



VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage de Storengy, Teréga et Géométhane

29 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 3 proviennent de Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux;
- 5 proviennent de Associations professionnelles;
- 7 proviennent de Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché;
- 8 proviennent de Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures;
- 6 proviennent de Autres acteurs;

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	6
1.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	6
1.1.1	UNIDEN.....	6
1.1.2	COPACEL.....	6
1.2	Associations professionnelles	7
1.2.1	UPRIGAZ	7
1.2.2	Pôle de compétitivité AVENIA	7
1.2.3	Association Française du Gaz	8
1.2.4	FEDENE.....	8
1.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché	9
1.3.1	ENI	9
1.3.2	EDF	9
1.3.3	Total Direct Énergie	9
1.3.4	PETROINEOS MANUFACTURING France (PIMF)	10
1.3.5	SOLVAY	10
1.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	10
1.4.1	Teréga.....	10
1.4.2	GRTgaz.....	12
1.4.3	Enagás, S.A.....	12
1.4.4	Actionnaires de Teréga (Snam, GIC et Crédit Agricole).....	12
1.5	Autres acteurs	15
1.5.1	Energie Transition Solution	15
1.5.2	Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT	16
1.5.3	FNEM-FO.....	16
1.5.4	Université de Pau et des pays de l'Adour	16
1.5.5	CSE et OS Teréga	18
2	QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....	24
2.1	Question 1 : Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATS2 ?	24
2.1.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	24
2.1.2	Associations professionnelles.....	25
2.1.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	25
2.1.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	27
2.1.5	Autres acteurs	30
2.2	Question 2 : Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?	31
2.2.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	31
2.2.2	Associations professionnelles.....	31

2.2.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	31
2.2.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	32
2.2.5	Autres acteurs	37
2.3	Question 3 : Êtes-vous favorables aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATS2 ?	37
2.3.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	37
2.3.2	Associations professionnelles.....	38
2.3.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	38
2.3.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	40
2.3.5	Autres acteurs	44
2.4	Question 4 : Avez-vous des remarques concernant le calendrier et les principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATS2 ?	45
2.4.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	45
2.4.2	Associations professionnelles.....	45
2.4.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	46
2.4.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	46
2.4.5	Autres acteurs	47
2.5	Question 5 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?	47
2.5.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	47
2.5.2	Associations professionnelles.....	48
2.5.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	48
2.5.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	49
2.5.5	Autres acteurs	52
2.6	Question 6 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATS2 ?	53
2.6.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	53
2.6.2	Associations professionnelles.....	53
2.6.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	53
2.6.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	55
2.6.5	Autres acteurs	58
2.7	Question 7 : Êtes-vous favorable à la simplification et à l'évolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service, notamment environnementale, envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?	58
2.7.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	58
2.7.2	Associations professionnelles.....	58
2.7.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	59
2.7.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	60
2.7.5	Autres acteurs	62
2.8	Question 8 : Êtes-vous favorable à ce que les opérateurs de stockage reçoivent un bonus/malus équivalent à 0,5 % des premiums des enchères de stockage lorsque le niveau du filet de sécurité est atteint ?	62
2.8.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux	62
2.8.2	Associations professionnelles.....	63

2.8.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	64
2.8.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	66
2.8.5	Autres acteurs.....	67
2.9	Question 9 : Êtes-vous favorable à la fixation dans le tarif des pénalités à verser par l'opérateur de stockage à un client en cas de non disponibilité des capacités achetées par celui-ci ?	68
2.9.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux.....	68
2.9.2	Associations professionnelles.....	68
2.9.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	69
2.9.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	71
2.9.5	Autres acteurs.....	72
2.10	Question 10 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?	72
2.10.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux.....	72
2.10.2	Associations professionnelles.....	73
2.10.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	73
2.10.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	74
2.10.5	Autres acteurs.....	76
3	QUESTION RELATIVE AU NIVEAU DES CHARGES À COUVRIR	77
3.1	Question 11 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS2 pour Storengy, Teréga et Géométhane ?.....	77
3.1.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux.....	77
3.1.2	Associations professionnelles.....	78
3.1.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	79
3.1.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures.....	82
3.1.5	Autres acteurs.....	90
4	CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	92
4.1	Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [3].....	92
4.1.1	UNIDEN.....	92
4.1.2	COPACEL.....	92
4.1.3	CLEEE.....	92
4.2	Associations professionnelles [5].....	92
4.2.1	UPRIGAZ.....	92
4.2.2	Pole de compétitivité AVENIA.....	92
4.2.3	Association Française du Gaz.....	92
4.2.4	AFIEG.....	92
4.2.5	FEDENE.....	92
4.3	Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [7].....	92
4.3.1	ENI.....	92
4.3.2	ENGIE.....	92
4.3.3	EDF.....	92
4.3.4	Total Direct Énergie.....	92
4.3.5	European Energy Pooling.....	92

4.3.6	PETROINEOS MANUFACTURING France (PIMF)	92
4.3.7	SOLVAY	92
4.4	Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [8].....	92
4.4.1	Teréga.....	92
4.4.2	Storengy.....	92
4.4.3	GRDF.....	92
4.4.4	Géométhane.....	92
4.4.5	GRTgaz.....	92
4.4.6	Enagás, S.A.....	92
4.4.7	ELENGY.....	92
4.4.8	Actionnaires de Teréga (Snam, GIC et Crédit Agricole).....	92
4.5	Autres acteurs [6].....	93
4.5.1	ETS.....	93
4.5.2	FNME CGT	93
4.5.3	Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT	93
4.5.4	FNEM-FO.....	93
4.5.5	Université de Pau et des pays de l'Adour	93
4.5.6	Contribution d'un particulier.....	93

1 INTRODUCTION

1.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

1.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN souhaite rappeler que la réforme stockage initiée en 2017 a vu la mise en place d'un revenu garanti pour les opérateurs de stockage, articulé autour d'enchères sans prix de réserves, ce que nous regrettons fortement, et d'un terme de stockage pour les utilisateurs du réseau de gaz naturel afin de compenser l'écart entre le revenu garanti et le revenu des enchères. Dans ce cadre, les consommateurs industriels raccordés au réseau de transport et au réseau de distribution (profils contre-modulés P13 et P14) ont été jusqu'alors - et à juste titre - exonérés de ce terme de stockage dans la mesure où ils ne bénéficient pas du statut de « consommateurs protégés » au sens du Règlement UE 2017/1938 (art 2, point 5) car délestés en priorité pour sauvegarder les consommateurs protégés.

Nous souhaitons également préciser que la consommation des consommateurs industriels est globalement stable et non thermosensible. Ceux-ci ne contribuent donc pas au risque climatique d'approvisionnement lié aux pics de consommation générés par les consommateurs protégés (domestiques & tertiaires) lors des périodes froides et qui rend nécessaire le remplissage des stockages.

Les consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport et de distribution ne bénéficient pas de façon générale du service de stockage et n'étant en rien protégés in fine en cas de crise, l'UNIDEN reste fondamentalement opposée à l'élargissement de l'assiette de compensation et réitère expressément sa demande d'exonération du terme de stockage.

Comme le rappelle la CRE, en contrepartie de l'obligation, dans la PPE, du maintien en exploitation des sites de stockage considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

A ce titre nous saluons les analyses de la CRE face aux demandes des opérateurs de réseau, affichant des hausses excessives de près de 17% entre 2019 et 2020 suivies de hausses annuelles allant de 6% à 9% sur la période tarifaire. De telles hausses ne sont pas acceptables, et le scénario illustratif nous paraît tout à fait raisonnable en affichant une baisse de coûts de 4 à 5% en 2020 vs. 2019, reflétant ainsi des gains d'efficacité alors que selon les règles de l'ATS1, les coûts 2019 des opérateurs de stockage sont couverts dans leur intégralité par la somme du revenu des enchères et de la compensation stockage.

Cependant, la maîtrise globale de ces coûts, bien qu'absolument nécessaire, ne garantit pas une maîtrise du montant de la compensation stockage pour le consommateur final du fait des variations du revenu des enchères. L'UNIDEN demande donc :

- qu'un prix de réserve soit mis en place pour chaque enchère ;
- que le terme de compensation stockage ne puisse pas évoluer de plus de 2% par an ;
- qu'un accès privilégié aux enchères soit organisé pour les industriels gazo-intensifs ; ce qui devra nécessairement s'accompagner de l'annulation du terme de compensation stockage, faute de quoi l'industriel paierait deux fois son stockage.

1.1.2 COPACEL

Préambule

L'industrie papetière française est fortement dépendante du gaz naturel, comme en atteste la consommation annuelle, qui est de l'ordre de 10 TWh. Par ailleurs, pour de nombreux sites, le coût du gaz naturel représente un poids important dans le coût de revient des papiers et cartons. Toute évolution réglementaire touchant le coût du gaz naturel a donc de forts impacts sur la compétitivité des usines du

secteur papetier, alors que ce secteur est soumis à une concurrence internationale importante (près de 60 % de la consommation française de papiers et cartons est importée).

La CRE a ouvert une consultation relative à la structure du prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel (ATS2). Cette consultation, qui se clôt le 4 octobre au soir, porte sur de nombreux aspects de la tarification.

Synthèse

En substance, COPACEL constate une forte inflation du niveau des charges à couvrir demandées par l'ensemble des opérateurs de stockage depuis que les opérateurs ont la garantie de voir leurs charges couvertes par les tarifs régulés.

COPACEL est favorable à l'ensemble des propositions formulées par la CRE qui permettent de contenir le niveau des charges à couvrir par le tarif ATS2 avec en particulier :

- la proposition d'introduire une différenciation de la rémunération entre les actifs historiques et celle des nouveaux actifs ;
- la proposition de ne pas couvrir le coût de démantèlement des trois stockages sous-cocon bien avant que les activités de stockage ne soient régulées ;

COPACEL constate que le manque de visibilité sur les résultats des enchères des capacités de stockage induit un manque de visibilité pour les consommateurs finals sur la compensation stockage. En conséquence, COPACEL demande que :

- un prix de réserve soit mis en place lors de la commercialisation des capacités de stockage ;
- un accès privilégié aux enchères soit mis en place pour les consommateurs gazo-intensifs ;
- le terme de stockage ne puisse pas évoluer de plus de 2% par an ;

COPACEL demande au régulateur de s'assurer que les plans d'investissement soient correctement dimensionnés par rapport aux besoins en termes de sécurité d'approvisionnement.

1.2 Associations professionnelles

1.2.1 UPRIGAZ

A titre liminaire, l'UPRIGAZ (*) confirme son adhésion aux modalités en vigueur depuis deux hivers gaziers consistant à mutualiser la sécurité systémique offerte par les stockages souterrains tout en recourant à un système d'enchères pour l'attribution des capacités.

Ce nouveau dispositif met les opérateurs de stockage à l'abri des trois risques inhérents à leur activité :

- Le risque volume en garantissant par le biais des enchères le remplissage des stockages,
- Le risque prix grâce au complément de rémunération pour offrir un revenu régulé garanti,
- S'agissant du risque technique, l'absence de nouveaux développements significatifs pouvant impliquer des aléas de nature géologique ne semble plus justifier de prime de risque portant sur la totalité des capacités.

Dans un contexte où certaines prévisions envisagent un déclin de la part du gaz dans le mix énergétique sans pouvoir écarter une diminution des consommations, il est de l'intérêt de toutes les parties prenantes d'être extrêmement vigilantes sur les coûts de la chaîne logistique et notamment du stockage afin de ne pas obérer la compétitivité du gaz.

L'UPRIGAZ souhaite souligner la qualité de l'analyse de la CRE qui sous-tend la note technique donnant lieu à consultation publique.

(*) hormis TEREGA qui ne s'associe pas à toutes les réponses de cette consultation

1.2.2 Pôle de compétitivité AVENIA

Le pôle de compétitivité Avenia a pour mission d'accompagner l'innovation collective de tous les métiers du sous-sol, au service de la transition énergétique et industrielle. Il regroupe plus de 200 adhérents nationaux, académiques, associatifs et industriels. Il soutient l'innovation des start-up ainsi que le transfert de technologies entre métiers.

1.2.3 Association Française du Gaz

L'efficacité des solutions proposées par l'industrie gazière dans leur contribution à la transition énergétique et aux efforts de réduction des gaz à effet de serre tant en France qu'au-delà des frontières peut apporter des résultats décisifs dans la lutte contre le changement climatique.

L'AFG fait observer que le stockage fait partie des infrastructures qui nécessitent des moyens conséquents pour mettre à niveau des installations et les propositions de modulation de la régulation proposée ne confèrent pas de la stabilité au système.

Les enjeux sont majeurs pour l'avenir des infrastructures de gaz dans un contexte de réduction des consommations de gaz nécessitant une maîtrise accrue des coûts et une allocation ajustée des investissements à la sécurité et à l'intégration des gaz renouvelables. L'innovation est essentielle pour assurer le développement de tous ces nouveaux gaz.

Les moyens alloués aux adaptations des réseaux conditionnent la contribution de l'industrie gazière à l'atteinte de la neutralité carbone. A ce titre, le haut de la fourchette de rémunération proposée par la CRE ne peut être qu'un minimum.

La filière gaz est consciente de l'équation à trouver pour le long terme à savoir l'équilibre entre un développement des réseaux et l'intérêt des consommateurs à long terme. La compétitivité du gaz à préserver s'inscrit de plus en plus dans un contexte où les risques sont de plus en plus forts.

1.2.4 FEDENE

La présente note vise à clarifier la position des adhérents de la FEDENE sur les deux consultations de la CRE.

Les opérateurs de services énergétiques, membres de la FEDENE, proposent à leurs clients entreprises, industries et collectivités des prestations de vente de chaleur, issue de tout type d'énergie, y compris le gaz naturel, notamment à travers des réseaux de chaleur. Dans ces réseaux, l'énergie principale provient le plus souvent d'une source renouvelable, le complément se faisant généralement avec du gaz, énergie fossile la moins carbonée.

Concernant la consultation 2019-13 (ATRT7) relative aux tarifs d'utilisation des réseaux de transports de gaz naturel, le changement proposé consiste à faire évoluer la formule de modulation hivernale, décrite dans la délibération de la CRE du 13 décembre 2018, s'appliquant de même manière aux clients dits « *profilés* » et aux clients dits « *à souscription* ».

Compte tenu des différences de situation entre ces deux catégories de clients, les modifications proposées par la CRE consistent à remplacer la CJN par la consommation d'hiver moyenne journalière du 1^{er} novembre au 31 mars, et la CAR par la consommation annuelle du 1^{er} avril au 31 mars.

Position portée par la FEDENE sur la question 14 de la consultation CRE 2019-13 (ATRT7)

La FEDENE tient tout d'abord à mentionner que **les acteurs de la chaîne gaz ont besoin d'un minimum de visibilité et de stabilité sur des paramètres économiques aussi sensibles**, affectant de manière notable les formules de révisions de prix pour leurs clients. En effet, les variations successives de formules nécessitent à chaque fois un effort commercial important de nos métiers de services énergétiques afin de les expliquer et les faire accepter aux clients.

Dans la mesure où la modification proposée intègre davantage la diversité des situations de consommations rencontrées, la FEDENE formule **un avis favorable** à l'évolution de la formule de calcul de la modulation hivernale. Elle l'assortit toutefois des conditions préalables suivantes :

1. Avoir la certitude que la **donnée soit accessible via le gestionnaire de réseau** concerné après autorisation/accord du client. Pour ce faire, nous privilégions une mise à disposition sur le portail du gestionnaire de réseau, au même niveau que la CJA, la CAR et le Profil.
2. Que **l'administration et la gestion de ces nouvelles données** (consommation annuelle et hivernale) **soient placées sous la responsabilité du gestionnaire de réseau**. Il faut notamment que les règles de gestion soient précisées afin de gérer tous les cas particuliers : création de sites, modifications notoires provoquant une évolution forte du profil de consommation, changement de propriétaire et d'exploitant, erreurs de comptage, fermeture d'un site etc... La donnée devrait par exemple pouvoir être corrigée moyennant une déclaration sur l'honneur.

1.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

1.3.1 ENI

A titre liminaire, Eni partage l'analyse de la CRE concernant les trajectoires tarifaires demandées par les opérateurs de stockage, qui sont beaucoup trop élevées au regard des perspectives d'évolution à la baisse de la consommation de gaz et du dimensionnement des stockages existants qui est largement suffisant et qui est amené à se réduire dans le temps (selon une trajectoire qui sera fixée dans la PPE). Par conséquent, les efforts de la CRE pour inciter les opérateurs doivent viser principalement la réduction des coûts des opérateurs, que ce soit les charges d'exploitation ou de capital.

1.3.2 EDF

La PPE fixe comme objectif de réduire la consommation gazière de 19% en 2028 par rapport à 2012. Cette baisse visera, en premier lieu, la demande finale est à l'origine environ 90% des besoins de modulation. La capacité de stockage actuelle étant déjà supérieure aux besoins de modulation, augmenter les capacités de stockage n'apparaît donc pas nécessaire.

Par ailleurs, les stockages souterrains ne sont pas les seuls moyens fournissant de la flexibilité au système gazier. A la pointe, les terminaux de regazéification peuvent fournir de la flexibilité plus efficacement (techniquement et économiquement) que les stockages souterrains. Ainsi, il est nécessaire de s'assurer que les éventuels investissements dans les stockages souterrains non seulement ne distordent pas la concurrence entre moyens répondant au moyen de stockage et/ou n'affectent pas de moyens non régulés mais aussi constituent la solution la moins chère. La réalisation d'une analyse coûts/bénéfices comparant l'ensemble des infrastructures pouvant fournir de la flexibilité est souhaitable avant de décider d'investissements dans les stockages souterrains.

1.3.3 Total Direct Energie

Total Direct Energie (TDE) souhaite en premier lieu rappeler que la récente réforme du stockage, si elle assure une plus grande transparence sur le coût des stockages et ainsi qu'un meilleur fonctionnement du marché de la fourniture, aboutit à la rémunération de 138,5 TWh (2.38 TWh/j) de stockages, alors que seuls 64 TWh (2 TWh/j) sont utiles actuellement et pour les années à venir, pour satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement.

Dans ce contexte, il est donc nécessaire, afin que les consommateurs ne paient pas indument des coûts inutiles, à ce que la détermination du revenu des opérateurs de stockage soit effectuée par la CRE avec la plus grande parcimonie.

Par ailleurs, Total Direct Energie alerte sur le fait que cette surcapacité de stockages par rapport aux besoins de sécurité d'approvisionnement, viendra d'une part distordre les signaux de prix sur les marchés de gros, et d'autre part désinciter les acteurs à souscrire les autres capacités concourant à la sécurité d'approvisionnement (interconnexion, GNL notamment), alors même qu'elles sont tout autant indispensables. En particulier les souscriptions long-terme de capacités d'interconnexions arriveront à échéance dans les années à venir, sans que les signaux de marché actuels n'incitent à les renouveler. Ce constat est d'ailleurs mentionné par la CRE elle-même dans le cadre de la consultation N° 2019-014

relative aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et plus particulièrement dans le cadre de l'évaluation prévisionnelle des souscriptions annuelles de capacité.

Total Direct Energie appelle donc de ses vœux la tenue d'une réflexion d'ensemble sur la place et le coût^[1] des différentes capacités participant à la sécurité d'approvisionnement, ainsi que sur les mécanismes permettant d'assurer que celles-ci sont effectivement souscrites en amont des pointes de consommation.

[1] 175 €/MWh/j pour une capacité d'interconnexion depuis la Belgique, contre près de 300 €/MWh/j pour les stockages en considérant un revenu régulé de 700 M€.

1.3.4 PETROINEOS MANUFACTURING France (PIMF)

PIMF souhaite rappeler que la réforme stockage initiée en 2017 a vu la mise en place d'un revenu garanti pour les opérateurs de stockage, articulé autour d'enchères sans prix de réserves, ce que nous regrettons fortement, et d'un terme de stockage pour les utilisateurs du réseau de gaz naturel afin de compenser l'écart entre le revenu garanti et le revenu des enchères. Or, les consommateurs industriels raccordés au réseau de transport et au réseau de distribution (profils contre-modulés P13 et P14) ne bénéficient pas du statut de « consommateurs protégés » au sens du Règlement UE 2017/1938 (art 2, point 5) car délestés en priorité pour sauvegarder les consommateurs protégés.

De plus, la consommation de la plupart de ces consommateurs industriels n'est pas thermosensible et ne contribue donc pas au risque climatique du réseau lié aux pics de consommation : s'il n'y avait que des consommateurs non thermo-sensibles, le besoin en stockage souterrain serait beaucoup plus faible, voire quasi-nul ; PIMF reste fondamentalement opposée à l'élargissement de l'assiette de compensation et réitère expressément sa demande d'exonération du terme de stockage.

Nous attirons l'attention de la CRE sur la situation extrêmement favorable d'opérateurs de stockages qui bénéficient à la fois d'un quasi-monopole et de tarifs régulés offrant une forte probabilité de résultats positifs et d'une solidité financière qui s'apparente à un business de rente. D'autre part, les conditions actuelles des marchés financiers sont exceptionnelles, avec des taux historiquement faibles.

Les conditions de financement et la sécurité de ces activités plaident pour des retours sur capital modestes, et en tous cas nettement inférieurs à ceux envisagés aujourd'hui ; Il apparaît comme probable que de nombreux investisseurs à la recherche de placements à faibles risques seraient très attirés par les taux de retour envisagés aujourd'hui. Il semble difficilement soutenable que les gestionnaires d'assets monopolistiques bénéficient de rentes de situation très confortables aux dépens des consommateurs, alors que les taux de retours d'investissements à faible risques sont proches de zéro.

Il serait d'ailleurs intéressant que la CRE demande aux opérateurs de réseaux d'initier un processus de « rating » par les principales agences de notation financières.

1.3.5 SOLVAY

Dans un contexte de très faible inflation, nous sommes fortement surpris par les hausses de tarifs demandées par les opérateurs de stockage (+36,2 % en 2020 par rapport à 2018, puis 1,0 % par an pour Storengy, +30,0% en 2020 par rapport à 2018, puis +3,9 % par an pour Teréga et 4,9 % en 2020 par rapport à 2018, puis 5,4 % par an pour Géométhane). Nous apprécions la démarche que la CRE a lancée avec l'aide d'un consultant pour auditer et analyser les demandes transmises par les opérateurs des stockages, dans le but d'une meilleure maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz naturel. Cette démarche a permis une limitation sensible des tarifs.

1.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

1.4.1 Teréga

La CRE a publié le 23 juillet 2019 la dernière consultation publique de préparation de l'ATS2.

Elle porte sur le cadre de régulation et le niveau des revenus des opérateurs de stockage à horizon 4 ans.

S'agissant du cadre de régulation, Teréga a la volonté d'accompagner la CRE dans l'évolution du tarif ATS, mais souligne fortement le fait que la régulation du stockage ne se situe pas au même niveau de maturité que celle du transport. Le bon en avant que la CRE semble vouloir effectuer entre l'ATS1 et l'ATS2, apparaît comme très ambitieux, les risques restant in fine supportés par les opérateurs de stockage.

La CRE souhaite en effet d'une part aligner le stockage sur les principes de régulation en vigueur au transport, et d'autre part lui appliquer toutes les nouvelles mesures de l'ATRT7 qui traduisent soit une élévation du niveau d'exigence (ex.: régulation incitative des investissements) soit une réduction des perspectives de rendement. L'ATS2 vise ainsi, à l'instar de l'ATRT7, à resserrer l'assiette de rémunération des opérateurs (CMPC court terme pour les actifs nouvellement mis en service, actifs cédés, IEC) au risque de présenter des mesures qui ne couvriraient plus l'ensemble des coûts des opérateurs.

De même, les propositions de la CRE relatives à la reconnaissance de la performance commerciale des opérateurs, marque une rupture avec l'ATS1, l'incitation présentée pour l'ATS2 étant 10 fois inférieure.

En revanche, sur des sujets d'avenir tels que la R&I ou la digitalisation des opérateurs régulés, Teréga accueille favorablement les ouvertures de la CRE pour revoir si nécessaire l'enveloppe des OPEX à mi-tarif ou entériner le pilote de régulation TOTEX SI proposé par l'entreprise. Teréga encourage la CRE à poursuivre dans ce sens.

Teréga salue également la volonté de la CRE de combler un manque dans la régulation actuelle en proposant des pistes pour le traitement des coûts de démantèlement, mais considère que le mécanisme proposé à ce stade ne traite pas complètement le sujet. Dans l'attente de définir la couverture tarifaire idoine, Teréga propose pour l'ATS2 de prendre en compte ce sujet dans la définition de la prime de risque du stockage sur le CMPC transport.

S'agissant du niveau de revenu des opérateurs de stockage pour la prochaine période tarifaire, Teréga ne partage les orientations de la CRE, notamment sur les points suivants.

Tout d'abord, le niveau de rémunération marque une nouvelle rupture avec le tarif précédent (-125 pdb dans le scénario illustratif). Pour Teréga, cette évolution annonce une nouvelle réduction drastique de ses perspectives de revenus, 1 an après l'entrée en régulation des stockages.

Cette accélération de la décroissance du CMPC en France apparaît à contre courant de la tendance européenne. De plus, le CMPC présenté par la CRE s'appuie sur des hypothèses soit erronées - par exemple un taux d'IS différent de celui du Projet de Loi de Finance 2019 - soit par trop volontaristes et de nature à mettre Teréga à risque - par exemple le coût de la dette.

Par ailleurs, la prime de risque stockage paraît sous dimensionnée au vu de l'évolution du contexte réglementaire et notamment de la PPE.

Enfin, concernant les trajectoires d'OPEX, Teréga remet en question les retraitements de l'auditeur en ce sens qu'ils ne prennent en considération ni les spécificités de l'entreprise ni son contexte macro-économique.

Au delà de ces éléments, Teréga souligne deux autres points majeurs de la consultation publique :

- Tout d'abord, les indicateurs de productivité présentés par l'auditeur ne rendent pas compte de la réalité des faits. Que l'on considère les OPEX totales ou les CNE, les résultats de l'indicateur de productivité seront très différents de ceux calculés selon un "périmètre constant", défini spécifiquement, opaque car non reconstituable, et ne rendant pas compte des charges effectivement acquittées par les utilisateurs du réseau,
- Enfin, en comparant l'efficacité globale préconisée par l'auditeur aux revenus autorisés des entreprises, on constate qu'elle est 3,5 fois supérieure pour Teréga que pour Storengy. Teréga

souhaite attirer l'attention de la CRE sur ce point et ne peut imaginer que cette recommandation soit in fine retenue.

1.4.2 GRTgaz

En tant qu'opérateur d'infrastructure gazier régulé, GRTgaz considère qu'il est important de participer à la consultation publique sur les tarifs d'utilisation des infrastructures de stockage car les objectifs généraux poursuivis par tous les opérateurs régulés sont similaires.

GRTgaz partage l'avis de la CRE précisant dans la (Consultation publique N° 2019-003) que « le cadre de régulation doit être prévisible et stable, tout en favorisant la nécessaire adaptation à l'évolution du système énergétique. Le cadre de régulation doit en particulier favoriser l'utilisation de solutions innovantes pour répondre aux besoins des réseaux et infrastructures énergétiques de demain et garantir que les opérateurs d'infrastructures facilitent la mise en œuvre de la transition énergétique par l'ensemble des acteurs du système énergétique. »

1.4.3 Enagás, S.A.

General remarks

1. Enagás welcomes CRE's new opportunity to contribute to the public consultation concerning the implementation of regulated access of third parties to the underground natural gas storage in France
2. Enagás has already expressed its views in previous consultations and its participation in this new consultation is motivated by the measures which may have a relevant impact on the Spanish system.
3. Enagás response to this consultation is not confidential and not anonymous.

1.4.4 Actionnaires de Teréga (Snam, GIC et Crédit Agricole)

En tant qu'investisseurs dans les infrastructures de transport et de stockage souterrain de gaz en France, mais aussi en Europe et au-delà, nous apprécions l'opportunité de contribuer aux consultations publiques sur l'ATRT7 et l'ATS2 lancées par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) cette année et de partager notre regard d'investisseurs internationaux ainsi qu'un certain nombre de préoccupations.

Depuis l'acquisition de Teréga par SNAM, GIC et EDF Invest en 2013, l'entreprise, et ses actionnaires¹, a déployé des initiatives majeures pour améliorer sa performance, d'un point de vue technologique mais également en mettant en œuvre des solutions innovantes pour répondre aux besoins du marché et renforcer la sécurité d'approvisionnement. Depuis 2013 l'entreprise a investi 951 millions d'euros dans l'atteinte de plusieurs jalons clefs facteurs de performance pour l'ensemble du secteur. En particulier, l'entreprise:

- a contribué à la mise en œuvre d'une zone de marché unique compétitive et efficace (la Trading Region France) en 2018,
- a investi dans des projets qui ont renforcé la sécurité d'approvisionnement, permis l'augmentation du taux d'utilisation des capacités de stockage de Teréga de 80% en 2013 à 100% en 2015, et permis l'augmentation sur la même période de 25% de la capacité de pointe offerte au marché,
- et a soutenu la transition d'un environnement marchand à un régime régulé pour le stockage, contribuant à la sécurité d'approvisionnement dans l'intérêt des consommateurs finaux.

Les réflexions présentées ci-après doivent être interprétées dans le contexte de la promotion de l'intérêt des investisseurs à soutenir la création de valeur dans le secteur gazier en France. Ceci est d'autant plus important que ce secteur fait face à des changements sans précédents. C'est dans ce contexte que nous avons déjà échangé avec le régulateur sur la nécessité que la régulation reconnaisse **l'évaluation d'un**

¹ Début 2015, Predica, filiale du groupe Crédit Agricole Assurances, est entrée au capital de Teréga pour une valeur d'entreprise supérieure, reflétant la valeur ajoutée de la stratégie de développement mise en œuvre par les actionnaires depuis 2013.

risque accru pour le secteur du gaz et favorise l'atteinte dans les délais impartis des objectifs de transition énergétique. Nous réitérons ci-après ces réflexions ainsi que nos principales préoccupations.

1. La transition énergétique, les nouveaux défis du secteur gazier et une évaluation du risque accrue

Depuis la dernière période tarifaire, l'évaluation du risque dans le secteur a augmenté du fait de plusieurs facteurs concomitants. Parmi eux, la stagnation et la volatilité de la demande de gaz engendrées par la faiblesse des prix du carbone sur un marché ETS inefficace, la pression concurrentielle croissante exercée par les énergies renouvelables subventionnées, la transition progressive des contrats à long terme vers un marché de hubs en Europe, et le débat général sur la place de la chaîne de valeur gazière dans les systèmes énergétiques du futur. Sur ce dernier point, la baisse marquée des coûts de production à partir des technologies renouvelables et l'intérêt croissant porté à la situation climatique par les décideurs politiques et la société civile ont contribué à la prise d'engagements politiques sans précédent sur la décarbonation de l'ensemble de l'économie. Afin de tenir ces engagements, les systèmes énergétiques devront à la fois intégrer progressivement des montants croissants de production renouvelable intermittente et de la production nucléaire non flexible, tout en permettant la décarbonation du chauffage et du transport. La plus grande variabilité de l'approvisionnement en électricité, due à l'augmentation de la production renouvelable et à l'amplification des pointes de demande, pourrait entraîner une augmentation des coûts du système. Dans le même temps, il est nécessaire pour parvenir à la décarbonation que ce système soit plus flexible. Tandis que la capacité installée de sources traditionnelles de flexibilité, comme la production à partir de charbon, devrait être réduite, le secteur du gaz, conjugué à des solutions technologiques telles que l'effacement ou le stockage d'énergie, peut lui jouer un rôle important pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement. Ces considérations sont particulièrement pertinentes dans le contexte français, où la part significative de capacité de production nucléaire non flexible conjuguée aux augmentations attendues de capacité renouvelable intermittente pèsera fortement sur la flexibilité des systèmes énergétiques.

Nous notons que ces enjeux sont reconnus à la fois par la CRE, dans ses consultations publiques et son rapport sur la décarbonation du gaz², et par le Ministère de la Transition écologique et solidaire, dans la lettre qu'il a adressée à la CRE cette année³. En particulier, l'accent a été mis en France sur le développement du biométhane, **ce que nous soutenons pleinement dans la perspective d'atteindre l'objectif de 10% de gaz vert dans la demande de gaz naturel en 2030.** De fait, notre vision d'actionnaire est plus largement alignée dès lors que l'on envisage un futur énergétique caractérisé par la **réduction des factures pour les consommateurs, par la décarbonation de l'énergie, et par l'encouragement de l'innovation au service de la croissance et de la prospérité.** Pour que le secteur de gaz soutienne et contribue activement à l'atteinte des objectifs environnementaux dans les délais impartis et à moindre coût, à travers la décarbonation des réseaux et au déploiement de solutions de couplage des secteurs, **des nouveaux investissements seront nécessaires pour accélérer le processus de décarbonation des réseaux de gaz, parallèlement à des modifications du cadre de régulation en faveur d'une intégration plus poussée dans la planification des systèmes.**

Face à cela, nous notons que **les dispositions envisagées dans la consultation publique n'emportent pas les niveaux d'incitation nécessaires pour que les opérateurs entreprennent ces investissements et mettent en oeuvre des solutions innovantes, générant ainsi des réseaux intelligents et efficaces.**

2. La régulation doit rester cohérente avec le cadre existant et prévisible afin de protéger les investissements existants et à venir tout en soutenant la transition énergétique

Les investisseurs (actuels ou potentiels) ont besoin de visibilité quant à la rentabilité de leurs investissements. En tant qu'investisseurs en infrastructures, nous évaluons la valeur de nos investissements sur le long terme. Un cadre de régulation stable et prévisible, ainsi qu'un taux de

² Comité prospective "Le verdissement du gaz", CRE Juillet 2019 -

<http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2019/07/Rapport-GT1-BD-INTERACTIF.pdf>insert link.

