



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

CONFÉRENCE AEE-CEEM-CGR

LUNDI 21 JANVIER 2019

Le cadre de régulation des réseaux électriques – Quelles évolutions pour des investissements efficaces dans un contexte de transition énergétique ?

Charles Verhaeghe

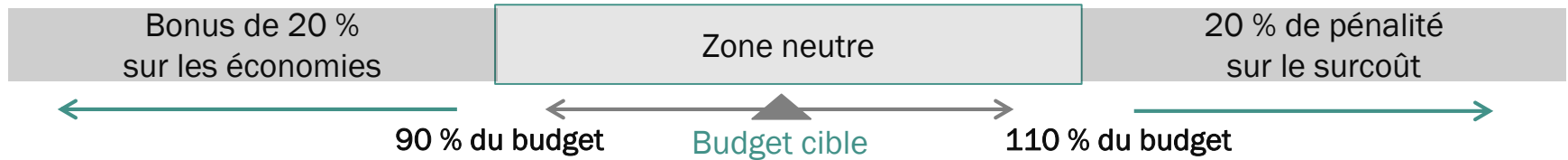
SOMMAIRE

- Le cadre de régulation actuel pour les investissements
- Les enjeux relatifs aux investissements des gestionnaires de réseaux
- Les pistes de réflexion
- Les prochaines étapes

LE CADRE DE RÉGULATION ACTUEL

- Le cadre de régulation incitative actuel est construit de la façon suivante :
 - **Incitation forte à la maîtrise des charges d'exploitation.** De façon à inciter les opérateurs à l'efficacité et à la maîtrise des coûts, une régulation du type « *revenue cap* » est appliquée pour les charges d'exploitation (OPEX), en tout cas celles considérées comme maîtrisables.
 - **Cadre favorable à l'investissement.** Compte tenu du risque de sous-investissements à court terme que pourrait générer l'introduction d'un « *revenue cap* » sur les investissements et de la difficulté de fixer des trajectoires pertinentes, les investissements sont traités en « *pass-through* » : seuls des investissements qui seraient jugés inefficaces ne seraient pas couverts.
- Les incitations relatives aux investissements ont toutefois été renforcées lors des précédentes périodes tarifaires :
 - **Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets (transport).** Les gestionnaires de réseaux de transport sont incités à tenir les budgets annoncés pour les principaux projets d'investissements de réseaux.
 - **Incitation fondée sur les coûts unitaires d'investissements (distribution).** Les gestionnaires de réseaux de distribution sont incités à maîtriser les coûts unitaires de leurs investissements.
 - **Incitation forte sur les investissements hors réseaux.** Les investissements hors réseaux (logistique, immobilier, SI ...) sont traités comme les OPEX, dans le but d'inciter à l'efficacité et aux arbitrages efficaces entre OPEX et CAPEX hors réseaux. ³

LE CADRE DE RÉGULATION ACTUEL



- Le cadre en vigueur prévoit que, pour les grands projets de développement de réseaux (hors raccordement), c'est-à-dire les projets de plus de 30 M€, le budget présenté par les GRT est audité et la CRE fixe ensuite un budget cible.
- Les principes de ce dispositif sont les suivants :
 - quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, RTE supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

