on le voit plus loin.

Les structures industrielles des économies émergentes avec un secteur électrique peu libéralisé permettent de réduire très sensiblement le coût du financement (avec des coûts du capital inférieur à 5%), de développer un partenariat durable entre le constructeur et les électriciens comme en Chine et Corée du sud, et de pouvoir rechercher des effets de série et de standardisation en s'appuyant sur le même modèle de réacteurs. La maîtrise des coûts de construction est plus facilement réalisable car ces pays installent d'abord des réacteurs de 2^e génération de technologie éprouvée et de puissance de 900 à 1200 MW mieux adaptée. Le régime de l'acheteur unique ouvre sur la possibilité de signer des contrats de long terme à prix garantis entre l'investisseur et l'acheteur unique (l'ex-monopole public), ce qui permet d'effacer les risques de marché (prix, volume) et réduire significativement le coût du capital. De plus, dans les pays ayant une industrie de construction électromécanique, celle-ci cherche à s'élargir vers la construction nucléaire en recherchant un transfert efficace de technologies avec un vendeur étranger. Dans de tels contextes, il s'établit spontanément une relation partenariale avec les entreprises électriques acheteuses elles-mêmes dotées d'une forte capacité d'engineering. C'est une source d'efficacité indéniable comme on le voit en Chine et en Corée du sud qui ont répliqué le modèle français des années 70-80. Les coûts des réacteurs de deuxième génération y ont été bien maîtrisés, les coûts secs d'investissement de ces réacteurs s'établissant entre 1800 à 2000 \$/kW selon la NEA-OECD (2015a, p. 215), soit trois fois moins que le coût des premiers EPRs européens.

Ceci dit, la contrainte de financement pour investir dans des équipements nucléaires dans les autres économies émergentes reste forte³. Le contexte de rareté des ressources financières qu'il faudrait diriger vers les investissements de long terme en équipements lourds en capital et les crises récurrentes de la dette publique dans de nombreux pays (Moslener et al., 2015). Les organismes multilatéraux, la Banque Mondiale en tête, excluent les équipements nucléaires de leurs règles d'obtention de prêts. Il s'en suit que les vendeurs internationaux qui ont la possibilité de proposer des solutions de financement propres pour la majeure partie du coût d'investissement d'un projet à 5-10 milliards de dollars bénéficient d'un avantage concurrentiel très important dans ces pays. C'est le cas du vendeur russe Rosatom dans ses nombreux succès récents à l'export, et maintenant de l'entreprise chinoise CNCC, tandis que les vendeurs, notamment Westinghouse et Framatome NP, se sentent contraints par les règles de l'OMC sur les crédits-vendeurs en ce domaine. Un déblocage des règles d'obtention de prêts de la Banque Mondiale serait sans aucun doute le bienvenu.

En toile de fonds des possibilités de développement du nucléaire sur des bases économiques solides dans ces pays, ce déploiement impose un certain nombre d'exigences en matière institutionnelle pour assimiler et exploiter cette technologie complexe de façon sûre. Il doit s'y développer une culture de sûreté effective à côté de la mise en place d'une autorité de réglementation compétente et indépendante, ce qui suppose une stabilité de la puissance publique, l'atteinte d'un niveau suffisant de capacité institutionnelle et du respect de la règle de droit. L'achat de centrales nucléaires par un pays "primo-accédant" doit ainsi s'accompagner d'un transfert progressif de compétences non seulement dans le domaine technologique, mais aussi dans celui de la sûreté dans le cadre du contrat de vente (comme dans le cas de la vente des 4 réacteurs par la Corée du sud aux Emirats). Ceci doit se faire en s'adossant au régime international de contrôle de la sûreté nucléaire, qui organise une

³ Sur les questions de financement des investissements en réacteurs nucléaires, voir NEA-OECD, 2015, Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Paris OECD.

coopération active des pays, des autorités de sûreté et des exploitants sous l'égide de l'AIEA, qui est basée sur le contrôle par des pairs.