³ https://www.cre.fr/content/download/21245/file/180718_CP_2019-013_ATRT7_Courrier.pdf

rémunération du capital adéquat, sont deux sous-jacents critiques de nos décisions d'investissement et de la protection légitime de la valeur à long-terme de nos participations.

Comme évoqué plus haut, les conditions de marché actuelles reflètent la perception du risque significativement accru dans le secteur des infrastructures gazières par rapport aux périodes tarifaires précédentes. On attend de la régulation qu'elle garantisse la protection des investissements passés et futurs sur la période ATRT7, afin que les réseaux d'énergie puissent continuer de jouer leur rôle et de promouvoir la transition énergétique sur les années à venir. Mais, face à ce contexte, les dispositions présentées dans les consultations publiques n'apportent pas un niveau de protection adéquat de la valeur des capitaux investis, et ne donnent pas non plus aux opérateurs les bonnes incitations pour qu'ils mettent en oeuvre des solutions innovantes en vue de façonner des réseaux efficaces et à la pointe dans le futur. Nous exposons ci-dessous les arguments sous-jacents.

La rémunération envisagée pour les investissements ne reflète pas une vision de long terme pour le secteur

Les dispositions en matière de rémunération du capital suscitent d'importantes inquiétudes pour les actionnaires de Teréga car la fourchette de valeurs envisagée (3,6% - 4,4% pour le transport) ne permet pas de fixer un juste niveau de rémunération du capital. L'incertitude inopportune qui en découle **affecte négativement l'attractivité financière du secteur et potentiellement la qualité et la fiabilité du service rendu**. Bien qu'il soit difficile de répliquer l'approche retenue par la CRE pour obtenir cette fourchette pour le transport (3,6% - 4,4%), nous notons que la méthodologie suivie par les conseillers techniques de la CRE, qui pourrait être à l'origine de l'orientation à la baisse de la fourchette, s'inscrit par endroit en rupture avec les dispositions réglementaires existantes. En particulier, certaines des hypothèses qui sous-tendent la baisse du niveau suggéré pour le coût des fonds propres mériteraient de faire l'objet d'analyses supplémentaires. Il s'agit notamment des hypothèses sur: i) le calcul des valeurs de la prime de risque de marché, ii) l'estimation du bêta, basée sur un groupe de comparables qui ne permet pas de prendre en compte les risques spécifiques au secteur et réalisée sur un horizon temporel biaisé, iii) et l'ancrage du taux sans risque sur un horizon temporel de référence non représentatif, à la fois incohérent avec la nature des actifs et avec les hypothèses retenues par la CRE dans les périodes tarifaires passées. Par ailleurs, nous nous inquiétons du fait que la CRE ne semble pas avoir pris en compte dans la détermination des valeurs de référence pour la rémunération du capital les différences dans les structures d'endettement des opérateurs, ce qui contrevient au principe de couverture des charges. En particulier, le niveau envisagé pour le coût de la dette de 2,5% impliquerait un défaut de couverture des charges financières de Teréga de 80 pbs. Plus de 40 millions d'euros de charges financières ne seraient ainsi pas couvertes sur les quatre ans de la période tarifaire. En conséquence, si les dispositions envisagées dans la consultation publique étaient adoptées par la CRE dans sa délibération, la note de crédit de Teréga serait menacée.

Un changement soudain du taux de rémunération des infrastructures de stockage

Enfin, en tant qu'actionnaires de Teréga, nous souhaitons souligner que le cadre de l'ATS1, qui fixe le niveau de rémunération à 5,75%, a été défini il y a moins de 2 ans à l'issue de discussions approfondies entre les acteurs du marché, la CRE et les opérateurs concernés. **Le changement soudain et important du taux de rémunération du stockage envisagé dans la consultation n'envoie pas un signal positif aux investisseurs et pèse sur l'incertitude réglementaire à long terme**. Nous souhaitons également souligner que la mise en oeuvre de la régulation du stockage a déjà entraîné une baisse significative du chiffre d'affaires de Teréga (-17% en 2018). Le niveau de rémunération envisagé pour le stockage ne semble pas aligné avec les principes de rémunération de la performance et ne reflète pas de façon adéquate les risques associés à l'activité de stockage, du point de vue tant industriel que financier, car il ne prend pas en compte les risques associés aux fluctuations du marché et à la concurrence accrue entre sources de flexibilité.

3. Le taux de rémunération pour la prochaine période tarifaire doit refléter la perception accrue du risque du secteur et récompenser la performance

En résumé, nous considérons que les baisses proposées des taux de rémunération, tant pour le transport que pour le stockage, ne sont globalement pas alignées avec les conditions de marché. Ceci est d'autant plus préoccupant que le secteur gazier est actuellement confronté à des défis sans précédent, et que des investissements significatifs sont nécessaires pour que les réseaux deviennent plus verts et plus résilients, au service du processus de transition des systèmes énergétiques dans leur ensemble. Les dispositions relatives à la rémunération du capital présentées dans la consultation positionneraient la France à **un niveau de rémunération inférieur au niveau en vigueur dans les juridictions où le cadre de régulation est comparable**, et proche de celui qui est retenu dans des pays où la rentabilité réelle des investisseurs est par ailleurs soutenue par des mécanismes incitatifs que l'on ne retrouve pas en France. Nous considérons donc que la fourchette proposée ne prend pas compte et ne traite pas les nouveaux défis du secteur, insufflé de l'incertitude quant aux investissements, et est incohérente avec les ambitions de la France de maintenir une infrastructure de pointe au service de la prospérité économique de la France et de l'Europe.

De la même manière, le débat sur un éventuel traitement différencié des nouveaux actifs en termes de rémunération, y compris la suggestion que leur rémunération future s'inscrirait probablement de 100 à 150 bps en-deçà de la rémunération des actifs historiques, ne semble pas cohérent avec l'objectif de maintenir la prospérité économique dans le cadre d'une transition juste. Au contraire, l'approche présentée envoie au marché le signal négatif d'une intention de baisse globale des investissements dans le secteur du gaz en France, au mépris des engagements politiques pris au travers des objectifs nationaux en matière de gaz vert et d'un certain nombre de déclarations officielles des autorités françaises. De même, alors que la lettre adressée à la CRE par le Ministère de la Transition écologique et solidaire en juillet 2019 fixe un but global d'atteinte des objectifs ambitieux de neutralité carbone, via la substitution du gaz naturel par du gaz vert, et via la réduction de la consommation de gaz, les dispositions présentées dans la consultation ne donnent pas d'incitations à la décarbonation des infrastructures gazières, ni par le niveau de la rémunération du capital ni par le biais d'autres mécanismes. Bien que notre objectif en tant qu'actionnaires ne soit pas d'accroître la capacité sur le réseau, nous considérons qu'il est nécessaire de rémunérer justement le capital pour assurer un niveau élevé de performance et servir les nouveaux objectifs de décarbonation.

4. Conclusions

En tant qu'actionnaires nous attendons **un niveau de rémunération pour le transport supérieur à la borne haute de la fourchette indiquée de 4,4%, qui ne s'écarte pas significativement du niveau actuel (5,25%), de sorte à ce que la rémunération du capital reflète les principes de continuité méthodologique et de rémunération en conséquence de l'évaluation du risque accru**. Enfin, nous attendons **une rémunération pour le stockage avec une prime d'au moins 1% par rapport au transport, reflétant la performance élevée du secteur** à ce jour, une négociation du cadre réglementaire encore récente et la contribution significative du secteur à la sécurité d'approvisionnement.

Nous apprécierions la possibilité de participer davantage à la procédure de revue tarifaire et espérons que nos réflexions pourront aider la CRE à contextualiser les discussions globales sur les dispositions réglementaires pour la période à venir.

1.5 Autres acteurs

1.5.1 Energie Transition Solution

En France, Energie Transition Solution est une nouvelle société, créée le 1er avril 2019, qui offre, aux clients industriels consommateurs de gaz naturel et d'électricité, l'accès à un réseau d'experts en matière d'accès au marché de gros du gaz naturel, d'optimisation de la fiscalité énergétique, de suivi de la réglementation, et d'évolution du mix énergétique. Sa présidente, Claire Bertrand, a une expérience opérationnelle de plus de trente ans dans le secteur de l'énergie, comme consultante, puis comme acheteuse dans des grands groupes énergie intensifs. Elle a été active au sein de l'UNIDEN, dont elle a

présidé la commission Gaz. « Energie Transition Solution » met à disposition des industriels des outils de compétitivité pour aller chercher de la valeur sur des sujets d'expertise très pointue.

1.5.2 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

La FCE CFDT considère que les infrastructures de stockage souterrain de gaz sont des actifs stratégiques indispensables à réussite de la transition énergétique.

1.5.3 FNEM-FO

La FNEM-FO considère que ce prochain tarif d'utilisation doit prendre en compte trois aspects fondamentaux.

1. La nécessaire prise en compte d'une exigence sociale

La FNEM-FO refuse que la variable d'ajustement soit le personnel et qu'elle se manifeste par une attaque frontale sur des effectifs déjà en souffrance ou des acquis sociaux.

2. L'intégration des conséquences sur le service public.

Avec un revenu revu à la baisse, les choix des Directions des entreprises se traduiraient par un impact direct sur les installations avec des arbitrages qui à terme risquent de faire peser un danger sur la sécurité d'approvisionnement et l'autonomie énergétique de la France. A l'inverse, tout laisse à penser que les dividendes resteront, pour leur part, sanctuarisés.

3. La place stratégique du gaz pour la France dans la transition et le mix énergétique :

Les infrastructures gazières se modernisent, des terminaux méthaniers aux stockages en passant par les réseaux de transport. L'impact d'une baisse de revenu toucherait directement les initiatives pour développer du gaz renouvelable ou à basse émission de carbone, comme avec les projets « Power to gas » ou « méthycentre ». Alors pourtant que tous les rapports confirment le rôle prépondérant du gaz dans une complémentarité à l'électricité vers des enjeux encore plus respectueux de l'environnement.

De plus, la responsabilité qui est dévolue aux infrastructures gazières permet depuis des années d'assurer un rôle stratégique quant à la sécurité d'approvisionnement et d'indépendance énergétique.

1.5.4 Université de Pau et des pays de l'Adour



CABINET DU PRESIDENT
Affaire suivie par :
PRESIDENT
Tél. : 05.59.40.70.20
président@univ-pau.fr

Pau, le 1^{er} octobre 2019

LE PRESIDENT DE L'UNIVERSITE

à

M. le Président de la commission de régulation de l'énergie dans le cadre de la Consultation Publique de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France

Objet : consultation publique relative aux orientations des tarifs de transport « ATRT7 », et aux tarifs de stockage « ATS2 »

Monsieur le Président,

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a ouvert deux consultations publiques pour recueillir l'avis des acteurs de marché et publié des orientations préliminaires quant aux orientations des tarifs de transport « ATRT7 », et aux tarifs de stockage « ATS2 », lesquels s'appliqueront sur la période 2020-2023.

L'Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA) souhaite apporter une contribution à cette consultation publique compte tenu de la relation étroite qu'elle a, par des projets structurants, avec la société TEREKA.

La modification substantielle des conditions de rémunération des actifs de stockage, qui intervient près de 18 mois après l'entrée en vigueur de la régulation, nous semble envoyer un très mauvais signal à notre partenaire TEREKA qui finance ou cofinance des projets de recherche de grande envergure autour de la transition énergétique et notamment autour du power-to-gas. En effet, ces projets ont, selon nous, un intérêt grandissant. Ils permettent d'optimiser le fonctionnement du système énergétique dans son ensemble, en ayant recours aux solutions de stockage permises par le secteur gazier. La réforme envisagée par la CRE aurait ainsi des conséquences négatives sur les infrastructures de stockage, qui sont essentielles pour apporter la flexibilité nécessaire au système énergétique de demain. Ainsi, la proposition de la CRE sur la rémunération des actifs détériore le climat d'investissement dans les infrastructures de manière générale et engendre un risque de désinvestissement dans les infrastructures énergétiques, freinant la transition énergétique dans les territoires et donc dans les projets de recherche liés.

La labellisation en mars 2017 de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour en tant qu'ISITE, parmi les 18 regroupements d'excellence IDEX-ISITE de France, a été obtenue en mettant en valeur plus particulièrement le partenariat fort que l'université a mis en place au fil du temps avec les acteurs du monde socio-économique liés aux territoires des pays de l'Adour. Son projet *Solutions pour l'Energie et l'Environnement* (E2S) s'inscrit pleinement dans la thématique de la transition énergétique et environnementale en synergie avec ses partenaires industriels (Total, Arkéma, TEREKA et Safran Helicopter Engines), académiques (CEA, le CNRS et l'Université de Saragosse) et de concert avec les collectivités (région Nouvelle Aquitaine, départements des Pyrénées atlantiques et des Landes, communautés d'agglomération de Pau-Pyrénées, du Marsan ainsi que la communauté des communes de Lacq-Orthez et celle de la côte basque). A ce titre, le jury international a considéré que le partenariat industriel, à l'échelle locale, était un atout primordial pour permettre au territoire de bénéficier d'une université leader à l'échelle internationale sur les thématiques « énergie et environnement ». Ces forces complémentaires de R&D privées associées à celles du consortium, auront, sur ces thématiques communes, un effet levier déterminant en recherche et innovation au niveau international.

Cet ensemble a par ailleurs obtenu le label territoire d'industrie sur l'axe Lacq-Pau-Tarbes mettant ainsi en valeur la dynamique locale. L'UPPA en est partenaire sur les volets de R&D.

UNIVERSITE DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR
PRESIDENCE – Avenue de l'Université - BP 576 – 64012 PAU Cedex
Tél. : 05 59 40 70 00 – Site web : www.univ-pau.fr



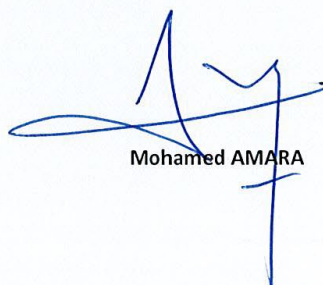
En mars 2016, TEREKA et l'UPPA ont signé un accord-cadre de coopération permettant le renforcement de leur collaboration en matière de recherche et innovation. Ce partenariat a débuté en 2005 sur des thématiques liées à la caractérisation bio-physico-chimique des stockages notamment en vue d'y accepter des nouveaux gaz tels que le biométhane. Depuis, cette collaboration a pris de l'envergure, tant sur des thématiques de sciences et technologie que sur celles de droit et d'économie.

L'implication de TEREKA est capitale pour l'UPPA pour lui permettre d'atteindre les ambitions décrites dans son projet ISITE E2S UPPA et confirmer sa position comme pôle d'excellence. Cette reconnaissance permettra d'attirer sur le territoire des pays de l'Adour des scientifiques et des étudiants de très haut niveau, profitant à l'ensemble des acteurs de l'écosystème.

Pour l'UPPA, le partenariat avec TEREKA se traduit par un investissement sur des projets de recherche et d'innovation d'une valeur de 5 M€ sur les 12 dernières années, avec une nette accélération ces 4 dernières années. L'ensemble de ces projets s'inscrit dans la durée et implique différents acteurs au sein de plusieurs laboratoires et de l'institut Carnot ISIFoR, dédié aux géoressources, piloté par l'UPPA depuis 2011. Par ailleurs TEREKA est investi dans des actions de formation. Enfin, une réflexion de Laboratoire Commun est très avancée.

Nous souhaitons ainsi vous faire part de notre vive inquiétude dans le cas où les orientations préliminaires rendues publiques venaient à être confirmées, car nous voyons le risque d'affaiblissement d'un acteur majeur du territoire, qui joue de surplus un rôle capital dans la R&I au service de la transition énergétique.

En conclusion, Monsieur le Président, nous exprimons notre vive préoccupation quant aux conséquences économiques et sociales de vos propositions portant sur la régulation des stockages.



Mohamed AMARA



TERÉGA
 Comité Social et Économique
 & Organisations Syndicales
 FO – CFDT – UNSA - CGT
 40, avenue de L'Europa
 64 000 Pau

Courrier arrivé n°				
Date	Pré-évaluation		Amélioration	
	Avis	Info	Avis	Info
30/9/19				
Président				
Commissaires				
DG				
SG				
DR				
DDMTE				
DFMG				
DAJ				
Teréga				

Commission de Régulation de l'Énergie
 A l'attention de Mr CARENCO
 Président de la Commission de Régulation de l'Énergie
 15, rue Pasquier
 75 379 PARIS CEDEX 08

Pau, le 26 septembre 2019

Modalités d'envoi :

- LRAR N° 1A 158 055 3394 3
- Outil en ligne www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques

Objet : Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel- ATR T7 et des installations de stockage ATS2.

Monsieur le Président,

Une consultation publique est actuellement organisée sur des orientations décrites dans vos documents du 23 juillet 2019 portant sur « le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TEREGA », et " le prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga, et Géométhane".

Les rapports d'audit de Schwartz and co de chaque activité concernant Teréga SA sont joints à votre consultation publique, rapports pris pour référence en tant que « recommandations » dans certaines parties du document de la CRE.

Nous vous remercions de nous permettre d'y contribuer, afin de vous apporter les réflexions et positions du Comité Social et Économique de Teréga, à l'unanimité de sa délégation salariale, et des Organisations Syndicales représentatives de Teréga.

Introduction : le contexte de Teréga et de ses salariés dans la transition énergétique

Teréga traverse depuis 2012 et l'annonce de la cession de ses actifs par le Groupe Total, de nombreuses périodes d'incertitudes et de remises en questions de son fonctionnement. Les actions nécessaires à accomplir sont majeures pour respecter les accords de Paris et la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTEV) du 17 août 2015 qui a renforcé et précisé les ambitions de la France en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique.

Dans ce contexte inédit de changements profonds de notre entreprise, la nouvelle direction de Teréga s'est employée à intégrer dans les les objectifs stratégiques de TIGF puis Teréga, les nouvelles activités et défis de demain en adaptant son organisation et en donnant des moyens tournés vers les nouvelles activités et défis de demain (baisse attendue de la consommation de gaz fossile, efficacité énergétique, augmentation du gaz renouvelable -biométhane/hydrogène, nouvelle place du gaz dans la mobilité (GNV et bioGNV), digitalisation, renforcement de la Recherche et l'Innovation, etc..). Nous soutenons ces orientations stratégiques, car nécessaires pour le maintien futur de l'emploi et de l'activité de Teréga.

Pour cela, il est demandé aux salariés des efforts particulièrement conséquents sur plusieurs domaines pour s'adapter à ces nouveaux défis demandés par la loi et les accords de Paris : adaptation de l'organisation aux opérations avec fermetures de site et internalisation d'activités, digitalisation, forte évolution des compétences, stratégie de forte réduction de l'empreinte carbone de l'entreprise (programme BE Positif), affectation de moyens humains supplémentaires en direction du développement des gaz renouvelables.

Pour le CSE et les OS de Teréga :

Des évolutions sont nécessaires pour préserver l'emploi, l'activité et l'avenir de l'entreprise qui sont préoccupants car Teréga, en tant que gestionnaire d'infrastructure de gaz avec sa mission de service public, doit impérativement trouver une nouvelle dynamique de développement, dans un contexte où le gaz doit trouver sa juste place dans le mix énergétique de demain.

Le rôle des gestionnaires d'infrastructure doit être renforcé en tant qu'acteur long terme de la transition énergétique, sans devenir une variable d'ajustement des coûts de l'énergie en France.

A la lecture de vos documents, nous donnons les positions suivantes :

Partie 1 : commentaires sur les rapports d'audit

Au préalable, il nous apparaît très regrettable que les Organisations Syndicales n'aient pas un accès au rapport d'audit complet, car elles sont signataires des accords sociaux de l'entreprise et donc comptables de ceux ci.

Commentaires sur les paramètres d'indexation des salaires pour la partie coût de personnel des rapports transport et stockage :

Augmentation du coût de la vie et valeur du point UFIP :

L'affirmation suivante de l'auditeur : "les augmentations du point UFIP de la CCNIP suivent l'évolution du coût de la vie" est erronée car de 2014 à 2018, l'inflation a été supérieure de 0,7% à l'augmentation du point UFIP, d'où un certain nombre d'indemnités dont la prime d'ancienneté qui n'a pas été revalorisée suivant le coût de la vie.

Coût de personnel :

Rémunération, révision du taux d'augmentation générale en retenant la moyenne historique 2014-2018 :

Cette méthode a pour conséquence la prise en compte du très faible taux d'augmentation du coût de la vie entre 2014 et 2016, alors que des taux d'inflation de 1,5 à 2% sont actuellement observés. **Nous demandons que soit recalé le calcul des enveloppes d'AG sur la période 2017-2018 soit les deux dernières années.**

Charges Sociales :

L'indexation des coûts de la protection sociale complémentaire et la prévoyance lourde est préconisée dans les rapports d'audit sur la trajectoire AG + AI.

Nous nous élevons vivement contre cette préconisation pour les raisons suivantes :

- Les accords en vigueur signés sur les dispositifs de couvertures santé et prévoyance lourde par les OS de Teréga ne prévoient pas un système de revalorisation des cotisations basé sur les AG + AI. De plus, l'auditeur n'est légalement pas compétent pour émettre toute préconisation sur les accords d'entreprise.
- L'allongement de la durée d'activité dû aux réformes des retraites, et le vieillissement de la population (qui serait une conséquence de la stagnation des effectifs préconisée par les auditeurs), aura indéniablement des impacts sur les risques en matière de prévoyance, donc des augmentations de cotisations.

Nous demandons donc la prise en compte des taux contractuels des contrats en cours et la reconnaissance de la revalorisation inscrite dans les accords en vigueur signés par les OS de Teréga.

Personnel Extérieur/intérimaire :

Le CSE et les OS considèrent la trajectoire retenue par le consultant pour le calcul du coût du personnel intérimaire (moyenne des réalisés 2017 et 2018) comme optimiste au regard des hypothèses d'ETP qu'il a lui-même préconisé et des besoins réels de Teréga en moyens humains dans le cadre d'Impacts 2025. En effet, les hypothèses en matière d'effectif du consultant couplée à la réforme des retraites conduiraient à un vieillissement de la population et donc à un risque croissant d'absentéisme qui impacterait mécaniquement à la hausse le recours à l'emploi temporaire.

L'inflexion de la trajectoire de la rémunération et du personnel extérieur est donc comme une double peine pour Teréga.

Rubrique "Autre" :**Retraite :**

Les futures charges relatives aux impacts de la révision de la politique des retraites ne sont pas reconnues par l'auditeur car nous citons : "ne semblent pas cohérents avec les objectifs d'efficacité auxquels est tenu l'opérateur". Nous pensons utile de rappeler que le dispositif de retraite des salariés de Teréga est de droit commun, et si la loi le décide, entrera donc également dans une période d'harmonisation des dispositifs de retraite. A travers ces futures dispositions qui concernent l'ensemble des salariés de France et notamment ceux de l'industrie gazière, nous souhaitons affirmer la forte sensibilité sociale sur le sujet des retraites, et demandons à la CRE d'adopter sur ce point une position plus nuancée que celle des auditeurs.

Modèle social BE Positif : ce modèle provient de la signature d'un accord collectif entre OS de Teréga et la direction. Le commentaire des auditeurs est le suivant : "le modèle social BE+ n'est pas retenu car ces charges nous semblent non efficaces et ce programme est un choix arbitraire de Teréga qui ne répond pas à un besoin indispensable".

Derrière la qualification "arbitraire", nous vous signalons que nous sommes également impliqués puisque signataires pour partie de cet accord.

Nous vous informons également, que cet accord permet de favoriser à destination des salariés de Teréga l'investissement dans l'efficacité énergétique, le recours à des procédés de production de chaleur efficaces en favorisant le remplacement d'installations anciennes. Il prévoit une aide au recours à la mobilité propre, et à l'investissement dans des puits de carbone. Cet accord a mis fin à la participation historique de l'entreprise sur la consommation de gaz pour le remplacer par un dispositif plus global au service de la transition énergétique. L'auditeur qualifiant de "non efficace" ce type d'accord collectif au service de l'efficacité et la transition énergétique nous semble largement dépasser ses prérogatives, qui ne sont pas de donner ce type d'avis, en particulier sans en consulter l'ensemble des auteurs.

Nous demandons donc de supprimer la position de l'auditeur sur la qualification de cet accord et souhaitons la reconnaissance de ces coûts dans les futurs tarifs d'autant plus qu'ils rentrent tout à fait dans le cadre des objectifs de la transition énergétique.

En conclusion, le CSE et les OS de TERÉGA attirent donc très solennellement l'attention de la CRE et de son Président sur les points suivants :

- Teréga en tant que gestionnaire d'infrastructure avec sa mission de service public, doit continuer à avoir les moyens d'être un acteur majeur, sûr et stable de l'énergie, dans sa position d'entreprise régulée, capitalisant ainsi sur son implantation territoriale au service de la transition du gaz.
- Les trajectoires de revenus autorisés et une option court terme de la consultation ne vont pas dans le sens d'une visibilité long terme dont a besoin un GRT comme Teréga.
- Les appréciations, portées par le cabinet d'audit, à propos de l'existence et le fonctionnement des accords sociaux en vigueur dans l'entreprise sont souvent empreintes de recommandations sociales, proches de l'ingérence, pouvant devenir très défavorables pour les salariés. Cela ne nous semble pas aller dans le sens de l'efficacité de Teréga, mais plutôt vers une rigidité future du climat social. Nous demandons donc l'exclusion de ce type de considérations d'un rapport public, et la suppression de ces recommandations, car cela nous semble être l'affaire exclusive des partenaires sociaux.
- Les objectifs d'OPEX et de trajectoires de productivité sont à des niveaux insuffisants, et notamment ceux relatifs aux 19 postes de la Direction des Opérations, alors que le personnel doit désormais absorber l'activité de maintenance en lieu et place des contrats de prestation qui faisaient partie du périmètre des moyens opérationnels nécessaires.

Nous espérons que nos positions fermes et argumentées permettront de nourrir votre processus décisionnaire qui pourrait gravement impacter la bonne marche de l'entreprise, son développement, la motivation des femmes et des hommes qui la composent et par là même, la sécurité des activités et la qualité du Service Public qu'a assuré TERÉGA depuis des dizaines d'années.

Le soutien à l'énergie du gaz naturel et d'autres gaz qui pourront être acheminés et stockés par TERÉGA, dans le cadre de la transition énergétique doit être affirmé par la CRE, afin que la mobilisation du personnel et les moyens de TERÉGA soient à la hauteur des enjeux de notre industrie.

Par ailleurs, le CSE et les OS rappellent les objectifs fixés par le Ministère de la Transition écologique et solidaire qui prévoient certes « une maîtrise des coûts » mais également le « remplacement du gaz naturel d'origine fossile par des gaz renouvelables », « la sûreté et la sécurité des Installations de gaz » et l'octroi de « moyens adéquats » aux GRT « pour étudier dès à présent les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans leurs installations » ainsi que pour assumer les nouvelles obligations de l'ordonnance du 19 décembre 2018.

C'est pourquoi, le CSE et les OS regrettent que le consultant ne se soit concentré que sur l'objectif d'efficacité au détriment des autres visant la sécurité et la transition énergétique. Dans ce contexte, le CSE et les OS demandent à ce que l'ATR7 et l'ATS2 apportent à Teréga les moyens nécessaires notamment pour contribuer à la transition énergétique qui apparaît comme la mission d'intérêt public prioritaire ».

Afin d'être entendus et de pouvoir vous amener tous les compléments d'informations, nous sollicitons une audience de votre part.

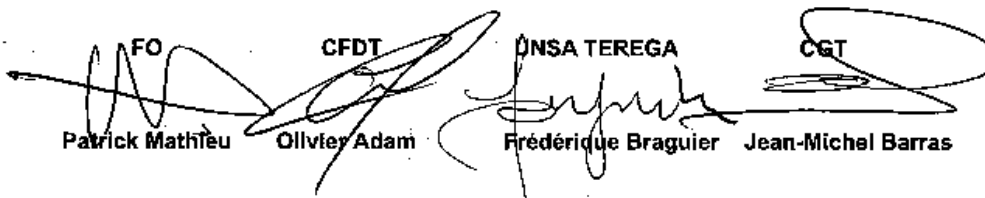
Nous vous prions de croire, Monsieur le Président, à nos respectueuses salutations,

Pour le Comité Social et Économique de Teréga,

La Secrétaire,


Hélène Séguis

Pour les Organisations Syndicales de TEREKA, les Délégués Syndicaux :


FO CFTD UNSA TEREKA CGT
Patrick Mathieu Olivier Adam Frédérique Braguier Jean-Michel Barras

2 QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

2.1 Question 1 : Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATS2 ?

2.1.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.1.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN soutient cette différenciation car elle permet de donner un signal plus juste aux investisseurs, tout en prenant en compte le contexte financier actuel particulièrement favorable. Dans un contexte de baisse significative des taux d'intérêt, pour les actifs historiques, les modalités de détermination des taux de rémunération devraient également prendre en considération les possibilités de refinancement de la dette des opérateurs de réseau.

2.1.1.2 COPACEL

Le revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de réseau doit couvrir ses coûts de fonctionnement. Ce coût intègre un taux de rémunération des actifs fondé sur une évaluation du coût moyen pondéré du

capital (CMPC). Compte tenu du contexte actuel de baisse des taux d'intérêt, il est nécessaire de pouvoir réajuster ce taux de rémunération.

COPACEL est favorable à la proposition d'introduire une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et celle des nouveaux actifs, car cette disposition permet de rémunérer les opérateurs de réseaux selon leurs coûts de fonctionnement, tout en répercutant la baisse des taux d'intérêts dans les tarifs de transport de gaz.

2.1.1.3 CLEEE

Le CLEEE est favorable à cette proposition

2.1.2 Associations professionnelles

2.1.2.1 UPRIGAZ

En réponse à la consultation publique du 4 février 2019, l'UPRIGAZ avait déjà observé que la CRE posait pour la première fois de façon explicite la question du lien entre la rémunération des nouveaux investissements et celle des investissements plus anciens, compte tenu des évolutions du coût du capital au moment de leur mise en service. Il nous apparaissait alors important de distinguer les coûts de financement des anciens investissements et ceux des investissements nouveaux comme avaient commencé à le faire certains régulateurs européens. L'UPRIGAZ s'était à l'époque montrée favorable aux évolutions envisagées par la CRE combinant une appréciation du risque et une indexation des rémunérations du capital sur les conditions de marché.

L'UPRIGAZ est favorable à l'introduction de ce mécanisme et aux modalités proposées.

2.1.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

La mission de la CRE est d'accompagner les opérateurs de stockage dans leurs objectifs prioritaires de sécurité d'approvisionnement. Ces objectifs restent inchangés en particulier pour la gestion des consommations de pointe, contexte tendu que la montée en puissance de la transition énergétique ne modifiera pas au cours des prochaines décennies

Il ne semble donc pas justifié d'introduire cette différenciation et le cadre de rémunération doit rester stable.

Nous ne soutenons donc pas le principe de cette différenciation qui conduit finalement à une instabilité régulière des conditions de rémunération et donc à un désinvestissement progressif, alors qu'une rupture approvisionnement hivernale aurait un impact économique majeur.

Or, c'est justement aujourd'hui qu'il faut accompagner avec volontarisme les industriels pour investir pour adapter leur outil de transport à la révolution énergétique en cours

2.1.2.3 AFG

L'AFG est défavorable.

L'AFG s'interroge sur cette novation qui est de nature à générer complexité et absence de lisibilité.

La complexité apportée par ce dispositif et les coûts associés à cette complexité sont-ils en rapport avec le gain espéré ?

En l'absence de réponse claire sur ce point, l'AFG n'est pas favorable à cette différenciation de rémunération des actifs.

2.1.2.4 AFIEG

Nous sommes favorables à cette différenciation qui devrait inciter les opérateurs à mieux dimensionner leurs dépenses d'investissement aux besoins de la sécurité d'approvisionnement, et limitant ainsi le risque de surinvestissement.

2.1.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.1.3.1 ENI

Eni est favorable à cette évolution qui permettra d'éviter des décisions d'investissement liées à des mauvais signaux.

Toutefois, au regard des trajectoires d'investissement des opérateurs de stockage, Eni considère qu'une telle évolution ne suffira pas pour inciter les opérateurs à limiter leurs investissements au strict minimum. La CRE devra d'une part mener des analyses détaillées des demandes d'investissement des stockeurs et, d'autre part, limiter au maximum les demandes additionnelles des opérateurs pour majorer la rémunération de leurs actifs (traitement des coûts échoués, rémunération des IEC, etc.).

