

Coûts des mécanismes de capacité en Europe

Au cours de la précédente décennie, la plupart des pays européens ont mis en place des mécanismes de capacité afin de garantir un niveau suffisant de capacité de production ou d'effacement - installés ou disponibles- au regard des objectifs nationaux de sécurité d'approvisionnement. Ces mécanismes de capacité ont pris des formes réglementaires diverses selon les états : mécanisme de capacité centralisé ou décentralisés, reliability options, paiements de la capacité ou réserves stratégiques. Ces choix peuvent s'expliquer par la particularité des mix de production nationaux, les caractéristiques de la demande, des choix techniques et réglementaires propres aux états. Cette note vise à comparer ces différents mécanismes sous le prisme du coût porté par les consommateurs d'électricité. Autant que possible cette comparaison doit pouvoir identifier la part attribuable au market-design et celle induite par les particularités nationales de l'offre et de la demande dans le coût pour le consommateur.

1. Caractérisation des mécanismes de capacité présents en Europe

Cette première partie vise à décrire les diverses formes réglementaires des mécanismes de capacité et à détailler les différentes composantes de coûts générés par ces mécanismes.

Reliability options (Irlande – Italie) :

Une Reliability Option (RO pour option de fiabilité) est un produit financier dérivé sur le prix de l'électricité vendu par un exploitant d'une unité de production au Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). L'exploitant perçoit une rémunération fixe pour la mise à disponibilité de sa capacité de production et l'engagement contractuel de verser au GRT la différence entre le prix de marché et le prix d'exercice de l'option (strike). Cet engagement est précisément l'option d'achat –qui n'est pas obligatoire systématique- dont dispose le GRT pour acheter l'électricité au strike sitôt que le spot est supérieur. Ce 'strike' est ainsi le reflet du prix lors des périodes de tension sur le système électrique. Il joue le rôle de prix plafond ('price cap') et permet de protéger les consommateurs d'éventuelles envolées des prix tout en déjouant le problème d'argent manquant ('missing money problem' [1]) causé par le plafonnement des prix. Les RO ne font pas intervenir d'obligations légales de délivrance de l'énergie en période de rareté, les exploitants sont –par la nature du contrat- eux même incités à disposer de cette capacité. Il existe néanmoins en Irlande comme en Italie une pénalité administrative pour non délivrance en cas de potentiels importants délestages.

Le coût du mécanisme porté par le consommateur est donc la différence entre :

- D'une part, le coût du contrat, c'est-à-dire la rémunération fixe pour la disponibilité de puissance (le premium dans le langage financier).
- D'autre part, le coût pour les exploitants de la vente d'énergie au strike et non au spot. Il est convenu dans la littérature de supposer ce versement systématique, c'est-à-dire qu'il existe une équivalence stricte entre l'atteinte du strike (a) et les périodes de tension (b) – généralement (b) implique (a). Enfin, les pénalités peuvent également jouer un rôle significatif.

Ainsi, en formule pour 1 exploitant cela donne (il suffit de sommer pour obtenir le coût total) :

$$C_{réel} = C_{premium} Q_{total} - \left(\sum_{h=1}^{8760} E_h * (P_{gross,h} - Strike) * \delta_{P_{gross,h} > Strike} \right) - C_{pénalités} \quad (1)$$

Où $C_{réel}$ [€] désigne le coût total, $C_{premium}$ [€/MW] la rémunération pour la capacité disponible, Q_{total} [MW] la capacité totale contractée, E_h [MWh] la quantité d'énergie délivrée par l'exploitant au temps h , $P_{gross,h}$ [€/MWh] le spot au temps h , δ la fonction indicatrice et $C_{pénalités}$ [€] le coût des pénalités.

Dans la suite de cette étude, seul le coût du premium est restitué.

Le mécanisme de RO est en place en Irlande depuis 2017 et en Italie depuis 2019. Pour ces deux pays, le prix du contrat est fixé par des enchères ‘pay-as-clear’ où se rencontrent une courbe de demande administrativement établie par le GRT et les propositions financières des exploitants de capacité. En Italie, les enchères sont systématiquement structurées en ‘Bidding Zone’ pour tenir compte des fortes contraintes de réseau. En Irlande les enchères sont globales mais le maintien de certaines unités vitales ont à de nombreuses fois obligé le GRT à passer des contrats en dehors de l’enchère (cf. l’exemple de la centrale d’Hunstown pour la région du grand Dublin [2][3]). Finalement en Italie, les enchères sont différentes selon que la capacité est neuve, existante ou étrangère. Le ‘strike’ est fixé en Irlande à 500€/MWh [4] et, en Italie, à 125€/MWh (respectivement 167€/MWh) pour l’existant (respectivement le neuf). La durée du contrat durée est laissée libre à la négociation en Irlande et est fixée administrativement pour les capacités existantes, nouvelles et étrangères respectivement à 3 ans, 15 ans et 1 an en Italie [5].

Réserve stratégique (Allemagne – Belgique) :

La réserve stratégique (RS) consiste à retirer des capacités du marché et à mettre leur activation à disposition temporaire du GRT. Ce mécanisme répond à un besoin de pénurie structurelle de production durant les périodes de fortes de demande (généralement en hiver). La capacité n’est appelée que dans des situations d’urgence et ne fait l’objet d’une offre sur le marché qu’à des prix extrêmement élevés. Lorsque employée elle agit comme prix plafond. Très souvent, cette réserve est formée de vieilles centrales qui, autrement seraient mises hors service parce qu’elles ne sont plus rentables.

Il existe deux composantes dans la rémunération des exploitants :

- A la mise en réserve : il s’agit de frais de réservation (noté $C_{rés}$ en €/MW) qui sont une rémunération fixe sur la période de mise en réserve.
- A chaque appel de la capacité par le GRT : il s’agit de frais d’activation (noté C_{act} en €/MWh) qui est une rémunération variable censée et couvrir les coûts marginaux et fournir aux exploitants suffisamment d’incitation pour le mécanisme.