- **Economies libéralisées: des handicaps encore difficiles à surmonter**

Dans les pays développés où le nucléaire traverse la passe très difficile du réapprentissage industriel sur la base de réacteurs de 3^e génération, il doit aussi se confronter aux contraintes de gestion des risques d'investissement et de marché qui sont le lot de tout projet très capitalistique dans le régime libéral actuel. En parallèle l'environnement des marchés de combustibles fossiles des vingt dernières années avec la baisse des prix du gaz et du charbon, et de l'échec des politiques climat-énergie à parvenir à tarifier le prix du carbone de façon crédible compliquent un peu plus l'équation économique du nucléaire. Les systèmes de permis d'émissions échouent partout à établir un signal-prix consistant et anticipable tandis que les politiques de promotion directe des technologies bas carbone sont exclusivement centrées sur les EnR qui, malgré la baisse spectaculaire de coûts, continuent de bénéficier de dispositifs de soutien leurs garantissant des revenus par MWh.

Peut-on attendre de bonnes nouvelles du côté technologique pour le coût du nucléaire? Les ré-apprentissages en cours sur les réacteurs Gen III sont à l'évidence porteurs de baisse de coût, sachant que seules des têtes de série ont été construites⁴. En France pour les EPR-NM optimisés qui seront construits par pairs, les coûts secs d'investissement (overnight cost) devraient être réduits de 30% au moins grâce à la rationalisation de l'ingénierie, certaines simplifications de conception, la meilleure intégration des sous-traitants désormais requalifiés "nucléaire", sans parler des divers moyens de réduire les coûts financiers (Berthélémy et Dévézeaux, 2018). Il en sera ainsi avec le Hualong chinois qui est déjà de conception plus simple que l'EPR, après la réalisation de la première paire et qui pourrait dominer le marché international d'ici 10 ans. De façon plus spéculative, on peut imaginer trouver des solutions technologiques "disruptives" pour rendre le nucléaire plus compatible avec les contraintes de financement, solutions sur lesquelles la communauté nucléaire internationale réfléchit entre autres (voir par exemple MIT, 2018)⁵. Les réacteurs modulaires SMR (Small Modular Reactors) de 50 à 120 MW constituent une telle possibilité (voir l'article de J.G. Dévézeaux dans ce même numéro). Mais il ne faut pas minorer les coûts d'entrée de tout nouveau type de réacteurs par rapport aux avantages des techniques bien en place de réacteurs à eau légère Gen II/II⁺ pour répondre aux besoins d'électricité de bien des pays.

Concernant à présent les possibilités d'améliorer la position économique du nouveau nucléaire dans les pays fortement engagés en matière climatique, elles sont de deux ordres: donner une valeur significative aux émissions de carbone évitées pour élever la valeur économique des investissements nucléaires, et limiter les risques pour les investisseurs pour réduire drastiquement le coût du capital.

En premier lieu donc, il faudrait parvenir à mettre en place des systèmes de permis, qui envoient un signal-prix crédible, de niveau significatif et prévisible. Actuellement aucun système de permis mis en place au monde n'y parvient. L'instauration de planchers de prix pourrait limiter en partie cette déficience, mais il est douteux qu'il soit établi à un niveau

⁴ Que ce soit pour pour l'EPR de Framatome NP, l'AP1000 de Westinghouse-Toshiba, l'APR1200 de KEPCO (Corée du sud), le VVER 1200 de Rosatom (Russie) et le Hualong de CNNC (Chine)

⁵ MIT, 2018, "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World"

significatif qui conduise au déclenchement d'investissements dans les EnR, comme dans le nucléaire par les seuls revenus du marché, désormais rehaussés. Faute d'avoir un prix du carbone crédible, il existe une façon indirecte de valoriser les tonnes de carbone évitées par des équipements bas carbone, EnR comme nucléaire: la mise en place d'obligations d'énergie propre placées sur les fournisseurs d'électricité. Elles correspondent à des obligations de certificats verts élargies au nucléaire, comme celles qui viennent d'être décidées dans plusieurs juridictions des Etats-Unis pour les Renewables Portfolio Standards. Ce dispositif, qui repose sur une croissance de l'obligation sur une trajectoire de long terme, donne un surcroît de rémunération non négligeable par MWh d'électricité propre. Mais il ne résout pas le problème crucial de gestion des risques d'investissement en nucléaire, comme d'ailleurs pour les projets EnR d'ailleurs. Aux risques de marchés électriques s'ajoute le risque sur les prix du certificat d'"énergie propre" fixés par le marché d'échanges des certificats, qui est très variable d'une année sur l'autre et qui est soumis aux incertitudes du design du dispositif, comme le montre l'expérience anglaise de la Renewables Obligation en place de 2002 à 2016