SOMMAIRE

- Le cadre de régulation actuel pour les investissements

- **Les enjeux relatifs aux investissements des gestionnaires de réseaux**

- Les pistes de réflexion

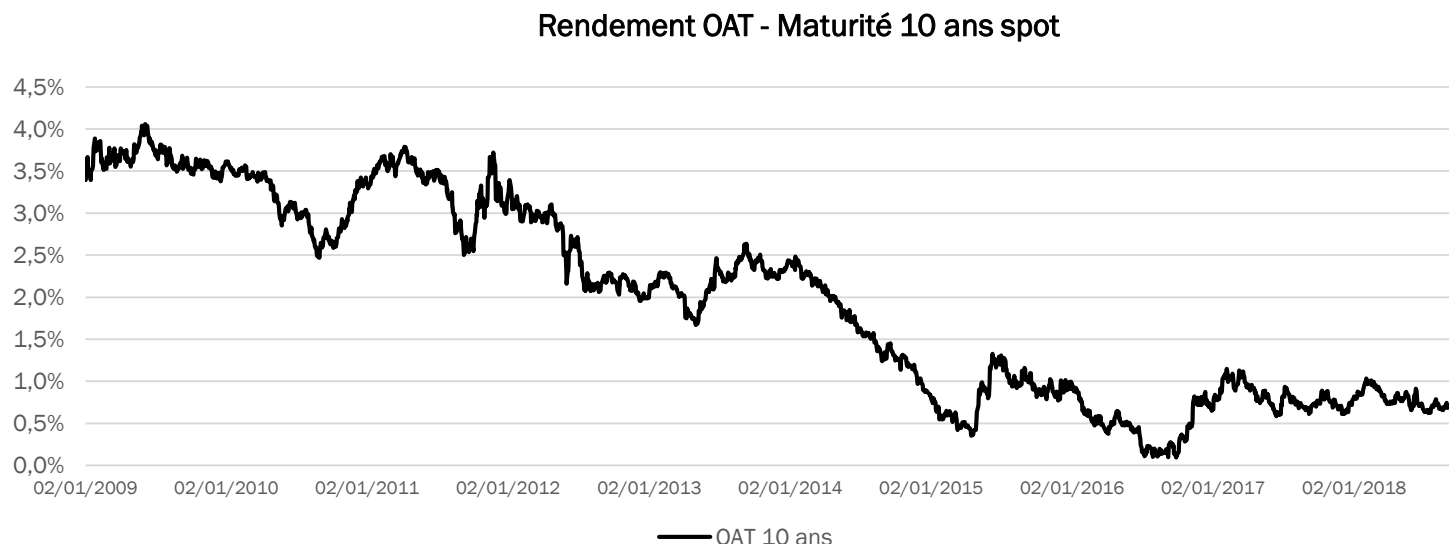
- Les prochaines étapes

LES ENJEUX RELATIFS AUX INVESTISSEMENTS DE RÉSEAUX

- Historiquement, la croissance de la demande et de la pointe électrique a été le moteur des investissements dans les réseaux. Le principal risque perçu concernant les investissements était d'investir trop tôt ou trop tard.
- Aujourd'hui, le contexte a fortement évolué :
 - **Le développement des énergies renouvelables est l'un des moteurs principaux des investissements, couplé avec les évolutions du parc de production (nucléaire).** Le Bilan Prévisionnel 2017 de RTE anticipe ainsi que la puissance installée renouvelable pourrait doubler voire tripler entre aujourd'hui et 2035
 - **La consommation électrique (et gazière) n'est plus orientée à la hausse et les évolutions futures sont incertaines.** Les nouveaux usages, comme le véhicule électrique sont des relais de croissance pour la demande électrique, mais l'efficacité énergétique, les évolutions dans l'industrie etc., tirent la consommation vers le bas. Ils présentent en outre un enjeu fort de gestion de la pointe.
 - **Les soutirages sur les réseaux sont en baisse.** Le développement des sources de production décentralisées, croisé avec l'évolution de la demande, a tendance à réduire les soutirages sur les réseaux, notamment de transport.
- Ce changement de contexte pose beaucoup de questions :
 - Incertitudes sur les besoins d'investissements et leur localisation
 - Soutenabilité dans un contexte d'assiette de facturation en baisse
 - Question sur le portage des coûts entre production et soutirage notamment

LES ENJEUX RELATIFS AUX INVESTISSEMENTS DE RÉSEAUX

- Un autre élément de contexte pèse sur les incitations à l'investissement : l'évolution des conditions de financement et leur prise en compte dans le tarif.



- Il est nécessaire de refléter dans le taux de rémunération des investissements des opérateurs leurs conditions de financement des investissements à la fois actuels et passés : cela justifie l'utilisation de moyennes pluriannuelles pour la construction des paramètres financiers.
- Toutefois, en période de taux bas, la rémunération des nouveaux investissements est supérieure au coût de financement (avec un risque de sur-incitation à l'investissement). A l'inverse, lorsque les taux remontent, la rémunération pourrait ne plus couvrir les coûts de financement.