2.1.3.2 ENGIE

ENGIE maintient la position défavorable exprimée à l'occasion des précédentes consultations.

Afin de répondre aux objectifs exprimés par la CRE d'améliorer le juste signal à l'investissement, une réflexion autour d'une bonification des taux de rémunération pour certains types d'investissements pourrait avoir du sens, dans une logique de maintien de l'outil industriel en qualité et en sécurité et de son adaptation à la transition énergétique, en complément d'une juste rémunération de la base d'actif historique et en conservant les dispositions spécifiques à certains actifs.

ENGIE est donc opposée à la méthode et au calendrier proposés par la CRE, et n'est pas favorable à la prise en compte d'une méthode différenciée pour la prochaine période tarifaire.

2.1.3.3 EDF

Comme indiqué dans sa réponse à la consultation publique du 14 février, EDF n'est pas favorable à la différenciation envisagée des taux de rémunération, car elle ne serait pas cohérente avec le mode de financement réel des actifs dans une entreprise. En effet, le financement de l'activité est en général réalisé de manière globale, sans fléchage entre les nouveaux actifs, ni les actifs d'un projet donné, et les nouvelles dettes de l'année. Ce financement global permet notamment de gérer au mieux le financement et le refinancement de l'activité, en fonction des conditions de marché, en ajustant notamment le montant de dette émis, sa maturité, voire sa devise d'émission. La différenciation envisagée serait par ailleurs une source de complexité et de perte de visibilité, injustifiée selon EDF.

De plus, les investissements sont financés sur le long terme et ne font pas l'objet d'un refinancement après à moyen terme. Ainsi, l'existence de deux taux de rémunération ne se justifie pas du point de vue du financement des actifs.

Ainsi EDF préfère maintenir le système actuel avec un seul taux de rémunération pour l'ensemble des actifs régulé, hors prime incitative spécifique sur certains actifs.

2.1.3.4 Total Direct Energie

TDE est favorable sur le principe à cette proposition qui va dans le sens des arguments avancés en introduction. Il aurait néanmoins été intéressant que la CRE détaille la liste des actifs qui seraient concernés et propose une estimation des impacts économiques de cette décision afin de pouvoir juger de son intérêt au regard de la complexité qu'elle introduit.

2.1.3.5 European Energy Pooling

La société EEP est favorable à cette différenciation. La baisse des taux d'intérêt doit profiter aux nouveaux investissements.

2.1.3.6 PIMF

PIMF est favorable à la position de la CRE, et permet de mieux prendre en compte le contexte financier actuel particulièrement favorable

2.1.3.7 SOLVAY

Du fait de la baisse importante des taux d'intérêts, introduire une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs est tout à fait normal et souhaitable. Les nouveaux actifs peuvent être financés avec des taux très faibles. Pour ce qui concerne les actifs historiques, les modalités de détermination des taux de rémunération devraient également prendre en compte les possibilités de refinancement de la dettes des opérateurs de stockage.

2.1.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.1.4.1 Teréga

Teréga se positionne vivement contre l'introduction d'une telle mesure et considère que les évolutions envisagées semblent exploiter de façon opportuniste la conjoncture récente sur les marchés.

Toute évolution de la méthode devrait se faire de sorte à ce que le niveau global de rémunération reste adéquat. Or, les orientations affichées résulteraient, sur l'ATS2, en un taux de rémunération moyen inférieur au taux de rémunération reflétant l'approche de long terme dans la continuité des périodes précédentes. Si la CRE devait retenir cette orientation, il conviendrait pour éviter cet écueil d'ajuster le CMPC appliqué à la BAR historique.

En outre, une évolution méthodologique si significative, et porteuse de complexité, constitue un facteur de risque réglementaire majeur, d'autant qu'aucune analyse d'impact n'a été produite à ce jour, en contradiction avec les bonnes pratiques européennes en matière de régulation. Il conviendrait donc de refléter ceci dans le niveau de rémunération retenu.

La méthode envisagée ne constitue pas une amélioration pour déterminer le coût de financement d'un opérateur efficace. Au contraire, elle est empreinte d'un risque d'erreur car elle fait l'hypothèse, fautive, que le cadencement des mises en service dans la période tarifaire (et donc l'évolution de la BAR « nouveaux actifs ») détermine les levées de dette.

La réaction des investisseurs ne dépendra pas des conditions de financement sur les marchés au sein de la période tarifaire. Elle dépendra de leur capacité à gérer l'incertitude accrue sur le taux de rémunération global et leur perception du risque de non-couverture des charges financières (y compris sur les périodes tarifaires suivantes).

Teréga souhaite rappeler ici que dans son courrier adressé à la CRE le 15 juillet 2019, le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire fait référence à "l'objectif ambitieux d'atteindre la neutralité carbone en 2050" remplaçant le gaz naturel par du gaz vert. Un tel objectif ne pourrait être réalisable sans le soutien des investisseurs.

De plus, l'approche historique de détermination du taux de rémunération à moyen-long terme est d'une part cohérente avec la nature des investissements du secteur (un taux court terme ne saurait être justifiable) et d'autre part permet de lisser l'impact des périodes de suret sous-rémunération tout en assurant un niveau de rentabilité raisonnable à long terme. La différenciation envisagée viendrait remettre en question cette stabilité.

Enfin, la mise en oeuvre d'une indexation du taux appliqué aux nouveaux actifs viendrait réduire encore plus la prévisibilité du tarif.

Les évolutions envisagées n'apparaissent donc pas comme favorisant l'intérêt du consommateur final mais font porter un risque de désintérêt des investisseurs et donc de dégradation de la disponibilité des ouvrages.

Teréga estime donc que le maintien d'un taux de rémunération de la BAR unique et transparent, estimé selon une approche de long terme dans la continuité des périodes passées, est plus à même d'atteindre les objectifs affichés par la CRE d'un signal à l'investissement limitant les risques de sur- ou sous-incitation à l'investissement d'une période à l'autre.

2.1.4.2 Storengy

Selon la compréhension de Storengy France, cette proposition de la CRE vise à contenir les investissements de développement des opérateurs dans un contexte d'achèvement de la zone unique en France et de stagnation des consommations de gaz. Or, les investissements de Storengy France sont des investissements obligatoires, visant la fiabilisation et la sécurisation des installations industrielles, et non le développement du parc. Dans le contexte actuel de taux très bas, cette proposition de taux différenciés pourrait être un contre-signal pour la réalisation de ces investissements indispensables au maintien en fonctionnement du parc de stockage dans des conditions satisfaisantes.

Storengy France considère par ailleurs qu'un tel mécanisme introduit de la complexité et génère un manque de visibilité sur les conditions de rémunération des actifs. Cela est d'autant plus marqué que les modalités de fixation et d'évolution restent à définir. Cette complexité entraînerait des coûts supplémentaires de mise en oeuvre et de suivi, sans gain espéré démontré.

Au final, Storengy France n'est pas favorable à ce dispositif.

Commentaires additionnels de Storengy France : Evolution des modalités de rémunération des IEC proposée par la CRE

Storengy France ne comprend pas la proposition de la CRE de restreindre l'assiette d'IEC à rémunérer au seul stock d'actifs correspondant aux investissements de maturité supérieure à un an, qui n'est pas motivée par le régulateur et représenterait pour Storengy France un durcissement additionnel par rapport au mécanisme en vigueur sur la période ATS1.

En conséquence, Storengy France n'est pas favorable à cette évolution et propose de maintenir la rémunération des IEC pour l'ensemble des projets, quelle que soit leur maturité, au coût de la dette auquel s'ajoute la prime spécifique stockage.

2.1.4.3 GRDF

GRDF formule un avis défavorable à la proposition de mise en place d'un système de rémunération à deux taux, différenciant les actifs historiques et les nouveaux investissements.

En premier lieu, les actifs ne sont pas financés séparément selon une logique de gestion de projet. Les décisions de refinancement portent d'ailleurs sur des enveloppes globales incluant indifféremment anciens et nouveaux actifs. Différencier les nouveaux investissements reviendrait à les considérer comme financés systématiquement par de l'endettement. De plus, les actifs de la BAR existante n'ont pas fait l'objet d'une telle différenciation au moment de leur financement, ce qui introduit une dissymétrie dans la méthode.

Sur le plan industriel, les investissements sont pour la plupart « obligés », ils sont orientés dans le cadre de politiques à moyen ou long terme, pour répondre aux exigences de leur mission de service public, indépendamment des opportunités financières offertes par les taux de rémunération.

Au final, un tel dispositif, indépendamment ou non de l'indexation annuelle de certains de ses paramètres, introduirait une complexité inutile et un manque de lisibilité pour les marchés.

GRDF est tout à fait disposé à discuter à l'avenir avec la CRE des évolutions possibles des mécanismes de rémunération des actifs mais considère que ces discussions devraient intervenir suffisamment en amont des discussions tarifaires pour permettre de consulter les acteurs de marché et assurer la prise en compte des éventuels changements dans les demandes tarifaires des opérateurs.

2.1.4.4 Géométhane

Selon la compréhension de Géométhane, cette proposition de la CRE vise à contenir les investissements de développement des opérateurs dans un contexte d'achèvement de la zone unique en France et de stagnation des consommations de gaz. Or les investissements de Géométhane, qui est site ancien, sont des investissements obligatoires visant la mise en conformité réglementaire, la sécurité, la fiabilisation et la rénovation de ses installations industrielles, et non le développement du site. Dans le contexte actuel de taux très bas, cette proposition de taux différenciés pourrait être un contre-signal pour la réalisation de ces investissements indispensables au maintien en fonctionnement du site dans des conditions opérationnelles satisfaisantes.

Géométhane considère par ailleurs qu'un tel mécanisme introduit de la complexité et génère un manque de visibilité sur les conditions de rémunération des actifs. Cela est d'autant plus marqué que les

modalités de fixation et d'évolution restent à définir. Cette complexité entraînerait des coûts supplémentaires de mise en oeuvre et de suivi, sans gain espéré démontré.

Au final, Géométhane n'est pas favorable à ce dispositif.

Commentaires additionnels de Géométhane : Evolution des modalités de rémunération des IEC proposée par la CRE

Géométhane ne comprend pas la proposition de la CRE de restreindre l'assiette d'IEC à rémunérer, au seul stock d'actifs correspondant aux investissements de maturité supérieure à un an, qui n'est pas motivée par le régulateur et représenterait pour Géométhane un durcissement additionnel par rapport au mécanisme en vigueur sur la période ATS1.

En conséquence, Géométhane n'est pas favorable à cette évolution et propose de maintenir la rémunération des IEC pour l'ensemble des projets, quelle que soit leur maturité, au coût de la dette auquel s'ajoute la prime spécifique stockage : les montants engagés résultent de l'ensemble du mix de financement (en dette et en fonds propres), que ce soit avant ou après la mise en service.

2.1.4.5 Elengy

Elengy et Fosmax LNG ne comprennent pas l'utilité de cette proposition qui n'est en rien incitative, complexifie le processus de suivi des investissements régulés et fait apparaître de nouveaux risques pour l'Opérateur.

A propos du risque de « surinvestissement », rappelons d'abord que le Régulateur dispose déjà d'un pouvoir de validation de l'enveloppe Capex des GRTs, et d'audit des projets conduits. Par ailleurs il est simpliste d'imaginer que les décisions d'investissement d'opérateurs prudents et raisonnables sur des actifs à amortir sur des décennies se basent uniquement sur le taux régulé du moment. Le risque de coûts échoués à long terme est dorénavant lui aussi un incitateur fort à ne pas surinvestir, ainsi que l'appréciation qui peut être faite par les actionnaires sur l'évolution future du taux régulé dans 4 ou 8 ans.

Les taux calculés à court terme étant plus volatiles que ceux calculés à long terme, il y a un risque de changement significatif d'une période tarifaire à l'autre entraînant des pressions fortes pour anticiper ou retarder des décisions d'investissement en dehors de toute considération industrielle.

Un tel mécanisme double crée aussi un risque de biais dans la construction des CMPC dont la correction serait source de complexité. En effet le taux 'long terme' devrait en théorie être corrigé du fait que les investissements entrés récemment dans la BAR ont été rémunérés sur une base différente les premières années.

Elengy et Fosmax LNG ne sont pas favorables à la proposition du régulateur.

2.1.4.6 GRTgaz

GRTgaz réitère les remarques qu'il avait formulées dans sa réponse à la consultation publique du 14 février 2019 N°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France.

Pour être en mesure d'analyser ce mécanisme il conviendrait d'en connaître précisément les paramètres d'application.

Sur le principe tel qu'énoncé, GRTgaz n'est pas favorable à l'instauration d'un taux différencié pour la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs :

- Ce dispositif vise à contrôler le niveau des investissements de développement des opérateurs de stockage. Mais les investissements actuels sont aujourd'hui principalement constitués de dépenses obligatoires de maintien en condition opérationnelle du stockage. GRTgaz s'interroge donc sur la pertinence d'un tel dispositif.

- GRTgaz rappelle par ailleurs que la CRE valide annuellement les programmes d'investissement des opérateurs d'infrastructure régulés sur la base le cas échéant d'analyses (coûts-bénéfices par exemple) et d'audits externes. La mise en place d'un taux différencié pour les « nouveaux investissements » viendrait donc ajouter un niveau supplémentaire de complexité et l'articulation de ces 3 niveaux d'incitation (taux de rémunération temporaire, approbation du programme d'investissement et définition individuelle des budgets cible) semble de nature à nuire à la lisibilité des choix de régulation.
- La mise en place d'un tel mécanisme induirait pour les opérateurs une forte complexité opérationnelle du calcul et du suivi du revenu autorisé.
- Enfin la mise en place d'un tel taux à indexation annuelle semble aller à l'encontre de la visibilité souhaitée par le marché, les gestionnaires et le régulateur, et concrétisée par le choix de périodes tarifaires de 4 ans.

Dans le cas où le principe de la mise en place d'un tel taux différencié serait retenu, il conviendrait de veiller à ce que le principe d'une juste rémunération des capitaux investis continue de s'appliquer. Ainsi les paramètres de détermination de ce nouveau taux devraient être cohérents et prendre en compte le risque de plus grande variabilité de la rémunération.

2.1.5 Autres acteurs

2.1.5.1 ETS

ETS est favorable à cette différenciation. Il est important de tenir compte de l'évolution réelle à la baisse des taux. Au-delà des nouveaux investissements, les opérateurs pourraient tirer profit de ce contexte financier particulièrement favorable pour procéder à un refinancement de leur dette.

2.1.5.2 FNME CGT

Le stockage souterrain de gaz, nécessaire à la sécurité d'approvisionnement en gaz, est un service public. La rémunération n'est de ce fait pas légitime. Cette activité n'était d'ailleurs pas requise de générer du résultat lorsqu'elle était assurée par un groupe public.

Néanmoins, si nous devons nous placer dans le système libéralisé qui nous a été imposé, nous ne sommes pas favorables à l'existence de plusieurs taux de rémunération des actifs.

- Premièrement, le dispositif proposé rendrait le tarif trop complexe et difficilement lisible par les différentes parties prenantes des opérateurs.
- En outre, ce dispositif ne nous semble pas correspondre à ce que doit être le mode de prise de décision des opérateurs en matière d'investissement. Nous souhaitons que de telles décisions répondent à des logiques industrielles au lieu de dépendre des évolutions court terme des taux d'intérêt.

Si le régulateur souhaite prendre en compte la baisse des taux sans risque, une alternative à ce dispositif consisterait à intégrer les taux d'intérêts et les investissements prévisionnels au calcul du taux de rémunération des actifs. Ce taux unique, qui aurait l'avantage de la simplicité, serait une moyenne des coûts de financement pondérés par les montants des investissements passés et futurs en prenant en compte la durée de vie des actifs.

2.1.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

La CFDT n'est pas opposée par principe sur cette différenciation dans la mesure où les taux retenus prennent bien en compte qu'une installation vieillissante coûte plus cher à entretenir.

2.1.5.4 CSE et OS Teréga

L'introduction d'une rémunération spécifique décotée (entre 1 % et 1,5 %) pour les nouveaux investissements sur leur première période tarifaire constitue pour nous un signal défavorable au développement de l'entreprise par les actionnaires, notamment concernant les infrastructures nécessaires à la sécurité/sûreté du réseau et à la transition énergétique, des

objectifs pourtant soutenus et soulignés par le Ministre de la Transition écologique et solidaire dans son courrier du 15 juillet 2019.

2.2 Question 2 : Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?

2.2.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.2.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN est tout à fait en ligne avec la proposition de la CRE. Dans la mesure où le consommateur final a effectivement porté la charge de l'actif, il devra également bénéficier du produit de la cession dudit actif.

L'utilisation du CRCP à cette fin nous paraît tout indiquée. Il faudra cependant veiller à ce que l'actif soit effectivement cédé à sa juste valeur.

2.2.1.2 COPACEL

Les actifs qui ont été intégrés dans la base d'actifs régulés ont été financés par les consommateurs de gaz. Prendre en compte les produits de cession de ces actifs, via le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de faire bénéficier les consommateurs des gains tirés de la vente de ces actifs. **COPACEL est donc favorable aux remarques du régulateur concernant le traitement des actifs cédés.** La CRE devra également être attentive au prix de cession de ces actifs.

2.2.1.3 CLEEE

Nous partageons l'avis de la CRE selon lequel les produits de cession des actifs soient pris en compte via le CRCP afin de faire bénéficier les consommateurs des plus-values tirées de la revente des actifs.

2.2.2 Associations professionnelles

2.2.2.1 UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à ce que les produits de cession des actifs soient pris en compte de façon équitable dans le CRCP, qu'ils génèrent une plus-value ou une moins-value.

Ce principe étant posé, l'UPRIGAZ laisse à la CRE en liaison avec les opérateurs de stockage, le soin de déterminer les règles comptables portant application du principe général.

2.2.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Le pôle Avenia n'a pas les compétences requises pour juger de ces dispositions

2.2.2.3 AFG

L'AFG est défavorable à cette proposition

L'AFG prend note du souhait de la CRE de faire bénéficier les consommateurs des éventuelles plus-values réalisées par les opérateurs sur les produits de cession via la mise au CRCP.

La mise en oeuvre opérationnelle doit néanmoins être explicitée : en particulier, comment calculer la plus-value ?

Nous rappelons que les produits de cession sont déjà déduits dans la couverture des coûts échoués. Il ne s'agirait donc pas de les compter deux fois. L'AFG s'interroge sur la prise en compte des moins-values.

L'AFG estime que les enjeux financiers sont faibles au regard de la complexité introduite par ce mécanisme.

2.2.2.4 AFIEG

Non

2.2.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.2.3.1 ENI

Eni considère pertinent de reverser le produit net de la cession aux consommateurs au prorata du pourcentage du financement des actifs par le tarif, dans la mesure où ces derniers ont supporté leurs coûts de financement.

Eni souscrit par ailleurs pleinement à l'analyse de la CRE concernant le traitement du démantèlement des sites sous cocon. Il serait totalement injustifié que les consommateurs supportent ces coûts alors qu'ils n'en ont jamais bénéficié depuis la mise en oeuvre de la régulation des stockages.

2.2.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE dans la mesure où cette disposition s'appliquerait aux plus-values comme aux moins-values.

2.2.3.3 EDF

Il est essentiel que les opérateurs de stockage restent incités à la performance économique. A cette fin, ils doivent conserver une partie des fruits de celles-ci. En outre, si un tel mécanisme était mis en place, il devrait être équilibré c'est-à-dire que les éventuelles moins-values devraient également être intégrées, en partie, au tarif.

S'agissant des éventuels coûts échoués, EDF considère qu'un investissement doit être couvert par le tarif dès lors qu'il a été approuvé par la CRE.

2.2.3.4 Total Direct Energie

Il apparaît logique que l'intégralité - et non « *au moins en partie* » comme évoqué par la CRE - des plus ou moins-values constatées lors de cessions d'actifs soient pris en compte dans le CRCP, de manière à ce que les consommateurs bénéficient de la totalité des éventuelles plus-values réalisées alors même qu'ils ont contribué à financer les achats correspondant.

2.2.3.5 European Energy Pooling

La société EEP est favorable à la prise en compte des produits de cession des actifs via le CRCP.

2.2.3.6 PIMF

PIMF est favorable à la position de la CRE

2.2.3.7 SOLVAY

Il est normal que les utilisateurs des stockages qui ont financé les actifs de stockage bénéficient des plus-values, si ceux-ci sont cédés par un opérateur à un tiers. La différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable devrait bénéficier en totalité aux consommateurs via le CRCP. Inversement, en cas de cession générant une moins-value, celle-ci devrait être supportée par les consommateurs et prise sous forme de charge via le CRCP.

2.2.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.2.4.1 Teréga

Evolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours:

La CRE envisage de modifier l'assiette des IEC à rémunérer en la restreignant aux seuls investissements de maturité supérieure à un an, i.e. dont le cycle d'investissement est supérieur à un an.

Teréga est défavorable à cette réduction de l'assiette de rémunération des immobilisations en cours.

Teréga considère en effet que :

- d'une part, cette disposition contrevient au principe de couverture des coûts telle qu'elle résulte des dispositions de l'article L.452-1 du code de l'énergie. En effet, les projets d'investissement en stockage ont un cycle d'investissement supérieur à un an dans la quasi totalité des cas. La modification impacterait principalement des achats de matériel effectués en cours d'exercice. Cependant, le coût, bien réel, de la trésorerie avant immobilisation de ces achats ne serait pas couvert.

- d'autre part, cette disposition s'avère contraire à l'objectif de la régulation de permettre des actions d'efficience des opérateurs. En effet, la mise en place de cette modalité de rémunération ne manquera pas d'introduire une complexité opérationnelle accrue. L'exclusion des investissements de maturité inférieure à 1 an de l'assiette de rémunération des IEC ne pourrait se traiter en masse et nécessiterait des traitements manuels ligne à ligne, ce qui serait source d'erreurs et d'inefficience dans la mesure où cette complexité engendrerait des charges d'OPEX supplémentaires tant dans le processus de traitement que dans la mise en place d'un contrôle dédié en vue d'en assurer le pilotage fin.

Un tel système introduit donc des coûts d'efficience sans doute largement supérieurs au "gain" espéré par le régulateur en termes de réduction de la rémunération des IEC.

Traitement des actifs cédés

Sur ce point, Teréga souhaite tout d'abord mettre en exergue que le changement de règle envisagé par la CRE est de nature à détériorer la rentabilité de l'entreprise et donc à accroître son exposition au risque tout en lui interdisant de pouvoir bénéficier d'une incitation pour la bonne gestion des actifs cédés.

En effet, nous comprenons que les deux options de cadre de régulation présentées par la CRE ont vocation

- à partager la plus value de cession entre le marché et les opérateurs de réseau lorsque les actifs cédés n'ont pas été intégralement financés par le tarif (l'actif est cédé avant la fin de son amortissement),
- voire à restituer l'intégralité de la plus value de cession au marché lorsque les actifs cédés ont été intégralement financés par le tarif (l'actif est cédé après avoir été intégralement amorti).

Teréga ne peut souscrire à une disposition qui ne lui permette pas de récupérer une partie de la plus value de cession.

Si la CRE souhaitait maintenir cette orientation, il paraîtrait nécessaire que la cession d'actifs conserve un caractère incitatif significatif, de manière à garantir la volonté des opérateurs d'optimiser leurs ventes d'actifs immobiliers, pour le bénéfice de l'ensemble de l'industrie gazière.

2.2.4.2 Storengy

Traitement des coûts échoués

Storengy France estime fondé et bienvenu que la CRE aborde la problématique des coûts échoués.

Storengy France indique que la couverture des coûts échoués, au même titre que les autres coûts, est en ligne avec le principe d'une régulation par les coûts (cf. réponse à la question 3).

Toutefois, Storengy France estime que ce mécanisme, dupliqué du tarif ATRT6, ne traite pas explicitement du cas particulier des éventuels coûts échoués qui pourraient être engendrés par l'évolution du périmètre fixé par la PPE et la fermeture de futurs sites : la couverture de ces coûts rentrerait dans la catégorie « autres coûts échoués » dont la couverture « au cas par cas » fait porter aux opérateurs de stockage un risque additionnel. Un tel risque devrait se traduire par une prime additionnelle à ajouter au CMPC.

Traitement des actifs cédés

Storengy France n'est pas favorable au traitement envisagé par la CRE concernant les cessions d'actifs. Cette évolution du traitement des plus ou moins-values de cession constitue un changement du cadre réglementaire : elle génère une augmentation du risque pour les opérateurs qui n'est pas reflétée par ailleurs dans le revenu autorisé, qu'il s'agisse de sa structure ou des conditions de rémunération du risque.

Storengy France souligne par ailleurs que les coûts d'immobilier seront désormais en-dehors du périmètre des investissements "hors-réseaux" sur lesquels la CRE souhaite laisser la main aux opérateurs. Il y a une incohérence manifeste à les mettre au CRCP. Ce système ôte une partie de l'incitation des opérateurs à gérer au mieux leurs achats et cessions d'actifs.

2.2.4.3 GRDFRemarque préalable :

Le CRE ne précise pas la définition qu'elle retient pour les « coûts échoués », suite à la consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France (question 22).

Compte-tenu des différents principes de couverture des coûts d'investissements d'un point de vue tarifaire (BAR, VNC, ...), GRDF avait proposé, dans sa réponse, de retenir comme définition des coûts échoués la « valeur résiduelle » d'un actif qui ne serait plus utilisé, pour s'adapter à l'ensemble des situations rencontrées.

En effet, dans le cas de la régulation des opérateurs de réseaux d'électricité, la rémunération avec un taux nominal rémunère totalement le capital immobilisé qui est égal à la valeur nette comptable. L'opérateur n'est donc pas pénalisé dès lors que la sortie d'un actif de la BAR est compensée à la VNC.

Dans le cas des opérateurs gaz, une partie de la rémunération liée à l'inflation est différée sur l'ensemble de la durée d'amortissement de l'ouvrage via la réévaluation annuelle de la BAR.

Pour ne pas maintenir d'inégalités¹ de traitement entre opérateurs gaz et électricité, il serait donc nécessaire de prendre en compte la valeur résiduelle réévaluée de l'ouvrage et non sa valeur nette comptable.

Ceci étant précisé, GRDF est favorable au dispositif de couverture des coûts échoués proposé par la CRE, et donc à l'intégration au revenu autorisé des opérateurs d'une enveloppe annuelle incitée afin de couvrir la valeur résiduelle (qui dans le cas des opérateurs gaziers correspond à la BAR) des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie réglementaire.

GRDF considère que ce dispositif incite également l'opérateur à maîtriser l'enveloppe de coûts échoués et à rechercher une couverture de ces coûts par les demandeurs dans le cas de déplacements d'ouvrages par exemple. En particulier, la couverture intégrale au CRCP de ces coûts n'est pas forcément souhaitable, notamment dans l'intérêt des consommateurs.

GRDF est également favorable à distinguer les coûts échoués récurrents et les autres coûts échoués et frais d'études sans suite des opérateurs de transport, qui seraient traités au cas par cas.

S'agissant du traitement envisagé pour les actifs cédés, GRDF souhaite qu'il soit limité au périmètre des seuls biens immobiliers ou à des actifs spécifiques à certains opérateurs le cas échéant si leur valeur de cession est telle qu'elle justifie d'appliquer ce type de mécanisme.

GRDF est favorable à l'objectif visé par la CRE de rendre aux consommateurs, via le CRCP, tout ou partie des plus-values (mais pas des moins-values) de cessions réalisées par les opérateurs. En effet, dès lors qu'un actif a été rémunéré sur toute sa durée d'amortissement réglementaire, il ne faudrait pas que les opérateurs soient incités à revendre un actif pour réaliser une plus-value tout en réinvestissant en même temps dans un nouvel actif à nouveau rémunéré sur une longue période. Il paraît donc souhaitable de mettre en place un mécanisme de partage de cette plus-value éventuelle qui soit juste pour les consommateurs et incite cependant l'opérateur à vendre au meilleur prix.

Quand l'actif n'est pas totalement amorti, il serait logique que l'opérateur soit compensé à hauteur de la valeur résiduelle et que le mécanisme de partage avec le tarif ne s'applique que si le prix de cession est supérieur à cette valeur résiduelle.

Cependant, les propositions de méthodologie de traitement présentées par la CRE dans la consultation publique méritent d'être précisées.

- Dans la première proposition de traitement, GRDF comprend que le montant qui serait repris via le CRCP correspondrait aux amortissements constitués.

Il conviendrait, en premier lieu, de préciser de quels amortissements il s'agit : comptables ou réglementaires (cf. remarque préalable). Les amortissements réglementaires sont supérieurs avec la régulation gaz du fait de la réévaluation annuelle de la BAR calée sur l'inflation. Les opérateurs gaz seraient donc une nouvelle fois pénalisés par rapport aux opérateurs électricité.

¹ Cf. page 37 de la consultation publique 2019-003 du 14 février 2019 qui met en lumière les différences de traitement des opérateurs régulés sur les coûts échoués.

Cela nécessite donc de plafonner le montant des d'amortissements repris au CRCP au montant du prix de cession, sinon dans le cas où ce dernier serait inférieur aux montants des amortissements constitués, l'opérateur serait pénalisé.

Cette proposition semble donc présenter des biais et ne pas répondre au partage de la plus-value, dans le cas où le prix de cession serait bien supérieur aux amortissements constitués (notamment si le bien concerné est totalement amorti).

GRDF n'est donc a priori pas favorable à cette première approche.

- Dans la seconde approche, GRDF comprend que le « produit net de la cession » correspond à la notion de « plus-value » définie au début du paragraphe 2.1.2.3.2. de la consultation publique

Si tel est bien le cas, GRDF préconise de retenir cette approche, sous réserve de préciser les éléments suivants.

En effet, l'idée étant de reprendre au CRCP la quote-part de la plus-value correspondant au prorata de la durée de vie écoulée sur la durée totale d'utilisation du bien concerné, il semblerait pertinent de préciser que la plus-value est déterminée par rapport à la valeur résiduelle (donc la BAR de l'actif cédé pour les opérateurs gaziers – ce qui permet d'ailleurs de ne prendre en compte que la valeur financée par les opérateurs), et qu'il s'agit des amortissements et de la durée réglementaires (cf. remarque préalable). En fait, si la quote-part est définie au prorata de la durée d'amortissement réglementaire, le dispositif est beaucoup plus simple et il n'y a plus lieu de s'interroger sur les montants d'amortissements réalisés.

GRDF propose par ailleurs de compléter ce dispositif en réservant une quote-part de la plus-value à l'opérateur. S'agissant d'un nombre de cas a priori limité, cette quote-part pourrait éventuellement être modulée. Elle pourrait être faible pour ne pas inciter les opérateurs à céder des actifs qu'il serait nécessaire de remplacer (5% par exemple), et plus élevée (50% par exemple) dans le cas d'un actif jugé totalement « inutile » mais valorisable afin d'inciter les opérateurs à en partager la plus-value éventuelle avec les consommateurs.

Ainsi, on obtient dans le premier cas (5%) la formule suivante :

Plus-value reprise au CRCP = (Prix de cession – Valeur de la BAR résiduelle ou VNC pour les électriciens) * 95% * (durée de vie écoulée) / (durée totale d'amortissement réglementaire)

2.2.4.4 Géométhane

Traitement des coûts échoués

Géométhane estime fondé et bienvenu que la CRE aborde la problématique des coûts échoués.

Géométhane indique que la couverture des coûts échoués, au même titre que les autres coûts, est en ligne avec le principe d'une régulation par les coûts (cf. réponse à la question 3).

Toutefois, Géométhane estime que ce mécanisme, dupliqué du tarif ATRT6, ne traite pas explicitement du cas particulier des éventuels coûts échoués qui pourraient être engendrés par l'évolution du périmètre fixé par la PPE et la fermeture de futurs sites : parmi les catégories proposées, ces coûts relèveraient de la catégorie « autres coûts échoués » dont la couverture au « au cas par cas » fait porter aux opérateurs de stockage un risque additionnel et pourrait être un frein à la réalisation de certains investissements. Un tel risque devrait se traduire par une prime additionnelle à ajouter au CMPC.

Traitement des actifs cédés

Géométhane n'est pas favorable au traitement envisagé par la CRE concernant les cessions d'actifs. Cette évolution du traitement des plus ou moins-values de cession constitue un changement du cadre réglementaire : elle génère une augmentation du risque pour les opérateurs qui n'est pas reflétée par ailleurs dans le revenu autorisé, qu'il s'agisse de sa structure ou des conditions de rémunération du risque.

Géométhane souligne par ailleurs que les coûts d'immobilier seront désormais en-dehors du périmètre des investissements « hors-réseaux » sur lesquels la CRE souhaite laisser la main aux opérateurs. Il y a une incohérence manifeste à les mettre au CRCP. Ce système ôte une partie de l'incitation des opérateurs à gérer au mieux leurs achats et cessions d'actifs.

2.2.4.5 Elengy

Elengy et Fosmax LNG n'ont pas d'avis sur le traitement des actifs cédés. Toutefois concernant le paragraphe précédent sur le traitement des coûts échoués, il serait souhaitable que ces principes soient aussi appliqués à tous les opérateurs d'infrastructure d'énergie.