En second lieu, pour résoudre le problème du peu de compatibilité du nucléaire avec l'économie de marché et la financiarisation, il existe une solution "2 en 1" alliant à la fois la valorisation des émissions évitées et la sécurisation des revenus unitaires de toutes les technologies bas carbone sur le long terme. Elle a déjà été adoptée par les Etats européens pour les seuls projets EnR. Il s'agit des dispositifs de contrats de long terme attribués par enchères qui garantissent les revenus unitaires en ajoutant une rémunération complémentaire flexible à celle des prix horaires du marché électrique. Il s'agirait donc d'élargir ces dispositifs au nucléaire et au "charbon propre" (CSC) pour traiter de la même façon toutes les technologies bas carbone. C'est ce que font les Britanniques avec le contrat encadrant l'investissement d'Hinkley-Point C entre EDF-Energy et le gouvernement britannique. Une telle politique permettrait à toutes les technologies bas carbone de rivaliser en fonction de leurs mérites. Cette solution combinerait deux avantages: compenser les déficiences patentées de la tarification du carbone et faire baisser radicalement le coût du capital pour les investisseurs en nucléaire.

3. Conclusion

Le nucléaire n'est pas la réponse-miracle aux engagements climatiques dans le secteur électrique. Mais il constitue une des réponses au défi climatique au côté des EnR dans ce secteur. Il serait dommage que le Monde se prive d'une telle technologie, d'autant que les coûts seront mieux maîtrisés dans le futur, du fait des ré-apprentissages en cours sur les réacteurs Gen III et l'adoption de solutions permettant de réduire les coûts financiers des investisseurs. Si l'on continue d'exclure le nucléaire de la liste des technologies bas carbone reconnues comme c'est encore le cas dans l'accord de Paris, la limitation du risque de changement climatique risque d'être autrement plus ardue. On le voit déjà avec la multiplication actuelle de projet de centrales à charbon dans les économies émergentes. Que se passera-t-il quand les opinions publiques et les gouvernements hostiles au nucléaire découvriront et admettront que les ENR ne peuvent pas à elles seules être le seul vecteur de la "deep decarbonisation" dans le secteur électrique? Les solutions qui ont été évoquées ci-dessus ne sortiront pas du chapeau d'un planificateur bienveillant. Elles exigent à l'évidence un soutien politique clair et cohérent, ce qui ne saurait subvenir sans cette prise de conscience.

Références

Beutier D. 2018, Politique énergétique et biodiversité : éloge du concentré, Revue de l'énergie, n° 640

Hirth, L. (2016): The Optimal Share of Variable Renewables , The Energy Journal. 36 (1), p.127-162.

IAEA, 2018, Energy, electricity and nuclear power estimates for the period up to 2050. Wien: IAEA

IPCC 2018, Strengthening and implementing the global response, in Special Report : Global Warming of 1.5 °C, Chapter 4.

IPCC-WG III, 2014, Mitigation of Climate Change, 5th IPCC Report, Chapter 4.

IEA, 2017, Energy Technology Perspectives (ETP) 2017: Catalysing Energy Technology Transformations Together Secure Sustainable. Paris: OECD.

MIT, 2018, The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World. Cambridge (Mass).

Moslener U., Cochran I., et al.. 2015. Shifting Private Finance towards Climate-Friendly Investments: Policy Options for Mobilising Institutional Investors' Capital for Climate-Friendly Investment. <http://bibliotecavirtual.minam.gob.pe/biam/handle/minam/1880>.

NEA-OECD, 2015a, Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition, Paris, OECD

NEA-OECD, 2015b, Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. Paris OECD

SFEN, 2018, Urgence climatique: peut on se passer de nucléaire? Note SFEN, Octobre 2018

Vidal, O., Goffé, B. et Arndt, 2013. N. Metals for a low-carbon society. Nature Geoscience 6, 894–896 (2013).

Villavicencio M. et Finon D. 2018b. The social efficiency of electricity transition policy of electricity transition policies based on renewables: Which ways of improvement? Working Paper 36 Chaire CEEM, Dauphine University. October 2018