



Immeuble BORA 6, rue Raoul Nordling 92277 BOIS-COLOMBES Cedex FRANCE Téléphone : 01 55 66 40 00 Télécopie : 01 55 66 44 12 www.grtgaz.com	Contribution de GRTgaz aux ateliers de la CRE sur la réduction du nombre de zones d'équilibrage	
		Avril 2012

1. FUSION DES ZONES NORD ET SUD

1.1. Une trajectoire engagée dès 2011

Deux éléments forts s'inscrivent dès aujourd'hui dans une trajectoire de fusion des zones Nord et Sud : le mécanisme de couplage de marché entre les PEG Nord et Sud et les décisions d'investissement relatives à l'Arc de Dierrey et à Eridan.

Le couplage de marché PEG Nord / PEG Sud est en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011. Le retour d'expérience a permis de constater qu'il représentait une avancée significative pour le marché de gros de la zone Sud : il a contribué à développer la liquidité spot du PEG Sud, en l'ancrant sur celle du PEG Nord, et a également permis de faire converger les références de prix des PEGs Nord et Sud, dès lors que la liaison Nord-Sud n'était pas congestionnée. Mais le couplage ne constitue pas en soi un outil de fusion des zones. En effet, il ne crée pas de capacités nouvelles, et ne permet donc pas de lever la congestion Nord-Sud, qui lorsqu'elle s'avère, comme c'est le cas depuis plusieurs mois, dans un contexte d'émissions réduites sur les terminaux de Fos, se traduit par un fort renchérissement du différentiel de prix entre PEGs Nord et Sud. Enfin, s'agissant d'un mécanisme day-ahead, il peut contribuer aux stratégies d'arbitrage court terme des expéditeurs, mais ne permet pas la formation d'une courbe forward au sud et ne peut servir de support à une stratégie d'alimentation des clients finals du sud.

Les décisions d'investissement relatives à Eridan et Dierrey ont été prises en 2011. La contribution de ces ouvrages à la fusion des zones Nord et Sud est forte. Eridan permet de disposer d'outils plus nombreux, parmi lesquels le stockage d'Étrez, pour gérer les congestions du sud. Cela s'avère primordial dans le cas des deux congestions identifiées comme les plus sensibles par l'étude KEMA. L'Arc de Dierrey contribue quant à lui à lever les congestions Ouest-Est et permet de passer de la contrainte de flux minimum sur Obergailbach que l'on connaît aujourd'hui à une congestion résiduelle correspondant à des schémas de flux très particuliers et qui n'est identifiée comme sensible dans aucun des scénarios de flux de l'étude KEMA.

1.2. Les bénéfices attendus de la fusion

L'accroissement de la taille des zones entrée-sortie est une piste clairement identifiée par les régulateurs européens dans le Gas Target Model pour favoriser l'intégration des marchés du gaz en Europe.

L'élargissement d'une zone entrée-sortie facilite en effet l'ouverture du marché, en :

- simplifiant l'offre de transport pour les expéditeurs,
- éliminant les risques et les coûts de transaction liés aux capacités de liaison ou d'interconnexion,
- permettant une péréquation du coût d'accès aux consommateurs sur un périmètre plus grand.

De plus, au sein d'une zone entrée-sortie élargie, la liquidité du marché de gros est accrue, plus de volumes et de transactions étant concentrés sur un seul point. L'attractivité de la zone se trouve ainsi renforcée pour les acteurs de marché.

Enfin si la nouvelle zone ainsi créée intègre de nouvelles capacités d'entrées ou de sorties, l'opération se traduit par un potentiel d'arbitrage accru et un accès facilité à un gaz plus compétitif.

La fusion de zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz s'inscrit pleinement dans cette perspective. En dépit des nouvelles sources d'approvisionnement développées récemment au sud du réseau de GRTgaz avec la mise en service total du terminal de Fos Cavaou, la zone sud ne semble pas avoir atteint aujourd'hui la taille critique lui permettant de bénéficier des meilleures conditions de marché disponibles en Europe. La liquidité y est toujours très nettement inférieure à celle de la zone Nord (pas de courbes futures) et l'accès aux ressources autres que GNL y est limité.

Pour remédier à cette situation, GRTgaz est favorable au rapprochement de ces deux zones entrée-sortie. GRTgaz a mené dans ce cadre différentes études sur le sujet au cours de ces dernières années : fusion à partir des investissements en 2009, fusion à partir de mécanismes contractuels en 2011 avec le concours de KEMA.

Pour contribuer à la réflexion pilotée par la CRE sur la réduction du nombre de zones en France, GRTgaz propose dans ce document

- une synthèse des principaux avantages et inconvénients des deux solutions (investissements et mécanismes contractuels) déjà étudiées en 2009 et 2011, en mettant à jour le cas échéant les données devenues obsolètes.
- un complément d'analyse sur une solution qui serait basée sur le meilleur compromis entre investissements et mécanismes contractuels.

2. FUSION BASEE SUR DES MECANISMES CONTRACTUELS

2.1. Description

GRTgaz a souhaité explorer la possibilité de fusionner ses zones Nord et Sud sans avoir recours à des investissements. A la demande de la CRE, KEMA a étudié les mécanismes contractuels et/ou basés sur le marché permettant de gérer les situations de congestion.