2.2.4.6 GRTgaz

GRTgaz comprend que la CRE souhaite faire bénéficier les consommateurs des éventuelles plus-values réalisées par les opérateurs sur cessions d'actifs au-delà de la valeur nette comptable via la mise au CRCP.

GRTgaz est défavorable à un tel dispositif : il ne s'agit pas d'un sujet à enjeu pour les opérateurs de stockage, mais cela complexifie le suivi réglementaire de l'activité. Si un tel système était retenu, il faudrait qu'il soit symétrique (et prenne en compte les éventuelles moins-values) et incitatif pour l'opérateur.

2.2.5 Autres acteurs**2.2.5.1 ETS**

Avis favorable pour intégrer les revenus liés aux actifs cédés ; les éléments retenus comme revenus doivent être mis en parallèle des débours subits par les utilisateurs concernant ces actifs.

2.2.5.2 FNME CGT

Les actifs des opérateurs régulés sont financés à travers le tarif depuis l'entrée en vigueur de la régulation. On peut même aller jusqu'à considérer que ces actifs étaient en définitive financés par les usagers avant même la régulation. Il apparaît donc naturel de faire bénéficier les usagers des gains tirés de leur cession éventuelle au travers du CRCP. Dans le cas contraire, les opérateurs pourraient par exemple être tentés de céder des immeubles amortis et qui engendrent un faible niveau de charges d'exploitation pour recourir à une location dont le coût serait couvert par le tarif.

2.2.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

La CFDT estime que le simple fait que la CRE ait couvert les stockages de Soing/3 fontaines/Saint Clair par le tarif régulé, revient à admettre que ces derniers ont contribué à la sécurité d'approvisionnement dans le cadre de la régulation des stockages, et donc qu'une prise en charge du démantèlement par l'ATS2, au prorata des 2 ans passés dans ce tarif devrait être envisagée.

2.3 Question 3 : Êtes-vous favorables aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATS2 ?**2.3.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****2.3.1.1 UNIDEN**

L'UNIDEN est d'accord avec les principes tarifaires ici proposés par la CRE, car cela permet d'une part d'avoir une harmonisation d'approche avec le TURPE et l'ATRT. La mise en place du cap à la hausse et à la baisse de +/-2% par an est nécessaire pour donner de la visibilité aux utilisateurs mais reste insuffisante. En effet, le revenu garanti est couvert en partie par les enchères, sans prix de réserve. Force est de constater que les deux dernières années, le prix des enchères de stockage s'est situé bien en-dessous du revenu garanti des opérateurs. L'UNIDEN demande à ce titre la mise en place d'un prix de réserve afin de rééquilibrer les coûts supportés par les utilisateurs du réseau et les coûts couverts par les enchères. Rappelons à ce titre que sur l'année gazière avril 2019 – mars 2020, 75% de ces revenus garantis ont été directement supportés par les consommateurs, à savoir 540 M€ sur les 727,6 M€ autorisés. Sans prix de réserve sur les enchères, la compensation collectée auprès des utilisateurs peut fortement varier fortement à la hausse d'une année sur l'autre.

L'UNIDEN demande à ce que la compensation stockage collectée par les gestionnaires de réseau soit capée à la hausse à + 2% par an.

Par ailleurs, nous demandons à ce que le coût de démantèlement des trois stockages, placés sous cocon (Saint Clair sur Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines) avant la mise en place de la réforme du stockage, ne soit pas couvert par les revenus garantis.

2.3.1.2 COPACEL

COPACEL est favorable à la proposition de la CRE de ne pas intégrer les coûts de démantèlement des sites de Sainte Clair sur Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines dans le périmètre des charges à couvrir par le tarif ATS2.

2.3.1.3 CLEEE

Favorable

Le CLEEE est favorable aux grands principes tarifaires exposés

2.3.2 Associations professionnelles**2.3.2.1 UPRIGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

S'agissant du traitement des coûts de démantèlement, les fournisseurs membres de l'UPRIGAZ partagent la position de la CRE.

S'agissant du CRCP, l'UPRIGAZ ne souhaite pas que l'apurement annuel du CRCP donne lieu à des variations trop importantes du tarif. Par ailleurs, l'UPRIGAZ souhaite, à chaque fois que cela est possible, que des règles identiques s'appliquent à l'ensemble des tarifs régulés tant pour le gaz que pour l'électricité. Dans cet esprit, l'UPRIGAZ adhère à la position de la CRE d'un apurement chaque année du CRCP dans la limite d'une évolution tarifaire, hors inflation, de +/- 2% avec la prise en compte de la totalité du solde en fin de période tarifaire pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

En ce qui concerne les modalités de perception des revenus autorisés, l'UPRIGAZ est favorable aux principes exprimés par la CRE au §2.1.4

2.3.2.2 AFG

L'AFG rappelle que la régulation des stockages est récente et nécessite encore un cadre stable. Tout changement trop rapide n'est pas de nature à apporter de la stabilité et de la visibilité.

Pour les sites sous cocon la question de la couverture des coûts de démantèlement se pose : bien qu'en exploitation réduite, ces sites étaient intégrés à la liste des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France telle que définie par la PPE, et en ont été retirés par Arrêté le 26 décembre 2018.

Pour les sites en exploitation au sein du périmètre régulé, les modalités de prise en compte des coûts de démantèlement pourraient être discutée. Cependant le schéma de couverture des provisions proposé par la CRE pose des problèmes de complexité et de mise en oeuvre à gérer d'ici la mise en place de l'ATS2.

2.3.2.3 AFIEG

Favorable

Oui

2.3.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**2.3.3.1 ENI**

Eni y est favorable.

2.3.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable aux grands principes tarifaires proposés par la CRE pour le tarif ATS2.

ENGIE est favorable à une harmonisation progressive du fonctionnement du CRCP entre les activités régulées, sur la base d'un apurement annuel assorti d'une limitation de l'évolution tarifaire en résultant.

ENGIE estime que la proposition de la CRE ne traite pas la question de la visibilité sur le début de la période tarifaire suivante, qui avait fait l'objet d'une question dans la consultation du 19 février dernier. Comme indiqué dans sa réponse à cette dernière, ENGIE est favorable à l'établissement d'une vision anticipée des tarifs sur une période de 4 années glissantes.

En ce qui concerne les coûts de démantèlement :

- Pour les trois sites de stockage actuellement sous cocon, ENGIE demande une forme de prise en compte de leur coût de démantèlement par le revenu régulé dans l'ATS2 ;
- Dans les autres cas, ENGIE considère que le système régulateur proposé relatif à la couverture des coûts de démantèlement par les tarifs nécessite des travaux complémentaires importants avant de pouvoir être intégré en régulation ; pour cette raison, elle demande que ce système ne soit pas appliqué pour l'ATS2.

2.3.3.3 EDF

EDF est favorable aux grands principes tarifaires proposés par la CRE et apprécie l'évolution envisagée de limiter l'apurement du CRCP à +/- 2% hors inflation. Par ailleurs EDF est favorable au mécanisme de perception du revenu autorisé existant.

Concernant des coûts de démantèlement des trois sites de stockage actuellement sous cocon, EDF considère que ceux-ci ne doivent pas être inclus dans le revenu autorisé. En premier lieu, ces trois stockages étaient sous cocon avant la mise en oeuvre du régime régulé et que la régulation n'a entraîné aucun coût pour Storengy. En outre, ces trois sites ont été mis en service entre 1968 et 1982 (source Storengy) et ont été opérés pendant une quinzaine d'années sous le régime dit « négocié ». Il est très probable que, sous ce régime, les tarifs de Storengy incluaient des provisions pour démantèlement. Intégrer les coûts de démantèlement dans le tarif de transport pourrait conduire dans ces conditions à faire payer deux fois le consommateur de gaz.

2.3.3.4 Total Direct Energie

Favorable

TDE partage l'opinion de la CRE quant à la non prise en compte dans le tarif ATS2 des coûts de démantèlement des sites de Saint-Clair-sur-Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines.

TDE est favorable au passage à une année en ce qui concerne le lissage de l'apurement du CRCP. Cela permet d'éviter de trop grands décalages temporels entre les opérations physiques et les investissements associés et les flux financiers liés au recouvrement des tarifs d'utilisation des infrastructures de stockage.

Comme proposé par la CRE, le maintien d'un seuil d'évolution tarifaire annuelle de +/- 2% semble pertinent afin d'éviter néanmoins de trop gros à-coups tarifaires.

2.3.3.5 European Energy Pooling

Favorable

La société EEP est favorable aux grands principes tarifaires de l'ATS2 mais souhaite insister sur le fait qu'elle est opposée à la transposition de la compensation stockage aux clients raccordés au réseau de transport, qui est un sujet attendant ATR/ATS.

Nous souhaiterions proposer **une alternative** à la CRE sur ce point.

Les clients industriels ayant obtenu des capacités de stockage aux enchères pourraient être exemptés du terme de compensation stockage. Ce principe vertueux participerait à l'augmentation des revenus liés à la commercialisation stockage et favoriserait l'arrivée de nouveaux acteurs sur le Hub.

Nous pourrions imaginer une commercialisation des capacités de stockage en deux phases:

- Une première phase dédiée aux industriels sur les stockages SERENE (Storengy) et FAIR (Terega) plus adapté à la demande hivernale des sites,
- Une seconde phase ouverte à l'ensemble des expéditeurs.

Ce principe se rapprocherait du modèle de commercialisation mis en place par le passé sur la liaison Nord-Sud.

2.3.3.6 PIMF

PIMF fait remarquer que les deux dernières années, le prix des enchères de stockage s'est situé bien en-dessous du revenu garanti des opérateurs : sur l'année gazière avril 2019 – mars 2020, 75% de ces revenus garantis ont été directement supportés par les consommateurs, à savoir 540 M€ sur les 727,6 M€ autorisés, soit des sommes considérables.

Il est d'autre part extrêmement souhaitable de contrôler la variation des coûts affectés au consommateur final ; divers outils peuvent être utilisés par le Régulateur, comme un système de cap, ou un prix de réserve substantiel lors des enchères.

PIMF considère que les taux de retour sur capital envisagés par la CRE sont nettement trop élevés, déconnectés de la réalité des marchés financiers, et sans justification pour une activité à faible risque. PIMF demande également que la compensation stockage collectée par les gestionnaires de réseau soit capée à la hausse à + 2% par an.

Par ailleurs, nous demandons à ce que le coût de démantèlement des trois stockages, placés sous cocon (Saint Clair sur Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines) avant la mise en place de la réforme du stockage, ne soit pas couvert par les revenus garantis.

2.3.3.7 SOLVAY

Favorable

Nous sommes favorables avec les grands principes tarifaires envisagés par la CRE.

2.3.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.3.4.1 Teréga

Considérations générales sur les grands principes tarifaires.

Teréga a la volonté d'accompagner la CRE dans l'évolution du cadre de régulation tarifaire du stockage.

En revanche Teréga souhaite rappeler le manque de maturité de la régulation de l'activité stockage, mise en oeuvre il y a moins de deux ans. En ce sens, il semble que vouloir répliquer le cadre de régulation d'une activité aussi mûre que le transport gazier, qui en est au 7^{ème} tarif, dès le deuxième tarif du stockage, paraît être une évolution trop rapide.

Cela conduirait en effet le stockage à passer sans transition d'un tarif intégralement non incitatif (l'ensemble des charges et revenus sont couverts au CRCP) à un tarif incitatif pleinement mature.

En opérateur prudent et raisonnable, Teréga préconise de tenir compte de cet état de fait et d'adopter un cadre de régulation intermédiaire pour l'ATS2 pour ensuite envisager une régulation plus mature par la suite.

Coûts de démantèlement

Terega souhaite tout d'abord rappeler que **la couverture des coûts est un principe fondamental de la régulation.**

Aussi, compte tenu des incertitudes qui entourent la décarbonisation du système gazier à horizon 2050, Terega fait le constat que la couverture des coûts de démantèlement des actifs de stockage **n'est aujourd'hui pas traitée** par le cadre réglementaire.

Terega souligne l'initiative de la CRE qui semble partager ce constat et propose comme solution l'introduction d'un mécanisme de couverture via des provisions pour coûts de démantèlement.

Pour autant, compte tenu des enjeux et de la nécessité de bénéficier de réflexions approfondies pour traiter correctement le sujet, Terega considère **prématurée** la mise en oeuvre de la proposition de la CRE et privilégie une approche concertée et non précipitée.

Terega est d'avis que ce type de problématique fait partie intégrante des écarts de risques entre opérateurs de transport et opérateurs de stockage et propose que ce risque soit pour le moment couvert via la prime de risque en attendant l'introduction d'un mécanisme adapté et accepté par tous.

Terega ne partage donc pas la proposition actuelle de la CRE dans la mesure où les provisions telles que définies à ce stade ne prennent pas en compte la valeur globale des actifs et préconise la poursuite des travaux entre opérateurs et régulateur.

Apurement du CRCP :

Teréga n'est pas opposé à l'évolution envisagée par la CRE du mode d'apurement du CRCP.

Perception du Revenu Autorisé par revenus d'enchères et compensation :

Teréga est favorable aux grands principes tarifaires exposés par la CRE pour la perception du revenu autorisé des opérateurs de stockage.

2.3.4.2 Storengy

Traitement des coûts de démantèlement

Storengy France rappelle que, selon l'article L.452-1 du code de l'énergie, les tarifs d'utilisation des infrastructures « sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L.121-46 ».

En conséquence, l'ensemble des coûts liés à la fermeture et/ou démantèlement des infrastructures de stockage, passés et futurs, doivent être couverts par le tarif ATS au même titre que les autres coûts, dès lors que ces infrastructures ont contribué à la sécurité d'approvisionnement du pays.

De ce fait, Storengy France ne partage pas l'analyse de la CRE, visant à traiter les sites de Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines différemment des autres sites :

- les sites en exploitation réduite de Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines, ont été considérés par l'Etat comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel dans la première PPE portant sur la période 2016-2019, et auparavant ils ont contribué au même titre que les autres sites de stockage à la sécurité d'approvisionnement et à l'optimisation des infrastructures gazières au bénéfice de l'ensemble de la collectivité à travers le tarif passé fixé par la régulation (diminution des investissements) ;
- ces trois sites en exploitation réduite n'ont été exclus de la liste des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel qu'avec le décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 ;
- la fermeture et la réhabilitation de ces sites exclus du périmètre de la PPE s'avèrent être la seule option : si rien n'interdit en effet à un opérateur de stockage de commercialiser des capacités de stockage dans un régime négocié, le contexte de marché du gaz naturel (niveau des spreads saisonniers, perspectives de demande en gaz naturel de la prochaine PPE et de la SNBC...) ne permet pas d'envisager une remise en exploitation commerciale de ces trois sites économiquement viable à court terme comme à long terme.

En conséquence, Storengy France :

- estime légitime sa demande de couverture dans les CNE de 24 M€ par an sur la période ATS2 au titre du démantèlement de ces sites ;

- considère qu'une non couverture par la CRE du coût de démantèlement de ces sites matérialise de fait le risque lié aux évolutions de périmètre fixées par la PPE, risque qui devrait se traduire par une prime additionnelle à la prime de risque stockage, au-delà de la demande tarifaire initiale de Storengy France d'une prime de risque stockage fixée à +100 points de base contre +50 points de base dans le tarif actuel.

Provisions pour démantèlement au prorata-temporis

Storengy France accueille favorablement le principe d'une couverture des coûts de démantèlement dans le tarif régulé.

En revanche Storengy France considère que la totalité des coûts doit être couverte.

En termes de méthode et de perspective de mise en œuvre, Storengy France considère que :

- la couverture des coûts de démantèlement par le mécanisme proposé par la CRE ne pourrait se faire au détriment d'une prime de risque réhaussée, intégrée au CMPC, qui traduit les risques propres de l'activité stockage ;
- le dispositif présenté à ce stade par la CRE dans la Consultation Publique reste à préciser en termes de valorisation, d'horizon et de taux d'actualisation ;
- en conséquence, le système nécessite des travaux complémentaires avant de pouvoir être intégré au tarif ATS.

En conséquence Storengy propose que ce risque soit traité par une couverture des coûts lorsque ceux-ci se matérialisent, ou par une prime additionnelle à la prime stockage dans le taux de rémunération des actifs (CMPC) dans l'ATS2.

Couverture des coûts échoués

De plus, Storengy France note que la CRE n'explicite pas la couverture des éventuels coûts échoués qui pourraient être engendrés par l'évolution du périmètre PPE et la fermeture totale ou partielle de futurs sites :

- • les opérateurs de stockage devraient se rattacher au mécanisme inspiré par la régulation transport et explicité par la CRE en 2.1.2.3.1 ;
- • la couverture des « autres coûts échoués » au « cas par cas » fait porter aux opérateurs de stockage un risque additionnel qui devrait se traduire dans cette prime spécifique regroupant le risque lié aux coûts de démantèlement et aux coûts échoués.

Principe du CRCP

Storengy France avait proposé, dans sa réponse à la Consultation Publique du 14 février 2019 et dans son dossier de demande tarifaire pour la période ATS2, le maintien du fonctionnement actuel du CRCP avec en particulier le maintien du plafond d'apurement annuel à +/-5%.

Storengy France n'est toutefois pas opposé à ce que la CRE réduise le plafond d'apurement annuel à +/-2%, malgré la faiblesse d'un tel taux compte tenu des montants en jeu, tout en attirant l'attention de la CRE sur le peu de recul dont disposent les opérateurs de stockage du fait de l'entrée récente en régulation.

Perception du revenu autorisé

Storengy France est favorable au maintien des modalités de perception du revenu autorisé en vigueur.

2.3.4.3 GRDF

GRDF est favorable aux grands principes tarifaires définis par la CRE, et l'encourage à aller au bout de l'harmonisation des dispositifs entre opérateurs, notamment concernant les modalités d'apurement du CRCP et le traitement des coûts échoués (sur lequel la position de GRDF a été précisée en réponse à la question précédente).

2.3.4.4 Géométhane

Traitement des coûts de démantèlement

Géométhane rappelle que, selon l'article L.452-1 du code de l'énergie, les tarifs d'utilisation des infrastructures «sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L.121-46».

En conséquence, l'ensemble des coûts liés à la fermeture et/ou démantèlement des infrastructures de stockage, passés et futurs, doivent être couverts par le tarif ATS au même titre que les autres coûts, dès lors que ces infrastructures ont contribué à la sécurité d'approvisionnement du pays.

Géométhane considère qu'une non couverture par la CRE du coût de démantèlement des sites de stockage lié aux évolutions de périmètre fixées par la PPE, constitue un risque additionnel qui devrait se traduire par une prime additionnelle à la prime de risque stockage, au-delà de la demande tarifaire initiale de Géométhane de +100 points de base.

Provisions pour démantèlement au prorata-temporis

Géométhane accueille favorablement le principe d'une couverture des coûts de démantèlement dans le tarif régulé.

En revanche Géométhane considère que la totalité des coûts doit être couverte.

En termes de méthode et de perspective de mise en oeuvre, Géométhane considère que :

- la couverture des coûts de démantèlement par le mécanisme proposé par la CRE ne pourrait se faire au détriment d'une prime de risque réhaussée, intégrée au CMPC, qui traduit les risques propres de l'activité stockage;
- le dispositif présenté à ce stade par la CRE dans la Consultation Publique reste à préciser en termes de valorisation, d'horizon et de taux d'actualisation ;
- en conséquence, le système nécessite des travaux complémentaires avant de pouvoir être intégré au tarif ATS.

Géométhane propose que ce risque soit traité par une couverture des coûts lorsque ceux-ci se matérialisent, ou par une prime additionnelle à la prime stockage dans le taux de rémunération des actifs (CMPC) dans l'ATS2.

Couverture des coûts échoués

De plus, Géométhane note que la CRE n'explique pas la couverture des éventuels coûts échoués qui pourraient être engendrés par l'évolution du périmètre PPE et la fermeture totale ou partielle de sites :

- les opérateurs de stockage devraient se rattacher au mécanisme inspiré par la régulation transport et explicité par la CRE en 2.1.2.3.1 ;
- la couverture des « autres coûts échoués » au « cas par cas » fait porter aux opérateurs de stockage un risque additionnel qui devrait se traduire dans cette prime spécifique regroupant le risque lié aux coûts de démantèlement et aux coûts échoués.

Principe du CRCP

Géométhane avait proposé, dans sa réponse à la Consultation Publique du 14 février 2019 et dans son dossier de demande tarifaire pour la période ATS2, le maintien du fonctionnement actuel du CRCP avec en particulier le maintien du plafond d'apurement annuel à +/-5%.

Géométhane indique que le plafond d'apurement annuel à +/-2% du revenu autorisé, conduirait à un montant faible du CRCP pour Géométhane, du fait du niveau de son revenu autorisé.

Perception du revenu autorisé

Géométhane est favorable au maintien des modalités de perception du revenu autorisé en vigueur.

2.3.4.5 Elengy

Pour le tarif ATS2, Elengy et Fosmax LNG n'ont pas de remarques particulières.

Cependant Elengy et Fosmax LNG tiennent à attirer l'attention du régulateur sur le fait que ces principes devront être pour les cas où l'on n'effectuerait une révision des termes tarifaires que tous les deux ans comme c'est le cas pour les terminaux.

2.3.4.6 GRTgaz

Favorable

Les grands principes tarifaires envisagés sont globalement dans la continuité du tarif précédent à l'exception de certaines propositions de la CRE (éventuel double taux de rémunération, rémunération des IEC, traitement des actifs cédés et principe du CRCP) qui concourent à une instabilité tarifaire, et à une complexité accrue des modalités de calcul du revenu autorisé de l'opérateur.

2.3.4.7 Enagás, S.A.

Ni favorable, ni défavorable

1. Given that the reason of regulating storages in France mainly their desirability in terms of security of supply, the compensation term should be borne by domestic users and not by users of the IPs. I.e. the consumers benefitting from such security of supply should pay for it.
2. The CRE's proposal is to continue recovering the potential gap by including a dedicated term in the transmission tariff, to be ultimately charged to certain national consumers. Therefore, Enagás has no objections to the proposed mechanism to that regard, as long as such charge is not applied to IPs.
3. Enagás understands that the proposed mechanism does not constitute a cross-subsidy as long as consumers benefitting from security of supply are paying for it.
4. Enagás recommends, however, complementing the regulatory analysis with the possible impact of the measures, and in particular of a zero or below-cost reserve price, on adjacent systems. The deviation of storage volumes from other Member States to France, due to charging access fees well below the total cost of storage, could negatively impact the economic viability of adjacent operators in other Member States.

2.3.5 Autres acteurs

2.3.5.1 ETS

Favorable

Il est impératif de maintenir la hausse du terme de compensation stockage dans le temps pour accorder de la visibilité aux consommateurs.

2.3.5.2 FNME CGT

Oui, nous sommes favorables à ces grands principes qui ont été validés par la période tarifaire ATS1.

S'agissant du traitement des coûts de démantèlement, nous estimons que l'éventuelle décision de démantèlement d'un site retiré de la liste des infrastructures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement serait de la seule responsabilité de l'opérateur concerné, indépendamment de

l'issue des discussions autour périmètre de la régulation. Quant à l'opportunité d'une couverture par le tarif des coûts de démantèlement des sites actuellement sous cocon, nous remarquons qu'ils auraient dû faire l'objet d'une provision pour risque préalablement à l'entrée en vigueur de la régulation.

2.3.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Favorable

La CFDT est favorable à ces grands principes

2.3.5.4 Contribution d'un particulier

Favorable

2.4 Question 4 : Avez-vous des remarques concernant le calendrier et les principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATS2 ?**2.4.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****2.4.1.1 UNIDEN**

L'UNIDEN est favorable au calendrier. Mais comme évoqué à la question 3, nous souhaitons qu'au-delà de l'évolution annuelle des revenus garantis soit mis en place un cap sur l'évolution de la compensation stockage, ainsi que soit fixé un prix de réserve aux enchères.

2.4.1.2 COPACEL

COPACEL considère que la mise en place du mécanisme de compensation stockage est particulièrement défavorable aux consommateurs de gaz compte tenu du manque de visibilité sur les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage via la commercialisation de leurs capacités aux enchères. COPACEL demande donc au régulateur que les capacités de stockage soient commercialisées avec un prix de réserve afin que les charges à couvrir des stockages soient mieux réparties entre les consommateurs et les clients des stockages, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement de la France.

2.4.1.3 CLEEE

Le CLEEE est favorable au calendrier proposé.

2.4.2 Associations professionnelles**2.4.2.1 UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire présentés dans la note technique.

2.4.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Nous comprenons que la CRE envisage de réduire significativement la rémunération des opérateurs de stockage (CMPC) en la ramenant dans une fourchette entre 4.1 et 4.9%, associée à une assiette de projets autorisés elle-même en forte baisse.

Ces niveaux de rémunération sont extrêmement bas et à comparer à ceux de la grande distribution. Est-ce raisonnable ?

Cette démarche est de notre sens regrettable car elle initie une trajectoire de rémunération qui neutralisera progressivement toute initiative de l'opérateur pour maintenir les performances des stockages face aux enjeux de sécurité d'approvisionnement (dont les fondamentaux sont inchangés et même peut être aggravés par les incertitudes climatiques).

les opérateurs de stockage doivent aussi adapter l'outil industriel à la transition énergétique, en particulier le stockage des nouveaux gaz comme les biogaz et l'hydrogène.

les principes proposés par la CRE conduiront à l'asphyxie financière des opérateurs qui se propagera à l'ensemble du tissu économique des prestataires et sous-traitants. Cette démarche conduira à la destruction programmée de toute une filière économique. Est-ce l'objectif ?

Cette démarche est évidemment comptablement efficace à court terme mais de notre sens contre productive car ces activités de stockage imposent un très haut niveau de maintenance préventive. Les niveaux de rémunération proposés ne semblent pas répondre à ces enjeux et conduiront inmanquablement les opérateurs à réduire la fréquence des travaux préventifs (y compris la maintenance de la performance des puits) pour retrouver des marges de manœuvre financières. A dix ans, les ruptures d'approvisionnement pour maintenance curative vont donc statistiquement augmenter et leurs coûts pour la collectivité seront bien plus élevés que les gains courts termes attendus.

2.4.2.3 AFG

L'AFG est favorable au calendrier proposé par la CRE ainsi qu'aux principes d'évolution tarifaires envisagés.

2.4.2.4 AFIEG

Non

2.4.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**2.4.3.1 ENI**

Pas de remarque.

2.4.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE pour le calendrier et les principes d'évolution tarifaire envisagé pour le tarif ATS2. En particulier, la période tarifaire de 4 ans, alignée sur les périodes tarifaires ATRT offre au marché une visibilité importante sur l'évolution des tarifs d'infrastructures.

2.4.3.3 EDF

EDF est favorable au calendrier et au principe d'évolution tarifaire proposée par la CRE :

Concernant la période tarifaire, une durée de 4 ans permet de donner de la visibilité et une stabilité juridique tout en étant adaptée à une vision industrielle. Mais il est indispensable de maintenir une clause de revoyure pour des aléas majeurs ou des évolutions significatives impactant les recettes ou les coûts des gestionnaires de réseau.

EDF est favorable à une évolution annuelle au 1er avril, dans la limite d'un apurement du CRCP de +/- 2%.

2.4.3.4 Total Direct Energie

TDE est favorable au calendrier et à la méthodologie proposée par la CRE.

2.4.3.5 European Energy Pooling

La mise en place d'une période tarifaire de 4 ans pour les tarifs transport et stockage assure une stabilité et surtout une visibilité aux acteurs du marché français.

2.4.3.6 PIMF

PIMF est favorable aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE ; Mais, nous souhaitons qu'au-delà de l'évolution annuelle des revenus garantis soit mis en place un cap sur l'évolution de la compensation stockage, ainsi que soit fixé un prix de réserve aux enchères.

2.4.3.7 SOLVAY

Nous sommes d'accord avec une évolution annuelle du tarif ATS2, à partir de 2021.

2.4.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**2.4.4.1 Teréga**

Teréga est favorable à une période de quatre ans qui permet au marché d'obtenir la visibilité souhaitée et aux opérateurs de mettre en place leur plan d'entreprise sur une durée cohérente.

En revanche, Teréga s'interroge encore sur la maturité de la régulation du stockage de gaz.

Pour l'ATS2, un juste équilibre doit être trouvé entre l'introduction d'incitations et l'allongement de la période tarifaire afin d'éviter :

- de ne pas couvrir les coûts d'un opérateur efficace (trajectoires mal positionnées à partir du retour d'expérience limité de l'ATS1)
- d'obtenir un tarif volatile (évolutions marquées et erratiques du CRCP)
- d'augmenter le profil de risque relatif de l'activité.

Une fois encore, la régulation des stockages n'a été mise en place qu'en 2018 ce qui limite le retour d'expérience contrairement au Transport. **Teréga souhaite mettre en garde la CRE sur la tentation d'harmoniser les deux régulations alors que la maturité régulatoire de ces deux activités est incomparable.**

2.4.4.2 Storengy

Storengy France est favorable au calendrier tarifaire envisagé pour l'ATS2 bien que le décalage avec le calendrier de la PPE (mise à jour tous les 5 ans) génère un risque additionnel.

Storengy France est favorable au maintien d'une clause de rendez-vous afin d'examiner les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, et en particulier comme dans l'ATS1, les conséquences éventuelles de l'évolution du périmètre de régulation à l'occasion de la mise à jour de la PPE.

En revanche Storengy France, sans être opposé au plafond d'apurement annuel de +/- 2% du CRCP, attire l'attention de la CRE sur le caractère récent de la régulation du stockage qui n'a pas la même maturité que celle des opérateurs de transport.

2.4.4.3 GRDF

Les principes d'évolution tarifaire et le calendrier envisagés par la CRE étant en cohérence avec les autres opérateurs de réseaux, GRDF s'y déclare favorable.

2.4.4.4 Géométhane

Géométhane est favorable au maintien d'une clause de rendez-vous afin d'examiner les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, et en particulier comme dans l'ATS1 les conséquences éventuelles de l'évolution du périmètre de régulation à l'occasion de la mise à jour de la PPE.

2.4.4.5 GRTgaz

GRTgaz n'a pas de remarque particulière.

2.4.5 Autres acteurs

2.4.5.1 ETS

Il est pertinent de s'interroger sur ces évolutions tarifaires annuelles qui dégradent la visibilité pour les acteurs du marché notamment en ce qui concerne les rubriques b) et c) du 2.2.2.1

2.4.5.2 FNME CGT

Nous partageons la position la CRE en faveur d'une harmonisation de la durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées au regard de leur complémentarité. Elle permet en outre, d'envoyer un même signal à l'ensemble des opérateurs. Le maintien de la clause de revoyure est selon nous pertinent au vu des évolutions réglementaires pouvant intervenir en lien avec les politiques de transition énergétique. Elle permettrait une forme d'adaptabilité commerciale et industrielle des sites à cet enjeu.

2.4.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

La CFDT est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE

2.5 Question 5 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?

2.5.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.5.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN est favorable au périmètre des charges et produits relevant du CRCP proposé par la CRE.

2.5.1.2 COPACEL

COPACEL est favorable à la définition du nouveau périmètre du CRCP proposé par la CRE. Un périmètre du CRCP défini au plus juste permet d'inciter les opérateurs de stockage à maîtriser leurs charges d'exploitation sur les postes de charges considérés comme raisonnablement prévisibles.

2.5.1.3 CLEEE

Favorable

Oui Avis favorable

2.5.2 Associations professionnelles**2.5.2.1 UPRIGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

Dès lors que le stockage est entré dans le périmètre de la régulation, il est logique qu'il soit traité comme les autres activités régulées et que le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation lui soit applicable dans les mêmes conditions qu'aux autres activités régulées.

L'UPRIGAZ ne partage pas l'optimisme de la CRE sur la prévisibilité des impôts et des taxes. Il nous semble que ce poste devrait être, au moins partiellement, inclus dans le CRCP.

2.5.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Favorable

Nous soutenons le principe d'une enveloppe de charges d'un niveau défini sur quatre ans, qui permet à chaque opérateur de construire un programme industriel moyens termes cohérent et efficace.

Nous sommes par contre dubitatif lorsque ces mécanismes deviennent trop intrusifs que ce soit dans les échéanciers de réalisation annualisés ou la descente de ce contrôle des charges à des niveaux de détail injustifiés d'autant plus que la définition de budgets détaillées plusieurs années à l'avance semble sujette à caution.

Nous sommes davantage favorables à la définition d'enveloppes pluriannuelles donnant une réelle autonomie de pilotage à l'entreprise, sous réserve évidemment d'un audit de contrôle en fin de période tarifaire.

2.5.2.3 AFG

La position de l'AFG est nuancée : si elle est globalement favorable, elle porte la voix de certains adhérents qui souhaitent que le périmètre soit élargi à d'autres postes de charges – Si notamment pour avoir un traitement équivalent entre opérateurs mais pour autant sans aller à une incitation complète.

L'AFG appelle à des dispositions qui ne fragilisent pas les gestionnaires de stockage.

2.5.2.4 AFIEG

Favorable

Oui

2.5.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**2.5.3.1 ENI**

Eni est favorable à l'extension au stockage du principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation.

