

Les sept coûts de l'énergie électrique renouvelable intermittente

Il existe une myriade d'études sur les coûts de l'énergie électrique, de très haut niveau, scientifique ou prospectif et aussi lobbyiste. Mais, au-delà de leur accès difficile pour le commun des mortels, elles mélangent souvent différents types de coûts, et surtout se limitent au coût de production, sans tenir compte des besoins ou effets extérieurs qu'elles créent, notamment dans le cas des nouvelles énergies. Nous nous limitons ici à une description des coûts, qui sera probablement jugée simpliste par les experts, mais pourra éclairer un peu la lanterne des autres. L'acceptabilité est un moteur important de la réussite ; la simplification et la transparence en sont les éléments indispensables.

L'économie n'apparaît pas souvent dans les décisions politiques liées à l'énergie et au dérèglement climatique, bien que le développement durable en fasse l'un de ses trois piliers. Les industriels, les politiques relayés par les médias présentent leurs objectifs sur leur face attractive : les coûts de production baissent, qui ne s'en réjouirait pas ? Alors pourquoi les prix montent ? Et les consommateurs sont-ils les seuls à participer aux exigences de la transition énergétique* ?

C'est pour ces raisons que l'éthique d'objectivité, apolitique, loin des idéologies ou d'intérêts quelconques, incite le comité énergie des Ingénieurs et Scientifiques de France à apporter un éclairage sur ces aspects économiques : la mesure est l'outil essentiel de leur métier et est indispensable aux études économiques. Cette réflexion se heurte à deux difficultés : la complexité des mécanismes économiques, l'abondance et la variété des informations publiques, parfois incomplètes, où la définition des termes utilisés n'est pas toujours la même. Face à ce foisonnement, l'étude présente ne prétend pas être une étude parfaite, voire exhaustive. Elle permet cependant de faire ressortir quelques tendances et quelques ordres de grandeur importants pour l'avenir, à partir de raisonnements schématiques, appuyés sur des données très nombreuses, tirées de sources publiques, reconnues et aussi fiables que possible.

Nous définirons dans la première partie sept coûts s'additionnant dans une suite logique, les uns après les autres. Dans la seconde, nous les appliquerons aux électricités intermittentes avec des comparaisons aux autres électricités renouvelables, et exceptionnellement de sources fossiles.

Définitions des 7 coûts,

Nous reprenons le plus possible des appellations administratives ou professionnelles. Nous les dénommons : le coût marginal, le coût « cash », le coût économique, le coût complet, le coût extérieur, le coût induit, le coût caché.

1 - le coût marginal : seul sont pris en compte les frais variables liés à la production en instantané.

2- le coût « cash » : la Cour des comptes appelle le coût Cash, « décaissement en monnaie des espèces sonnantes et trébuchantes » ; l'exploitation future d'un moyen de production ne dépend pas des coûts passés et de la rémunération attendue, mais seulement des coûts et recettes actuels et futurs, selon la SFEN-Société Française d'Énergie Nucléaire qui l'a repris à son compte. Les frais fixes concernent exclusivement les frais liés à la production, comme le personnel et l'entretien sont compris dans ce coût.

3-le coût « économique », comprend en plus les amortissements et les coûts de financement, la recherche et le développement, propres à la production considérée.

4-le coût « complet » comprend le démantèlement et la gestion des déchets. Pour l'énergie le coût moyen actualisé, ou encore le LCOE-Levelized Cost Of Energy** le remplace-. Il se différencie du coût précédent, en utilisant un taux d'actualisation. Il devrait logiquement comprendre les coûts de démantèlement et de traitement des déchets, mais ce n'est pas le cas pour les électricités intermittentes, selon l'étude ADEME 2016-2017. Le taux d'actualisation s'applique à chacun des coûts tout au long de sa durée de vie, année par année. Le LCOE est plus une estimation d'un profit à venir qu'un coût réel ; c'est un indicateur pour investir. Le taux d'actualisation affecte très sensiblement le coût de construction. Il est logique que les investissements à construction lente et à vie longue « bénéficient » d'un taux faible par rapport aux autres. Le LCOE apparait comme l'outil idéal « pour comparer deux projets concurrents, répondant à un cahier des charges identiques, à un moment et à un endroit prédéfini ». En revanche, la comparaison de projets totalement différents par le LCOE apparait très illogique pour les spécialistes, tant les conditions sont différentes, dans la temporalité, les conditions de financement, la situation géographique ou financière dans chaque pays.