L'étude menée tient compte de la réalisation des ouvrages pour lesquels la décision d'investissement a été prise. Il s'agit en particulier d'Eridan et de l'Arc de Dierrey.

2.2. Synthèse de l'étude KEMA

GRTgaz a réalisé une étude technique ayant permis d'identifier 8 situations de congestion sur son réseau lorsque les flux aux entrées/sorties sont autorisés à varier librement dans toute la gamme des capacités commercialisées. L'étude KEMA a permis de hiérarchiser ces congestions en fonction de leur pertinence suivant différents scénarios de prix d'approvisionnement :

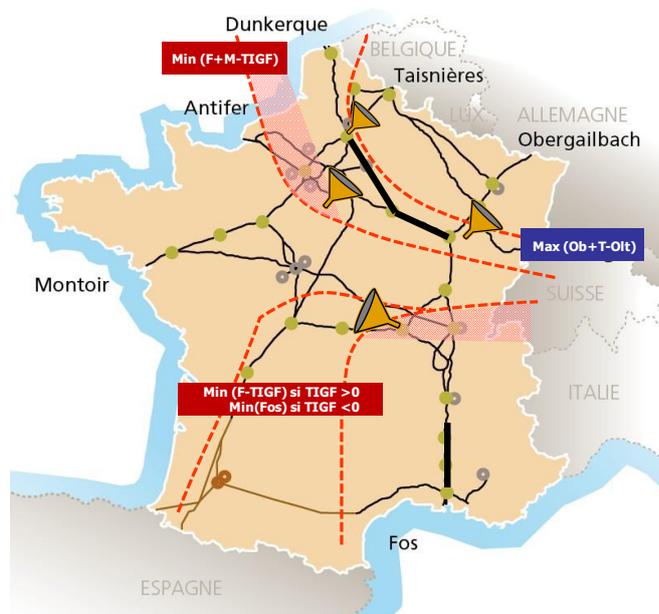
- Scénario 1 : prix GNL élevés par rapport au prix des approvisionnements terrestres par contrat long terme ou spot,
- Scénario 2 : prix GNL bas,
- Scénario 3 : convergence des différents prix d'approvisionnement.

Cette étude a montré qu'il existait des risques de congestion significatifs :

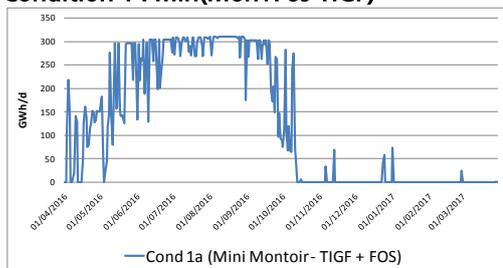
- de façon structurelle dans le sens Nord vers Sud dans le Scénario 1 ;
- dans le sens Sud vers Nord en période de grand froid dans le Scénario 2.

Les autres congestions identifiées par GRTgaz correspondent à des schémas de flux possibles dans un contexte de fusion mais qui ne sont pas apparus comme probables dans les simulations menées par KEMA. Dans son approche quantitative, KEMA ne propose pas de couvrir les congestions qualifiées de peu probables.

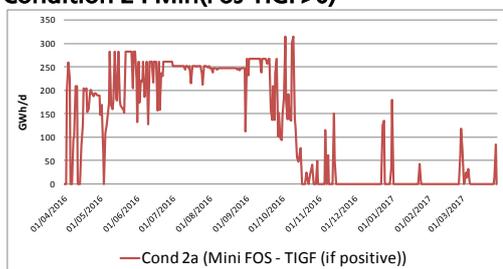
Pour le Scénario 1, les congestions ont été estimées sous un scénario dit « non-conservatif¹ ». Les congestions structurelles identifiées sont récapitulées ci-dessous. Les graphiques quantifient, pour chaque jour, le déficit de gaz par zone géographique (au sud des différentes lignes pointillées rouges) :



Condition 1 : Min(Mon+Fos-TIGF)



Condition 2 : Min(Fos-TIGF>0)



Congestions avant leviers stockages et CCCG

Dans ce scénario le volume de congestion, concentré sur l'été, a été estimé à 46 TWh, pouvant être ramené à 34 TWh après prise en compte des leviers stockages et fonctionnement des CCCG.

En terme de coût, dans le scénario 1, KEMA a conclu qu'il était nécessaire de recourir à un ensemble de mécanismes contractuels, comprenant des flows commitment, pour un coût de mise en œuvre variant entre 40 et 170 M€/an :

- 40 M€ lorsque une part du volume de congestion est gérée par la conversion d'une part des capacités à l'interface avec TIGF en capacités interruptibles, et que les flow commitment sont souscrits à un prix bas (2,25 €/MWh) ;
- 170 M€ lorsque l'intégralité des congestions est gérée par flow commitment, à un prix de 5 €/MWh.