Eni considère cependant que la couverture des charges par le CRCP concerne beaucoup trop de postes et limite les incitations à l'optimisation de la performance par les opérateurs sur ces différents postes dont les charges sont significatives.

2.5.3.2 ENGIE

ENGIE est en ligne avec la proposition de la CRE sur le périmètre proposé et considère que les impacts liés à des modifications d'impôts et taxes, en comparaison des hypothèses retenues lors de l'établissement du tarif, doivent être intégrés au mécanisme du CRCP.

2.5.3.3 EDF

EDF partage l'avis de la CRE selon lequel la régulation incitative doit porter sur des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. Outre, les charges et produits envisagés par la CRE, EDF considère que les impôts, redevances et taxes devraient figurer dans les charges couvertes par le CRCP car celles-ci ne constituent pas un poste raisonnablement prévisible et maîtrisable. En effet, les taux d'impôts, redevances et taxes peuvent évoluer au cours d'une période tarifaire sans que les gestionnaires de réseau aient une quelconque maîtrise dessus.

Concernant les pénalités versées aux clients pour non-respect des obligations contractuelles, EDF partage l'avis de la CRE selon lequel ces charges ne doivent pas être incluses dans le CRCP. En effet, EDF observe que les rapports d'audit relatifs au CMPC accordent tous une prime de risque liée à l'activité d'opérateur de sites de stockage. Dans le cas où ces charges seraient couvertes par le CRCP, une révision à la baisse de la prime de risque devrait être envisagée.

2.5.3.4 Total Direct Energie

Favorable

TDE est favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE.

2.5.3.5 European Energy Pooling

Favorable

2.5.3.6 PIMF

Oui

2.5.3.7 SOLVAY

Ni favorable, ni défavorable

Nous sommes d'accord avec la répartition proposée par la CRE, sauf pour les gains ou pertes relatifs aux achats ou aux ventes de gaz de performance. En effet, assurer la sécurité du système gazier français étant primordiale, les opérateurs des stockages doivent pouvoir, le cas échéant, effectuer des opérations d'achats ou de ventes de gaz de performance, sans être in fine pénalisés.

2.5.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**2.5.4.1 Teréga****Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation**

Tout d'abord, Teréga partage les principes de la CRE quant à l'incitation des charges prévisibles et maîtrisables.

Cependant, Teréga considère que le CRCP est le véhicule indiqué pour tenir compte du caractère encore immature de la régulation du stockage et mettre en place une régulation incitative intermédiaire.

Teréga ne revient pas sur l'ensemble des charges et produits portés au CRCP présentés dans la consultation publique mais souhaite mettre en avant deux items en particulier : les charges d'énergie et le gaz de performance.

Concernant les charges d'énergie, Teréga exprime que, d'expérience, elles sont plus difficiles à prévoir pour l'activité stockage que pour l'activité transport. Les charges d'énergie sont en effet très sensibles au niveau d'intensité de l'utilisation des compresseurs. Or les sollicitations du stockage sont erratiques, irrégulières et régulièrement intensives. Ce phénomène s'observe de manière accrue depuis quelques années et notamment depuis l'entrée du stockage en régime régulé. En effet, le recours au stockage est de plus en plus motivé par des opportunités de marché que par le passé, lorsqu'il était exclusivement consacré à satisfaire la consommation hivernale. On trouvera ainsi par exemple dans un passé proche, des journées au cours desquelles les stockages ont été utilisés à la fois en soutirage et en injection.

Teréga demande donc à la CRE de ne pas adopter la même incitation des charges d'énergie que pour le transport, mais d'opter pour un niveau intermédiaire, par exemple une couverture des écarts entre prévisions et réalisations effective de 90%.

Teréga est défavorable à l'exclusion du gaz de performance du CRCP. Teréga considère en effet que le gaz de performance devrait être couvert au CRCP, conformément au principe de protection des opérateurs contre les variations de charges qui sont pour eux non maîtrisables. Le gaz de performance entre effectivement dans cette catégorie. D'une part la nécessité d'y recourir peut être difficile à prévoir et, d'autre part, la charge associée est soumise aux mêmes aléas de prix que les autres charges d'énergie. A tout le moins, il paraîtrait nécessaire que le gaz de performance bénéficie du même niveau de couverture que les charges d'énergie classiques.

2.5.4.2 Storengy

Storengy France note que le passage d'une régulation 100% CRCP lors de l'ATS1 à une régulation incitative forte sur les CNE présente des risques liés à la maturité de la régulation de l'activité stockage.

Néanmoins Storengy France est d'accord avec les grands postes, tout en demandant à ce que soient prises en compte les spécificités du stockage suivantes :

Charges d'énergie (gaz et électricité) et achats et ventes de quotas de CO2

Storengy France indique que ce poste est très peu maîtrisable : le prix des commodités évolue avec l'évolution des marchés, et les opérateurs de stockage font face à une imprévisibilité forte de la demande qui s'explique par la nature même du stockage (fournisseur de flexibilité saisonnière et journalière, rôle majeur dans la sécurité d'approvisionnement du système gazier). Ce poste dépend donc en particulier des volumes cyclés, qui présentent une variabilité importante (plus importante que celles des charges de compression pour les opérateurs de réseaux).

En conséquence, Storengy France demande à la CRE de considérer une couverture du poste « Charges d'énergie (gaz et électricité) et achats et ventes de quotas de CO2 » à 90% dans le CRCP tout comme dans le tarif ATTM.

Consommables et effluents

Storengy France indique que ce poste (qui comprend le traitement des eaux de soutirage, la consommation de TEG, de méthanol, de THT, de charges de charbon actif...) est une spécificité du stockage. Ce poste variable est fortement corrélé à l'utilisation des stockages et donc le niveau d'activité tout comme les charges d'énergie.

Storengy France demande à la CRE de considérer une couverture du poste « Consommables et effluents » au CRCP de façon homogène aux Charges d'énergie, soit à 90% dans le CRCP.

Couverture des pénalités

Storengy France conteste l'analyse préliminaire de la CRE qui considère que les pénalités versées aux clients sont des coûts qui ne relèvent pas d'un opérateur efficace. :

L'ensemble des coûts d'un opérateur efficace sont couverts par la régulation, y compris les pénalités :

Storengy France rappelle que la régulation tarifaire des infrastructures de transport et de distribution de gaz et d'électricité repose sur un principe de couverture de l'ensemble des coûts des opérateurs qui exploitent

ces infrastructures, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces

(article L. 421-3-1 du code de l'énergie).

Les délais de mise en œuvre de l'ATS1 n'ont pas permis à la CRE de mettre en place des mécanismes de régulation incitative pour les opérateurs de stockage, notamment sur les pénalités versées aux clients :

- des mécanismes incitatifs ont été implémentés par la CRE pour certains opérateurs d'infrastructures (tels que RTE ou Enedis) qui portent un risque financier plafonné lié aux pénalités ;
- au contraire, la CRE a retenu pour la période tarifaire ATS1 un cadre tarifaire « at cost » pour les opérateurs des infrastructures de stockage régulées dans lequel les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sont régularisés a posteriori via la CRCP.

En conséquence, l'intégralité des pénalités versées aux clients sur la période ATS1 a vocation à être compensée via le CRCP au même titre que les autres charges dès lors qu'elles sont celles d'un opérateur efficace.

Storengy France s'est en effet comporté en opérateur efficace :

En prévoyant des pénalités dans les contrats avec ses clients :

L'offre commerciale peut être impactée par des aléas techniques sur les installations de surface (unités de traitement du gaz, compresseurs...) mais aussi, et c'est une spécificité propre aux opérateurs de stockage, par des aléas techniques sur les installations de sous-sol (puits) et liés à la géologie du stockage (composition du sous-sol, pression du réservoir...).

Storengy France anticipe ce risque industriel dans son contrat d'accès au stockage en le maîtrisant par un mécanisme de pénalités libératoires et plafonnées et en respectant la réglementation de droit commun et sectorielle.

En mettant en œuvre l'ensemble des moyens nécessaires afin de réduire les conséquences pour ses clients de ces aléas techniques qui ne pouvaient être anticipés :

Storengy France n'a pas été en mesure de respecter pleinement ses engagements contractuels vis-à-vis de ses clients en 2018 et 2019, du fait de la nature de ces aléas techniques et de leur caractère simultané. Storengy France a cependant mis en œuvre rapidement toutes les actions nécessaires afin de minimiser l'impact pour ses clients (mobilisation des équipes en 2x8 sur les sites concernés, mise en œuvre des opérations de restauration des équipements, opérations de marché, émission d'avis REMIT, communications clients...).

En conséquence, Storengy France :

- sur la période ATS1 : maintient sa demande de couverture par la régulation de l'ensemble des pénalités versées aux clients
- sur la période ATS2 : estime que la mise en place d'un mécanisme incitatif relatif aux pénalités versées aux clients est de nature à inciter les opérateurs à la qualité de service, mais qu'un plafonnement du risque financier est nécessaire compte tenu du risque industriel géré par les opérateurs de stockage (en particulier la spécificité du risque sous-sol), et demande en conséquence une couverture par la régulation uniquement au-delà d'un montant substantiel de pénalités versées par l'opérateur aux clients.

Achats/ventes de gaz de performance

Storengy France regrette l'exclusion de ce poste du CRCP, et souhaite en conséquence inclure une nouvelle trajectoire de CNE à hauteur de 3 M€/an.

2.5.4.3 GRDF

GRDF est favorable

Les éléments proposés sont en cohérence avec le système mis en œuvre pour les distributeurs et transporteurs. Cependant le texte présenté ne mentionne pas la reprise au CRCP des budgets de R&D non dépensés conformément au mécanisme de régulation incitative présenté au paragraphe 2.6 de la consultation.

2.5.4.4 Géométhane

Géométhane note que le passage d'une régulation 100% CRCP lors de l'ATS1 à une régulation incitative forte sur les CNE présente des risques liés à la maturité de la régulation de l'activité stockage.

Néanmoins Géométhane est d'accord avec les grands postes, tout en demandant à ce que soient prises en compte les spécificités du stockage suivantes :

Charges d'énergie (gaz et électricité) et achats et ventes de quotas de CO2

Géométhane indique que ce poste est très peu maîtrisable : le prix des commodités évolue avec l'évolution des marchés, et les opérateurs de stockage font face à une imprévisibilité forte de la demande qui s'explique par la nature même du stockage (fournisseur de flexibilité saisonnière et journalière, rôle majeur dans la sécurité d'approvisionnement du système gazier). Ce poste dépend donc en particulier des volumes cyclés, qui présentent une variabilité importante (plus importante que celles des charges de compression pour les opérateurs de réseaux).

En conséquence, Géométhane demande à la CRE de considérer une couverture du poste « Charges d'énergie (gaz et électricité) et achats et ventes de quotas de CO2 » à 90% dans le CRCP tout comme dans le tarif ATTM.

Consommables et effluents

Géométhane indique que ce poste (qui comprend le traitement des eaux de soutirage, la consommation de TEG, de méthanol, de THT, ...) est une spécificité du stockage. Ce poste variable est fortement corrélé à l'utilisation des stockages et donc au niveau d'activité tout comme les charges d'énergie.

Géométhane demande à la CRE de considérer une couverture du poste « Consommables et effluents » au CRCP de façon homogène aux Charges d'énergie, soit à 90% dans le CRCP.

Couverture des pénalités:

Sur la période ATS2, Géométhane estime que la mise en place d'un mécanisme incitatif relatif aux pénalités versées aux clients est de nature à inciter les opérateurs à la qualité de service, mais qu'un plafonnement du risque financier est nécessaire compte tenu du risque industriel géré par les opérateurs de stockage (en particulier la spécificité du risque sous-sol), et demande en conséquence une couverture par la régulation uniquement au-delà d'un montant substantiel de pénalités versées par l'opérateur aux clients.

2.5.4.5 GRTgaz

Favorable

GRTgaz rappelle son souhait que le périmètre soit élargi à d'autres postes de charges – SI notamment- et propose d'avoir un traitement équivalent entre opérateurs.

2.5.5 Autres acteurs**2.5.5.1 ETS**

Favorable

2.5.5.2 FNME CGT

Non, nous estimons que le périmètre charges incitées est trop étendu. Un recul du taux de rémunération combinée à une forte incitation à la réduction des coûts augmentera la pression exercée par les actionnaires des opérateurs sur le corps social afin de préserver leur rémunération. Par ailleurs, aucun indicateur n'est assez fin pour s'assurer que les réductions de coûts ne se feront pas au détriment du service rendu et de la sécurité. Nous craignons en outre qu'un tel système n'incite à un plus fort recours aux contrats de prestation alors que des activités sont déjà largement externalisées.

2.5.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Défavorable

La CFDT n'est pas favorable à la régulation incitative des charges d'exploitation, cette régulation fait peser un risque trop important de modération salariale et sur l'emploi. La CFDT propose donc d'amender cette régulation incitative des charges d'exploitation, en couvrant ce poste (masse salariale) par le CRCP.

2.6 Question 6 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATS2 ?

2.6.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.6.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN est globalement favorable aux mécanismes d'incitation sur les investissements. Cependant, vu le faible nombre de projets supérieurs à 20 M€ évoqués par la CRE, l'UNIDEN souhaiterait que le seuil de 20 M€ soit ramené à 15 M€ voire 10 M€ et qu'y soit appliqué la bande de neutralité de +/-5% ainsi que le bonus/malus, tout en maintenant des audits aléatoires sur les autres projets.

2.6.1.2 COPACEL

COPACEL est favorable à la proposition de la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation incitatif à la maîtrise des coûts pour les opérateurs de stockage.

2.6.1.3 CLEEE

Favorable

Oui le CLEEE est favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés, que ce soit pour les investissements inférieurs ou supérieurs à 20 M€.

2.6.2 Associations professionnelles

2.6.2.1 UPRIGAZ

Favorable

L'UPRIGAZ s'est toujours montrée favorable au maintien des principes qui régissent la régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissements des différents opérateurs d'infrastructures régulées. S'agissant du stockage, il nous paraît plus simple et plus cohérent de lui transposer les règles applicables aux investissements de transport dans le tarif ATRT6 reprises dans l'ATRT7.

2.6.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Favorable

Ces mécanismes incitatifs sont souhaitables

Nous sommes cependant réservés sur les mécanismes d'incitation à la réduction des coûts d'investissement car ils biaisent les indispensables relations de confiance avec un opérateur, par définition responsable, autour de la définition préliminaire des investissements unitaire et la recherche d'économies courts termes en cours de réalisation du projet.

Nous sommes davantage favorables à la mise en place de mécanismes de régulation incitative pour accompagner les investissements inscrits dans la transition énergétique et digitale (sous forme de bonus).

2.6.2.3 AFG

L'AFG est favorable à la proposition qui peut être considérée comme un ajustement de paramètre.

Pour autant, l'AFG rappelle que les coûts de réalisation d'un projet peuvent varier significativement en fonction d'impondérables difficilement prévisibles lors des études.

2.6.2.4 AFIEG

Favorable

Oui

2.6.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.6.3.1 ENI

Eni est favorable par principe aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE. En outre, Eni considère que les capacités de stockage entrant dans la régulation sont surévaluées par rapport au besoin réel du marché français. A ce titre, tout projet nécessitant un budget supérieur à 20M€ ne devrait être autorisé par la CRE que s'il concerne des problématiques de sécurité graves dûment justifiées par les opérateurs de stockage.

2.6.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE.

L'introduction d'une régulation incitative aux investissements dans l'ATS2 relève d'une juste démarche qui mérite toutefois d'être étudiée uniquement dans l'optique du futur tarif ATS3.

2.6.3.3 EDF

EDF est favorable à la mise en oeuvre d'un mécanisme incitant les opérateurs de stockage à maîtriser leurs charges de capital, d'autant plus que le projet de PPE fixe un objectif de réduction des consommations gazières affectant au premier ordre les besoins de modulation. Le seuil des investissements sujets à cette régulation incitative doit être suffisamment haut afin d'être adapté à l'enjeu financier et ne pas concerner trop de projets mais suffisamment bas pour qu'un nombre minimum de projets y soit soumis. Dans la mesure où ce mécanisme est mise en oeuvre pour la première fois pour les opérateurs de stockage, EDF n'est pas en mesure de se prononcer sur le seuil pertinent à définir mais observe que le seuil retenu est identique à celui de l'ATRT6 et envisagé pour l'ATRT7 alors que les trajectoires d'investissements des opérateurs de stockage sont deux à trois fois moins élevées que celles des opérateurs de transport. Ainsi, n'y-a-t-il pas un risque que trop peu de projets soient concernés par cette régulation incitative ?

En revanche, EDF est défavorable à l'incitation de 100% des charges SI car il s'agit d'activités stratégiques, notamment les enjeux de digitalisation du réseau qui sont au coeur de l'évolution de l'activité du gestionnaire de réseau sur lesquelles ils n'ont pas la totale maîtrise.

2.6.3.4 Total Direct Energie

Favorable

TDE est favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATS2.

2.6.3.5 European Energy Pooling

Favorable

La société EEP est favorable et souhaite que les projets de petite taille soient audités de façon plus poussée pour éviter que des grands projets soient éventuellement découpés en projets de taille réduite.

Il est important de limiter au maximum les investissements superflus car les clients finaux seront les principaux payeurs via le terme de compensation stockage.

2.6.3.6 PIMF

PIMF est favorable aux mécanismes d'incitation sur les investissements, mais souhaite que le seuil de 20 M€ soit ramené à 10 M€ et qu'y soit appliqué la bande de neutralité de +/-5% ainsi que le bonus/malus, tout en maintenant des audits aléatoires sur les autres projets.

2.6.3.7 SOLVAY

Favorable

Nous sommes favorables à la réduction de +/- 10 % à +/- 5 % de la bande de neutralité pour le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements. Le nombre de projets d'investissement étant limité, nous souhaiterions que le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts s'applique pour l'ATS2 aux investissements de stockage d'un budget supérieur à 15 MEUR et non pas 20 MEUR.

2.6.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.6.4.1 Teréga

Teréga a exprimé dans son dossier tarifaire ou à l'occasion des différents échanges bilatéraux avec la CRE, qu'elle partage son objectif de maîtriser les dépenses d'investissement.

Cependant elle aborde avec prudence les évolutions de la régulation incitative des investissements proposées par la CRE pour le tarif ATS2.

Application d'une bande de neutralité à +/- 5% autour du budget-cible pour les investissements de budget supérieur à 20 M€

Teréga considère qu'appliquer d'emblée une bande de neutralité réduite à +/- 5%, revient à attribuer à la régulation du stockage une maturité équivalente à la régulation du transport, ce qui n'est évidemment pas le cas.

En effet, si les investissements en surface des stockages peuvent présenter un niveau d'aléas comparable aux investissements de transport, ce n'est pas le cas des investissements subsurface.

On constate que les investissements subsurface relèvent d'un niveau de risque spécifique, et des extensions de budgets non prévues initialement sont plus fréquemment nécessaires. A titre d'illustration, tous les travaux sur les puits (nouveaux puits / workovers), peuvent être confrontés à des imprévus qui compliquent particulièrement les réalisations et perturbe leur bon déroulé.

Par conséquent, la régulation incitative des investissements des stockages devrait a minima distinguer les travaux de surface des travaux subsurface.

Enfin, au-delà de la bande de neutralité autour du budget cible, il serait nécessaire que la CRE reste disposée à reconnaître des coûts additionnels liés à la gestion d'aléas non maîtrisables par les opérateurs.

Incitation des projets inférieurs à 20 M€

Teréga est favorable à cette disposition, mais alerte la CRE sur la nécessité de garder la bonne mesure des efforts d'audit à déployer pour contrôler la justesse des budgets des projets.

En effet, il conviendra de s'assurer que ces audits n'entraînent pas des charges de réalisation disproportionnées par rapport aux gains escomptés pour le consommateur.

Spécificité du gaz coussin

Teréga note que les achats de gaz coussin, bien que comptabilisés en CAPEX et immobilisés au sein de la base d'actifs régulés, consistent en pratique en des achats d'énergie. Lorsque les achats d'énergie sont comptabilisés en OPEX, ils sont couverts au CRCP. Teréga considère donc que les achats de gaz coussin ne doivent pas être soumis aux mécanismes de régulation incitative des investissements.

Un pilote de régulation incitative des charges SI fondé sur le modèle TOTEX:

Dans le cadre de son plan d'entreprise Impacts 2025, Teréga s'est engagé dans un programme de digitalisation afin de tirer profit des avancées technologiques dans le domaine du numérique et d'adapter ses infrastructures dans le cadre de la Transition Énergétique.

Concernant, les systèmes d'information (SI) spécifiquement, Teréga a proposé d'expérimenter⁴ aux bornes de ses propres activités (transport et stockage) un pilote de régulation

- fondé sur un modèle de TOTEX ne distinguant plus les OPEX des CAPEX,
- incitatif, Teréga s'engageant à réduire dès 2020 son niveau d'investissement et proposant que le niveau de CCN prévisionnelles fixées dans le tarif soit engageant et définitif,

⁴ Proposition faisant échos aux recommandations du Comité de prospective de la CRE d'expérimenter des "regulatory sandboxes"

- moderne, car en adéquation avec les évolutions actuelles de la gestion des systèmes d'information : la digitalisation et l'externalisation des applications de manière à bénéficier de capacités de stockage échanges, partages de données ou de forces de calcul impossibles à posséder en propre.

Pour son pilote de régulation des SI, Teréga propose qu'aucune charge ne soit couverte au CRCP.

2.6.4.2 Storengy

Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€

Storengy France est favorable au principe de régulation incitative des investissements des grands projets.

Storengy France rappelle avoir proposé dans sa demande tarifaire l'application d'un tel principe pour ses grands projets de rénovation identifiés sur la période ATS2 (Chémery, Gournay et Compression Salins) avec une bande de neutralité de 10% telle qu'en vigueur dans l'ART6.

Storengy France considère qu'une bande de 10% est plus adaptée que 5% :

- les projets de Storengy sont des projets de rénovation d'installations existantes, dits « brownfield », qui présentent par nature des difficultés d'intégration à l'existant. Des écarts de budget peuvent être générés en raison d'un périmètre de travaux difficilement maîtrisable :
 - le remplacement d'équipements en état de fonctionnement mais qui s'avère nécessaire pour des raisons de compatibilité avec les nouveaux équipements ;
 - le remplacement d'équipements qui une fois inspectés lors de la phase de réalisation du projet s'avèrent non-performants.
- les projets de Storengy ont lieu dans l'enceinte même de sites en exploitation classés Seveso, ce qui génère des contraintes additionnelles, sources d'aléas, par rapport à des actifs isolés/neufs et ne nécessitant pas un tel niveau de prévention :
 - les conditions d'intervention sont complexes car elles se font dans le périmètre d'installations industrielles de type « usine » en fonctionnement : cette situation peut générer des décalages de planning ou des surcoûts en raison d'évènements liés à l'exploitation (dépannages à proximité du chantier nécessitant son arrêt, arrêt de chantier lié à des interventions non compatibles avec l'activité du chantier : activités nécessitant un rejet de gaz ou une coupure électrique par exemple) ;
 - le classement Seveso des installations générant des aléas additionnels : aléas sur les autorisations de travail, aléas sur la coactivité avec des entreprises externes aux projets, aléas sur les consignations pour maîtriser les risques électriques et gaz, permis de travail...).

De plus Storengy France pointe l'importance de la date de définition du budget cible, qui doit être le plus près possible de la date de décision d'investissement.

Incitation à la maîtrise des coûts en dehors des grands projets

Storengy France est favorable, sur le principe, à une régulation incitative appliquée de façon aléatoire sur des projets ou des catégories de projets inférieurs à 20 M€, en supposant cependant une bande de neutralité de 10%. Néanmoins Storengy France s'inquiète de la complexité et de l'activité additionnelle générée par de tels audits.

Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Storengy France s'interroge sur les bénéfices d'une régulation de type TOTEX sur les postes « hors réseaux », au regard notamment de la complexité additionnelle.

Si un tel mécanisme est implémenté, Storengy France souhaite que les investissements IT applicatifs non maîtrisables soient sortis du périmètre « hors réseaux ».

2.6.4.3 GRDF

GRDF considère que la mise en place d'un dispositif de régulation incitative des investissements en cohérence avec la proposition formulée dans le cadre du tarif ATRT est vertueuse sous réserve de ne pas induire une complexité et des coûts de traitement supérieurs au bénéfice potentiel pour la collectivité.

En revanche, GRDF considère que le mécanisme de TOTEX proposé par TEREGA, consistant à intégrer dans la BAR les montants prévisionnels des investissements SI, ne constitue pas une option satisfaisante. Cela inciterait les opérateurs à surévaluer les montants prévisionnels des projets pour maximiser les montants inscrits dans la BAR, et les faire supporter ensuite par le tarif sans avoir à les justifier. Par ailleurs, le fait d'indexer les valeurs de la BAR sur des montants différents des montants réels constatés en comptabilité introduirait une complexité de traitement importante.

Le mécanisme d'inscription au CRCP des écarts sur certains grands projets ciblés, tel que proposé par GRTgaz dans le cadre de la consultation publique ATRT, nous semble bien plus transparent et efficace afin de couvrir le risque financier des opérateurs dans le domaine SI.

2.6.4.4 Géométhane

Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€

Géométhane est favorable au principe de régulation incitative des investissements des grands projets.

Géométhane rappelle avoir proposé dans sa demande tarifaire l'application d'un tel principe pour les grands projets avec une bande de neutralité de 10% telle qu'en vigueur dans l'ATRT6.

Géométhane considère qu'une bande de 10% est plus adaptée que 5% :

- les projets de Géométhane sont des projets de rénovation d'installations existantes dits « brownfield », qui présentent par nature des difficultés d'intégration à l'existant. Des écarts de budget peuvent être générés en raison d'un périmètre de travaux difficilement maîtrisables :
 - le remplacement d'équipements en état de fonctionnement mais qui s'avère nécessaire pour des raisons de compatibilité avec les nouveaux équipements ;
 - le remplacement d'équipements, qui une fois inspectés lors de la phase de réalisation du projet, s'avèrent non-performants ;
- les projets de Géométhane ont lieu dans l'enceinte même du site en exploitation classés Seveso, ce qui génère des contraintes additionnelles, sources d'aléas, par rapport à des actifs isolés/neufs et ne nécessitant pas un tel niveau de prévention :
 - les conditions d'intervention sont complexes car elles se font dans le périmètre d'installations industrielles de type « usine » en fonctionnement : cette situation peut générer des décalages de planning ou des surcoûts en raison d'événements liés à l'exploitation (dépannages à proximité du chantier nécessitant son arrêt, arrêt de chantier lié à des interventions non compatibles avec l'activité du chantier : activités nécessitant un rejet de gaz ou une coupure électrique par exemple) ;
 - le classement Seveso des installations générant des aléas additionnels : aléas sur les autorisations de travail, aléas sur la coactivité avec des entreprises externes aux projets, aléas sur les consignations pour maîtriser les risques électriques et gaz, permis de travail...).

De plus Géométhane pointe l'importance de la date de définition du budget cible, qui doit être le plus près possible de la date de décision d'investissement.

Incitation à la maîtrise des coûts en dehors des grands projets

Géométhane est favorable, sur le principe, à une régulation incitative appliquée de façon aléatoire sur des projets ou des catégories de projets inférieurs à 20 M€, en supposant cependant une bande de

neutralité de 10%. Néanmoins Géométhane s'inquiète de la complexité et de l'activité additionnelle générée par de tels audits.

Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Géométhane s'interroge sur les bénéfices d'une régulation de type TOTEX sur les postes « hors réseaux », au regard notamment de la complexité additionnelle.

2.6.4.5 GRTgaz

Défavorable

GRTgaz note le souhait de la CRE de sélectionner de façon aléatoire des projets dont le budget est inf 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative.

Il conviendrait de préciser les modalités envisagées par la CRE pour ce faire. En particulier, cela ne devrait pas avoir d'impact sur la conduite et le planning du projet. En effet, GRTgaz rappelle qu'un audit prend beaucoup de temps et de ressources. Cela pourrait avoir un impact non négligeable sur le planning du projet et sur le coût des investissements, pour un gain finalement minime.

2.6.5 Autres acteurs

2.6.5.1 ETS

Oui mais il apparaît raisonnable de suivre de très près ces développements afin d'éviter tout investissement « de confort » qui viendrait peser sur la compétitivité du consommateur de gaz naturel, et ce d'autant plus qu'il est prévu une baisse globale des consommations et donc de l'assiette de répartition des coûts. Le seuil retenu par la CRE apparaît trop faible et devrait être réduit pour permettre un meilleur suivi des projets.

2.6.5.2 FNME CGT

Non, nous n'y sommes pas favorables. Il nous semble plus pertinent de considérer les investissements dans leur globalité au lieu de les prendre isolément. Si par exemple une amélioration SI peut conduire à éviter des investissements plus importants dans le domaine non incité, l'opérateur est tenté de s'en abstenir dans le cadre d'un tel mécanisme, au détriment des utilisateurs des réseaux.

2.6.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Favorable

La CFDT est favorable aux mécanismes proposés, dans un souci de cohérence avec le mécanisme en vigueur pour l'ATRT6.

2.7 Question 7 : Êtes-vous favorable à la simplification et à l'évolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service, notamment environnementale, envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?

2.7.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.7.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN est favorable à la proposition de la CRE.

2.7.1.2 COPACEL

COPACEL est favorable à la proposition de la CRE d'introduire des indicateurs de suivi opérationnels et environnementaux des sites de stockage sans incitations financières pour les opérateurs de stockage.

2.7.1.3 CLEEE

Favorable

Oui le CLEEE est favorable au dispositif de régulation incitative proposé.

2.7.2 Associations professionnelles

2.7.2.1 UPRIGAZ

Ni favorable, ni défavorable

L'UPRIGAZ est favorable autant que possible à ce que les mécanismes de régulation du stockage soient calqués sur ceux applicables au transport et à la distribution. Dans cet esprit, il est logique qu'une régulation incitative de la qualité du service offert aux utilisateurs soit mise en place. Les deux indices envisagés, portant sur le respect des programmes de maintenance d'une part et la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques d'autre part, nous semblent pertinents.

En revanche, l'UPRIGAZ n'est pas favorable à ce que la CRE introduise des indicateurs environnementaux, même si les membres de l'UPRIGAZ attachent la plus grande importance à ces questions. Il convient de rappeler que les stockages sont des installations relevant de législations environnementales particulières soumises au contrôle permanent des pouvoirs publics. Par ailleurs, la publication d'indicateurs non assortis de sanctions présente un intérêt qui reste à démontrer.

L'UPRIGAZ est favorable à ce qu'un indicateur de suivi du respect de la performance des offres proposées par les stockeurs soit mis en place et donne lieu à une incitation financière pour améliorer la visibilité pour les utilisateurs. Cet indicateur permettra de garantir la disponibilité des capacités achetées et de donner de la visibilité en cas de restrictions des capacités.

2.7.2.2 Pole de compétitivité AVENIA**Favorable**

L'amélioration continue de la qualité du service au client final est indispensable. Par contre, la zone unique TRF induit une qualité de service de plus en plus partagée entre les opérateurs de transport et de stockage et il peut sembler de plus en plus délicat d'en identifier la contribution individuelle de chaque acteur.

2.7.2.3 AFG

L'AFG est favorable à la simplification du dispositif de régulation incitative.

L'AFG propose une incitation financière sur la disponibilité des sites et le respect des programmes de maintenance.

2.7.2.4 AFIEG**Favorable**

Oui

2.7.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**2.7.3.1 ENI**

Eni est pleinement favorable à la mise en place d'une régulation incitative de la qualité de service pour les opérateurs de stockage afin de les challenger sur des domaines indispensables au bon fonctionnement du marché du gaz.

Eni soutient ainsi la mise en place des deux indicateurs proposés relatifs aux indisponibilités des sites de stockage qui doivent permettre d'une part d'apporter de la visibilité sur la disponibilité des capacités et d'autre part de s'assurer que les capacités vendues sont effectivement disponibles.

2.7.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable à l'introduction de mécanismes de régulation incitative liés à la qualité de service. Pour que la régulation des infrastructures de stockage soit pérenne, il importe que les opérateurs des infrastructures de stockage soient incités à minimiser le montant de la compensation stockage collectée par les opérateurs de transport. Pour ce faire, il est nécessaire d'inciter les opérateurs de stockage à la meilleure maîtrise de leurs investissements et charges d'exploitation, ainsi qu'à l'optimisation de leur performance commerciale afin de maximiser le revenu des enchères. Par ailleurs, la fiabilité des installations commercialisées est le critère le plus important d'attractivité et de fidélisation des actuels et futurs utilisateurs de stockage. Il est donc nécessaire de mettre en place, simultanément des incitations à la performance commerciale et à performance industrielle des produits de stockage.

Aussi, ENGIE est favorable aux propositions de la CRE de mécanisme de régulation incitative de la qualité de service. Cependant, ENGIE souhaite la mise en place d'une incitation financière, et ce dès le début de l'ATS2, en particulier pour les mécanismes d'incitation relatifs à l'indisponibilité des sites et au respect des programmes de maintenance. La définition du montant des pénalités versées par l'opérateur n'est pas une mesure suffisante pour inciter à la performance des sites. En effet, les modifications des programmes de maintenance peuvent ne pas donner lieu à indemnité tout en dégradant la performance des stockages souscrits.