Le coût du mécanisme est donc la différence entre :

- D’une part, la rémunération des exploitants précisée ci-dessus.
- D’autre part, le prix de vente d’électricité du GRT au tarif de déséquilibre (TD en €/MWh)

Ce qui donne en formule :

$$C_{total} = C_{rés}Q_{rés} + \sum_{i=0}^{nbre\ d'act.} Q_i D_i (C_{act} - TD) \quad (2)$$

Où $Q_{rés}$ [MW] désigne la capacité mise en réserve, Q_i [MW] la capacité appelée à la $i^{ème}$ activation et D_i [h] la durée de la $i^{ème}$ activation.

En Belgique, c’est une procédure ‘pay-as-bid’ d’appel d’offres à des exploitants ciblés qui alimente la RS dont la première a été constituée pour l’hiver 2014-2015. A l’activation, l’énergie délivrée est vendue au TD (10.500€/MWh) si la situation avait été suffisamment critique sans RS. Dans ces situations le gestionnaire dégage un bénéfice élevé et peut induire de fortes distorsions de prix sur le marché. Sinon, l’énergie est vendue à un prix corrigé reflétant la situation réelle.

La RS est également en place en Allemagne, peu de détails techniques sont disponibles à son sujet, mais en 2^{ème} partie des données sur les coûts sont fournies.

Enchères de capacité (GB - Pologne) :

Il s'agit d'un mécanisme centralisé 'Market-Wide', sans obligation ni interdiction de participation. Le prix [€/MW/an] unique pour tous les exploitants est fixé suivant une enchère découpée en plusieurs 'rounds' pour lesquels les participants soumettent leurs offres : une courbe d'offre s'établit. Le prix s'établit à la rencontre de la courbe d'offre et de celle de demande administrativement fixé par le GRT ex-ante, dans un intervalle autour de la quantité ciblée. Les offrants sont séparés entre 'price takers' et 'price markers', c'est-à-dire les participants qui ne peuvent pas soumettre d'offres au-delà d'un certain prix et ceux qui le peuvent. Pour ces derniers, il s'agit généralement des nouvelles capacités et des réductions de demande. Les offres retenues par l'enchère se formalisent comme des contrats passés entre le GRT et les exploitants, ces derniers percevant la rémunération (possiblement pluriannuelle) fixée par l'enchère 'pay-as-clear' en échange de la disponibilité de leurs unités de production en période de tension du système électrique. Les obligés manquant à leurs engagements s'exposent à des pénalités et à une cessation des paiements.

Le coût du mécanisme, porté par le consommateur, est pour une année N donnée la somme des rémunérations aux exploitants encourant sur cette année. On a ainsi :

$$C_{total} = \left\{ \sum_{e=enchère\ 1}^{enchère\ E} P_e \sum_{c(e)=contrat\ 1}^{contrat\ C(e)} Q_{c(e)}^N \right\} - C_{pénalités} \quad (3)$$

Où P_e [€/MW/an] désigne la rémunération retenue à l'enchère e, $Q_{c(e)}^N$ [MW] la capacité contractée à l'enchère e ayant cours à l'année N (valant 0 le cas contraire) et $C_{pénalités}$ [€] les pénalités.

En Grande-Bretagne, les premières enchères ont eu lieu en 2014 et ont un délai de livraison de 4 ans. Les nouveaux entrants peuvent justifiant d'un investissement suffisant en £/MW, conclure des contrats pluriannuels : jusqu'à 3 ans pour les dépenses d'investissement supérieures à 125£/kW/an et jusqu'à 15 ans pour les investissements dans le neuf supérieures à 250£/kW/an [6].

En Pologne, les premières enchères ont eu lieu 2018 et ont un délai de livraison 5 ans. Les nouveaux entrants peuvent, justifiant d'un investissement suffisant, conclure des contrats pluriannuels : de 5 ans pour les dépenses d'investissement supérieures à 120 €/kW/an et de 15 ans pour les dépenses d'investissement supérieures à 780 €/kW/an [6].

Ces mesures s'inscrivent dans le cadre du renouvellement d'un parc vieillissant en Pologne (lignite) et en phase de sortie définitive du charbon en Grande-Bretagne.

Obligations de capacité (France-Grèce) :

Dans un mécanisme d'obligations de capacité, chaque fournisseur doit disposer d'un montant suffisant de garanties de capacité pour couvrir la consommation électrique de ses clients lors de périodes de pointe. Ces garanties émises et vendues par les producteurs sont soumises à certification du GRT qui s'assure de la contribution réelle de leurs unités de production. La certification garantie la disponibilité de capacités lors des périodes de forte consommation. Le GRT joue dans ce mécanisme un rôle pivot entre producteurs et consommateurs attribuant la certification d'un côté et calculant l'obligation de l'autre. Le coût du mécanisme est passé du fournisseur à ses clients, chaque fournisseur décidant de la valorisation tarifaire pour ses différents profils de consommateurs. Le coût total d'un tel mécanisme peut s'approximer à :

$$C_{total} = N_{obligations} * P_{moyen} (4)$$

Où $N_{obligations}$ désigne l'obligation totale en MW et P_{moyen} [€/MW] le prix moyen d'une obligation.

Le mécanisme français est suffisamment documenté, par exemple [7].

Initialement le schème adopté en Grèce est un mécanisme d'obligation décentralisé : les exploitants émettent des CATs ('capacity availability tickets') vendus de gré à gré sous forme de CACs ('capacity availability contracts') aux fournisseurs obligés par le GRT. Ce mécanisme décentralisé a été abandonné –dû à sa complexité– pour un mécanisme plus simple de paiement de capacité (PC) en 2006 [8]. Dans cette étude, pour le cas grec, seul le coût du PC est restitué.