¹ Il s'agit du scénario ayant servi de base à toutes les valorisations de mécanismes contractuels par KEMA. Ce scénario s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses ayant une influence à la baisse sur le niveau de congestion Nord-Sud :

Dans le scénario 2, la valorisation associée à la gestion des congestions apparaissant en cas d'épisode de froid intense a été estimée entre 5 et 20 M€/an.

Ainsi, l'étude de KEMA conclut à la faisabilité d'une fusion contractuelle, GRTgaz pouvant disposer d'outils contractuels suffisants pour gérer les cas de congestion. L'étude conclut toutefois à une forte variabilité des coûts de fusion, en fonction du scénario de prix d'approvisionnement, et dans le cas des congestions structurelles Nord vers Sud, au fait que le volume de congestion limite le nombre de fournisseurs possibles des flows commitments.

2.3. Analyse des risques liés à une fusion contractuelle

Nous avons mené une analyse de risques dans le cas d'une fusion contractuelle. Cette analyse s'est plus particulièrement intéressée aux aspects suivants :

- persistance de congestions Nord-Sud même en cas de convergence des prix d'approvisionnement (Scénario 3) ;
- risque de coût des mécanismes contractuels en cas de révision à la baisse des clauses de Take-or-Pay des contrats GNL ;
- risque de coût des mécanismes contractuels :
 - o en cas de maintien d'un fort différentiel de prix entre l'Europe et l'Asie
 - o en cas d'intégration par les offreurs de flow commitments d'une « prime de risque » visant à couvrir un large scope de différentiel de prix Europe/Asie (indépendamment de la valeur intrinsèque de ce différentiel) .
- Risque d'apparition de congestions jugées comme peu probables et donc non valorisées par l'étude KEMA

Cette analyse, détaillée en annexe 6.1, nous conduit à conclure :

- qu'il existe des coûts associés à cette fusion quel que soit le scénario de prix d'approvisionnement ;
- que le coût des mécanismes contractuels pourrait excéder fortement le coût haut affiché par l'étude KEMA.

2.4. Eléments d'analyse Coûts/bénéfices d'une fusion contractuelle

En se basant sur le scénario haut de coût retenu par KEMA, qui conclut à un coût pouvant atteindre 170 M€/an, l'impact tarifaire de ce schéma de fusion serait une hausse de 11,5% (toutes choses égales par ailleurs). Cet impact est estimé hors hausse tarifaire consécutive à la disparition des recettes associées à la liaison Nord-Sud, cette dernière hausse étant de l'ordre de 4%.

Toutefois, comme illustré par l'analyse quantitative en annexe 6.1 de ce document, la fusion par des mécanismes contractuels se traduit pas **une très forte volatilité du coût de ces mécanismes, et par suite du tarif**. Ainsi, même dans le scénario de prix d'approvisionnement le plus favorable, il subsiste un coût minimal de l'ordre de 20 M€/an. Mais ce coût peut potentiellement dépasser le cas haut retenu par KEMA de 170 M€/an pour atteindre 300 voire potentiellement 500 M€/an (sans prendre en compte la possibilité de voir plusieurs risques se combiner entre eux, ce qui pourrait avoir des conséquences sur le coût des mécanismes encore plus importantes...).

D'autre part, dans un schéma de fusion par des mécanismes contractuels, **les limites physiques du réseau subsistent**. Ce schéma de fusion ne permet donc pas de faciliter l'accès à un gaz plus compétitif. Cette perte d'opportunité est valorisée dans le coût des mécanismes contractuels. Ce coût est répercuté au marché via le tarif. **Ainsi, au global, le bénéfice théorique pour le marché en terme d'accès à un gaz plus compétitif est par définition nul.**

Dans le cas de la fusion Nord-Sud, l'étude menée par KEMA a permis d'identifier que les limites physiques du réseau qui persistent sont bien réelles, en particulier dans le sens Nord vers Sud. Les congestions associées revêtent un caractère structurel en cas de GNL cher, conduisant à gérer par le biais de mécanismes contractuels des volumes de congestion pouvant dépasser 30 TWh/an. KEMA a montré que la gestion d'un tel volume de congestion nécessiterait de recourir à un ensemble de mécanismes, dont des flow commitments portant sur différents points du réseau. Parallèlement, les congestions pouvant apparaître dans le sens Sud vers Nord, plus ponctuelles, nécessiteront le recours à des outils contractuels différents. Au total, **les contrats à mettre en place pour gérer les risques de congestion apparaissent nombreux et complexes.**

Enfin, au vu des volumes concernés dans le cas des congestions Nord vers Sud, et dans la mesure où les mécanismes devront être actionnés au Sud, le nombre de contreparties à même de fournir les volumes nécessaires seront limitées, ce qui entraîne un **risque de contrepartie**. L'exemple allemand a montré qu'il n'était pas toujours possible de trouver des contreparties pour ce type de mécanismes, même à des prix élevés, ce qui oblige alors à dégrader la qualité des capacités d'entrée/sortie proposées. Afin de limiter le risque d'absence de contrepartie physique pour GRTgaz, il serait nécessaire de prévoir un mécanisme de back up permettant à GRTgaz d'agir directement sur les nominations dans certaines situations.