ENGIE est également en ligne avec la proposition de la CRE de ne pas inciter financièrement les opérateurs de stockages sur des indicateurs environnementaux, dans la mesure où ces derniers sont suivis et traités par ailleurs.

2.7.3.3 EDF

EDF est favorable à l'évolution envisagée par la CRE, en particulier la mise en oeuvre d'un indicateur relatif au respect des programmes de maintenance.

2.7.3.4 Total Direct Energie

Favorable

Après les problèmes opérationnels observés pendant la campagne 2018/2019, TDE accueille très favorablement la proposition de mise en place des deux indicateurs relatifs aux indisponibilités des sites de stockage.

2.7.3.5 European Energy Pooling

Favorable

La société EEP est favorable à la mise en place rapide d'indicateurs qui garantissent la disponibilité des stockages mais souhaiterait qu'ils soient incités financièrement pour avoir un réel impact sur les opérateurs.

Les indicateurs relatifs à l'environnement peuvent être mis en place dans un second temps.

2.7.3.6 PIMF

Oui

2.7.3.7 SOLVAY

Favorable

Nous sommes favorables à l'introduction d'indicateurs de performances techniques et environnementales. La durée du tarifs ATS2 étant de quatre ans, nous souhaiterions que les opérateurs de stockage soient incités financièrement dès le départ de la période tarifaire ATS2.

2.7.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**2.7.4.1 Teréga**

Teréga est favorable aux propositions de la CRE qui apparaissent alignées avec sa demande.

Teréga est également favorable au fait de ne pas introduire d'incitation financière dès la mise en oeuvre d'un nouvel indicateur, afin de se laisser un temps d'observation adéquat.

2.7.4.2 StorengyIndicateurs relatifs aux indisponibilités des sites de stockage

Storengy France est favorable à la mise en place d'une régulation incitative à la qualité de service pour les opérateurs de stockage.

Concernant l'indicateur relatif au respect des programmes de maintenance, les périodes d'injection et de soutirage répondent à des contraintes différentes et il apparaît pertinent de les distinguer : pour chaque groupement, Storengy France est en mesure de publier une valeur dans chaque sens.

Concernant l'indicateur relatif aux incidents techniques, Storengy France propose de suivre le délai entre l'émission d'un UMM (Urgent Market Message) avec un impact sur les droits des clients et l'information complète fournie au marché (par message électronique ou par publication sur le site internet du stockeur).

Storengy France partage l'avis de la CRE de ne pas inciter ces indicateurs au démarrage du tarif ATS2.

Indicateurs relatifs à l'environnement

Storengy France est favorable à l'introduction d'indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre et aux fuites de méthane avec une fréquence annuelle (un suivi mensuel ne paraît pas adapté à la forte saisonnalité de l'activité stockage).

Storengy France est particulièrement sensible aux enjeux environnementaux et affiche sa volonté de minimiser son empreinte environnementale et ses émissions de gaz à effet de serre en explorant tous les leviers à sa disposition.

Storengy France attire également l'attention de la CRE sur le fait que les opérateurs devront disposer des leviers permettant d'atteindre les objectifs qui seront fixés : cela passe à la fois par des dépenses de R&D, d'investissements ou de charges d'exploitation.

Storengy France partage l'avis de la CRE de ne pas inciter ces indicateurs au démarrage du tarif ATS2.

2.7.4.3 GRDF

GRDF reconnaît le rôle important de la régulation incitative de la qualité de service pour contribuer à l'amélioration du service rendu aux acteurs de marché. Dans ce cadre, la proposition de la CRE d'introduire des indicateurs relatifs à la disponibilité des capacités de stockage constitue une première étape importante pour répondre à leurs attentes.

Ce dispositif pourra être complété par d'autres critères visant à couvrir l'ensemble des enjeux liés au stockage à terme, ou par l'ajout d'une incitation financière, en fonction des attentes qui seront exprimées pendant la période tarifaire. A ce titre, compte tenu du recul encore limité des enjeux réglementaires sur le stockage, il semblerait pertinent de prévoir la possibilité de compléter cette régulation incitative de la qualité de service à mi-période.

Enfin, s'agissant de l'introduction d'indicateurs relatifs à l'environnement, GRDF rejoint la CRE sur le fait qu'il est prématuré de les inciter financièrement. La période d'observation et de suivi des indicateurs proposés permettra d'en évaluer la pertinence et le coût de mise en œuvre.

2.7.4.4 Géométhane

Indicateurs relatifs aux indisponibilités des sites de stockage

Géométhane est favorable à la mise en place d'une régulation incitative à la qualité de service pour les opérateurs de stockage.

Concernant l'indicateur relatif au respect des programmes de maintenance, les périodes d'injection et de soutirage répondent à des contraintes différentes et il apparaît pertinent de les distinguer : pour chaque groupement, Géométhane est en mesure de publier une valeur dans chaque sens.

Concernant l'indicateur relatif aux incidents techniques, Géométhane propose de suivre le délai entre l'émission d'un UMM (Urgent Market Message) avec un impact sur les droits des clients et l'information complète fournie au marché (par message électronique ou par publication sur le site internet du stockeur via Storengy).

Géométhane partage l'avis de la CRE de ne pas inciter ces indicateurs au démarrage du tarif ATS2.

Indicateurs relatifs à l'environnement

Géométhane est favorable à l'introduction d'indicateurs relatifs aux émissions de gaz à effet de serre et aux fuites de méthane avec une fréquence annuelle (un suivi mensuel ne paraît pas adapté à la forte saisonnalité de l'activité stockage).

Géométhane est particulièrement sensible aux enjeux environnementaux et affiche sa volonté de minimiser son empreinte environnementale et ses émissions de gaz à effet de serre en explorant tous les leviers à sa disposition.

Géométhane attire également l'attention de la CRE sur le fait que les opérateurs devront disposer des leviers permettant d'atteindre les objectifs qui seront fixés : cela passe à la fois par des dépenses de R&D, d'investissements ou de charges d'exploitation.

Géométhane partage l'avis de la CRE de ne pas inciter ces indicateurs au démarrage du tarif ATS2.

2.7.4.5 GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

2.7.5 Autres acteurs

2.7.5.1 ETS

ETS est favorable à la mise en place d'indicateurs en lien avec l'indisponibilité éventuelle des stockages car ces indisponibilités sont susceptibles de toucher directement à la sécurité d'approvisionnement en France sous forme d' :

- un indicateur de respect des programmes de maintenance
- un indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques

Quant aux indicateurs relatifs à l'environnement ils peuvent être mis en place ultérieurement après une période de maturité des ATS

2.7.5.2 FNME CGT

Oui, nous y sommes favorables. Si nous sommes généralement peu favorables aux mesures incitatives, il nous apparaît qu'un contrôle externe en matière de disponibilité des stockages et de performances environnementales doit être mis en place.

S'assurer du respect des obligations contractuelles des opérateurs va, en effet, dans le sens d'une bonne maintenance des stockages et d'une plus grande sécurité d'approvisionnement. Dans la mesure où les investissements de maintenance et de sécurité sont couverts par le tarif, il est de la responsabilité des opérateurs de veiller à leur bonne réalisation en mettant en oeuvre les moyens nécessaires, notamment en termes d'effectifs.

Par ailleurs, les indicateurs environnementaux contraindraient les opérateurs dans ce domaine au-delà des engagements RSE de façade qu'ils peuvent se fixer eux-mêmes.

2.7.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Favorable

La CFDT est favorable à ce dispositif

2.7.5.4 Contribution d'un particulier

Favorable

2.8 Question 8 : Êtes-vous favorable à ce que les opérateurs de stockage reçoivent un bonus/malus équivalent à 0,5 % des premiums des enchères de stockage lorsque le niveau du filet de sécurité est atteint ?

2.8.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.8.1.1 UNIDEN

L'UNIDEN demande à ce que les enchères se fassent avec un prix de réserve, car ce serait le meilleur moyen de garantir un revenu d'enchères.

Nous sommes sur le principe favorables à une incitation sur le prix des enchères, via un bonus / malus mais nous demandons que le seuil de déclenchement du bonus corresponde à un prix d'enchère couvrant au minimum 50% des revenus autorisés.

Nous souhaitons en effet que le prix des enchères soit plus élevé afin de refléter sa vraie valeur. Mais nous ne comprenons pas comment les opérateurs auraient perçus un bonus de 828 K€ au titre des enchères de stockage 2019, alors qu'il reste 75% du revenu autorisé à couvrir via le terme de compensation stockage.

2.8.1.2 COPACEL

COPACEL est favorable à la proposition de la CRE de limiter le premium obtenu par les opérateurs de stockage. Ce système de bonus / malus pour les opérateurs de stockage devrait être limité à 0,5% des premiums des enchères de stockage si l'on compare le bonus des opérateurs de stockage avec le bonus reçus par les gestionnaires de réseau en 2019.

2.8.1.3 CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

Pas d'avis

2.8.2 Associations professionnelles

2.8.2.1 UPRIGAZ

Favorable

L'UPRIGAZ constate que le plafonnement du bonus/malus proposé par la CRE est différent entre celui indiqué en page 20 qui est de 1%, et celui repris en page 48 du document de consultation qui est de 0,5%.

L'UPRIGAZ se félicite que les capacités de stockage aient été intégralement souscrites dans le cadre du système mis en place il y a deux ans. Les opérateurs de stockage ont proposé au marché des produits innovants et adaptés aux besoins.

Le système de bonus/malus proposé par la CRE apparaît pertinent. Il est important que les opérateurs de stockage soient incités à la meilleure performance commerciale afin de construire le catalogue de produits et le calendrier de commercialisation le plus adapté aux besoins du marché. L'instauration d'un mécanisme symétrique et basé sur le premium d'enchère (et non le prix d'allocation) est tout à fait cohérent avec ces principes. L'ordre de grandeur de +/-1% du premium semble approprié.

2.8.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Défavorable

Nous ne pensons pas que, en mode régulé, le niveau de remplissage des stockages soit encore de la compétence de l'opérateur de stockage qui ne dispose pas de leviers spécifiques pour développer l'attractivité du stockage.

La politique tarifaire relève exclusivement de la CRE et les shippers se positionnent en toute liberté en fonction des conditions de marché attendues.

En conséquence, il est difficile de comprendre les motivations d'une telle incitation des opérateurs de stockage, sauf à leur redonner une certaine liberté industrielle pour pouvoir animer ces offres, alors que le projet ATS T2 tend à verrouiller encore davantage les marges de manœuvre de ces opérateurs.

2.8.2.3 AFG

L'AFG est favorable au principe du mécanisme d'incitation symétrique mais avec un bonus/malus de +/- 1% tel que proposé par la CRE.

L'incitation à la performance commerciale est de nature à favoriser une adéquation entre l'offre et les attentes du marché.

L'AFG rappelle toutefois que la régulation incitative doit porter sur des charges prévisibles et maîtrisables. Elle appelle à vérifier que les produits tels que définis sont effectivement maîtrisables par les opérateurs. Les stockages salins et aquifères sont-ils incités de manière équivalente ? Les bonus ou malus dépendent-ils de la valeur extrinsèque (captage de la volatilité) qui n'est pas aux mains des opérateurs de stockage ?

2.8.2.4 AFIEG

Favorable

Oui

2.8.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.8.3.1 ENI

En remarque liminaire, Eni constate que la CRE a indiqué un bonus/malus différent entre celui qui est indiqué à la page 20 (1%) et à la page 40 (0.5%).

Eni partage l'analyse de la CRE concernant les modalités de mise en place d'une incitation portant uniquement sur le premium d'enchère.

2.8.3.2 ENGIE

ENGIE note une incohérence entre le récapitulatif « synthèse des questions » en fin de Consultation Publique faisant état d'un bonus de 0,5% (page 48 du rapport), et la rédaction du rapport détaillé faisant état d'un bonus de 1% (page 20).

ENGIE partage l'analyse de la CRE : l'objectif premier de la commercialisation est de maximiser les souscriptions de capacité de stockage. A ce titre, toute régulation incitative à la commercialisation ne peut s'entendre qu'une fois le niveau du filet de sécurité atteint. Le second objectif, également d'importance, est de maximiser les recettes issues de ces enchères, afin de faire baisser le poids de la contribution au revenu régulé de la compensation perçue par le biais du tarif de transport.

En réponse à ces deux objectifs, il est important que les opérateurs de stockage soient incités à la meilleure performance commerciale afin de construire le catalogue de produits et le calendrier de commercialisation le plus pertinent pour le marché. L'instauration d'un mécanisme symétrique et basé sur le premium d'enchère (et non le prix d'allocation) est tout à fait cohérente avec ces principes, l'ordre de grandeur proposé (+/- 1% du premium) semble approprié.

2.8.3.3 EDF

EDF est favorable à la mise en place d'une régulation incitative lorsque celle-ci porte sur des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. Or, EDF s'interroge sur le caractère maîtrisable des recettes de commercialisation :

- Le bonus (ou malus) ne serait versé que si le seuil du dernier filet de sécurité est atteint. Or, par sa délibération du 27 septembre 2018, c'est la CRE qui fixe le calendrier des enchères, qui oriente les volumes commercialisés pour chaque échéance et qui décide le niveau de prix de réserve (nul pour une livraison en N+1 et selon une formule pour les livraisons N+2 à N+4). Dans ces conditions, les opérateurs ont très peu de marges de manoeuvre pour influencer les volumes vendus.
- Le bonus (ou le malus) repose sur la définition d'un « premium enchère » lequel est égal à la différence entre le prix de l'enchère et un prix de marché théorique qui ne dépendrait pas du type de stockage. Or, les performances des produits commercialisés par les opérateurs de stockage dépendent de la géologie et leur valorisation, au-delà du spread saisonnier, dépend

de la volatilité du marché. Ainsi, un stockage salin vendu dans un marché très volatil serait pourvoyeur de bonus importants sans que l'opérateur de stockage n'ait à faire d'actions particulières et a contrario un stockage déplété vendu dans un marché peu volatil pourrait conduire à des malus pour l'opérateur sans que ce dernier puisse y remédier.

Dans ces conditions, EDF est défavorable à la mise en oeuvre d'une régulation incitative à la commercialisation des volumes.

2.8.3.4 Total Direct Energie

Ni favorable, ni défavorable

En premier lieu, il nous semble important de souligner que le mécanisme d'incitation actuel a abouti au versement de sommes totalement disproportionnées par rapport aux efforts à fournir par les opérateurs de stockage pour y parvenir. Il convient de reconnaître aux opérateurs de stockage la mise en place de nouvelles politiques commerciales auprès des acheteurs ainsi qu'un travail sur les propriétés techniques des produits commercialisés, mais l'impact de ceux-ci reste peu significatif au regard de celui lié au signal économique fourni par le spread été / hiver.

TDE souhaite rappeler ici, concernant la commercialisation des capacités de stockage, que l'objectif premier de la commercialisation est de maximiser les souscriptions de capacité de stockage. L'objectif de maximiser le revenu issu des enchères n'est recherché que dans un second temps.

TDE n'est pas opposé sur le principe à une incitation financière mais le critère et les méthodes de calcul doivent respecter les objectifs définis. TDE considère que la méthode de calcul proposé par la CRE pour le bonus / malus incite avant tous les opérateurs de stockage à vendre leurs capacités à des prix plus élevés, mais pas nécessairement à en vendre davantage.

En lieu et place d'un critère basé sur le prix, TDE propose que le critère de calcul du bonus / malus soit le volume vendu. Ainsi l'atteinte des critères en volume et en débit du filet de sécurité pourrait déclencher un premier versement forfaitaire, et les capacités vendues au-delà du filet de sécurité permettraient d'augmenter le bonus.

De manière symétrique, des malus viendraient dégrader la performance des opérateurs de stockage pour les volumes en défaut par rapport au filet de sécurité.

En ce qui concerne la fixation du plafond de bonus / malus, TDE considère que la proposition de le fixer à 1% du premium obtenu sur chaque enchère est raisonnable.

2.8.3.5 European Energy Pooling

Ni favorable, ni défavorable

Le succès rencontré ces dernières années par la vente des capacités de stockage est principalement lié à la mise en place d'un prix de réserve nul (ou fonction du spread été/hiver pour les enchères de juin). Les caractéristiques intrinsèques des stockages créent par la suite des premiums entre les différents stockages.

Le cadre de commercialisation étant fixé par la CRE, la performance des opérateurs se concentre sur la communication des informations en temps en en heure aux prospects et clients actuels. Nous ne pensons pas que cette partie du travail doit être récompensée par un bonus, par contre un malus pourrait être envisagé en cas de non action de leur part.

2.8.3.6 PIMF

Nous sommes sur le principe favorables à une incitation sur le prix des enchères, via un bonus / malus mais nous demandons que le seuil de déclenchement du bonus corresponde à un vrai succès en termes de couverture du revenu autorisé, sauf à risquer de décrédibiliser le système.

Il serait difficilement compréhensible que, au titre des enchères de stockage 2019, les opérateurs aient perçus un bonus de 828 K€, alors qu'il restait 75% du revenu autorisé à couvrir via le terme de compensation stockage.

Le système actuel rend déjà insensible les opérateurs de stockage aux résultats de leur société, à contrario de leurs clients industriels qui subissent de plein fouet les aléas de la conjoncture ; ajouter un bonus/malus faible, avec une probabilité forte d'être obtenu, ne fait qu'aggraver le travers du système.

Un seuil de prix d'enchère couvrant au minimum 70% des revenus autorisés, nous semblerait approprié, quitte à en augmenter le niveau ; Le malus devrait être symétrique.

2.8.3.7 SOLVAY

Favorable

Les stockages sont des installations qui permettent d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs. Il est important que les stockages soient disponibles au moment où le système gazier en a besoin. Inciter par un système de bonus/malus, les opérateurs de stockage à améliorer la disponibilité des capacités vendues est une mesure tout à fait appropriée. La qualité de service des opérateurs de stockage est primordiale pour les expéditeurs et les consommateurs.

2.8.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.8.4.1 Teréga

Teréga n'est pas favorable à cette disposition.

En effet, Teréga considère que cette réduction de l'incitation financière appliquée à la commercialisation de capacités constitue une rupture avec la régulation incitative du tarif ATS1, tout juste entré en vigueur.

En effet, l'incitation prévue par la CRE, équivalente à 1% des premiums des enchères de stockage, conduit à une enveloppe dix fois inférieure à celle de l'ATS 1.

Teréga souhaite rappeler ici que l'ATS1, entré en vigueur en 2018, a déjà marqué il y a 1 an une baisse considérable du revenu de l'activité stockage pour Teréga.

Teréga est donc opposée à une nouvelle mesure qui conduirait à réduire de manière aussi prononcée, le bonus récompensant la performance commerciale des opérateurs de stockage.

2.8.4.2 Storengy

Storengy France rappelle que le dispositif de régulation stockage est fondamentalement différent des régulations tarifaires des opérateurs de réseaux :

- les revenus tirés de la commercialisation des capacités de stockage aux enchères viennent diminuer le montant de la compensation stockage payée par la collectivité ;
- il ne paraît pas pertinent de comparer le niveau de bonus/malus de commercialisation des opérateurs de stockage avec le niveau de bonus/malus de qualité de service des autres opérateurs régulés.

Storengy France est favorable à un mécanisme de bonus/malus qui incite réellement les opérateurs de stockage à maximiser les revenus de commercialisation et à abaisser ainsi le coût du stockage pour le client final, mais Storengy France estime que le mécanisme proposé par la CRE ne répond pas à cet objectif :

- le mécanisme de bonus/malus de 1% des premiums des enchères conduit à un montant très faible, qui présente une rupture avec le mécanisme en vigueur sur la période ATS1 ;
- il n'incite pas les opérateurs à mettre en œuvre les efforts commerciaux nécessaires à la maximisation des revenus par la maximisation des capacités vendues.

La vente récente d'un produit spot de 1 TWh sur un produit octobre 2019/été 2020 constitue une bonne illustration de l'intérêt à conserver une incitation commerciale dynamique générateur de gains diminuant la compensation et générateur de revenu pour l'opérateur.

Par ailleurs, Storengy France indique que des ventes de capacités de stockage ont eu lieu en 2019 sur un horizon 2020-2023 : les efforts de commercialisation ayant été menés lors de la période ATS1,

Storengy France considère que le bonus de commercialisation doit être calculé selon les règles de la période ATS1.

2.8.4.3 GRDF

Compte tenu du bilan des bonus/malus sur la période ATS1, et du retour d'expérience sur les premières enchères, il est légitime de revoir le dispositif pour le rééquilibrer. Toutefois, GRDF ne dispose pas d'éléments suffisants pour se prononcer sur le critère et le niveau de bonus/malus proposé.

2.8.4.4 Géométhane

Géométhane rappelle que le dispositif de régulation stockage est fondamentalement différent des régulations tarifaires des opérateurs de réseaux :

- les revenus tirés de la commercialisation des capacités de stockage aux enchères viennent diminuer le montant de la compensation stockage payée par la collectivité ;
- il ne paraît pas pertinent de comparer le niveau de bonus/malus de commercialisation des opérateurs de stockage avec le niveau de bonus/malus de qualité de service des autres opérateurs régulés.

Géométhane est favorable à un mécanisme de bonus/malus qui incite réellement les opérateurs de stockage à maximiser les revenus de commercialisation et à abaisser ainsi le coût du stockage pour le client final, mais Géométhane estime que le mécanisme proposé par la CRE ne répond pas à cet objectif :

- le mécanisme de bonus/malus de 1% des premiums des enchères conduit à un montant très faible, qui présente une rupture avec le mécanisme en vigueur sur la période ATS1,
- il n'incite pas les opérateurs à mettre en oeuvre les efforts commerciaux nécessaires à la maximisation des revenus par la maximisation des capacités vendues.

2.8.4.5 GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

2.8.5 Autres acteurs

2.8.5.1 ETS

L'objectif premier de la régulation du stockage est bien exprimé par la CRE à savoir « assurer la sécurité d'approvisionnement » du pays. L'opérateur dispose ainsi de revenus garantis pour cette mission. Il semblerait extravagant qu'un bonus supplémentaire soit mis en place pour le rémunérer davantage.

A l'opposé, si dans le cadre de la commercialisation, la performance des opérateurs qui porte essentiellement sur la communication des informations en temps en en heure aux prospects et clients actuels n'était pas avérée, la mise en place d'un malus réduisant sa rémunération si sa mission principale n'était pas assurée semble logique.

Si toutefois l'objectif de commercialisation de l'ensemble des capacités de stockage (en volumes) mis aux enchères afin d'assurer l'objectif de sécurité d'approvisionnement, n'était pas atteint, il conviendrait de tenir compte des autres capacités de modulation des fournisseurs dont certains peuvent néanmoins assurer la modulation de leur portefeuille client via des capacités aux frontières (hors frontière avec la souscription des capacités d'entrée nécessaires) ou des contrats de modulation avec des opérateurs hors frontière disposant des capacités d'entrée.

La prise en compte des ces autres outils de modulation permettrait d'éviter un transfert prématuré de coûts aux consommateurs via le terme de compensation et ce, sans avoir analysé globalement la situation de l'offre de modulation.

Par ailleurs, il est légitime de s'interroger sur le bienfait ou non de l'absence de prix de réserve sur les résultats des enchères. Cette absence de prix de réserve est susceptible de venir inciter la présence de

purs traders dans le processus d'enchères au risque qu'ils deviennent prédominants, et que ceux-ci transforment les capacités de stockage françaises en pur produit de trading et ce, au détriment des consommateurs qui se verront répercuter un terme de compensation non justifié du fait de l'absence de prix de réserve.

Aussi il nous semble important que la CRE veille à l'absence de dérapage de comportements d'acteurs de marché soucieux uniquement d'optimiser leurs marges.

2.8.5.2 FNME CGT

Non, nous n'y sommes pas favorables. Il nous apparaît que ce système de bonus/malus fait perdre de vue l'objectif principal de la régulation qui est d'assurer la sécurité d'approvisionnement. En outre, le prix d'enchère peut dépendre du calendrier de commercialisation, de la technologie du stockage, de sa situation géographique et du nombre d'acheteurs potentiels de chaque groupement ; autant d'éléments qui ne sont pas maîtrisables par les opérateurs.

Si l'objectif du régulateur est de maximiser le revenu des enchères afin de minimiser la compensation, il nous paraît préférable de réinstaurer des obligations de stockage.

2.8.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT est favorable à ce dispositif de bonus/malus mais souhaite conserver le principe d'une incitation « positive » et à ce titre propose que le bonus soit de 1,5%

2.8.5.4 Contribution d'un particulier

Favorable

2.9 Question 9 : Êtes-vous favorable à la fixation dans le tarif des pénalités à verser par l'opérateur de stockage à un client en cas de non disponibilité des capacités achetées par celui-ci ?

2.9.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.9.1.1 UNIDEN

Pas d'avis

2.9.1.2 COPACEL

COPACEL ne se prononce pas sur le mécanisme de fixation des pénalités en cas de non disponibilité des capacités de stockage.

2.9.1.3 CLEEE

Favorable

Oui le CLEEE est favorable à cette mesure qui semble logique dans le cadre des obligations de l'opérateur de stockage.

2.9.2 Associations professionnelles

2.9.2.1 UPRIGAZ

Favorable

Si un opérateur de stockage n'est pas en mesure de satisfaire à ses obligations d'injection ou de soutirage, l'utilisateur ayant souscrit des capacités peut supporter un préjudice dépassant largement le montant de la pénalité envisagée par la CRE. En tout état de cause, le versement de cette indemnité ne saurait priver le client du stockeur des autres moyens de recours applicables en cas de défaillance des engagements contractuels.

2.9.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

Défavorable

Là encore, le régulateur entend simultanément réduire la capacité des opérateurs à maintenir/développer le niveau de performance des stockages tout en les rendant seuls responsables de la disponibilité des capacités souscrites.

Un tel engagement de disponibilité à 100% à un coût, car il impose la mise en place d'une redondance poussée notamment des capacités puits et compression.

or il ne semble pas que ce principe de pénalités s'appuie sur une étude démontrant la redondance avérée des installations en place et à défaut, d'un programme d'étude et d'investissement pour la garantir.

2.9.2.3 AFG

L'AFG est favorable à la fixation dans le tarif des pénalités à verser par l'opérateur de stockage.

Cette mesure est juste et bonne pour tous, car elle permet de valoriser les capacités commercialisées au meilleur prix lors des enchères.

2.9.2.4 AFIEG

Favorable

Nous y sommes favorables. Nous souhaitons toutefois que le tarif prévoie une indemnisation allant au-delà du simple dédommagement à l'euro, pour deux raisons :

- Le préjudice financier subi par les expéditeurs en cas d'indisponibilité de capacités vendues dépasse le coût d'achat des capacités,
- L'objectif d'une pénalité est de désinciter les opérateurs, ce qui n'est pas le cas si les stockeurs n'ont l'obligation que de rembourser la valeur d'achat des capacités à l'euro l'euro.

A minima, les niveaux de pénalité prévus aujourd'hui dans les contrats des opérateurs de stockage devraient être repris par la CRE, notamment les niveaux majorés.

Par ailleurs l'AFIEG souhaite que les actifs rendus indisponibles soient retirés du périmètre de la régulation pour l'année en question, de façon à ce que les clients finaux ne financent pas un actif n'ayant pas contribué à la sécurité d'approvisionnement.

2.9.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.9.3.1 ENI

Eni souscrit à l'introduction d'un système de pénalités en cas de non disponibilité des capacités achetée afin d'inciter les opérateurs à assurer la disponibilité des capacités vendues, paramètre essentiel pour les expéditeurs.

2.9.3.2 ENGIE

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE pour fixer dans le tarif les pénalités à verser par l'opérateur de stockage en cas de non disponibilités des capacités commercialisées. Une pénalité valorisée au prix de souscription payé lors des enchères de cette capacité, et calculée selon l'indisponibilité réelle est tout à fait juste et pertinente pour inciter à la fiabilité des capacités de stockage proposées aux enchères.

2.9.3.3 EDF

Les défaillances induisant l'indisponibilité des stockages sont non seulement très préjudiciables pour la sécurité d'approvisionnement des consommateurs mais obligent également les fournisseurs impactés par cette indisponibilité de trouver une solution de remplacement. Dans ce contexte, un mécanisme de pénalité est indispensable.

Idéalement, la pénalisation devrait a minima couvrir le coût de la solution de remplacement de la perte. Cette valeur dépend du prix de marché au moment de l'annonce de l'indisponibilité, et de l'impact effectif de l'indisponibilité (une indisponibilité en plein hiver a plus d'impact qu'en mi-saison). Définir ex-ante un tarif de pénalité ne permet pas de couvrir toutes les situations.

VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage de Storengy, Teréga et Géométhane

Le tarif de pénalité proposé par la CRE a l'avantage d'être simple à mettre en oeuvre mais il ne permet pas de prendre en compte l'impact effectif d'une indisponibilité (1 mois de panne en janvier ne peut pas être considéré comme équivalent à un mois en novembre).

Considérant que chaque stockage possède des performances spécifiques, on peut définir un profil type pour chacun d'entre eux et il semble plus adapté de pondérer la pénalité non pas au prorata comme envisagé par la CRE mais par le pourcentage de soutirage - respectivement d'injection - du mois d'indisponibilité selon ce profil.

Ce type de pénalité permet de compenser le fournisseur de l'absence de service de soutirage ou d'injection, mais il ne prend pas en compte l'éventuel gaz « perdu » en stockage. En effet, à l'issue d'une indisponibilité complète du stockage en fin d'hiver un fournisseur - qui n'a pas de capacité sur ce même groupement l'année suivante - peut se retrouver avec du gaz « perdu » ; un mécanisme de rachat de ce gaz, à un prix marché, est alors indispensable.

Exemple illustratif :

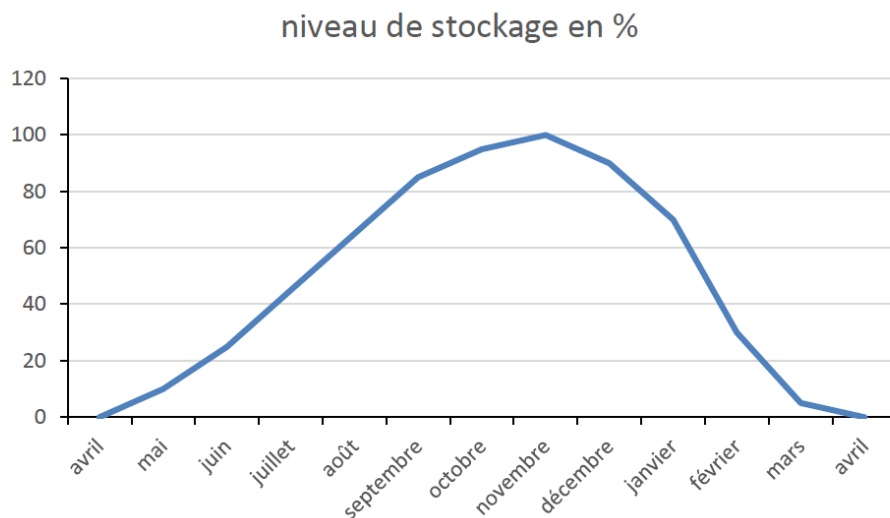
Considérons le profil type suivant :

Injection : 10% en avril 15% mai, 20% de juin à août 10% septembre et 5% octobre)

Soutirage : 10% novembre, 20% décembre, 40% janvier ; 25% février, 5 % mars)

Ainsi 40% d'indisponibilité en novembre revient à une pénalité de $40\% * 10\% * \text{coût annuel}$

Ainsi 40% d'indisponibilité en janvier revient à une pénalité de $40\% * 40\% * \text{coût annuel}$



2.9.3.4 Total Direct Energie

Ni favorable, ni défavorable

TDE considère que les conditions contractuelles actuellement en place entre les opérateurs de stockage et les acheteurs sont satisfaisantes. TDE est favorable aux propositions de la CRE tant que ces conditions contractuelles subsistent.

2.9.3.5 European Energy Pooling

Favorable

La société EEP est favorable à la mise en place de pénalités en cas de non disponibilité des capacités mais elles ne doivent pas être supportées par les opérateurs de stockage si les raisons sont extérieures aux capacités intrinsèques des stockages. Il est possible que des restrictions sur l'ancienne liaison Nord/Sud ait un impact direct sur les stockages sans que les opérateurs aient la main dessus.

2.9.3.6 PIMF

PIMF partage l'analyse de la CRE : le seul risque qui reste aux opérateurs de stockage est le risque technique ; il est donc nécessaire que celui-ci soit pleinement assumé.

2.9.3.7 SOLVAY

Favorable

Nous sommes favorables à la fixation dans le tarif des pénalités en cas de non disponibilité des capacités achetées. Cependant, le montant des pénalités devraient être calculées en prenant en compte les coûts de la solution de dépannage (achat de gaz sur le marché, souscription de capacités de transport supplémentaires...) qui correspondent aux frais financiers supportés par les utilisateurs. La formule proposée par la CRE pour calculer le montant des pénalités n'incite pas les opérateurs à améliorer la disponibilité de leurs installations de stockage, car il est fixé au prix d'achat de la capacité.