Paiements de capacité (Grèce - Espagne - Irlande jusqu'en 2017) :

Le PC est un système simple de paiement à revenu fixe pour les participants offrant des capacités de production. Un budget est calculé annuellement par les autorités de régulation sur la base d'études du système électrique avec l'assistance technique du GRT. Ce pot est calculé par produit d'un élément de volume V_N [MW] qui représente la capacité adéquate pour servir la demande et d'un élément de prix P_N [€/MW] - généralement les coûts fixes annuels d'un nouvel entrant souhaitant réaliser des bénéfices. Le financement de ce budget se fait par le biais de redevances prélevées aux participants qui se fournissent en électricité sur le marché (les fournisseurs généralement) et est versé au fil de l'eau aux générateurs qui participent à la production. Le dimensionnement des redevances est réalisé de sorte à ce que sur une année, le pot se remplisse totalement. Ainsi le coût pour une année N, porté aux consommateurs par les fournisseurs, s'écrit comme suit :

$$C_{total} = V_N * P_N (5)$$

L'Espagne et l'Irlande ont adopté très tôt (1997 et 2007) un mécanisme de capacité légitimé par la place relativement importante du solaire en Espagne et le besoin d'investissement dans le gaz en Irlande (choix fructueux [9]). Le choix du PC s'explique par la simplicité de sa mise en œuvre et, à l'époque, le manque d'un réel retour d'expériences des autres mécanismes. Initialement technologiquement neutre, à partir de 2013 en Espagne, les exploitants de centrales CCGT perçoivent une rémunération supplémentaire de 10.000 €/MW/an sur 20 ans pour supporter leur investissement en plus des 4500€/MW/an moyen déjà perçu [10]. La fixation de V_N n'est pas connue pour l'Espagne. En Grèce, la rémunération est connue et le volume se calcule sur une estimation de la pointe ajustée d'un facteur d'adéquation de 3,1%.

2. Comparaison des coûts entre les pays

Les résultats des coûts des différents mécanismes en Europe ainsi que leur discussion comparative font l'objet de cette deuxième partie. Sans prétendre tout expliquer des dynamiques de prix, les résultats sont donnés selon 3 indicateurs annuels : coût total [€], coût au MWh consommé [€/MWh] et coût au MW de pointe [€/MW]. Les sources des données de pointe et de consommation sont données par pays [11]. En outre, la quatrième partie annexe de cette étude donne les informations nécessaires sur la méthode employée. Des compléments à ce sujet sont également disponibles dans la feuille Excel précédente. Pour une meilleure vue d'ensemble, un graphique moyennant les différentes quantités pertinentes à cette étude est placé en fin de document - en annexe.