3. FUSION BASEE UNIQUEMENT SUR DES INVESTISSEMENTS

3.1. Description

L'étude menée en 2009 a identifié que la fusion des deux zones Nord et Sud de GRTgaz en recourant uniquement à des solutions de renforcement du réseau nécessitait le développement complet du corridor Nord/Sud, de Cuvilly et Laneuvelotte à Fos.

Au-delà des ouvrages déjà décidés (Arc de Dierrey et Eridan), Les ouvrages principaux à développer, pour fusionner les zones seraient alors les suivants²:

- Doublement de l'artère de Beauce ;
- Poursuite du doublement de l'artère du Nord-Est ;
- Doublement de l'artère de Bourgogne ;
- Doublement de l'artère de l'Est Lyonnais ;
- Renforcement des stations de compression et d'interconnexion en lien avec ces ouvrages.

3.2. Risques Coûts

Bien que les études de terrain n'aient pas été menées, GRTgaz n'identifie pas d'obstacle à la réalisation de ces ouvrages. Cette solution ne présente pas de risque sérieux quant à sa faisabilité.

Le coût de cette solution est relativement bien prévisible au regard de la solution à base de mécanismes contractuels. La volatilité des prix des équipements et des travaux est en effet faible au regard de celle du prix des énergies sur les différents marchés mondiaux.

Le coût d'investissement total estimé en 2009 était de 2 500 MEUR₂₀₀₉. Il prenait comme hypothèse une mise en service des ouvrages à l'horizon 2013 à 2015 et retenait une hypothèse de fort développement des capacités d'entrée à Taisnières H qui ne s'est pas confirmée.

Compte tenu de l'ampleur de ce programme d'investissements, une mise en service de ces ouvrages ne peut être envisagée au plus tôt qu'en 2020. En tenant compte en particulier du report des mises en service et de

² Cf. Plan Décennal de Développement de GRTgaz (publié sur le site internet)

La hausse des prix des matières premières depuis 2009, le coût de ces investissements s'établirait aujourd'hui à environ 1 800 M€, au-delà des investissements liés aux projets décidés depuis 2011 (Eridan et Arc de Dierrey)..

3.3. Analyse coûts/bénéfices de cette modalité de fusion

La réalisation de l'ensemble des ouvrages indiqués ci-dessus **permet de supprimer la quasi totalité des risques de congestion physique** liés à la fusion des deux zones. Mais contrairement à la fusion par des mécanismes contractuels, cette modalité de fusion s'accompagne d'un accroissement très significatif des capacités de transport au sein du réseau de GRTgaz et de nouvelles capacités d'arbitrage proposées à l'ensemble des acteurs de marché présents au Nord comme au Sud.

Dans certains scénarii de marché, les gains potentiels peuvent être très importants et supérieurs à la hausse tarifaire qui résulterait de ces investissements, évaluée à 16 % (hors impact des pertes de recettes liées à la disparition de la liaison Nord/Sud).

Enfin, outre son apport en terme de fusion Nord-Sud, la réalisation de ces investissements contribue très significativement au développement :

- De capacités d'entrées au Sud (terminaux, Midcat) ;
- De capacités d'entrée depuis la Suisse à Oltingue ;
- De capacités de sortie vers l'Allemagne ;
- De capacités de stockage.

4. FUSION REPOSANT SUR DES INVESTISSEMENTS SUPPLEMENTAIRES ET DES MECANISMES CONTRACTUELS

4.1. Description de l'ouvrage à construire et impact sur les congestions

GRTgaz a examiné quel serait l'investissement additionnel ayant l'effet le plus fort en terme de soulagement des congestions sensibles identifiées par KEMA. Les plus fortes congestions identifiées par KEMA se produisant dans les schémas de flux Nord vers Sud, en cas d'entrées insuffisantes sur Montoir, Fos et le PIR Midi, l'investissement le plus efficace est le doublement de l'artère de Bourgogne qui relie Voisines à Etrez. Les investissements relatifs à cet ouvrage ont été estimés, en émergence, sur la base des éléments de coût connus aujourd'hui à **575 M€**. S'agissant d'un ouvrage contribuant à la réalisation d'un corridor Nord-Sud, il pourrait bénéficier d'une subvention européenne qui pourrait être estimée à 90 M€.

Comme détaillé en annexe 5.2, cet ouvrage apporte des bénéfices importants en terme de fusion des zones Nord et Sud, puisqu'il **permet de réduire fortement le volume des congestions quelque soit le scénario de prix d'approvisionnement** :

- Il permet de réduire d'au moins 75% le volume des congestions Nord-Sud, en supprimant leur caractère structurel, même en cas de révision à la baisse des clauses de ToP GNL (sous réserve d'intervenir sur les capacités au PIR Midi) ;
- Il permet de limiter l'apparition de congestions Sud-Nord à des périodes de froid encore plus extrême qu'identifié dans l'étude de KEMA.

4.2. Analyse des risques liés à une telle fusion

Comme détaillé en annexe 5.2, le doublement de l'artère de Bourgogne permet, quelque soit le scénario de prix d'approvisionnement, de **réduire fortement le volume des congestions**. Mais surtout, il ne s'agit plus de congestions structurelles, mais de **congestions ponctuelles** (sous réserve d'intervenir sur les capacités au PIR Midi en cas de révision à la baisse des clauses de ToP GNL).