5 - le coût extérieur : il comprend tout ce qui est nécessaire pour exploiter la production et la commercialisation : non seulement les réseaux de transport et de distribution, mais aussi, en ce qui concerne les électricités intermittentes, le marché de capacité, le stockage, voire le comptage électronique, rendu nécessaire pour mieux gérer les fluctuations intempestives qu'elles créent.

6- le coût induit : il comprend les effets négatifs créés par l'apparition de nouvelles ressources, non seulement par l'arrêt d'activités de production devenues indésirables ou superfétatoires, créant des problèmes sociaux et économiques, mais aussi sur le marché : l'excédent de production lié au développement des électricités intermittentes conduit à un prix de marché de gros de plus en plus faible, dans l'attente d'une solution économique européenne, voire technologique comme le stockage.

7- le coût caché pour l'ensemble de la société : les professionnels de l'électricité, ou les lobbies nous vantent la baisse des coûts de production, sans jamais dévoiler ce qu'on peut calculer, difficilement, en s'appuyant sur les documents publics de l'administration et qui explique pourquoi les prix augmentent, simultanément. Il comprend aussi les dépenses non affectées aux consommateurs, mais aux contribuables, par des subventions européennes, françaises ou des collectivités régionales ou communales, des prêts de terrain...etc. Bien entendu, il peut aussi comprendre des frais de recherche par les organismes publics. Par exemple, si les frais liés au projet nucléaire de fusion Iter sont plutôt de la recherche fondamentale et ne semblent pas entrer dans cette catégorie, les autres comme le projet Astrid ou l'étude de nouveaux réacteurs plus simples que les EPR, sont des frais à porter dans les coûts cachés.

NB : Précautions particulières : Coûts et Prix, Emissions de CO2, Taxes et Impôts

Coûts et prix : Le coût d'un produit se définit logiquement par rapport aux acteurs qui le supportent, incluant production, transport et distribution. Le client paie un prix qui englobe ces coûts, propres au produit, en y ajoutant taxes et impôts.

Emissions de CO₂ : toutes les énergies conduisant à l'électricité émettent des émissions de CO₂, essentiellement à la construction pour les énergies renouvelables ; ce sont les émissions « grises ». Or le CO₂ a un prix, qui sera de plus en plus élevé. Il serait donc normal de l'inclure dans le

3

coût économique ou le coût complet, ce qui n'est pas le cas. De plus, si le développement des électricités intermittentes conduit à une augmentation, indirecte, des émissions de CO₂ pour la production électrique en France, nonobstant la fermeture des centrales à charbon- dont l'arrêt imposé ne peut qu'être lié à un dédommagement- l'excédent de CO₂ devrait intervenir dans le coût induit.

Taxes et Impôts : ils jouent un rôle considérable pour les consommateurs. Dans les fossiles, ils représentent plus des deux tiers du prix final des carburants, surtout si on prend aussi en compte les redevances prélevées par les pays producteurs. Notons aussi qu'augmenter plus vite les taxes sur le gas-oil, remplacé par l'essence, conduit à une émission plus importante de CO₂ ; comme quoi l'augmentation des taxes peut parfois conduire à un résultat contraire à l'objectif prioritaire. Aujourd'hui, pour l'électricité, les impôts et taxes représentent plus du tiers-36%-du prix final pour le particulier ; le coût de production moyen ne représente plus que 25% du prix final-15% en Allemagne pour un prix deux fois plus élevé. Ces taux vont continuer à diminuer, sous l'effet des coûts des électricités intermittentes détaillés ci-dessous, de sorte que les progrès faits sur les coûts de production perdent une grande partie de leur influence, comme pour les carburants fossiles. Notons aussi que la disparition programmée des carburants fossiles creusera un manque à gagner pour l'ETAT de l'ordre de 35 milliards d'Euros par an, soit environ 1000 euros par voiture. Sera-t-il transféré sur le véhicule décarboné, électrique en majorité. ?

Applications à l'énergie électrique intermittente :

Nous ne donnons que des ordres de grandeur, compte tenu l'extrême diversité des situations, mais aussi de la difficulté de connaître très précisément les données réelles.