Figure 1 - Evolution des coûts des mécanismes de capacité en Europe

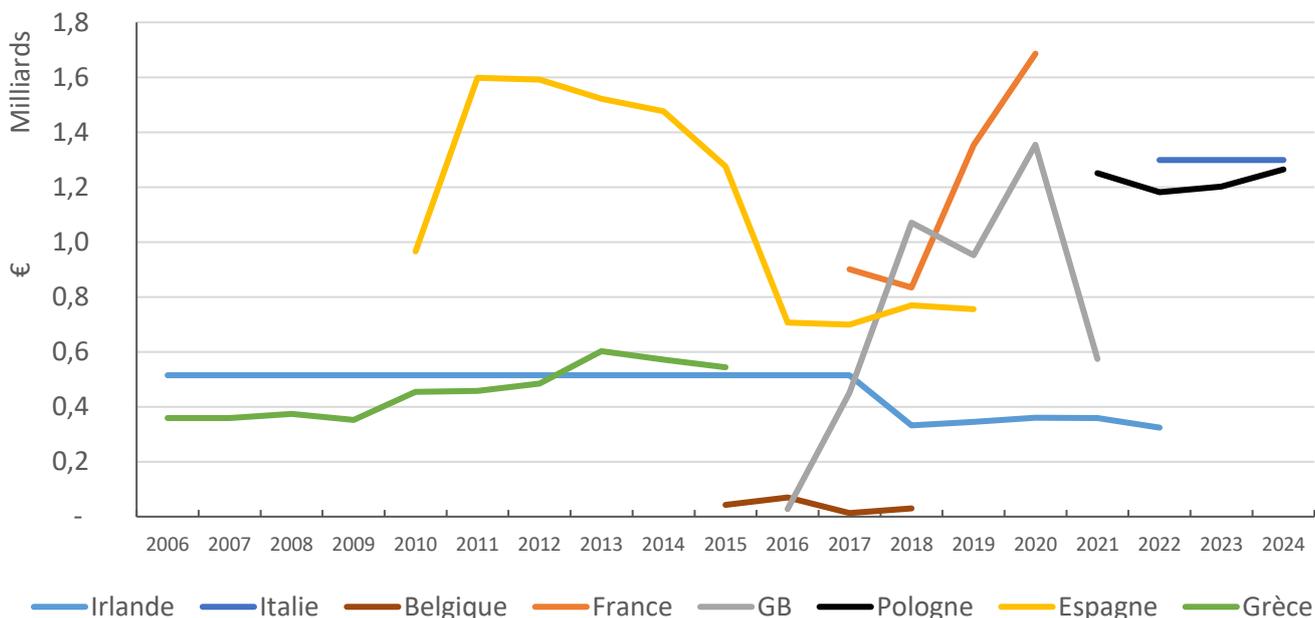


Figure 2 - Evolution des coûts des mécanismes rapportés à l'énergie consommée

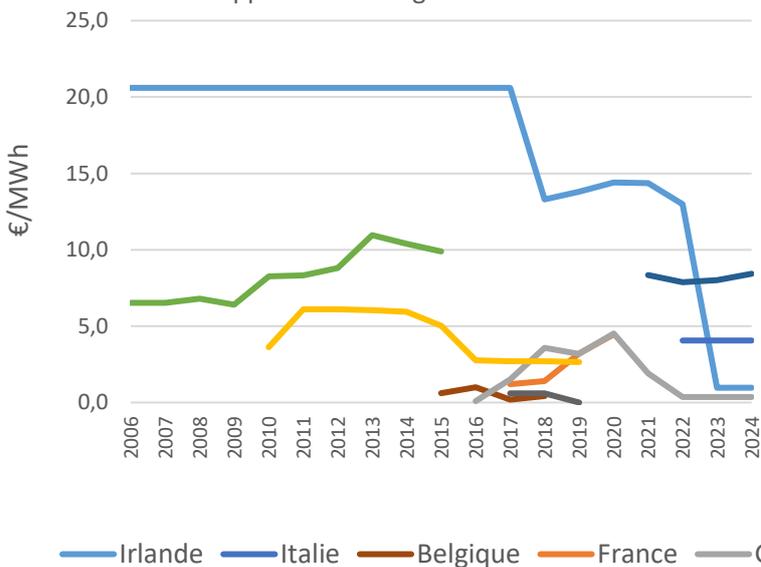
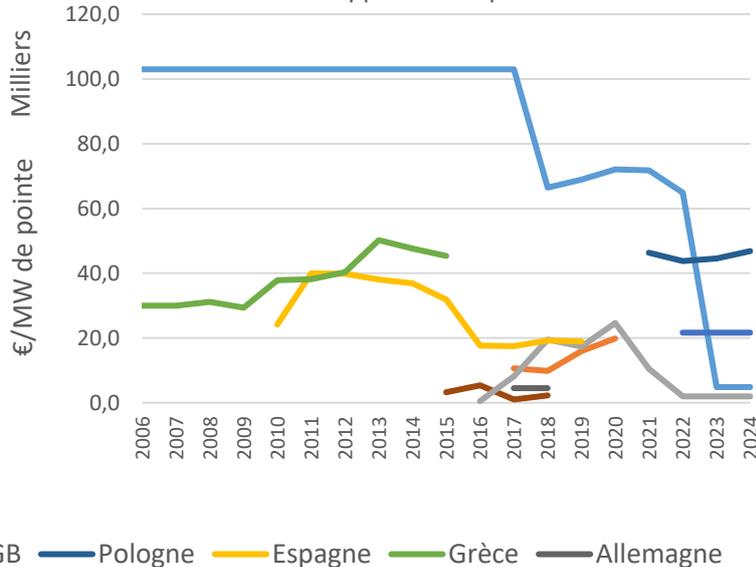


Figure 3 - Evolution des coûts des mécanismes rapportés à la pointe



Irlande

Entre 2007 et 2017, le mécanisme de PC en Irlande a un coût stable (550 millions d'euros par an). L'Irlande n'a pas de besoin d'investissement, le mécanisme répond à un besoin de maintien d'unités pour satisfaire la demande constante sur cette période. Puis, le remplacement des PC fixés administrativement par des mécanismes concurrentiels –ici les ROs-, conformément aux dispositions des lignes directrices européennes concernant les aides d'État, a permis une baisse notable du coût en Irlande dès 2018 : 183 millions d'euros ou 36% de moins par rapport à 2017. En outre la Figure 2 indique la plus grande efficacité des ROs pour le consommateur : pour moins cher, le nouveau mécanisme fait mieux¹ (~800 MW en plus de capacité retenue par les enchères [12]). Toutefois, les paiements de capacité représentent toujours une part importante de l'énergie totale, et comparativement aux autres pays (en particulier l'Italie qui dispose du même mécanisme) les consommateurs irlandais payent beaucoup plus cher.

Le dimensionnement du parc en Irlande, le 'Loss Of Load Expectation' (LOLE), est fixé administrativement à 8 heures par an contre au plus 3 heures de défaillance pour tous les autres pays de l'étude. Le rapport puissance installée sur consommation est également le plus élevé, tandis que c'est le pays à la consommation la plus faible (en pointe ou en énergie consommée). L'action des deux éléments précédents conjuguée à la forte concentration des exploitants et au fort pouvoir de marché qu'ils détiennent² explique en partie les différences observées avec les autres pays sur les Figures 2 et 3.

- Italie

L'Italie disposait également d'un mécanisme de PC avant 2019. Malheureusement aucune donnée n'a été trouvée pour cette étude. Le coût total porté par les consommateurs semble raisonnable en comparaison avec des pays où la consommation est du même ordre de grandeur (Espagne, France, Grande-Bretagne).

- Belgique

Il faut être vigilant dans la lecture du coût des mécanismes de RS. Premièrement, l'activation de la réserve produit des distorsions sur les prix du marché de gros, peu d'études ont cependant été réalisées à ce sujet. D'autre part, la quantité de capacité effectivement rémunérée est intrinsèquement faible puisqu'elle correspond à la capacité mise à la disposition du gestionnaire. Les ordres de grandeurs ne sont pas comparables avec les autres mécanismes : de l'ordre de 1GW de RS en Belgique.

Les données sur l'Allemagne provenant d'une étude de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs d'Energie (ACER) [13] viennent confirmer la première observation sur le coût des RS : Le coût total du mécanisme allemand³ est du même ordre de grandeur que celui de l'Irlande ou encore de la Grèce (autour de 300 millions d'euros), pourtant ni la consommation ni la production ne sont comparables. La quantité de capacité rémunérée, c'est-à-dire celle mise en réserve, est en fait plus faible. L'étude des coûts en termes d'euros par MW de capacité retenu deviennent plus pertinents: en moyenne 40 k€/MW pour la RS belge.

¹ En moyenne, 800 MW de capacité sont retenus en plus par les enchères

² D'une part il y a peu d'entreprises, dont une grande part sont détenus par des capitaux britanniques, d'autre part, le contexte péninsulaire de l'Irlande induit de fortes contraintes de réseau rendant vital le maintien de certaines unités de production, et par suite confère à leurs exploitants un très fort pouvoir de négociation.

³ Coût estimé par le produit des données ACER avec la consommation finale en énergie.

La Belgique travaille actuellement à une refonte de son cadre réglementaire. Les premières études d'impact laissent à penser que le mécanisme adopté sera celui des RO [14].

- France

Si le coût total des obligations de capacité en France est élevé (Figure 1), particulièrement suite au doublement du prix des enchères entre 2018 et 2020, ce sont les indicateurs de coûts rapportés à la pointe ou à l'énergie consommée en Figure 2 et 3 qui rendent compte le mieux de l'impact sur le consommateur du mécanisme. Les obligations en France tiennent la comparaison avec les mécanismes de marché comme celui de l'Italie, pays partageant une situation de son parc similaire en première approximation: dimensionnement fidèle à la consommation, pas de besoin d'investissement sur court ou moyen-terme, une période où la demande est fortement accru - non pas en hiver mais en été.