Dès lors, **différents éléments vont contribuer à faire baisser le coût unitaire des mécanismes contractuels** :

- L'aspect ponctuel des congestions permet d'éviter le recours à des mécanismes de flow commitments, au profit de mécanismes de marché court terme, de type achats *locational* ;
- Au vu de leur amplitude ceux-ci pourront être réalisés indifféremment sur différents points : Fos, PIR Midi, stockages du Sud ;
- Cette amplitude réduite et le nombre de points sur lesquels pourront être réalisés les achats *locational* permettront d'accroître le nombre potentiel de contreparties.

Tous ces éléments contribue à accroître la concurrence sur les mécanismes et à réduire la prime de risque intégrée par les fournisseurs. On peut ainsi imaginer que le coût unitaire des mécanismes contractuels soit réduit d'au moins 30% par rapport au niveau haut de 5 €/MWh envisagé par KEMA.

La conjonction de la réduction des volumes et des coûts unitaires devrait permettre de ne pas dépasser un coût annuel de l'ordre de **6 M€/an**.

Cette solution permet de limiter significativement la plupart des risques identifiés au paragraphe 2.3 dans le cadre d'une fusion exclusivement basée sur des mécanismes contractuels. Les risques de coûts élevés et d'absence de contrepartie physique sont largement limités du fait des faibles volumes de congestion. Le risque de congestions accrues, en cas de scénario de « ToP » GNL réduit, peut également être géré soit via un recours à une limitation de la capacité vers la zone TIGF soit via des opérations de locational trading sur des volumes réduits.

En revanche, cette solution n'apporte aucune réponse complémentaire sur le risque d'apparition des congestions jugées peu probables par l'étude KEMA (cf annexe 6.1.4).

4.3. Analyse coûts-bénéfices d'une telle fusion

Le coût d'investissement relatif à la Bourgogne est de 575 M€, soit environ un tiers du coût du schéma fusion uniquement par investissements.

Parce qu'il permet de lever la plus grande part des congestions physiques, ce schéma de fusion **permet de laisser aux mains du marché la majorité des bénéfices liés à une capacité d'arbitrage accrue entre les différentes sources de gaz**.

Le coût des mécanismes contractuels devraient s'établir, quelque soit le scénario de prix d'approvisionnement, au plus à 6 M€/an.

L'impact tarifaire (au-delà des années transitoires avant mise en œuvre de l'ouvrage) est une hausse de l'ordre de 5%, en tenant compte d'un coût des mécanismes contractuels de 6 M€/an et d'une subvention européenne de 90 M€.

En coûts annualisés, ce schéma de fusion représente un coût de l'ordre de 70 M€ (investissements) + 6 M€ (coût haut des mécanismes contractuels). Ce coût doit être comparé à celui de la fusion par mécanismes contractuels, variant entre 20 et 170 M€/an voire 500 M€ suivant les analyses de l'annexe 5.1.

Outre son apport à la fusion Nord-Sud, cet investissement présente certains des intérêts identifiés dans le schéma de fusion sur la base d'investissements :

- en contribuant au développement de capacités d'entrées au Sud et au développement de capacités de stockage au Sud ;
- en permettant de disposer de stock en conduite au centre du réseau de GRTgaz, ce qui contribuera à diminuer les délais de prévenance pour les sites fortement modulés.

5. CONCLUSION

Le tableau ci-dessous synthétise, pour les différentes approches envisageables permettant de fusion des zones Nord et Sud, les coûts des ouvrages et des mécanismes contractuels, ainsi que les avantages et inconvénients.

	Fusion contractuelle	Fusion investissements	Fusion avec Bourgogne
Coûts d'investissement	-	1 800 M€	575 M€
Coûts des mécanismes contractuels	20 à 500 M€/an	-	0 à 6 M€/an
Impact tarifaire	+11,5 % ³	+16 %	+5 % ⁴
Echéance	2016	2020	2018
Avantages	Réalisable dès 2016 Impact tarifaire potentiellement plus faible en cas de scénario de prix favorable	Congestions physiques levées (création de réelles capacités d'arbitrage) Coût stabilisé Contribue à la création de nouvelles capacités d'entrée/sortie	Congestions physiques sensibles en grande partie levées (création de réelles capacités d'arbitrage) Coût stabilisé Contribue à la création de nouvelles capacités au sud
Inconvénients	Congestions physiques non levées (bénéfice global d'arbitrage nul) Complexité des mécanismes contractuels Volatilité des coûts Risque de contrepartie	Délai de mise en œuvre Coût élevé	Délai de mise en œuvre

La fusion des zones Nord et Sud est de nature à renforcer l'attractivité du marché français. Elle s'inscrit dans le cadre du Gas Target Model européen. La démarche actuellement initiée par la Commission Européenne visant à attribuer le label «Project of Common Interest» à certains projets d'investissement pourrait constituer une opportunité pour la décision de réalisation d'ouvrages permettant de fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz.

³ Pour un coût des mécanismes contractuels de 170 M€/an, correspondant au coût haut identifié par KEMA, coût pouvant être largement dépassé d'après l'analyse de GRTgaz.