- le coût marginal : hydraulique, éolien, solaire, ont un coût marginal quasiment nul, hors CO₂ « gris » qui a un coût, pour les quantités suivantes : 4g/kwh pour l'hydraulique, 12g/Kwh pour l'éolien, 54g/Kwh pour le solaire, 12g/kwh pour le nucléaire, source ISO Standard LCA Methods. Le coût marginal du nucléaire est très faible, probablement inférieur à 5€/Mwh- source SFEN et Ademe ; la SFEN l'évalue à 15% du coût « Cash » de 33€/Mwh, mais probablement avec un coût de l'uranium plus élevé que l'actuel, extrêmement bas. La plupart des autres énergies productrices d'électricité ont un coût marginal nettement plus élevé. Ce coût marginal est utilisé pour définir les priorités de production ; viennent donc ensuite les cogénérations gaz, les cycles combinés gaz ; les centrales à charbon sont intercalées, mais vont disparaître.

- le coût, «cash » défini par la Cour des comptes : cette notion peut être intéressante pour tous les producteurs ; elle a permis à la SFEN de montrer que le coût de production des réacteurs en service, comprenant les coûts de maintenance lourde, dont le carénage, permet la prolongation de leur durée de vie, tant que le prix de gros du marché européen ne s'effondre pas davantage.

- le coût « économique » défini ci-dessus n'apparaît nulle part dans les études consultées.

- le coût « complet », calculé par EDF, avec un taux d'actualisation de 4,8%, serait de 56,4€/Mwh pour les réacteurs nucléaires actuels prolongés à 50 ans ; la cour des comptes calcule un CCE-Coût Courant économique- qui serait de 61,6€/Mwh, si ces réacteurs avaient été conçus pour 50 ans dès le début.- réf : SFEN, coûts de production du nucléaire sept 2017-. L'Ademe a fait une étude exhaustive très complète pour les électricités renouvelables en 2016 revue en 2017, difficilement

comparable : d'une part, les coûts de démantèlement et de fin de vie ne sont pas pris en compte, d'autre part la diversité des situations est extrême selon la situation géographique, la capacité installée, les techniques utilisées, enfin le taux d'actualisation n'est pas fixé, mais remplacé par 4 taux

4

au choix : à titre d'exemple, le coût de l'éolien onshore nouveau, serait compris entre 50 et 69€/Mwh avec un taux d'actualisation de 3% et entre 76 et 105€/Mwh avec un taux d'actualisation de 10%, plus cohérent pour une durée de vie de 20 ans ; il en est de même pour le photovoltaïque : dans le cas le plus favorable, en France Sud, pour une centrale au sol avec « tracker »-dispositif d'orientation-, le coût serait compris entre 71 et 74€/Mwh avec 3% et entre 116 et 119€/Mwh avec 10% ; dans cette région le coût pour le résidentiel serait d'environ 2,5 fois plus élevé ; au Nord, les coûts sont environ 1,5 fois plus élevés que dans le sud.

-Le coût extérieur : les « nouvelles » énergies, pour la plupart très dispersées sur le territoire, doivent être connectées aux réseaux de distribution. Ce coût supplémentaire se limite là pour les énergies pilotables électriques. Mais les électricités intermittentes-dites variables ou peu pilotables-sont beaucoup plus exigeantes: 1) le réseau de transport européen est concerné ; les liaisons intereuropéennes comme les liaisons internes doivent être créées ou renforcées pour limiter l'effet des fluctuations locales de production et profiter du foisonnement ; RTE estime consacrer environ 1 milliard d'€/an spécifiquement consacré au renforcement de ces liaisons. 2) en l'absence de soleil et/ou de vent, il est nécessaire de disposer de solutions complémentaires-le « back-up »- pour assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment lors des pointes, d'où la création d'un marché de capacités, constituées soit de nouvelles centrales gaz très flexibles, soit d'effacements de consommation négociés par contrats avec des clients gros consommateurs. Notons que le nucléaire assure aussi une grande partie de la flexibilité.3) Il y a aussi des périodes de très basse consommation, que faire des excédents de production ; exemple d'explication : en Allemagne avec 18% d'électricité intermittente produite, les capacités d'électricité photovoltaïque et solaire, ont amené à doubler la capacité totale installée, les capacités classiques n'ayant pas changé, ni la consommation ; si le vent et le solaire sont au rendez-vous simultanément, il y a un excédent de production ; d'où des arrêts de production éolienne, seule flexibilité des électricités intermittentes, des prix négatifs sur le marché de gros européen ; la progression des capacités d'électricité intermittente imposera de plus en plus la création de stockages, très coûteux quelle qu'en soit la nature, dont les batteries, malgré leurs progrès considérables mais encore insuffisants, et sans résoudre la totalité des situations. 4) faire des électricité intermittentes les seules responsables de l'installation des compteurs Linky peut être contesté, mais ces compteurs sont à la charge des consommateurs, dont une grande partie estime qu'ils ne servent qu'au fournisseur, soucieux de faire des économies de personnel et de mieux anticiper les évolutions de l'équilibre demande-offre, mis à mal.