D'autres analyses beaucoup plus poussées existent sur le cas de la France [7].

- Grande-Bretagne

La première observation notable des Figures 1-2 et 3 est le pic des coûts en 2020 : la montée des prix peut s'expliquer par la part substantiel de nouvelles capacités, qui ont tendance à faire monter les prix lorsque retenues par les enchères, pour les années 2018 et 2020 (respectivement 36% et 10% sur l'ensemble des capacités retenues contre moins de 2% pour les précédentes).

La situation de surcapacité croissante amenée par le mécanisme (respectivement 134, 129, 135 et 151% de la capacité cible pour les 4^{èmes} enchères) explique la faible défaillance du système électrique britannique (cf. tableau ci-dessous) et fournit une lecture à la chute drastique des prix des dernières enchères⁴ et donc du coût total (la capacité rémunéré étant stable sur cette période).

	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
LOLE (h/an)	1,6	1,1	0,5	0,01	0,001

- Pologne

Malgré un système dont la demande est 2 fois moins élevée que celle en Italie⁵, le coût des enchères de capacité en Pologne est du même ordre de grandeur. En outre, à mécanisme équivalent, la grande différence de coût rapporté entre les cas britanniques et polonais d'autant plus remarquable que la consommation moyenne en Grande-Bretagne est de 35 GW, 8 GW de plus que la pointe en Pologne. Ainsi, à mécanisme équivalent, parce que les besoins des parcs en Pologne et en Grande-Bretagne ne sont pas les mêmes que ce soit en terme de renouvellement ou de nouvel investissement (en particulier, il y a un investissement fort dans le gaz et le renouvelable en Pologne), les prix sont fortement affectés (Figure 2-3).

La pression européenne pour une production moins carbonée, cristallisée dans le 3^{ème} paquet énergie et le doublement de la consommation d'ici à 2030 en Pologne (300 TWh) [15] font exploser la demande et donc les prix. Il faut donc s'attendre à une baisse de ces indicateurs, sitôt que la consommation réelle rattrape les projections du gestionnaire (une sorte de retour sur investissement). La Grande-Bretagne s'est, en outre, dotée dans sa réforme de 2014 d'un mécanisme de soutien aux renouvelables (rémunération de type contrats aux différences) les excluant des enchères de capacité, ce qui n'existe pas dans la réglementation polonaise et donc participe de la différence de prix⁶.

⁴ Prix de la dernière enchère 770 €/MW contre 22.500 €/MW pour l'enchère à livraison 2021.

⁵ Consommation de pointe en Italie 55GW, consommation de pointe en Pologne 27 GW [16]

⁶ Les capacités renouvelables étant celles qui soumettent des offres à prix élevés dans les enchères.

- Espagne

Dans la classe des PCs, la Figure 1 montre que c'est l'Espagne qui a le mécanisme le plus cher (compréhensible au vue de la consommation du pays comparé à celle de la Grèce et de l'Irlande). Les tracés des Figure 2 et 3 permettent de rendre compte de coûts relatifs plus faibles. Les contraintes de réseau dues à la géographie de l'Irlande et de la Grèce (archipels d'îles) ainsi que les importantes exportations d'énergie de la France vers l'Espagne peuvent expliquer en partie cette différence de coûts rapportés à la consommation et à la pointe.

Les mécanismes de PC semblent avoir un coût stable et ces coûts semblent cohérents entre eux au regard des consommations de ces pays. La chute des coûts en Espagne fait suite à une série de décisions visant à réduire la capacité rémunérée à cause de son coût élevé ; la situation de surcapacité en Espagne est bien documenté, par exemple [17]. En 2011, le régulateur⁷ établit que les paiements de capacité doivent précisément couvrir la différence entre coût fixe de l'exploitant et ses revenus sur le marché de l'énergie. En 2014, les paiements de réduction de demande sont alloués par appel d'offres, au lieu d'un prix fixe, avec un budget de 550 millions d'euros [10]. Puis en Juin 2018 finalement, le PC n'est pas reconduit. Les coûts décrits se rapportent aux incitations à l'investissement à long terme restantes accordées aux nouvelles installations avant 2016 [10].

- Grèce

Il est intéressant de relever qu'entre le coût au MWh et le coût au MW de pointe, les courbes de la Grèce et de l'Espagne sont plus proches sur la Figure 3. Autrement dit, à mécanisme équivalent (ici PC), la réglementation en Grèce est meilleure si l'indicateur est celui du coût au MW de pointe. Cette observation peut se justifier par la construction du mécanisme grec où la quantité de capacité rémunérée à l'année N+1 est exactement calculée sur la pointe de l'année N ajustée d'un facteur d'adéquation⁸. En comparaison l'Espagne fixe les quantités de capacité rémunérée (inconnue pour cette étude) et est en ce sens moins flexible [10].

Les augmentations dans le coût du mécanisme en Grèce sont dues aux décisions du régulateur de rémunérer d'un supplément les nouveaux arrivants exploitant des centrales à gaz. Pour cause, l'acteur historique la Public Power Company (PPC) est l'exploitant exclusif des centrales au lignite et hydraulique [18], ayant pour effet de dissuader fortement l'arrivée de nouveaux acteurs et particulièrement l'investissement dans des centrales pilotables à gaz (censées remplacer les vieilles centrales au lignite).

Pareillement à la Pologne, le 3^{ème} paquet énergie poussa le régulateur grec à exclure les vieilles centrales à gaz du mécanisme en 2010 et, pour compenser les effets néfastes sur la sécurité d'approvisionnement, d'accorder un supplément de rémunération aux nouveaux entrants [8].