SOMMAIRE

- Le cadre de régulation actuel pour les investissements
- Les enjeux relatifs aux investissements des gestionnaires de réseaux
- Les pistes de réflexion
- Les prochaines étapes

PISTES DE RÉFLEXION

N°1 : RÉFLÉCHIR À LA DOCTRINE D'INVESTISSEMENT

- Le premier levier pour garantir des décisions d'investissements efficaces est d'appliquer une **doctrine d'investissements robuste**.
- Des travaux sont en cours entre les services de la CRE et de RTE et ont également été initiés avec d'autres opérateurs tels qu'Enedis. Ils s'inscrivent notamment dans le cadre des travaux relatifs aux prochains Schémas Décennaux de Développement du Réseau.
 - Elaboration de **scénarios robustes**
 - Evolution des **méthodologies d'évaluation des coûts et bénéfices pour le réseau**, avec la valorisation de l'énergie non distribuée et non évacuée
 - **Comparaison des différentes solutions** : renforcement ou développement de réseaux, utilisation de flexibilités issues du réseau (ex. : *dynamic line rating*), de la production, de l'effacement ou du stockage
 - **Prise de décision en avenir incertain** pour améliorer la résilience des évaluations des projets envisagés
- La justification technico-économique des projets amène la CRE (et RTE) à interroger ou à retarder certains projets.
- Inciter à une priorisation des investissements pour améliorer la soutenabilité tarifaire pourrait s'inscrire dans cette démarche.

PISTES DE RÉFLEXION

N°2 : DIFFÉRENCIER ET INDEXER LES TAUX DE RÉMUNÉRATION

- Le second levier identifié est d'améliorer le signal incitatif véhiculé par le taux de rémunération des investissements pour mieux prendre en compte l'évolution des conditions de financement.
- Pour ce faire, une idée consiste à appliquer des taux de rémunération différents entre la base d'actifs régulés (BAR) « historique » et les nouveaux investissements mis en service durant la période tarifaire à venir.
 - La BAR serait rémunérée à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) calculé sur la base de moyennes de long-terme pour les principaux paramètres, notamment le taux sans risque, tel qu'aujourd'hui.
 - Un CMPC « court-terme » serait appliqué aux nouveaux investissements, de façon à mieux refléter les coûts de financement :
 - Lorsque les taux sont bas, le CMPC « court-terme » va être plus bas que le CMPC « long-terme » : la sur-incitation à l'investissement est ainsi réduite ;
 - Lorsque les taux remontent et repassent au-dessus des moyennes de long-terme, le CMPC « court-terme » sera plus élevé que le CMPC « long-terme », évitant une sous-incitation.
 - Aux prochaines périodes tarifaires, selon des modalités qu'il faudra définir, le CMPC « long-terme » devrait être mis à jour en tenant compte de ces années passées : les nouveaux investissements pourront ainsi être réintégrés dans la BAR « classique » et se voir appliquer le CMPC « long-terme ».
 - Pour un meilleur reflet de l'évolution des taux court-terme, une indexation plus fréquente des taux peut s'envisager.

PISTES DE RÉFLEXION

N°3 : RENFORCER L'INCITATION À LA MAÎTRISE DES COÛTS D'INVEST.

- Le troisième levier identifié est de **renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissements et de l'étendre à un volume d'investissements plus large.**
- Dans le cadre de régulation en vigueur, **37 % des dépenses d'investissements réseaux de RTE prévues pour l'année 2019** (concentrées au sein de 3 % des projets en cours) font l'objet d'une régulation incitative à la maîtrise des coûts.
 - La CRE souhaite **appliquer la régulation incitative aux raccordements des parcs éoliens en mer** : une révision du cadre de régulation est en cours suite à la loi ESSOC.
 - Le champ d'application pourrait être élargi :
 - A **tous les projets réseaux** (y compris raccordements et renforcements)
 - A des **projets de plus faibles budgets** (par ex. 20 M€)
 - A des **projets de plus faibles budgets sélectionnés aléatoirement**
 - La CRE souhaite également étudier la pertinence d'une **régulation incitative fondée sur les coûts unitaires pour les ouvrages de transport** (comme cela est appliqué en distribution).

SOMMAIRE

- Le cadre de régulation actuel pour les investissements
- Les enjeux relatifs aux investissements des gestionnaires de réseaux
- Les pistes de réflexion
- Les prochaines étapes

LES PROCHAINES ÉTAPES

- La CRE a mené une réflexion interne sur les évolutions relatives au cadre de régulation, tout opérateur confondu, et a interrogé les opérateurs sur leurs demandes d'évolutions.
- Cette réflexion va aboutir à une **consultation publique début février** (6-8 semaines de consultation).
 - **On vous invite à y participer !**
- Les tarifs d'infrastructures gazières (hors terminaux méthaniers) seront fixés fin 2019 et les tarifs de réseaux électriques et terminaux méthaniers seront fixés fin 2020.