-Le coût induit : toute innovation ou toute évolution importante a un effet positif sur l'emploi, mais aussi négatif ; pour le positif, rappelons qu'en France, on construit très peu d'éoliennes et encore moins de panneaux solaires ; et aussi que l'Allemagne a perdu 100.000 emplois quand la production de panneaux solaires a été arrêtée face à la concurrence chinoise ; pour le négatif, les électricités renouvelables nouvelles, et donc en majorité les électricités intermittentes provoquent l'arrêt de centrales classiques, même de gaz, d'où des coûts économiques et sociaux ; l'arrêt programmé de Fessenheim, indépendamment de son aspect politique, en est une victime ; d'une part sa capacité de production annuelle est très voisine de la production annuelle des électricités intermittentes en France... ; d'autre part, pourquoi ne pas avoir arrêté les centrales à charbon en priorité, centrales très

émettrices de CO2 ; et peu flexibles... ? Quel qu'il en soit, ces destructions ont un coût dont il faut tenir compte. Mais l'effet le plus négatif est l'évolution du prix de gros européen, en baisse moyenne

5

permanente, et parfois négatif, liée à l'augmentation continue des capacités intermittentes et de back-up ; or ce prix est la base principale du calcul des subventions pour les énergies électriques renouvelables ; s'il baisse plus vite que les coûts « complets » de production, les subventions seront toujours nécessaires pour leur développement.

-le coût caché : La CSPE- Contribution au Service Public de l'Electricité,-7,938 milliards en 2018-, couvre l'ensemble des aides publiques pour l'électricité, 36% l'est pour le photovoltaïque, 19% pour l'éolien. Elle conduit à un coût supplémentaire officiel de 22,5€/Mwh pour l'ensemble des consommateurs, sauf de grands consommateurs de l'industrie, des transports ou des aides sociales, représentant environ 20% de la consommation. 1) ce coût est affecté par la TVA, soit un coût réel de 27€/Mwh. 2) Ce coût n'a pas augmenté en 2018, mais l'augmentation nécessaire au subventionnement des ENR a été incluse dans la CCE : Contribution Climat Energie-taxe CO2-, affectant les énergies fossiles, faisant supporter aux consommateurs de produits fossiles des coûts supplémentaires qui auraient dû en toute logique être affectés aux consommateurs d'électricité ; ce coût caché annule approximativement le coût caché lié à la TVA. Un calcul simple, critiquable et ne donnant qu'un ordre de grandeur : sur les 22,5€, le photovoltaïque est responsable de 8€ pour une production de 1,5% de l'électricité ; d'où un coût supplémentaire de 480€/Mwh ; même calcul pour l'éolien aboutissant à un coût supplémentaire de 80€/Mwh... ! 3) La CSPE comporte une fraction appelée « service public de l'énergie, pour 2,400milliards en 2018, augmentée en 2018 de 1,1 milliard dont 36% pour le photovoltaïque et 19 % pour l'éolien-(délibération de la CRE-Commission de Régulation de l'Energie- du 13/07/17) ; un nouveau calcul simple augmente les coûts précédents de 15% environ... ! Pour mémoire, la CSPE allemande est de 62€/Mwh, presque 3 fois supérieure ; un calcul identique conduit à un résultat similaire 4): L'augmentation des émissions de CO2 liées au back-up, encore faible aujourd'hui, mais réelle, devrait aussi être prise en compte, mais aussi le CO2 gris ; par ailleurs, le CO2 importé de l'Allemagne dans son électricité devrait être pris en considération au moins partiellement ; l'arrêt momentané de réacteurs nucléaires en est une cause, mais quand le prix de gros devient bas, l'intérêt des fournisseurs est d'acheter cette électricité excédentaire d'Allemagne. 5) Démantèlement et déchets font partie du coût caché, puisqu'ils ne sont pas pris en compte ; probablement faible pour le photovoltaïque, ce coût est plus élevé pour l'éolien***, qui ne pourra utiliser les structures anciennes pour les nouvelles, compte tenu des progrès technologiques permettant des capacités unitaires multipliées par 5 à 10, en 20 ans, par rapport aux installations arrivant en fin de vie- rappelons que la durée de vie de ces électricités est beaucoup plus faible que les électricités classiques et que le problème de leur remplacement se pose déjà en Allemagne ou d'autres pays européens ; il est à l'étude en France. Les industriels concernés ont déjà demandé la poursuite des subventions pour ces nouvelles installations... ! 5) Dans le coût social, peut également apparaître l'allergie de certaines personnes aux éoliennes pour de bonnes raisons, l'emprise au sol, l'influence sur le tourisme, la santé...etc, c'est-à-dire l'acceptabilité : ne pas l'avoir a un coût- allongement des délais d'installations, travaux ou études rendus inutiles, etc.