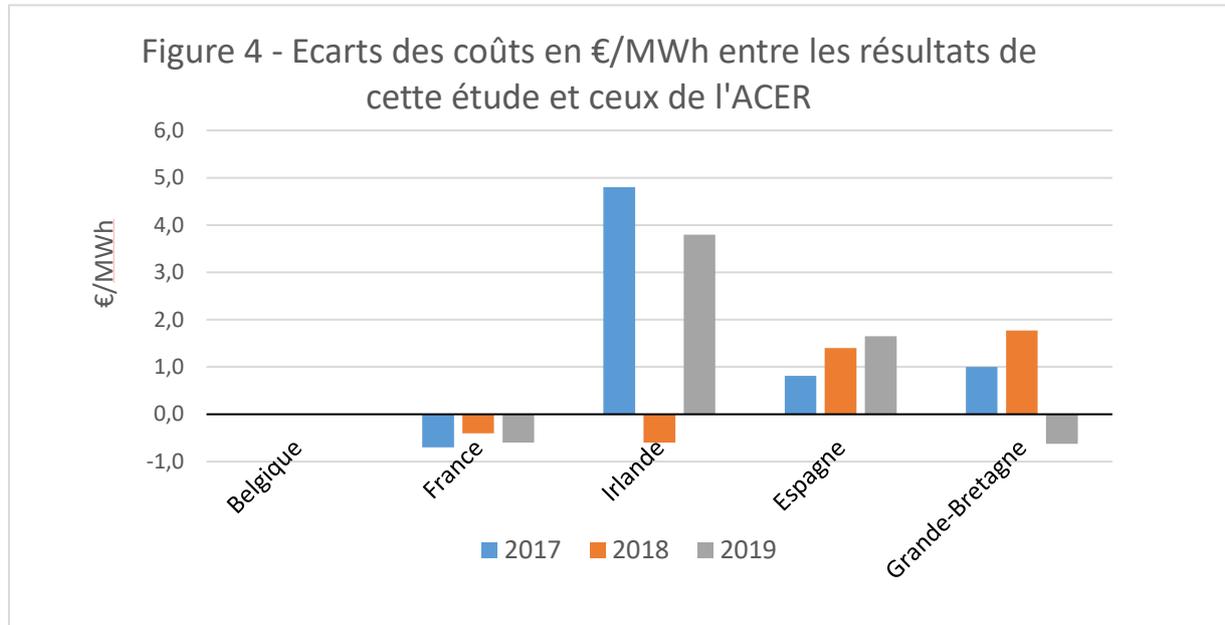
Des réflexions plus récentes entre les acteurs du système électrique hellénique [19] laissent supposer la mise en place très prochaine (d'ici 2021) d'un mécanisme de RO.

⁷ La Commission nationale des marchés et de la concurrence (CNMC).

⁸ $Q = \text{pointe} + 3,1\% * \text{pointe}$ où Q est la quantité de capacité rémunérée par le mécanisme.

3. Comparaison avec les résultats de l'ACER

Cette partie vise à comparer les résultats des coûts obtenus avec ceux présentés par l'ACER dans un document de référence [13] publié en Novembre 2019⁹. Les données retenues de l'ACER retenues pour la comparaison Cette comparaison fera l'objet d'une discussion sur les éventuelles différences dans les résultats. Entre autre, l'étude a été réalisée sur l'état des marchés en 2018, et donc très certainement n'a pas pu prendre en compte les résultats des dernières enchères



- Belgique

Le coût de la RS étant directement donné en €/MWh dans les délibérations de la CREG sur la tarification du mécanisme, il est clair de ne pas trouver d'écarts entre les deux études.

- France

Les coûts au MWh restitués dans cette étude proviennent des délibérations de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) [20] fournissant des indications sur le part du coût du mécanisme de capacité français pour les clients sous TRV.

Une note de l'étude de l'ACER précise pour le calcul du coût : « *The overall costs for France are an approximation considering that all capacity certificates are valued at the market reference price while a significant share (which varies year on year) of those capacity certificates are implicitly valued through the ARENH mechanism [...]* ». Il est donc possible que leur calcul consiste à déterminer un coût total approximé en utilisant l'équation (5) de la première partie. Puis, à partir de l'énergie consommée finale, d'en déduire un coût au MWh. De là, proviendrait l'écart qui reste néanmoins de l'ordre de 50 centimes d'euros/MWh.

D'autres études beaucoup plus poussées à ce sujet ont été réalisées.

⁹ Seuls les pays pour lesquels des résultats sont restitués à la fois dans cette étude et dans celle de l'ACER seront étudiés dans cette partie ; à savoir : La Belgique, la France, l'Irlande, l'Espagne, et la Grande-Bretagne.

- Irlande

Pour l'année 2017, le coût total du mécanisme revient au paiement de capacité (encore en vigueur) fixé à 550 millions d'euros. Pour le calcul du coût au MWh, dans cette étude, la consommation d'électricité finale en Irlande est fixée à 25 TWh. Le budget alloué au PC est une donnée provenant directement du GRT ; quant à la consommation, les sources¹⁰ concordent sur 25 TWh. Dans la présente étude une simple division des quantités précédents. Cet écart de +5 €/MWh entre les deux études est donc très probablement causé par la méthode employée. En particulier il est fort probable que l'étude de l'ACER prenne en compte les coûts évités liés à la non-délivrance de l'énergie aux consommateurs.

Pour l'année 2018, l'écart est beaucoup plus faible, en particulier l'écart relatif est significativement faible : -4,5%.

L'écart sur l'année 2019 s'explique par la date à laquelle a été réalisée l'étude de l'ACER (2018) qui n'a pas pu tenir compte de l'enchère de Décembre 2018 à livraison 2019.

- Espagne

Les données en €/MWh restituées dans cette étude proviennent du site du GRT espagnol (voir partie 5 pour plus de détails). Les écarts devraient donc être nuls comme dans le cas de la Belgique. En outre, les écarts relatifs sont significatifs : 50% en moyenne.

Plus indicateurs de la part capacitaire en €/MWh sont disponibles sur le site du GRT en fonction des profils de consommateurs. Pour cette étude, le choix s'est porté sur la moyenne des parts capacitaires.