2.9.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.9.4.1 Teréga

Teréga considère normal que, lorsque les opérateurs de stockage ne respectent pas leurs engagements commerciaux, ils doivent dédommager leurs clients expéditeurs.

Néanmoins, Teréga considère que les mécanismes et dispositions contractuelles existants sont suffisants et prévoient déjà une juste compensation pour les expéditeurs en cas de défaillance des stockeurs.

En outre, Teréga rappelle que la CRE peut mettre en place et suivre des indicateurs permettant de rendre compte du respect des engagements commerciaux des opérateurs de stockage.

Teréga n'est donc pas favorable à cette disposition.

2.9.4.2 Storengy

Comme précédemment indiqué en réponse à la Question 5, Storengy France considère que la fixation de pénalités clients dans les contrats de commercialisation relève d'un comportement efficace des opérateurs.

Storengy France est favorable au maintien de pénalités substantielles dans les contrats de commercialisation, dimensionnées à un niveau qui incite les opérateurs à la qualité de service vis-à-vis de leurs clients et prend en compte les pertes effectives des clients, plafonné à hauteur du prix d'achat en cohérence avec la pratique actuelle.

Par ailleurs, dans le cas où la CRE fixerait les pénalités dans l'ATS2, Storengy France demande que les pénalités décidées par la CRE ne s'appliquent qu'à compter du 1er avril 2021. En effet, Storengy France est contrainte par la CRE de publier son contrat d'accès au stockage dès le mois d'octobre, et ce dans le but de donner de la visibilité aux expéditeurs. Il serait incohérent que ce contrat soit modifié après les ventes de novembre.

Storengy France se tient à disposition des services de la CRE pour expliquer la logique du système actuel concernant le niveau de pénalités et le mécanisme de calcul.

2.9.4.3 GRDF

GRDF est favorable au principe de pénalités en cas d'indisponibilité des capacités achetées, car il est important que les opérateurs de stockages soient incités à respecter leurs engagements et que les acteurs de marché bénéficient de garanties financières.

GRDF n'émet pas d'avis sur le niveau des pénalités proposées par la CRE.

2.9.4.4 Géométhane

Comme précédemment indiqué en réponse à la Question 5, Géométhane considère que la fixation de pénalités clients dans les contrats de commercialisation relève d'un comportement efficace des opérateurs.

Géométhane est favorable au maintien de pénalités substantielles dans les contrats de commercialisation, dimensionnées à un niveau qui incite les opérateurs à la qualité de service vis-à-vis de leurs clients et prend en compte les pertes effectives des clients, plafonné à hauteur du prix d'achat en cohérence avec la pratique actuelle.

Par ailleurs, dans le cas où la CRE fixerait les pénalités dans l'ATS2, Géométhane demande que les pénalités décidées par la CRE ne s'appliquent qu'à compter du 1er avril 2021. En effet, Storengy France est contrainte par la CRE de publier son contrat d'accès au stockage dès le mois d'octobre, et ce dans le but de donner de la visibilité aux expéditeurs. Il serait incohérent que ce contrat soit modifié après les ventes de novembre.

2.9.4.5 GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

2.9.5 Autres acteurs

2.9.5.1 ETS

Oui mais la définition de la pénalité n'apparaît pas aussi simple que par l'application simple d'un ratio proratisé. Les conséquences de non-disponibilité du stockage prévu peut engendrer des surcoûts d'approvisionnement alternatif bien supérieurs tout comme des congestions réseaux très impactantes sur les consommateurs concernés au bout de la chaîne. Il serait souhaitable d'acter un rapprochement de l'opérateur et de(s) acteur(s) impactés pour une évaluation globale du préjudice avec néanmoins un plafond d'indemnisation.

2.9.5.2 FNME CGT

Oui, nous y sommes favorables. Les pénalités permettent d'inciter l'opérateur à une gestion industrielle et sociale des stockages visant à assurer leur disponibilité dont dépend la sécurité d'approvisionnement.

Il est en outre opportun que le régulateur détermine la méthode de calcul du montant de la pénalité. Cela permet de fixer un cadre et minimise le risque de différend même si nous comprenons qu'il immunise les opérateurs contre le risque d'une indemnité plus élevée en cas de litige.

La décision de ne pas faire supporter aux utilisateurs le coût des pénalités éventuelles nous paraît par ailleurs raisonnable et préserve le caractère incitatif de la démarche : les opérateurs ont la responsabilité d'assurer la disponibilité effective de leurs stockages.

2.9.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Favorable

La CFDT est favorable à ce dispositif

2.9.5.4 Contribution d'un particulier

Favorable

2.10 Question 10 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATS2 ?

2.10.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

2.10.1.1 UNIDEN

Un contrôle de la pertinence et de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D est primordiale, notamment dans un contexte de transition énergétique. Le caractère innovant des projets financés par ce mécanisme devra être démontré.

2.10.1.2 COPACEL

COPACEL ne se prononce pas sur le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D.

2.10.1.3 CLEEE

La régulation incitative prévoit entre autres une publication tous les 2 ans d'un rapport R et D à destination du public – Pourrait-on envisager une publication a priori des projets envisagés détaillant les rapports coûts/ bénéfiques par projet. Une consultation serait-elle envisageable ?

2.10.2 Associations professionnelles

2.10.2.1 UPRIGAZ

Les orientations proposées par la CRE vont dans le sens des préoccupations exprimées par l'UPRIGAZ en réponse à la consultation du 14 février 2019. Il nous apparait, dans la perspective d'un marché européen harmonisé, que les actions de R et D conduites au niveau communautaire devraient être encouragées, notamment pour valoriser ces recherches au plan international.

La CRE pourrait encourager l'ensemble des opérateurs d'infrastructures à mener des actions dans un cadre conjoint ce qui nécessite probablement des règles identiques pour le stockage, le transport et la distribution, tant en gaz qu'en électricité.

Par leur expérience et leur compétence, les opérateurs français seraient fondés et devraient être encouragés par la CRE à se positionner sur des appels d'offres internationaux dans leur domaine d'activité.

2.10.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

De par nos missions, nous constatons le rôle moteur des opérateurs de stockage dans l'implémentation des nouvelles technologies et méthodes pour intégrer les nouveaux gaz (biogaz et hydrogène notamment) dans le mix de stockage.

De part leurs activités, ils ont simultanément à transformer leurs outils industriels pour s'inscrire individuellement dans la transition énergétique.

Ce faisant, ils stimulent également l'ensemble de la filière industrielle pour accélérer cette mutation et contribuent ainsi à l'accompagnement de nombreuses entreprises et prestataires.. Nous pensons donc qu'en cette période de mutation profonde, il faut encore accélérer, déplaçonner les marges de manœuvre de R et D et bonifier les initiatives engagées.

2.10.2.3 AFG

L'AFG est favorable à un niveau de transparence plus important ainsi qu'à une consultation des acteurs du marché.

Pour l'AFG, l'innovation et les actions de R&D sont indispensables pour permettre le développement de solutions de gaz renouvelables et bas carbone conformément au cadre de la PPE.

L'AFG fait observer que la proposition entraîne une limitation des moyens alloués à l'innovation et la R&D, et risque de faire manquer une opportunité de développement de filières françaises innovantes. C'est aussi mettre en risque l'équilibre économique des infrastructures de gaz à long terme faute de leur laisser les moyens de s'adapter et de participer à la transition énergétique.

L'AFG demande que la régulation incitative de l'innovation et de la R&D proposée par la CRE n'aboutisse pas à priver les opérateurs de stockage des moyens indispensables et nécessaires à la transition énergétique.

2.10.2.4 AFIEG

Non

2.10.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

2.10.3.1 ENI

Eni est favorable au souhait de la CRE de demander aux opérateurs de consulter les acteurs de marché sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Eni est globalement en phase avec les évolutions proposées par la CRE mais attire son attention sur les demandes formulées qui concernent des domaines normalement étudiés et maîtrisés par les opérateurs

depuis de longues années. Les opérateurs peuvent maintenir une activité de R&D pour tenir compte de l'évolution des technologies et pratiques dans le temps mais ces activités ne peuvent expliquer une inflation des coûts.

Eni considère que le budget de la R&D devrait être limité aux innovations et aux activités relevant du coeur de métier des opérateurs de stockage.

Par ailleurs, Eni rejoint l'analyse de la CRE concernant la nécessité de coordonner entre les opérateurs d'infrastructures de gaz les projets de R&D concernant l'injection de l'hydrogène.

2.10.3.2 ENGIE

Afin de permettre aux opérateurs de stockage d'anticiper les évolutions à venir du système gazier en lien avec le développement des gaz renouvelables et décarbonés, dont la production d'hydrogène vert, une régulation incitative de la CRE pour des projets de R&D permettant de mieux comprendre le rôle et la plus-value d'infrastructures de stockage dans un système gaz/hydrogène semble indispensable.

2.10.3.3 Total Direct Energie

A partir des informations fournies, TDE n'a pas de remarque particulière concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATS2. Cependant TDE regrette que la CRE ne donne pas davantage d'information quant au contenu des études de R et D évoquées.

2.10.3.4 European Energy Pooling

La société EEP souhaite que les coûts de R et D envisagés par les opérateurs de réseau soient contrôlés et optimisés comme ils le sont du côté des fournisseurs d'énergie et des clients finaux. Les efforts doivent être les mêmes pour tous les acteurs du monde de l'énergie: fournisseur, client final et opérateur de réseau.

Un renforcement du contrôle et de l'efficacité de ces dépenses par la CRE est donc impératif.

2.10.3.5 PIMF

PIMF est à priori favorable à l'innovation ; cependant, un contrôle de la pertinence et de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D est primordiale.

2.10.3.6 SOLVAY

Il est fondamental que les dépenses engagées dans ce cadre correspondent à des innovations qui apporteront un plus aux consommateurs, en matière de performances des installations et conduiront à des réductions des coûts d'exploitation des stockages. Un contrôle de la pertinence et de l'efficacité des dépenses relatives à la R et D est primordiale, en particulier dans un contexte de transition énergétique.

2.10.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

2.10.4.1 Teréga

Cadre de régulation

Teréga est favorable à l'évolution du cadre de régulation prévue par la CRE dans la mesure où il apportera plus de flexibilité avec une possible réévaluation des OPEX de R&I à mi-période tarifaire.

En effet, la R&I de Teréga est une activité récente qui, si elle croît conformément aux prévisions, reste aujourd'hui en phase de développement.

Amélioration de la transparence

Teréga partage l'attachement de la CRE à la transparence sur les projets de R&I dans le respect de la protection des informations confidentielles. Cette transparence peut participer à l'animation de l'écosystème énergétique et donc à l'atteinte collective des objectifs stratégiques de transformation et décarbonation du secteur.

Teréga est donc disposée à présenter en concertation stockage ses orientations en matière de R&I, de manière à garantir l'adéquation entre ses travaux et les besoins du marché gazier dès lors que les projets

déjà engagés ne seraient pas remis en question. De même, elle est également favorable à envisager des évolutions des rapports sur l'innovation et la R&I de manière à faire correspondre les ressources déployées pour leur élaboration avec les besoins de transparence sur ses activités.

Teréga rappelle néanmoins que ses programmes de R&I revêtent un caractère confidentiel. Ainsi, ni la concertation, ni les rapports publics, ne pourront être totalement exhaustifs sur les programmes de R&I déployés par l'entreprise.

2.10.4.2 Storengy

Storengy France considère que la R&D est l'un des enjeux majeurs des opérateurs d'infrastructures gazières pour la période tarifaire à venir :

- ce sont les travaux de R&D lancés sur les prochaines années qui permettront une transition réussie du gaz naturel fossile vers du gaz d'origine renouvelable (tels que biogaz, gaz de synthèse et hydrogène) ;
- ces travaux consistent à préparer l'adaptation des infrastructures à ces nouveaux gaz, mais également à soutenir des expérimentations et démonstrateurs.

Storengy France est favorable au principe de régulation asymétrique proposé à la CRE qui, sous réserve d'une trajectoire correctement calée en niveau, encourage l'innovation et la transition vers les nouveaux gaz et leur stockage.

Storengy France est également favorable au principe de révision de la trajectoire R&D à mi-période tarifaire, qui permet une réactivité accrue dans un secteur en mutation rapide, ainsi qu'à une transparence accrue.

Dans ce contexte, Storengy France considère que l'écèlement des dépenses de R&D proposé à ce stade par la CRE pour 1,7 M€ sur la période ATS2 (soit moins de 0,2% des charges d'exploitation CNE de Storengy France) est paradoxal et injustifié.

2.10.4.3 GRDF

GRDF se montre favorable aux dispositifs décrits, notamment le guichet smart grids et la production du rapport public R&D bisannuel.

GRDF est favorable à la consultation du marché en début de période tarifaire concernant les thèmes de recherche à privilégier, gardant à l'esprit que les inflexions de trajectoire pourront être intégrées à la révision à mi-période tarifaire permise par la CRE sur ce sujet.

2.10.4.4 Géométhane

Géométhane considère que la R&D est l'un des enjeux majeurs des opérateurs d'infrastructures gazières pour la période tarifaire à venir :

- ce sont les travaux de R&D lancés sur les prochaines années qui permettront une transition réussie du gaz naturel fossile vers du gaz d'origine renouvelable (tels que biogaz, gaz de synthèse et hydrogène) ;
- ces travaux consistent à préparer l'adaptation des infrastructures à ces nouveaux gaz, mais également à soutenir des expérimentations et démonstrateurs.

L'incitation sur l'innovation et la R&D proposée est :

- un soutien important pour le développement de programmes innovants, comme ceux favorisant le stockage souterrain d'hydrogène, notamment en tirant profit d'installations existantes, ainsi que des programmes de réduction de l'empreinte environnementale.
- créatrice de valeur et d'emploi au niveau des territoires, en aidant au développement de nouvelles filières industrielles ou reconversion de filières existantes.
- Créative de savoir-faire dont l'industrie française devrait bénéficier

Géométhane est favorable au principe de régulation asymétrique proposé à la CRE qui, sous réserve d'une trajectoire correctement calée en niveau, encourage l'innovation et la transition vers les nouveaux gaz renouvelables et leur stockage.

Géométhane est également favorable au principe de révision de la trajectoire R&D à mi-période tarifaire, qui permet une réactivité accrue dans un secteur en mutation rapide, ainsi qu'à une transparence accrue.

Géométhane est favorable à l'association avec d'autres acteurs sur des projets R&D.

2.10.4.5 GRTgaz

GRTgaz considère que tous les opérateurs d'infrastructures doivent avoir les moyens de continuer à investir de façon significative dans la R et D pour accompagner la transition énergétique en innovant dans les technologies de demain, en déployant des pilotes industriels, et en accompagnant le tissu industriel en territoires. Il s'agit de préparer les infrastructures gazières à l'arrivée des nouveaux gaz (pyrogazéification, power to gaz, hydrogène, gazéification hydrothermale...) dans le cadre fixé par la politique énergétique (PPE, Plan Hulot, Loi Energie-Climat...).

Dans ce cadre, GRTgaz est favorable au cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE. Il prolonge le cadre instauré en ATRT6 et ajoute des éléments (possible révision de la trajectoire à mi-période, introduction d'un guichet smart grid) destinés à l'assouplir de façon à permettre aux gestionnaires de réseaux de s'adapter à un contexte fortement évolutif.

GRTgaz approuve les propositions de la CRE sur l'amélioration de la transparence.

2.10.5 Autres acteurs

2.10.5.1 ETS

Les consommateurs industriels ont mené des efforts financiers conséquents ces dernières années afin d'améliorer leur efficacité énergétique et d'optimiser leur consommation énergétique en associant souvent leur service R&D pour des actions d'innovation coûteuse mais nécessaire à l'amélioration de leur efficacité.

Le consommateur industriel de gaz naturel n'a pas vocation, à travers ses coûts de transport ou éventuels de stockage, à financer les programmes de R&D des opérateurs d'infrastructure et ce, d'autant plus qu'il n'a pas forcément la main sur les orientations du programme et que ce programme manque de transparence.

Une consultation voire mieux une « concertation » préalable sur les thèmes de recherche serait grandement appréciée

Un renforcement du contrôle et de l'efficacité de ces dépenses par la CRE est impératif.

ETS n'a pas de remarque particulière sur les modalités actuelles et proposées de régulation incitative mais ses commentaires portent plutôt sur le fondement de l'assiette des charges.

Il faut éviter à tout prix une évolution tarifaire à la hausse qui se répercutera sur la compétitivité d'industries non-thermo sensibles déjà mises à mal.

Concernant l'intégration du mécanisme de guichet smart grids aux opérateurs gaziers, il faudrait préalablement définir l'impact coût / bénéfice aux acteurs du marché avant sa mise en place.

Il s'agit encore d'un poste de dépense qu'il faut contenir impérativement.

Les orientations de politique énergétique ne doivent pas conduire à une explosion des coûts qui desservirait le développement des projets les plus rentables et pertinents, et pèseraient de manière néfaste sur les consommateurs industriels de gaz naturel.

2.10.5.2 FNME CGT

Oui, nous y sommes favorables. Si les infrastructures de gaz naturel sont les seules à être aujourd'hui régulées, les objectifs de développement des gaz renouvelables visés par les pouvoirs publics doivent être gardés à l'esprit. Il existe, en effet, un fort enjeu de R&D pour valider l'acceptabilité de ces nouveaux gaz

au niveau l'ensemble des infrastructures. Il est de la responsabilité de tous de permettre la pérennisation des sites industriels qui accueilleront les gaz décarbonés de demain.

2.10.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

La CFDT est très attachée au principe du développement de la R et D et est favorable à la régulation incitative de l'innovation et de la R et D pour l'ATS2

3 QUESTION RELATIVE AU NIVEAU DES CHARGES À COUVRIR

3.1 Question 11 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS2 pour Storengy, Teréga et Géométhane ?

3.1.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

3.1.1.1 UNIDEN

La CRE propose dans sa consultation relative à l'évolution du tarif ATRT7 l'élargissement de la compensation stockage aux consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport et de distribution, proposition à laquelle l'UNIDEN reste résolument opposée.

Cependant dans l'hypothèse où cette proposition venait à se concrétiser, les industriels devraient supporter un coût supplémentaire, alors que leur profil sensiblement plat et non climatique ne contribue pas à la pointe climatique, pointe pour laquelle le stockage est nécessaire. Et en cas de crise d'approvisionnement, ils ne bénéficieront pas non plus de ce stockage en tant que consommateurs non protégés. La formule de modulation proposée par la CRE permet cependant de limiter l'impact pour une majorité d'industriels, mais l'impact sera majeur pour certaines industries, du fait de leur activité cyclique mais non thermosensible. La CRE mentionne d'ailleurs à ce titre l'activité du sucre. Les cogénérations industrielles au gaz naturel seront également fortement impactées. **Il est donc absolument nécessaire que les coûts des opérateurs de stockage soient maîtrisés et reflètent une gestion efficace des opérations de stockage.**

Nous appelons donc la CRE à une très grande vigilance pour la maîtrise de ces coûts, au vu des demandes des opérateurs de stockage. Rappelons que Storengy demande une hausse de 88 M€ (+16,9%), Teréga une hausse de 27 M€ (+16,4%) et Géométhane une hausse de 3,5 M€ (+8,4%), entre la prévision 2019 et 2020, puis des hausses comprises entre 6 et 9% par an sur la période tarifaire. De telles hausses de coûts ne sont pas acceptables.

C'est pourquoi nous sommes favorables à l'analyse de la CRE dans la mesure où la trajectoire de revenu autorisé intégrant les ajustements du consultant et de la CRE pour chaque opérateur de stockage permet effectivement de maintenir les coûts pour la prochaine période tarifaire à un niveau reflétant une gestion efficace, en diminution de quelques pourcents par rapport à 2019. Rappelons à ce titre que dans l'ATS1, 100% des coûts des opérateurs sont pris en charge dans le tarif, sans analyse particulière de l'efficacité des coûts.

Dans un contexte de non-maitrise des coûts de stockage pour le consommateur du fait de l'impact du revenu des enchères sur le terme final de stockage, il devient également absolument nécessaire de mettre en place pour les industriels gazo-intensifs un accès privilégié aux enchères, afin de mieux maîtriser leurs coûts tout en participant au remplissage des stockages, en ligne avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement de la réforme du stockage. Cet accès doit être associé à l'annulation du terme de modulation, faute de quoi, l'industriel paierait deux fois son stockage.

Concernant le coût moyen pondéré du capital (CMPC), nous nous étonnons des demandes très élevées des opérateurs de réseau sur des revenus régulés alors que début septembre 2019, l'Etat français a emprunté à des taux négatifs à 15 ans et que ENGIE (détenant GRTgaz à 75%) a annoncé avoir émis des obligations à 7,5 ans à taux d'intérêt nul. **Il nous apparaît donc nécessaire de baisser le CMPC par rapport**

aux demandes des opérateurs, afin de faire bénéficier aux utilisateurs du réseau du contexte financier actuel particulièrement favorable.

3.1.1.2 COPACEL

COPACEL constate une forte inflation du niveau des charges à couvrir demandées par l'ensemble des opérateurs de stockage depuis que les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes.

COPACEL demande à la CRE de vérifier à ce que le niveau des charges à couvrir soit correctement dimensionné par rapport aux besoins en termes de sécurité d'approvisionnement.

3.1.1.3 CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

Globalement, et même si nous apprécions le travail réalisé sur les demandes initiales des opérateurs de stockage (notamment au travers des analyses de la CRE et de l'audit réalisé par le Cabinet Schwarz and Co), nous pensons qu'il faudrait aller plus loin dans la maîtrise des coûts des opérateurs de stockage.

Voici nos remarques :

- Pour le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), la CRE propose de retenir une fourchette comprise entre 4.1 et 4.9%. Ce montant est inférieur à la demande émise par les opérateurs de stockage (demande comprise entre 6.5 et 7.5%) mais supérieur à la fourchette retenue dans le cadre de l'ATRT7. Nous préconisons de ne pas aller au-delà de la fourchette proposée dans l'ATRT7 (pour mémo : 3.6 à 4.1%)
- Nous apprécions le correctif CRE apporté aux demandes initiales des opérateurs mais restons préoccupés par la trajectoire inflationniste retenue pour les Charges (CNE, CCN) sur la période 2020-2023. Celle-ci corrélée à une baisse des consommations et à un besoin à terme probablement amoindri de stockage nous semble peu logique. Nous sommes partisans de mettre en place un scénario baissier sur le revenu autorisé. Ceci d'autant plus qu'à terme avec le développement probable de l'interruptibilité, les besoins en stockage en France pourraient diminuer.
- Enfin, nous ne comprenons pas la trajectoire inflationniste de certains investissements. Nous nous interrogeons comme la CRE sur la pertinence de certains et souhaiterions une remise à plat et un audit externe des coûts proposés pour s'assurer qu'ils sont bien proportionnés à l'objectif poursuivi.

3.1.2 Associations professionnelles

3.1.2.1 UPRIGAZ

Ni favorable, ni défavorable

Question 11 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS2 pour Storengy, Teréga et Géométhane?

L'UPRIGAZ observe que les tarifs de la chaîne logistique ont subi en moyenne des hausses significatives sur ces 10 dernières années malgré les mécanismes incitatifs mis en œuvre par la CRE. Si ces hausses s'expliquent en partie par des investissements nécessaires pour répondre aux besoins du marché (énergies renouvelables, gestion de l'intermittence, digitalisation, etc.) et au renforcement des contraintes en matière de sécurité et d'environnement, l'UPRIGAZ souhaite que les niveaux de tarifs soient davantage maîtrisés pour les prochaines périodes tarifaires dans le contexte de la transition énergétique.

3.1.2.2 AFG

Les grands principes tarifaires ainsi que la méthode que la CRE envisage de retenir pour le tarifs ATS2 sont satisfaisants.

L'AFG rappelle que le CMPC reflète le niveau de risque pris par les opérateurs. Il ne doit pas être utilisé comme un moyen réduire le niveau des tarifs sans prendre en compte les risques supportés par les industriels. Ces derniers doivent être rémunérés à leur juste valeur.

3.1.2.3 AFIEG

Favorable

L'AFIEG est globalement d'accord avec les analyses et propositions de la CRE.

S'agissant des prévisions de charges nettes d'exploitation, l'AFIEG partage avec la CRE l'avis que les niveaux demandés par les opérateurs ne sont pas justifiés dans un contexte général de baisse de la demande de gaz. L'AFIEG se prononce par conséquent en faveur de la borne basse recommandée par l'auditeur externe, et souhaite que les niveaux de revenu autorisés demandés par les opérateurs soient revus à la baisse en conséquence.

3.1.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

3.1.3.1 ENI

Eni est favorable aux principes fondamentaux suivants :

- Le tarif doit permettre de couvrir les coûts de sécurité et de sureté des installations qui sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.
- Le déploiement des projets d'investissement doit être cohérent avec les trajectoires de la PPE en termes de consommation de gaz, afin d'éviter tout surinvestissement ou coûts échoués.
- Le calcul du CMPC doit être réajusté pour tenir compte des évolutions de marché observées depuis plusieurs années.

Eni attire la vigilance de la CRE sur la nécessaire maîtrise des charges d'exploitation :

- La baisse du CMCP, notamment pour prendre en compte la baisse tendancielle des taux d'intérêt, ne doit pas venir réduire la pression sur les opérateurs pour les inciter à maîtriser leurs OPEX. En effet, en cas de hausse des taux d'intérêt dans le futur, les efforts de productivité qui ne seraient pas fait par les opérateurs entraineraient une hausse significative du coût du stockage. La maîtrise des dépenses d'exploitation permettra de préparer l'avenir, qui passera inévitablement par la baisse de la consommation de gaz. A ce titre, les trajectoires des OPEX envisagées par la CRE, même si elles sont en deçà des demandes des opérateurs, restent à des niveaux trop élevés.
- Aussi, sans incitation ou contrôle, les opérateurs ne font pas toujours les choix permettant de limiter le coût pour les utilisateurs. Le contrat intra-groupe de Storengy en est une bonne illustration puisque ce choix organisationnel va conduire à majorer le coût pour les utilisateurs sans aucune contrepartie en matière de de services ou pénalités. Une telle évolution est inacceptable.

Les trajectoires d'investissement des opérateurs posent clairement question. La CRE doit mettre en oeuvre des règles strictes sur le calcul et la rémunération des investissements afin d'inciter les opérateurs à limiter leurs investissements aux ouvrages et travaux nécessaires pour la sécurité et le maintien en l'état des sites. Or, les opérateurs bénéficient encore aujourd'hui d'une forte incitation à l'investissement à travers plusieurs leviers (prime additionnelle, rémunération des IEC, traitement de coûts échoués, etc.).

3.1.3.2 ENGIE

Concernant les charges de capital normatives, ENGIE considère qu'il est normal qu'elles reflètent l'évolution des paramètres de marché, dont celle des taux d'intérêt, mais rappelle l'importance de maintenir un taux de retour total réel stable dans le temps et une cohérence de l'ensemble des paramètres.

A ce titre, Engie regrette que la maturité de référence du coût de la dette intégré dans la fourchette des taux indiqués [4.1% à 4,9%] soit limitée à 10 ans, durée bien inférieure à la durée de vie des investissements des opérateurs.

ENGIE considère, de plus, que le risque de marché a significativement augmenté dans le secteur gazier en France (diminution de la demande gaz à moyen long terme telle que découlant des projets de PPE et de RE 2020, nécessité d'adaptation des infrastructures aux gaz verts, biométhane, syngas et hydrogène), et que la rémunération de ces nouveaux risques est insuffisamment prise en compte par les taux proposés, y compris par la borne haute de la fourchette, qu'elle considère bien inférieure au niveau d'une juste rémunération.

En outre, la fourchette de taux proposée par la CRE ayant intégré une baisse prévisionnelle de l'impôt sur les sociétés, ENGIE souhaite que tout écart entre les valeurs retenues pour ces prévisions et les taux d'imposition effectifs, à la hausse comme à la baisse, soit corrigé via le CRCP.

Par ailleurs, pour le calcul du CMPC, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur la nécessité d'utiliser un taux sans risque réel positif, afin de garantir un juste signal à l'investissement.

3.1.3.3 EDF

La PPE fixe comme objectif une réduction de 19% de la consommation de gaz fossile en 2028 par rapport à 2012 laquelle ne sera pas compensée par la consommation de gaz « verts ». De plus, la capacité de stockage en France est largement suffisante pour couvrir les besoins de modulation. Les investissements visant à améliorer les performances ou à augmenter la capacité de stockage ne semblent pas donc nécessaires.

Concernant les trajectoires des charges nettes d'exploitation, EDF observe que les augmentations demandées par les opérateurs sont comprises entre 8% et 17% ce qui est conséquent et n'apparaît pas cohérent avec l'évolution à long terme des besoins. Dans ces conditions, EDF est favorable aux ajustements envisagés par la CRE.

Concernant les charges de capital, EDF considère que les futurs investissements doivent faire l'objet d'un examen attentif même ceux visant à rénover les stockages. En effet, les opérateurs de stockage pourraient proposer plusieurs options de rénovation et les impacts sur la performance des stockages de chaque option. EDF rappelle que les stockages souterrains ne sont pas les seuls moyens en mesure de fournir de la flexibilité. Les terminaux de regazéification peuvent également en fournir et ceci de manière plus efficace et potentiellement moins chère. Par conséquent, tout investissement même ceux visant à rénover doit non seulement être examiné à la lumière de ce qu'il apporte comme bénéfices au système gazier mais aussi en le comparant avec des solutions alternatives. Toutefois, lorsqu'un investissement est approuvé par la CRE, comme tout investissement, il doit être rémunéré à hauteur des risques supportés par l'opérateur. Il n'est pas acceptable de réduire opportunément la rémunération des actifs dans l'optique de réduire le tarif.

Enfin, concernant le démantèlement des trois sites non considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans le projet de PPE, EDF considère que le tarif n'a pas à couvrir leurs coûts. En effet, ces trois sites ont été opérés pendant une quinzaine d'année sous un régime négocié et il est fort probable que des provisions pour démantèlement aient été incluses dans le tarif. De plus, ces trois sites ont été mis sous cocon avant la mise en oeuvre de la réforme de l'accès aux stockages et leur maintien sous cocon pendant cette période n'a occasionné aucun coût pour Storengy. Enfin, la sortie du périmètre des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement n'induit pas automatiquement un démantèlement mais il s'agit d'une décision industrielle.

3.1.3.4 Total Direct Energie

Défavorable

Les demandes formulées par les opérateurs de stockage atteignent des niveaux très élevés. Comme évoqué en introduction, TDE regrette vivement que ces niveaux intègrent le maintien en condition

opérationnelle d'installations qui ne sont pas nécessaires à la sécurité d'approvisionnement faisant ainsi porter des coûts inutiles et évitables sur les consommateurs.

En première approche, TDE se félicite que les analyses préliminaires de la CRE conduisent à revoir assez nettement à la baisse les revenus autorisés des opérateurs de stockage.

Néanmoins TDE ne comprend pas le positionnement de la CRE (3.2.3 page 33) consistant à considérer, pour l'estimation des charges nettes d'exploitation, une borne haute correspondant à la demande des opérateurs et une borne basse correspondant aux conclusions de l'audit externe diminuées d'ajustements complémentaires de la CRE. Il semble encore curieux (3.6.2) que la CRE utilise une moyenne entre ces deux valeurs pour présenter ses conclusions.

Cette méthode n'est pas justifiée et semble n'avoir aucune rationalité économique -d'autant plus que les opérateurs de stockage ont tout intérêt à gonfler leurs demandes dans un contexte où le revenu autorisé retenu est une fonction croissante de la demande qu'ils formulent.

TDE ne comprend pas pourquoi l'on ne retiendrait pas directement les niveaux déterminés dans les rapports d'audit effectués par un organisme indépendant dont les analyses semblent pertinentes, niveaux qui seraient diminués des ajustements pertinents proposés sur les postes « énergie » et « R et D » par la CRE.

En d'autres termes, TDE souhaite que la CRE adopte directement ce qu'elle appelle la « trajectoire ajustée » concernant l'évaluation des charges nettes d'exploitation et la détermination du revenu autorisé.

3.1.3.5 European Energy Pooling

Favorable

La société EEP souhaite que les opérateurs de stockage entament un travail d'optimisation pour limiter au maximum les coûts comme le font aujourd'hui les fournisseurs et les clients industriels. Les trajectoires tarifaires envisagées par la CRE dans le cadre de cette concertation semblent bien plus raisonnables.

3.1.3.6 PIMF

La CRE propose dans sa consultation relative à l'évolution du tarif ATS2 l'élargissement de la compensation stockage aux consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport et de distribution ; Pour les raisons expliquées plus haut, et notamment en introduction, PIMF reste résolument opposé à cette mesure qu'il considère comme injuste.

Cependant, la formule de modulation proposée par la CRE permet de limiter l'impact pour les industriels non thermosensible, tout en affectant l'essentiel du coût aux consommateurs présentant une pointe de consommation hivernale.