Conclusions : Tout ça, pour ça !

- 1) : Les coûts réels à la production ne sont pas ceux médiatisés et de très loin. Le seul calcul fait à partir de la CSPE le montre ; et ce calcul n'intègre pas toute une série de coûts : dans le coût

complet : démantèlement et déchets ; dans les coûts extérieurs : réseaux et back-up non inscrits dans la CSPE, compteurs Linky, stockages à venir, dans les coûts induits : les coûts sociaux liés

6

aux arrêts de centrales de production électrique et surtout la baisse du prix de gros de l'électricité européenne- et bien entendu dans les coûts « cachés », les dépenses affectées aux contribuables et à l'acceptabilité.

- 2) : Cette situation est-elle irréversible ? Le désengagement progressif des fossiles doit se faire inéluctablement, grâce à la taxe carbone, mais, en France, ce n'est pas dans la production électrique qu'on peut le faire, puisqu'elle est déjà très décarbonée ; la taxe carbone n'efface pas les surcapacités électriques créées par les électricités intermittentes ; la course à leur développement en France et en Europe ne peut que les augmenter en France, en attendant un stockage, qu'il soit par batteries ou par l'intermédiaire du gaz-« power to gas-», probablement nécessaire pour assurer les pointes de l'hiver, mais encore très loin. Par ailleurs, il n'apparaît pas de solutions, aujourd'hui, pour éviter les effets de la baisse continue du prix de gros, au niveau de l'Europe. Sans réaction politique forte en France et en Europe, aucun investissement dans la production électrique ne sera rentable, si on tient compte des coûts réels et l'économie, et les efforts demandés aux Français ne serviront à rien.
- 3) : l'expérience allemande en matière de CO₂ : alors que la priorité devenue officielle est la protection du climat, les émissions de CO₂ due à la production de l'électricité en France vont doubler dans les prochaines années, hors gain lié à l'arrêt des centrales à charbon dans les quatre ans. Y a-t-il un exemple allemand : les émissions de CO₂ liées à la production électrique ont diminué... de 1% par an sur 10 ans, grâce à trois fois plus de production intermittente qu'en France ; pour être exact, il faut dire que les émissions allemandes sont passées de 550g/CO₂/Kwh, soit 11 fois plus élevées qu'en France à 500g/CO₂/Kwh, encore dix fois plus, et ceci pour un prix d'électricité aux consommateurs particuliers environ deux fois plus élevé qu'en France, malgré un prix du charbon très faible, sans taxe carbone, mais des dépenses de plusieurs centaines de milliards : 600 pour les uns , 300 pour les autres. La France devrait avoir une politique liée à sa situation propre, sans vouloir la copier sur celle de l'Allemagne, qui a une situation totalement différente, et pour le moment, beaucoup moins performante.
- 4) : Quelle recommandation : les objectifs officiels sont louables, mais on s'en éloigne ; les émissions de CO₂ totales augmentent depuis deux ans en France et en Europe. Le comité énergie a toujours mis en priorité l'efficacité énergétique : le gouvernement veut affecter 14 milliards en 5 ans à la rénovation des bâtiments, dont 5,5 milliards de prêts, soit moins de 2 milliards/an de subventions réelles pour rénover 500.000 logements ; c'est bien, mais très insuffisant, pour une France à 7 millions de « passoires thermiques », et 20 millions d'autres logements occupés qui ne sont pas parfaits. C'est peu par rapport aux 5 milliards, très sous-estimés, imposés aux Français pour la production électrique intermittente ; cette somme augmente régulièrement, au moins sur les 5 ans à venir selon les perspectives officielles. Transférer une part importante des dépenses consacrées à l'électricité intermittente à l'efficacité énergétique des bâtiments pour en doubler le nombre et à l'électricité renouvelable pilotable serait un progrès significatif vers l'objectif climatique et une économie maîtrisée.