- Grande-Bretagne

Une note dans l'étude de l'ACER précise : « *Great Britain's cost figures for 2018 refer to the period until 15 November 2018, i.e. the time of the CM's suspension, while for 2019 they refer to the period from December 2018 until the end of November 2019 and are estimates based on the provisions of the suspended CM. For 2018 these costs were scaled up accordingly to approximate yearly costs.* ». Aussi, comme dans le cas de l'Irlande pour l'année 2019, l'ACER n'avait accès au moment de la rédaction de l'étude aux nouvelles enchères, ce qui explique l'écart.

En revanche l'écart pour l'année 2017 doit s'expliquer sur la précision du calcul du coût rapporté au MWh. Dans cette étude, partant du coût total déduit des contrats retenus par les enchères ayant cours sur l'année 2017, il s'en déduit un coût en €/MWh en divisant la quantité précédente par la consommation finale d'électricité (données provenant de l'IEA).

¹⁰ Agence Internationale de l'Energie (IEA) et 'Sustainable Energy Authority of Ireland' (SEAI).

4. Méthodes et sources du calcul des coûts

Cette troisième partie annexe fournit les sources des données utilisées et leur emploi pour le calcul des coûts établis dans la partie précédente.

- Irlande (Reliability options)

Les groupes **EirGrid** et **SONI** (GRTs irlandais) publient les résultats des enchères sur leur site [21]. Précisément, pour chaque enchère, les rapports fournissent le détail de tous les contrats passés avec les exploitants. Pour établir un coût total, compte tenu des contraintes de zone, il est nécessaire de compiler les données de chaque contrat (durée, prix, quantité).

Certains exploitants britanniques sont rémunérés en £ et la rémunération apparaît dans cette unité dans les résultats d'enchères. Le taux de change est calculé comme le ratio du prix principal de l'enchère en € sur le prix principal de l'enchère en £ - 2 indicateurs systématiquement donnés.

- Italie (Reliability options)

Terna publie les résultats sur son site [22]. Dans son rapport le GRT fournit directement le bilan en fonction des régions et de la qualité (neuves, existantes, étrangères) des capacités.

- Grande-Bretagne (Enchères de capacités)

Les résultats d'enchères sont publiés sur le site de l'organe de livraison du GRT britannique **EMR DeliveryBody** [23]. Les rapports sont similaires à ceux d'**EirGrid/SONI**, comprenant notamment le détail de chaque contrat.

Les prix étant donnés en £ (ou £/MW) le taux de change est fixé pour une année de livraison au taux moyen sur l'année (donnée Yahoo Finance).

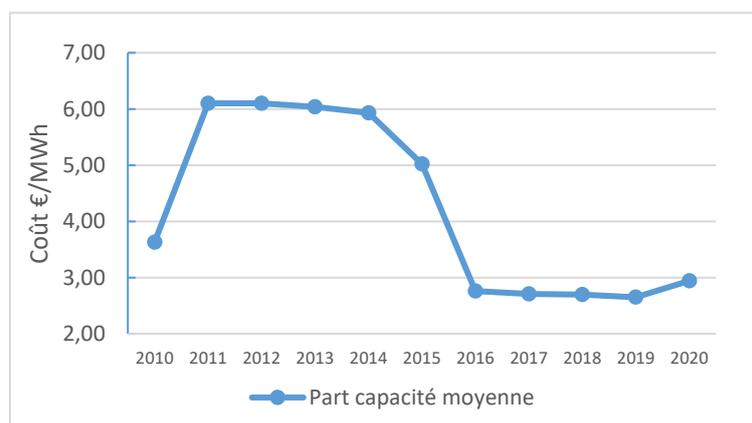
- Pologne (Enchères de capacités)

Les résultats des enchères ne sont publiés qu'exclusivement sur la version polonaise du site du GRT **PSE** [24] et se présentent sous la forme d'une liste détaillée des contrats passés.

Les prix étant donnés en PKL, une conversion est nécessaire.

- Espagne (Paiement de capacités)

RED Electricité d'Espagne, le GRT espagnol, dispose d'une plateforme 'open data' sur son site [25]. Un certain nombre d'indicateurs est accessible dont notamment une estimation de la part du coût du mécanisme en €/MWh moyenné sur un an. Elle correspond à une estimation de sa tarification par les fournisseurs au consommateur final. Les résultats se présentent exactement comme suit :



Aucune donnée concernant la quantité de capacité rémunérée n'est donnée sur le site du GRT. Aussi, dans un souci d'harmonisation des métriques, le cas de l'Espagne invite à considérer le prix en €/MW de pointe. Certains papiers scientifiques indiquent des chiffres tournant autour de 80 GW [10].