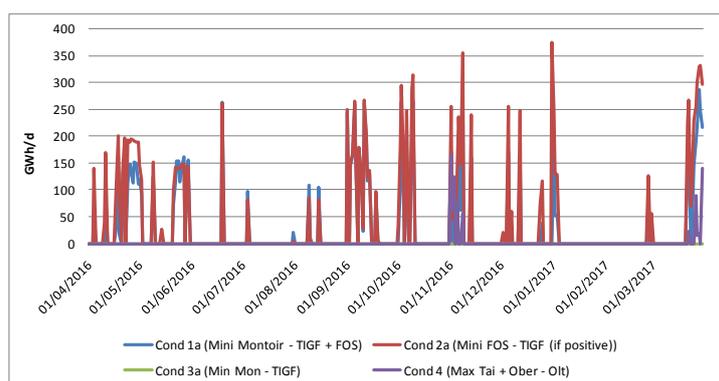
⁴ En tenant compte d'une subvention européenne de 90 M€ pour les investissements, et d'un coût haut des mécanismes contractuels de 6 M€/an.

6. ANNEXES

6.1. Analyse quantitative des risques liés à une fusion contractuelle

6.1.1. Persistance de congestions Nord-Sud en cas de convergence des prix

L'étude de KEMA a identifié l'existence de congestions dans le sens Nord vers Sud même dans le Scénario 3 de convergence des prix d'approvisionnement. Même s'il ne s'agit plus de congestions structurelles, comme dans le Scénario 1, ces congestions apparaissent ponctuellement, tant en été qu'en hiver, avec des amplitudes élevées. Elles conduisent à des volumes de congestion cumulés sur l'année de **14 TWh**.



Congestions avant leviers stockages et CCCG

Dans son étude technique, GRTgaz a identifié les situations de congestion en retenant des hypothèses relatives au recours aux stockages ainsi qu'au fonctionnement des CCCG permettant aux expéditeurs de disposer, au jour le jour, de la plus grande marge de manœuvre possible sur ces outils. Ces hypothèses, qui font sens au jour le jour, ne sont plus nécessairement pertinentes sur la durée. Ainsi, dans le cas des conditions de congestion Nord vers Sud, l'hypothèse journalière retenue d'injection maximale n'est pas compatible, cumulée sur la saison d'injection, avec les tunnels de stocks autorisés. De même, le fonctionnement historique observé des CCCG s'écarte de ces hypothèses. Ainsi, sur la durée, le recours effectif aux stockages et le fonctionnement effectif des CCCG peuvent apporter un soulagement des congestions. KEMA parle alors de leviers stockages et fonctionnement des CCCG.

Toutefois, dans le cas présent, la prise en compte de leviers stockage pour soulager ces congestions ne peut pas être considérée comme acquise. En effet, si dans la durée l'utilisation des stockages s'écarte des hypothèses retenues, cet écart (et le soulagement associé) est variable au jour le jour en fonction du recours aux stockages. Dès lors, s'agissant de congestions ponctuelles, il n'y a aucune garantie que sur ces journées l'usage des stockages permette de soulager les congestions. Il en va de même pour le levier CCCG.

Néanmoins, dans l'ensemble, on peut considérer que les leviers stockages et CCCG permettront de ramener le volume de congestion de 14 à **10 TWh/an**. Par ailleurs les stockages (et potentiellement les CCCG) pourraient contribuer, via du trading locational, à la levée de ces congestions, sur une base volontaire et rémunérée cette fois.

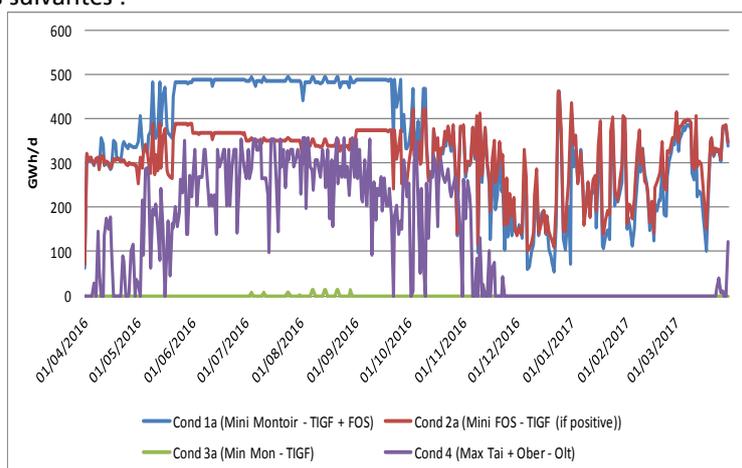
Dans ce scénario bien que les prix des différents approvisionnements convergent, le recours aux mécanismes contractuels aura nécessairement un coût, qui peut être valorisé :

- Soit sur le spread saisonnier, pris à 3 €/MWh par KEMA (scénario dit « non-conservatif »)
- Soit sur le risque de décalage de prix sur le marché auquel un acteur s'expose s'il repousse une vente marché pour vendre au transporteur. KEMA a présenté dans son étude une courbe de duration des écarts de prix sur une semaine qui montre que ces écarts peuvent aisément excéder 5 €/MWh.