Dans un contexte de non-maitrise des coûts de stockage pour le consommateur du fait de l'impact du revenu des enchères sur le terme final de stockage, PIMF souhaite que soit mis en place, comme cela avait été le cas pour la liaison Nord-Sud, un accès privilégié aux enchères pour les industriels gazo-intensifs et soumis à la pression de la concurrence internationale, ceci afin de mieux maîtriser leurs coûts tout en participant au remplissage des stockages, en ligne avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement de la réforme du stockage. Cet accès doit être associé à l'annulation du terme de modulation, faute de quoi, l'industriel paierait deux fois son stockage, et serait limité en volume à l'équivalent du terme de modulation. Nous appelons donc la CRE à une très grande vigilance pour la maîtrise de ces coûts, au vu des demandes des opérateurs de stockage.

En termes de rémunération, rappelons que Storengy demande une hausse de 88 M€ (+16,9%), Téréga une hausse de 27 M€ (+16,4%) et Géométhane une hausse de 3,5 M€ (+8,4%), entre la prévision 2019 et 2020, puis des hausses comprises entre 6 et 9% par an sur la période tarifaire. Comme indiqué plus haut, de telles hausses de coûts ne sont pas acceptables, et le revenu autorisé des stockeurs doit tenir compte du statut privilégié et à faible risque qu'engendre le statut d'opérateur régulé. Les conditions des

marchés financiers, historiquement peu coûteux, doivent aussi inciter à la modération en termes de rémunération.

Il ne faut pas oublier que « in fine », c'est le consommateur, domestique ou industriel qui rémunérera les opérateurs régulés ; le constitution, à ses dépens, de rentes dans certaines niches apparaîtrait comme difficilement supportable.

PIMF renouvelle sa suggestion que la CRE organise l'évaluation du « rating financier » des grands opérateurs régulés ; les résultats pourraient être un élément de réflexion instructif sur la niveau de rémunération souhaitable de ces opérateurs. Il est intéressant de noter que ENGIE (détenant GRTgaz à 75%) a annoncé avoir émis des obligations à 7,5 ans à taux d'intérêt nul.

Nous souhaitons également une bonne visibilité de nos coûts. A ce titre, nous demandons à ce que l'augmentation du terme stockage au 1er avril de chaque année ne puisse pas dépasser 2% par an.

3.1.3.7 SOLVAY

Favorable

Nous sommes favorables aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau de charges à couvrir pour la période ATS2. Pour ce qui concerne la recherche et le développement, l'ensemble des opérateurs envisagent de mener des projets visant à injecter de l'hydrogène dans les stockages. Il nous paraît souhaitable de veiller à ne pas mener en parallèle des recherches similaires. La CRE devrait coordonner les sujets de recherche pour éviter les doublons, certains opérateurs exploitant des stockages de même nature. Une vigilance s'impose sur le choix des sujets R et D et des coûts engagés.

3.1.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

3.1.4.1 Teréga

Teréga souhaite rappeler que lors de l'entrée en régulation des stockages il y a moins de 2 ans, la CRE et les opérateurs ont construit un équilibre de régulation basé sur trois composantes : la Base d'Actifs Régulés, les durées d'amortissement et le taux de rémunération des actifs. Le taux de rémunération avait alors été évalué à 5,75% et considéré par la CRE comme équilibré et représentatif du niveau de risque lié à l'activité de stockage en France. Teréga s'inquiète aujourd'hui des conséquences d'un changement significatif de l'un de ces composant à peine 2 ans après le début de la régulation. L'équilibre établi serait précocement remis en cause et induirait une rupture dans la régulation. De plus une telle dégradation est sans précédent comparé aux évolutions constatées lors des premières périodes tarifaires du transport sans pour autant que cela ne soit justifié.

A nouveau Teréga déplore le manque de transparence dans l'évaluation des orientations proposées. D'une part la procédure d'audit des demandes de taux de rémunération a été insuffisante, en particulier en l'absence de discussions contradictoires avec les experts mandatés et les services de la CRE⁵. D'autre part, l'absence d'analyses et le peu de données présentées dans la consultation publique ne permettent pas de comprendre la fourchette proposée.

1/ La CRE ne présente pas l'analyse des risques sur laquelle elle dit fonder son appréciation du niveau de la prime. De son côté le rapport d'expert qui accompagne la consultation omet plusieurs facteurs de risques économiques et techniques. Corrigée de ces omissions, l'analyse montre en réalité que le stockage affiche un niveau de risque plus élevé que le transport de gaz et similaire aux terminaux méthaniers régulés, appelant une prime supérieure (une prime de 200 pbs étant retenue pour l'exploitation des terminaux méthaniers régulés en France).

2/ Avec une proposition de prime similaire à celle de l'ATS1, la CRE omet de prendre en compte l'évolution du profil de risque de l'activité. Celle-ci relève notamment de l'incertitude sur le rôle du gaz et des infrastructures gazières dans la transition énergétique, du risque confirmé de non recouvrement des

⁵ Il apparaît dans les rapports publiés en annexe de la consultation que les éléments de réponse partagés par écrits par Teréga n'ont pas été intégrés dans les travaux

investissements en cas de sortie de la PPE, et enfin du risque lié au passage à une régulation incitative comparable aux autres infrastructures régulées deux ans seulement après l'entrée en régulation.

3/ La CRE ne justifie pas non plus le positionnement de la prime dans le tiers inférieur de la fourchette recommandée par son expert (fourchette elle-même inférieure au niveau adéquat). Il est pourtant dans l'intérêt des utilisateurs de cibler le taux de rémunération des infrastructures régulées dans le quart supérieur de la fourchette estimée par les experts comme reflétant le niveau raisonnable attendu par le marché sur la période de régulation à venir. Le précédent réglementaire et la littérature académique confortent cette approche⁶.

Enfin, au delà du risque général d'activité et d'exploitation des sites de stockage de gaz naturel, Terega souhaite de nouveau insister sur la nécessaire couverture des coûts de démantèlement qui, faute de mécanisme adapté à ce stade, pourrait naturellement se faire via une hausse de l'actuel premium de rémunération (cf Q3).

Terega serait par ailleurs d'avis, s'agissant du taux de rémunération stockage, de ne plus raisonner en delta par rapport à l'activité Transport mais en valeur absolue compte tenu des spécificités de l'activité stockage.

Dans ces conditions, Teréga considère que le niveau de rémunération envisagé pour l'ATS2 est insuffisant, et qu'il doit être revu afin notamment de ne pas générer de rupture précoce de la régulation encore en construction de l'activité de stockage en France.

3.1.4.2 Storengy

Les stockages souterrains de gaz naturel assurent un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement en gaz en France, avec la fourniture de plus d'un quart de la consommation française de gaz annuelle moyenne, et plus de la moitié de la consommation les jours de pointe en hiver.

A ce titre la qualité et la continuité de service sont des enjeux majeurs pour la collectivité et les opérateurs de stockage, et Storengy France se montre favorable à l'évolution vers un cadre tarifaire plus incitatif afin d'engager les opérateurs de stockage à la performance opérationnelle.

Mais Storengy France considère que les niveaux de charges d'exploitation et de taux de rémunération des actifs envisagés à ce stade par la CRE ne lui permettent pas d'assurer un service de qualité dans des conditions de sécurité adaptées au regard du risque industriel géré par l'entreprise.

La demande de revenu autorisé de Storengy France pour la période tarifaire ATS2 intègre les conséquences des changements significatifs intervenus lors de la première période tarifaire ATS1.

Tout d'abord Storengy France a dû faire face à des changements opérationnels importants suite à l'entrée en régulation:

- La commercialisation des offres de stockage à des prix corrélés à ceux du marché (spreads saisonniers) a eu pour résultat la vente de l'ensemble des capacités et le remplissage complet des stockages dès 2018, qui a suivi une année 2017 où près de 50 TWh de capacités invendues en 2017), permettant une meilleure sécurité d'approvisionnement de la France ; objectif principal de la régulation.
- « Le retour à des niveaux élevés d'utilisation des stockages par les clients a fortement sollicité l'outil industriel et mis en évidence la nécessité de renforcer la fiabilité du parc et d'adapter l'offre commerciale » comme mentionné par Europ Energies dans son article du 2 septembre 2019.

La période a également été marquée par l'évolution du périmètre régulé :

- Initialement, il intégrait l'ensemble des sites en exploitation commerciale, les sites en exploitation réduite (sous-cocon) et les projets de développement en France.

⁶ Dobbs, 2011, Modelling Welfare loss Asymmetries Arising from Uncertainty in the Regulatory Cost of Finance, <https://www.staff.ncl.ac.uk/i.m.dobbs/Files/Welfare%20loss%20JRegE.pdf>

- Le décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 a exclu les sites en exploitation réduite de la liste des infrastructures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France ainsi que tout nouveau projet de développement. L'arrêté paru au Journal Officiel du 16 février 2019 a fixé une durée de deux ans de préavis avant l'exclusion des sites en exploitation réduite du périmètre régulé.

Les projets de Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) et de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) présentés fin 2018 conduisent à une augmentation du risque de l'activité gaz :

- Les travaux de Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) proposent des trajectoires de consommation gazière dont l'orientation fortement baissière constitue une rupture par rapport aux scénarios antérieurs ;
- Les opérateurs de stockage sont touchés en priorité, avec un risque estimé dans la PPE de baisse du besoin de capacités de stockage qui pourrait conduire à réviser la liste des infrastructures de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

La demande tarifaire de Storengy France pour la période ATS2 reflète les conséquences de ces changements

La demande tarifaire de Storengy France pour la période ATS2 prend en compte les conséquences des changements significatifs intervenus au cours de la première période tarifaire ATS1 :

- Une remise à niveau des charges d'exploitation et des investissements afin d'exploiter l'outil industriel dans des conditions de sécurité et de fiabilité adéquates sur l'ensemble du périmètre confirmé dans la prochaine PPE.
- Une revalorisation du CMPC et de la prime spécifique stockage afin de refléter les nouveaux risques portés par les opérateurs d'infrastructures gazières, et de stockage en particulier.
- Un budget R&D dimensionné pour conduire les activités de recherche et d'innovation nécessaires pour jouer un rôle majeur dans la transition énergétique en offrant l'opportunité de stockage des quantités massives de gaz renouvelables.

Ainsi, la demande de Storengy France conduit à une hausse du revenu autorisé qui se traduit par une hausse d'environ +0,37% sur la facture moyenne d'un consommateur final.

La trajectoire de CNE issue de l'analyse préliminaire menée lors de l'audit et la fourchette de CMPC présentées dans la Consultation Publique ne prennent pas en compte les conséquences de ces changements significatifs

Sur les CNE :

Storengy France porte une attention particulière à l'efficacité opérationnelle, des efforts de productivité significatifs ont d'ailleurs été réalisés avant l'entrée en régulation (avec notamment une baisse des CNE de -15% entre 2009 et 2017).

Dans le contexte de reprise d'activité que connaît l'entreprise, Storengy France considère que les trajectoires CNE ne peuvent calées uniquement par référence aux niveaux précédant l'entrée en régulation (associés à une activité moindre) et à l'inflation : cela revient à nier les changements intervenus à l'entrée en régulation, prive Storengy France des moyens nécessaires pour opérer le parc dans des conditions de fiabilité et de sécurité adaptées, et ne lui permet pas de préparer l'avenir dans le contexte de transition énergétique.

Sur le CMPC :

Taux de base transport

Storengy France salue le travail de la CRE qui a exclu la fourchette basse du CMPC évaluée par les auditeurs externes. Cependant Storengy France considère que le risque additionnel lié aux travaux de

Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) justifient de retenir un CMPC pour l'activité transport au-delà de la fourchette haute affichée à ce stade par la CRE.

ADDENDUM :

Le Projet de Loi de Finance du Gouvernement publié vendredi 27 septembre 2019 introduit une trajectoire différente de l'impôt sur les sociétés par rapport à celle connue et utilisée par Storengy France dans sa demande de revenu autorisé pour la période ATS2 et par le régulateur dans la présente Consultation Publique.

Ce projet prévoit un impôt sur les sociétés de 28,02% en moyenne sur la période tarifaire ATS2, contre 26,99% jusqu'alors.

Par souci d'efficacité et de cohérence entre opérateurs d'infrastructures gazières, et compte tenu des différences de calendrier d'établissement de leur tarif respectif, Storengy France demande à ce que cette nouvelle trajectoire d'impôt sur les sociétés soit prise en compte dans l'établissement définitif des tarifs, ce qui conduit à un relèvement mécanique du CMPC (par rapport à la demande de Storengy France et la fourchette présentée par la CRE).

Prime spécifique stockage

Storengy France réaffirme qu'une prime stockage de +100 points de base par rapport au CMPC des opérateurs de transport se justifie pleinement au regard des risques avérés et spécifiques que portent les opérateurs de stockage :

- Les opérateurs de stockage sont soumis aux risques liés à la gestion de gaz en milieu ouvert (risque de migration du gaz, de réactions chimiques dans sous-sol et de remontées d'eau au soutirage qui se produisent fréquemment), avec du gaz non-traité sur une partie de leur process (risque de corrosion, nécessité process désulfuration et déshydratation...).
- La forte profondeur des réservoirs implique également de gérer du gaz physiquement inaccessible en cas de risques géologiques et cela à des niveaux de pression très supérieurs au transport (200 bars).
- Le stockage présente par ailleurs la caractéristique d'être un outil industriel dont la performance dépend de l'utilisation passée, ce qui accroît l'incertitude, le risque d'exploitation et donc de valorisation des stockages.
- Enfin, les stockages sont des Installations Seveso, avec des risques sécurité importants, et une fonction vitale pour la sécurité d'approvisionnement : 25% de la consommation française est stockée, et 50% de la demande de pointe hivernale est couverte par les émissions des stockages

Par ailleurs, depuis l'entrée en régulation dont les travaux préparatoires se sont déroulés en fin d'année 2017, le contexte énergétique et les perspectives ont considérablement évolué pour les opérateurs gaziers, et en particulier les opérateurs de stockage :

- A court terme, les sites sous-cocon ont été sorti du périmètre régulé par l'arrêté du 26 décembre 2018.
- À plus long terme, les travaux de Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) proposent des trajectoires de consommation gazière dont l'orientation fortement baissière constitue une rupture par rapport aux scénarios antérieurs. En particulier, ces scénarios prévoient des consommations minimales dans les secteurs domestique et tertiaire (chauffage des bâtiments) présentant une forte modulation été/hiver et générant actuellement une grande partie du besoin en stockage.

VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage de Storengy, Teréga et Géométhane

En cas de réalisation de ces scénarios, le risque qui pèse sur le besoin en modulation et par là-même sur le besoin stockage se trouve, de facto, considérablement accru. Cet accroissement du risque marché justifie une révision à la hausse de la prime de risque stockage.

Enfin, une couverture du risque réglementaire relatif au démantèlement futur devrait se traduire par une prime additionnelle à la prime de risque stockage de +100 points de base qui figure dans la demande tarifaire initiale de Storengy France.

ADDENDUM :

Storengy France indique que le régulateur doit s'assurer de la cohérence de l'ensemble des paramètres constitutifs du calcul du CMPC pour chaque activité. Il existe une déconnexion dans le temps des risques et des perspectives des activités transport et stockage, ce qui justifie le recours systématique à l'approche directe. Storengy France considère que la méthodologie par approche directe du calcul d'une juste rémunération de l'activité d'opérateur de stockage tenant compte de ses spécificités propres conduirait à un CMPC plus élevé que ce que donne le haut de la fourchette indiquée par le régulateur.

3.1.4.3 GRDF

Concernant les charges de capital normatives, GRDF constate avec satisfaction que la CRE n'a pas suivi le rapport de l'auditeur en relevant significativement le bas de la fourchette publiée dans la consultation publique.

Toutefois, au-delà des querelles méthodologiques sur la détermination des différents paramètres déterminant le CMPC et notamment le Béta des opérateurs, GRDF considère que les éléments publiés dans la consultation publique sont notoirement insuffisants pour se forger une opinion sur la pertinence du jeu de paramètres choisis et semblent même incohérents avec les constats de l'auditeur lorsqu'il s'agit du coût de la dette.

GRDF considère également que la question de la méthodologie de conversion des taux nominaux après impôts en taux réels avant impôts devrait être tranchée en faveur des opérateurs qui sont actuellement pénalisés par rapport aux opérateurs électriciens.

En conséquence, GRDF estime que la CRE devrait retenir pour les opérateurs de transport et de distribution un CMPC a minima très proche de la borne haute, voire la dépassant et en tirer les conséquences en matière de CMPC des opérateurs de stockage.

GRDF n'émet pas d'avis sur le niveau des CNE demandées par les opérateurs ni sur les arbitrages proposés par le cabinet d'audit et la CRE. En revanche, un certain nombre de réserves d'ordre méthodologique peuvent être formulées.

Concernant les arbitrages d'efficacité additionnelle, le cabinet Schwartz propose un arbitrage basé sur le maintien de l'efficacité de l'opérateur exprimée en M€/TWh de volume utile et correspondant au niveau constaté en 2018 inflaté.

GRDF s'interroge quant à la pertinence d'un tel indicateur dans un contexte de transition énergétique qui devrait conduire à diminuer les besoins de capacités de stockage et amener les opérateurs à faire évoluer les conditions d'exploitation de certains sites (exploitation réduite et démantèlements évoqués dans la présente consultation). Ces évolutions de périmètre ne seront pas compensées de manière homothétique dans les CNE et pourraient se traduire par des répercussions notables sur la valeur de l'indicateur, sans lien avec le niveau de productivité des opérateurs.

Au-delà de la question de la pertinence de cette indicateur, il aurait de notre point de vue un certain nombre d'inconvénients :

- Il encourage la médiocrité : plus un opérateur est performant, plus ses marges de manœuvre et l'évolution de sa productivité sont limitées.
- Il est contraire aux pratiques de benchmark constatées dans certains pays européens. Quand un opérateur fait référence, ses objectifs de productivité sont généralement moins élevés que ceux affectés aux opérateurs les moins efficaces qui sont priés de réduire l'écart de performance existant avec l'opérateur de référence.

De manière plus générale, GRDF questionne la démarche d'un arbitrage d'efficacité globale.

Tout d'abord la logique d'un audit poste à poste est bien de vérifier la sincérité des trajectoires des opérateurs et de proposer le cas échéant des efforts de productivité additionnelle. Si l'audit est bien fait et si les arbitrages de l'audit poste à poste sont correctement dimensionnés, il n'y a aucune logique à imposer aux opérateurs un arbitrage additionnel global.

3.1.4.4 Géométhane

Les stockages souterrains de gaz naturel assurent un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement en gaz en France, avec la fourniture de plus d'un quart de la consommation française de gaz annuelle moyenne, et plus de la moitié de la consommation les jours de pointe en hiver.

A ce titre la qualité et la continuité de service sont des enjeux majeurs pour la collectivité et les opérateurs de stockage, et Géométhane se montre favorable à l'évolution vers un cadre tarifaire plus incitatif afin d'engager les opérateurs de stockage à la performance opérationnelle.

Mais Géométhane considère que les niveaux de charges d'exploitation et de taux de rémunération des actifs envisagés à ce stade par la CRE ne lui permettent pas d'assurer un service de qualité dans des conditions de sécurité et de fiabilité adaptées au regard du risque industriel géré par l'entreprise.

Géométhane souhaite rappeler que l'entrée en régulation a eu comme effet de lui amputer 12% de son revenu par rapport à la moyenne 2014-2016. Les revenus proposés par la CRE dans la consultation ATS2 baissent une nouvelle fois le revenu de Géométhane.

Le retour à des niveaux élevés d'utilisation des stockages par les clients a fortement sollicité l'outil industriel et a mis en évidence la nécessité de renforcer la rénovation et la fiabilité du site, en particulier compte tenu de son âge.

Le périmètre régulé a évolué :

- Initialement, il intégrait l'ensemble des sites en exploitation commerciale, les sites en exploitation réduite (sous-cocon) et les projets de développement en France.
- Le décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 a exclu les sites en exploitation réduite de la liste des infrastructures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France ainsi que tout nouveau projet de développement. L'arrêté paru au Journal Officiel du 16 février 2019 a fixé une durée de deux ans de préavis avant l'exclusion des sites en exploitation réduite du périmètre régulé.

Les projets de Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) et de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) présentés fin 2018 conduisent à une augmentation du risque de l'activité gaz :

- Les travaux de Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) proposent des trajectoires de consommation gazière dont l'orientation fortement baissière constitue une rupture par rapport aux scénarios antérieurs ;
- Les opérateurs de stockage sont touchés en priorité, avec un risque estimé dans la PPE de baisse du besoin de capacités de stockage qui pourrait conduire à réviser la liste des infrastructures de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

La demande tarifaire de Géométhane pour la période ATS2 reflète les conséquences de ces évolutions

La demande tarifaire de Géométhane pour la période ATS2 prend en compte les conséquences des changements significatifs intervenus au cours de la première période tarifaire ATS1 :

- Une remise à niveau des charges d'exploitation et des investissements afin d'exploiter l'outil industriel dans des conditions de sécurité et de fiabilité adéquates sur l'ensemble du périmètre confirmé dans la prochaine PPE.
- Une revalorisation du CMPC et de la prime spécifique stockage afin de refléter les nouveaux risques portés par les opérateurs d'infrastructures gazières, et de stockage en particulier.
- Un budget R&D dimensionné pour conduire les activités de recherche et d'innovation nécessaires pour jouer un rôle majeur dans la transition énergétique en offrant l'opportunité de stockage des quantités massives de gaz renouvelables.

La fourchette de CMPC présentée dans la Consultation Publique ne prend pas en compte les conséquences de ces changements significatifs.

Sur le CMPC :

Taux de base transport

Géométhane salue le travail de la CRE qui a exclu la fourchette basse du CMPC évaluée par les auditeurs externes. Cependant Géométhane considère que le risque additionnel lié aux travaux de Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) justifient de retenir un CMPC pour l'activité transport au-delà de la fourchette haute affichée à ce stade par la CRE.

ADDENDUM :

Le Projet de Loi de Finance du Gouvernement publié vendredi 27 septembre 2019 introduit une trajectoire différente de l'impôt sur les sociétés par rapport à celle connue et utilisée par Géométhane dans sa demande de revenu autorisé pour la période ATS2 et par le régulateur dans la présente Consultation Publique.

Ce projet prévoit un impôt sur les sociétés de 28,02% en moyenne sur la période tarifaire ATS2, contre 26,99% jusqu'alors.

Par souci d'efficacité et de cohérence entre opérateurs d'infrastructures gazières, et compte tenu des différences de calendrier d'établissement de leur tarif respectif, Géométhane demande à ce que cette nouvelle trajectoire d'impôt sur les sociétés soit prise en compte dans l'établissement définitif des tarifs, ce qui conduit à un relèvement mécanique du CMPC (par rapport à la demande de Géométhane et la fourchette présentée par la CRE).

Prime spécifique stockage

Géométhane réaffirme qu'une prime stockage de +100 points de base par rapport au CMPC des opérateurs de transport se justifie pleinement au regard des risques avérés et spécifiques que portent les opérateurs de stockage :

- Les opérateurs de stockage sont soumis aux risques liés à la gestion de gaz en milieu ouvert (risque de migration du gaz, de réactions chimiques dans le sous-sol et de remontées d'eau au soutirage), avec du gaz non-traité sur une partie de leur process (risque de corrosion, nécessité process déshydratation...).
- La forte profondeur des cavités implique également de gérer du gaz physiquement inaccessible en cas de risques géologiques ou techniques et cela à des niveaux de pression très supérieurs au transport (200 bars).
- Le stockage présente par ailleurs la caractéristique d'être un outil industriel dont la performance dépend de l'utilisation passée, ce qui accroît l'incertitude, le risque d'exploitation et donc de valorisation des stockages.
- Enfin, les stockages sont des Installations Seveso, avec des risques sécurité importants, et une fonction vitale pour la sécurité d'approvisionnement : 25% de la consommation française est stockée, et 50% de la demande de pointe hivernale est couverte par les émissions des stockages

Par ailleurs, depuis l'entrée en régulation dont les travaux préparatoires se sont déroulés en fin d'année 2017, le contexte énergétique et les perspectives ont considérablement évolué pour les opérateurs gaziers, et en particulier les opérateurs de stockage :

- A court terme, les sites sous-cocon et les sites en développement ont été sortis du périmètre régulé par l'arrêté du 26 décembre 2018.
- À plus long terme, les travaux de Programmation Pluriannuelle (périodes 2019-23 et 2024-28), ainsi que les scénarios retenus pour la Stratégie Nationale Bas Carbone (2030-2050) proposent des trajectoires de consommation gazière dont l'orientation fortement baissière constitue une rupture par rapport aux scénarios antérieurs. En particulier, ces scénarios prévoient des consommations minimales dans les secteurs domestique et tertiaire (chauffage des bâtiments) présentant une forte modulation été/hiver et générant actuellement une grande partie du besoin en stockage.

En cas de réalisation de ces scénarios, le risque qui pèse sur le besoin en modulation et par là-même sur le besoin stockage se trouve, de facto, considérablement accru. Cet accroissement du risque marché justifie une révision à la hausse de la prime de risque stockage.

Enfin, une couverture du risque réglementaire relatif au démantèlement futur devrait se traduire par une prime additionnelle à la prime de risque stockage de +100 points de base qui figure dans la demande tarifaire initiale de Géométhane.

ADDENDUM :

Géométhane indique que le régulateur doit s'assurer de la cohérence de l'ensemble des paramètres constitutifs du calcul du CMPC pour chaque activité. Il existe une déconnexion dans le temps des risques et des perspectives des activités transport et stockage, ce qui justifie le recours systématique à l'approche directe. Géométhane considère que la méthodologie par approche directe du calcul d'une juste rémunération de l'activité d'opérateur de stockage tenant compte de ses spécificités propres conduirait à un CMPC plus élevé que ce que donne le haut de la fourchette indiquée par le régulateur.

3.1.4.5 GRTgaz**Défavorable**

GRTgaz considère que les opérateurs d'infrastructures gazières doivent disposer des moyens nécessaires afin de continuer à exploiter les infrastructures en toute sécurité tout en accompagnant la transition énergétique et l'intégration des gaz d'origine renouvelables dans les infrastructures existantes.

3.1.5 Autres acteurs**3.1.5.1 ETS**

Avis favorable. ETS rappelle qu'il faut maintenir à tout prix le niveau des charges de manière à limiter les évolutions à la hausse. ETS félicite d'ailleurs la CRE pour son analyse quant à la maîtrise des coûts qu'elle envisage pour les opérateurs.

Enfin, ETS rappelle qu'il faut éviter de répercuter tout coût ATS sur le consommateur industriel français afin de préserver sa compétitivité. La nouvelle formule de calcul du terme de compensation néanmoins à corriger des arrêts pour maintenance estivale (car les maintenances hivernales sont la plupart du temps à proscrire pour des risques de gel des installations), ou événement exceptionnel pour les clients industriels non-thermo sensibles raccordés au réseau de distribution va dans le bon sens.

La discrimination positive actuellement consentie aux clients industriels du grand réseau de transport doit être maintenue car cette plus grosse industrie est souvent gazo-intensive et la plus exposée à la concurrence internationale. De nombreux emplois en dépendent. L'élargissement du champ d'application du terme de compensation stockage à ce segment serait vraiment impactant pour la compétitivité industrielle française.

Une alternative pour les clients industriels pourrait être d'obtenir des capacités de stockage aux enchères directement, ou via les prestation d'un tiers opérationnel afin d'être exemptés du terme de compensation stockage. Ce principe vertueux participerait à l'augmentation des revenus liés à la commercialisation stockage et favoriserait l'arrivée de nouveaux acteurs. La formule de calcul du terme de compensation pourrait être adaptée en conséquence selon l'obtention des capacités et permettrait ainsi l'absence de discrimination entre expéditeurs (non impactés) par le terme de compensation stockage et les consommateurs expéditeurs qui eux le seraient sans cette adaptation.

Dans les modalités pratiques, une première phase de commercialisation pourrait être dédiée aux industriels sur les stockages SERENE (Storengy) et FAIR (Terega) plus adaptés à la demande hivernale des sites concernés.

Une seconde phase pourrait être ouverte à l'ensemble des expéditeurs.

Ce principe se rapprocherait du modèle de commercialisation mis en place par le passé sur la liaison Nord-Sud.

3.1.5.2 FNME CGT

Non, nous y sommes globalement défavorables. Le niveau des CNE nous paraît, en effet, sous-estimé par l'auditeur.

- Nous tenons à rappeler que contrairement aux autres infrastructures, les stockages de gaz ont connu une longue période d'incertitudes économiques et réglementaires (2012-2018) avant

d'être régulés. Ce contexte défavorable s'est traduit par la mise sous-cocon de 3 sites et un fort recul des effectifs. L'essentiel des réductions de coûts a donc déjà été réalisé.

- L'auditeur compare les prévisions de CNE au réalisé 2018 pour fixer un objectif de productivité. Comme évoqué dans le document de consultation, cette année avait été marquée par de nombreuses défaillances techniques dont certaines ont conduit à des restrictions de droits d'injection et de soutirage. En outre, le niveau des charges d'exploitation 2018 est comparable à celui des années précédentes qui avaient connu des niveaux de sous-remplissage record. Tout laisse à penser que l'année 2018 ne peut servir de base de référence en termes de productivité.
- En outre, la méthode retenue par l'auditeur pour l'évaluation du niveau des CNE nous paraît manquer de cohérence. Ce dernier propose, en effet, des ajustements poste à poste, estime que des recrutements supplémentaires sont nécessaires, et finit par proposer un objectif de réduction de coûts supplémentaire.

Nous souhaiterions par ailleurs faire les remarques suivantes :

- Nous partageons le constat de la CRE qui note une période de sous-investissement entre 2014 et 2018 chez Storengy dont nous rappelons qu'il a permis à l'entreprise de maintenir un haut niveau de rémunération de son actionnaire. Un rattrapage du retard pris en la matière n'en est pourtant pas moins nécessaire.
- Nous constatons que l'auditeur pointe un surcoût lié à la mise en place du contrat de prestation conclu entre Storengy France et Storengy SAS. Nous rappelons que nous étions opposés à la scission de l'entreprise en deux entités (avec séparation juridique des activités d'expertise) que la direction semblait faire découler nécessairement de la régulation. Nous avons préconisé une simple séparation comptable qui paraissait plus appropriée au regard du poids marginal des activités non régulées. Nous avons alors fait remarquer le risque qu'une suspicion de subvention des activités non régulées par le tarif, faisant courir un risque, y compris social, à Storengy France comme à Storengy SAS. Les orientations de la CRE nous donnent aujourd'hui raison et nos craintes quant aux impacts sociaux de la réorganisation décidée par le management de l'opérateur s'en trouvent confortées.

3.1.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT est favorable aux orientations envisagées par la CRE mais reste vigilante à ce que ces dernières n'entravent pas elle bon traitement social des salariés des opérateurs concernés

3.1.5.4 CSE et OS Teréga

Il est envisagé une fourchette de rémunération entre 4,1% et 4,9% versus 5,75% aujourd'hui, soit 22% de baisse sur un scénario moyen à 4,5%

Les IRP et les OS ont toujours fait preuve de prudence sur la rémunération des actionnaires à travers la base d'actifs régulés, mais nous soulignons qu'une telle baisse de la valeur de l'entreprise risque d'induire :

- Une perte de valeur aggravée suite à la régulation du stockage qui a réduit significativement la valeur des stockages de Teréga, alors que ceux-ci s'étaient adaptés à la demande du marché, d'où leur efficacité continue avant et après la régulation intervenue en 2018.

- Un manque certain de visibilité long terme pour les actionnaires, et donc la remise en question de la stabilité de l'actionariat avec un risque aggravé de prise de bénéfices à court terme,
- Un manque de perspective sur les investissements à venir sur la transition énergétique et l'adaptation du stockage.

Nous avons bien noté dans votre rapport l'argumentaire de l'impact de la baisse de l'impôt sur les sociétés, mais, la loi en vigueur, pour celles réalisant plus de 250 millions d'euros de chiffre d'affaires dont Teréga, n'est pas conforme avec les hypothèses prises par le Cabinet d'Audit.

4 CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE

4.1 Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [3]

4.1.1 UNIDEN

4.1.2 COPACEL

4.1.3 CLEEE

4.2 Associations professionnelles [5]

4.2.1 UPRIGAZ

4.2.2 Pole de compétitivité AVENIA

4.2.3 Association Française du Gaz

4.2.4 AFIEG

4.2.5 FEDENE

4.3 Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [7]

4.3.1 ENI

4.3.2 ENGIE

4.3.3 EDF

4.3.4 Total Direct Energie

4.3.5 European Energy Pooling

4.3.6 PETROINEOS MANUFACTURING France (PIMF)

4.3.7 SOLVAY

4.4 Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [8]

4.4.1 Teréga

4.4.2 Storengy

4.4.3 GRDF

4.4.4 Géométhane

4.4.5 GRTgaz

4.4.6 Enagás, S.A.

4.4.7 ELENGY

4.4.8 Actionnaires de Teréga (Snam, GIC et Crédit Agricole)

4.5 Autres acteurs [6]

4.5.1 ETS

4.5.2 FNME CGT

4.5.3 Fédération CFDT Chimie Energie : FCE CFDT

4.5.4 FNEM-FO

4.5.5 Université de Pau et des pays de l'Adour

4.5.6 Contribution d'un particulier