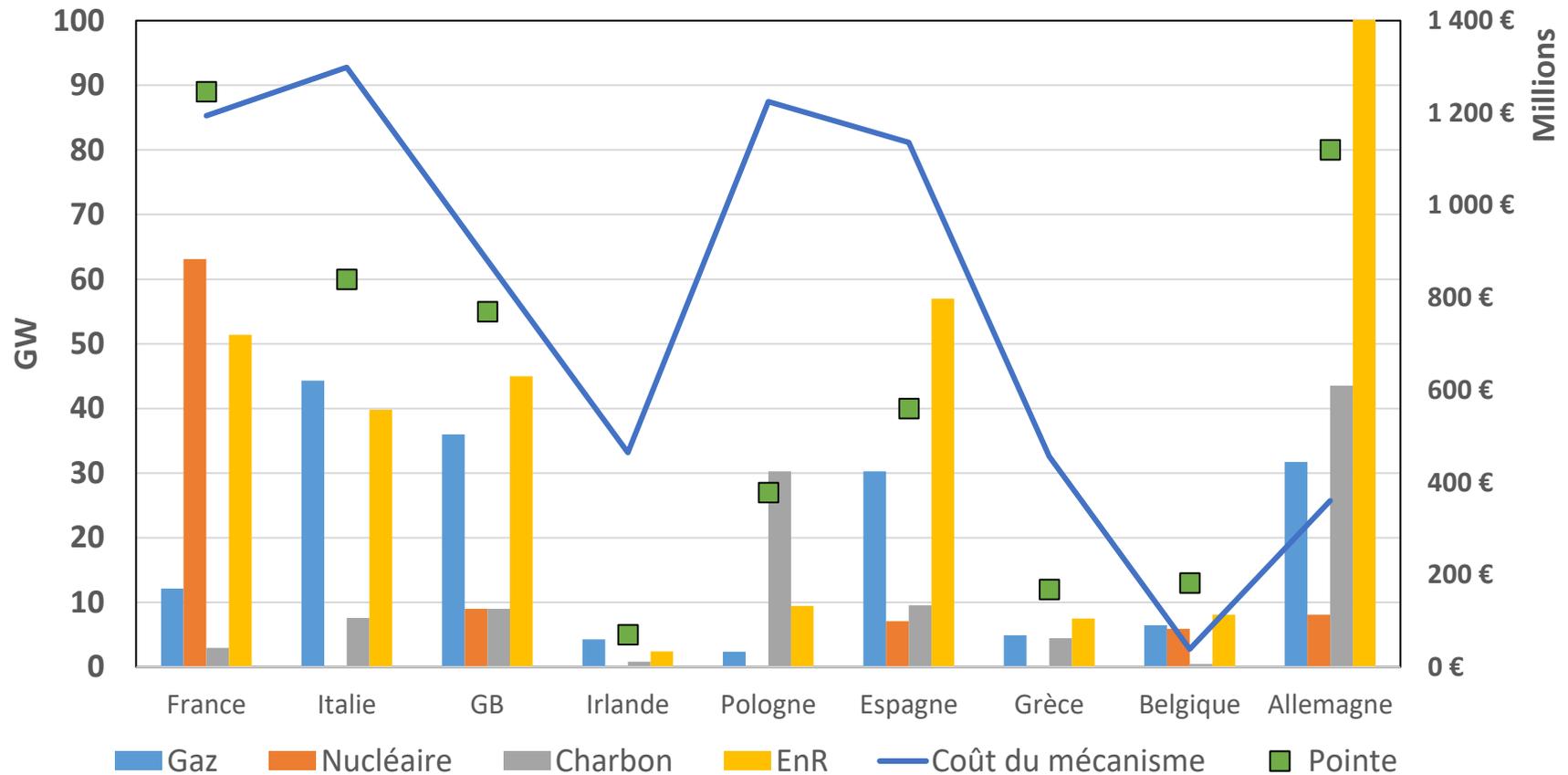
- Grèce (Obligation de capacités)

Les publications sur le mécanisme se trouvent sur le site de l'ancien GRT hellénique, l'ADMIE [26], avant sa privatisation en 2012 suite aux mesures d'austérité. Ces publications contiennent la rémunération en €/MW ainsi que la quantité rémunérée. Des registres sur les CATs et CACs passés sont également disponibles.

- Belgique (Réserves stratégiques)

Une publication annuelle de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) [27] portant sur la décision de tarification pour le financement de l'obligation de service publique de la RS fournit le détail des prix (en particulier le tarif en €/MWh). Les données relatives à la quantité de capacité mise en réserve et son détail sont disponibles sur le site du GRT belge Elia [28].

ANNEXE : Vue d'ensemble des coûts des mécanismes avec les moyens de production et la pointe



- Données tirées de **ENTSO-E** et **Statista**

- Remarques : La capacité renouvelable en Allemagne s'établit à 132 GW, par souci de lecture, l'axe se limite à 100 GW. Les quantités sont moyennées sur les années pour lesquelles les mécanismes ont cours.

Références

- [1] : Reliability Options: A Market-Oriented Approach to Long-Term Adequacy, Miles Bidwell
- [2] : <https://www.independent.ie/business/viridian-cuts-power-station-value-by-91m-37719122.html>
- [3] : <https://www.irishtimes.com/business/energy-and-resources/latest-electricity-capacity-auctions-end-eirgrid-viridian-dispute-1.3739708>
- [4] : Capacity remuneration mechanism in Ireland - Cornwall Insight, Tom Edwards
- [5] : Market reform options for a reliable, cost-efficient and decarbonised Italian power system, Christos Kolokathis et Michael Hogan
- [6] : FEBEG – Proposals for the implementation of a capacity remuneration mechanism in Belgium
- [7] : Mécanisme de capacité : Rapport d’accompagnement de la proposition de règle, RTE
- [8] : The reform of capacity remuneration mechanism in Greece [...], Antonis Metaxas
- [9] : <https://www.independant.ie/regionals/newcrossstandard/news/power-onwexfords-330-million-power-plant-goes-live-at-great-island-31177277.html>
- [10] : IEEFA : Spain’s capacity market : Energy security or Subsidy, Gerard Wynn et al.
- [11] : [recap_cout.xlsx](#)
- [12] : <http://www.eirgridgroup.com/newsroom/capacity-auction-for-the-/>
- [13] : ACER Market Monitoring Report 2018 – Electricity wholesale markets volume
- [14] : CREG – Projet de note concernant les paramètres [...] dans le cadre du mécanisme de capacité
- [15] : Poland’s electricity market. Forecasts of demand for electricity and of electricity prices, Remigiusz Rosicki
- [16] : <https://transparency.entsoe.eu>
- [17] : IEEFA Europe : Legal challenge to Spain’s capacity market payments is well-founded
- [18] : Greek Regulatory Authority for Energy : Reform of the Capacity Remuneration Mechanism in Greece
- [19] : Observations on the proposed Greek capacity mechanism, The Green Tank
- [20] : Délibération de la CRE portant proposition des tarifs réglementés de vente d’électricité
- [21] : www.eirgridgroupe.com/search/?query=acution+results
- [22] : www.terna.it/en
- [23] : <https://www.emrdeliverybody.com/CM/Published-Round-Results.aspx>
- [24] : <https://www.pse.pl>
- [25] : <https://www.esios.ree.es/en>
- [26] : www.admie.gr/en/operations-data/electricity-power-market-participation
- [27] : CREG – Décision relative à la demande d’approbation de la proposition tarifaire [...]
- [28] : <https://www.elia.be/fr/fournisseurs/nos-categories-achat/achats-energie/>