Ainsi, le coût annuel de gestion de ces congestions dépasserait **25 M€/an**.

6.1.2. Risque associé à une baisse des contraintes de Take-or-Pay

Comme cela a été soulevé par certains expéditeurs lors du processus de concertation, on peut s'attendre dans les années à venir à une baisse des contraintes de Take-or-Pay, qui appliquée au GNL, impacterait fortement les congestions Nord-Sud. Les congestions Nord-Sud simulées par KEMA dans une hypothèse de ToP GNL bas sont les suivantes :



Dans son étude, KEMA a développé une approche qualifiée de non-conservative dans laquelle, en particulier, les flux vers l'Espagne étaient plafonnés sur l'année. Dans le cas de base d'un Take-or-Pay GNL « haut » l'impact observé de cette approche sur les flux est la suivante :

- Des flux à Fos et à Montoir cumulés sur l'année inchangés (égaux au ToP annuel), mais moins saisonnalisés ;
- Des flux sortant au PIR Midi réduits voire entrants pendant l'hiver.

Cette approche n'a pas été appliquée par KEMA au cas Take-or-Pay GNL « bas ». Néanmoins, en extrapolant les résultats ci-dessus, on peut partir du principe de flux répondant aux critères suivants :

- Des flux Fos et Montoir cumulés sur l'année correspondant au ToP « bas », faiblement saisonnalisés, et pouvant à l'extrême être émis en *flat* sur l'année ;
- Des flux au PIR Midi identiques à ceux du cas Take-or-Pay GNL « haut » (les scénarios étudiés par KEMA ayant montré une faible influence du niveau de ToP sur ces flux).

Cette approche conduit à un volume de congestion sur l'année de **84 TWh**, dont 67 TWh sur l'été.

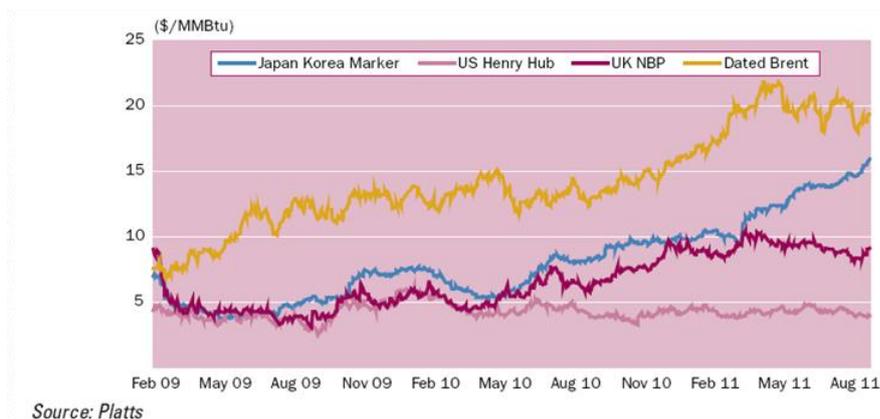
KEMA a estimé que les leviers CCCG et stockages permettaient, sur l'été, de réduire le volume de congestion de 12 TWh, ce qui permet de ramener le volume de congestion d'été à 55 TWh. Les leviers stockage et CCCG n'ont pas été quantifiés par KEMA sur l'hiver. Il ne paraît pas possible de tenir compte, de façon ferme, d'un levier stockage. En effet, la congestion la plus sévère correspondant à la condition 2, un soulagement stockage supposerait un soutirage des stockages salins au-delà de 50% des capacités climatiques, ce qui ne peut être garanti, le tunnel de stock autorisant à laisser ces stockages pleins sur l'année. Concernant les CCCG, en retenant l'hypothèse prise par KEMA sur l'été, le soulagement peut être estimé à 7 TWh sur l'hiver. La prise en compte des leviers CCCG et stockages ramènerait donc le volume de congestion à 65 TWh sur l'année.

	Scenario 1 – low ToP	Scenario 1
En base	132 TWh (82 TWh sur l'été)	85 TWh (59 TWh sur l'été)
Approche non conservatrice	84 TWh (67 TWh sur l'été)	49 TWh (46 TWh sur l'été)
Après prise en compte des leviers stockage et CCCG	65 TWh (55 TWh sur l'été)	34 TWh
Coût	145 – 325 M€	76,5 – 170 M€

En valorisant les solutions de gestion de ces congestions sur la base des références de prix retenues par KEMA, le coût de gestion des congestions pourrait excéder 300 M€/an.

6.1.3. Risque associé au différentiel de prix Europe-Asie

Lors du processus de concertation, des questions relatives à la valorisation du différentiel de prix Europe-Asie ont été soulevées. KEMA a indiqué qu'il avait retenu un différentiel de 5 €/MWh, correspondant au différentiel moyen observé au cours des 5 années qui ont précédé la catastrophe de Fukushima. Certains expéditeurs ont souligné que ce différentiel s'était très fortement renchéri après la catastrophe de Fukushima et s'établissait aujourd'hui à un niveau proche de 15 €/MWh.