Avec la collaboration du comité énergie, dont
Jacques Bongrand, responsable des comités sectoriels
Edouard Freund, président du Comité
JFSaintMarcoux, Bruno Ladsous membres du Comité

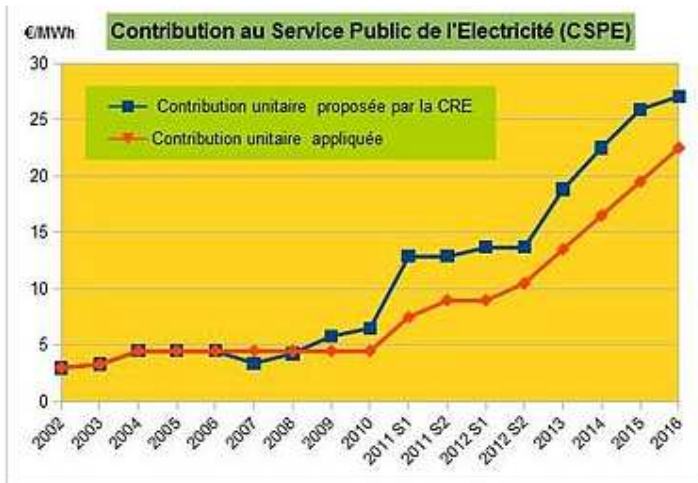
* La France ne participe qu'à 1% des émissions nuisibles au climat dans le monde et l'Europe à 10%. Des efforts économiques mal maîtrisés nuisent à la compétitivité européenne, si son exemple n'est pas suivi **simultanément** par les plus grands pollueurs, ces efforts n'ayant qu'un effet très faible sur l'objectif recherché ; et ceci d'autant plus que l'Europe n'est pas favorisée

7

par son climat pour les intensités solaires ; celle-ci est de 0,7MWH/m²/an dans le nord de l'Allemagne, de 1 dans le nord de la France ou en Bavière, de 1,4 dans le sud de la France ou le nord de l'Espagne et de l'Italie, de 1,5 à 1,9 autour de la Méditerranée, mais jusqu'à plus de 2,5 pour les plus « favorisés », en Afrique, au Moyen Orient, en Australie, et dans les Amériques ; les grands pollueurs : Chine, USA, Inde sont à plus de 2 sur une grande partie de leurs territoires.

** Le LCOE est le résultat d'une division, avec au numérateur les investissements, les coûts opératoires, éventuellement l'énergie, tous actualisés sur la durée de vie année par année et corrigés du taux d'actualisation, et au dénominateur la production réelle sur la durée de vie, année par année.

*** Un arrêté du 26 août 2011 a introduit un coût de démantèlement fixé à 50.000€. Mais un devis chiffré, datant de 2014, émanant de l'entreprise de déconstruction CARDEM pour le démantèlement de la seule éolienne E10 du parc Thiérache 2 de l'opérateur éolien NORDEM, indique un montant de 473.782,8€, avec conservation du massif de béton...(source WEB). Le coût de l'éolien terrestre est de l'ordre de 1,4 à 1,6 million d'euros le MW. Sachant que les éoliennes en fin de vie avaient une puissance de l'ordre du MW, le coût de démantèlement serait du tiers de l'investissement initial et peut-être de la moitié avec destruction du massif de béton... ?



Contribution aux charges de service public de l'électricité, montants unitaires 2002-2016
 Source : CRE²⁸