Dans le cas du Scénario 1 retenu par KEMA, le volume de congestion Nord-Sud à gérer annuellement en cas de prix GNL élevé est de 34 TWh. Le coût extrême associé à ce scénario peut donc être valorisé à 510 M€.

Il convient de noter que ce risque n'est pas indépendant du risque de ToP « bas » évoqué ci-dessus. En effet, ce niveau de spread constitue une incitation forte, pour les fournisseurs, à renégocier les clauses de ToP et/ou de destination associées aux contrats GNL.

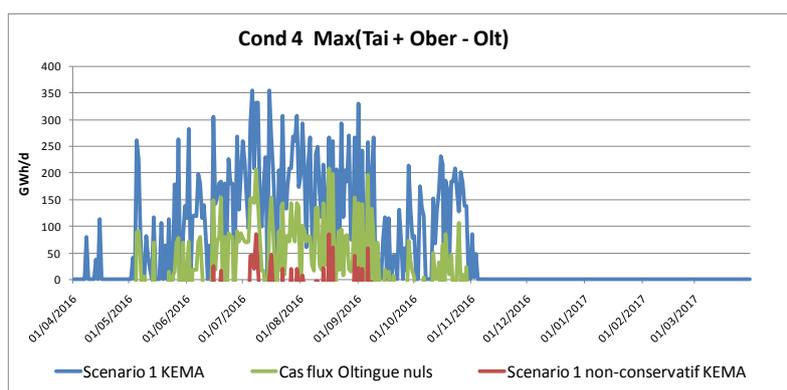
Par ailleurs indépendamment du niveau intrinsèque de différentiel de prix entre l'Europe et l'Asie, toute valorisation d'engagements de long terme de flux, notamment de GNL, devra se baser sur des hypothèses robustes vues de l'offreur de flow commitments afin de limiter les risques de pertes. Pour se prémunir d'un tel risque, il est probable que l'offreur de flow commitments intègre une prime de risque dont le montant sera lié à son anticipation de volatilité de ce différentiel. Cette prime pourrait renchérir significativement le coût de ces mécanismes. La valorisation menée par KEMA n'intègre pas de telle prime.

6.1.4. Risque d'apparition de congestions jugées comme peu probables

L'étude KEMA n'a retenu pour la valorisation des mécanismes contractuels que deux conditions de congestions sur les huit initialement identifiées par GRTgaz. Ceci s'explique par le fait que les 6 autres conditions de congestion ne sont que très marginalement atteintes.

Il apparaît néanmoins que la congestion quantifiée par la figure ci-dessous pourrait devenir significative. En effet le passage au scénario dit non conservatif fait quasiment disparaître cette congestion. Il s'agit du scénario ayant servi de base à toutes les valorisations de mécanismes contractuels par KEMA. Ce scénario s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses ayant une influence à la baisse sur le niveau de congestion Nord-Sud : spread été/hiver des prix de marché limité à 3 €/MWh, spread des prix gaz terrestre et GNL inférieur à 3 €/MWh, limitation des exports vers l'Espagne à 28 TWh/an.

Au regard de la figure ci-dessous, il semble clair que tout scénario intermédiaire entre les deux scénarios étudiés par KEMA ferait apparaître un niveau significatif de congestion. Par ailleurs une open season visant à développer de la capacité d'entrée à Oltingue depuis la Suisse est en cours de préparation. De la capacité ferme de sortie de Suisse a déjà été réservée sur une base de long terme auprès du transporteur Fluxswiss. Ces éléments amènent à penser que même si aucune capacité ferme d'entrée France depuis la Suisse n'est développée, les flux d'exportation vers la Suisse pourraient significativement diminuer voire s'annuler, ce qui n'est pas intégré par l'étude KEMA. Dans un tel scénario cette congestion pourrait devenir structurelle et nécessiter un traitement spécifique au même titre que les deux autres conditions liées à la congestion Nord-Sud. La figure ci-dessous illustre le cas de flux de sortie nuls sur Oltingue (la congestion atteint alors 8 TWh sur l'été). Il paraît difficile de compter sur un soulagement de la part des stockages ou du fonctionnement des CCCG dans ce cas, l'étude technique menée par GRTgaz n'identifiant pas de stockage permettant de soulager cette congestion, et un soulagement issu des CCCG supposant qu'elles fonctionnent ce qui ne peut être tenu pour acquis l'été. Cette congestion pourrait être levée par des investissements potentiellement déclenchés par l'Open Season visant à développer des capacités d'entrée en France depuis la Suisse. En l'absence d'investissements, un traitement contractuel de cette congestion supposerait de réduire les flux sur Taisnières et/ou Obergailbach, soit par un rachat de nominations, soit en rémunérant les expéditeurs pour transférer des flux de Taisnières ou Obergailbach sur Dunkerque.



D'autres évolutions du marché, non anticipées aujourd'hui, pourraient ainsi faire apparaître certaines conditions de congestions non traitées dans l'étude KEMA. Afin de préserver la robustesse du « système gaz » français, des mécanismes de « back up » devront être introduits afin de gérer l'apparition de congestions jugées comme non probables donc non couvertes par des mécanismes contractuels (ni par des investissements). Ces mécanismes devront permettre à GRTgaz d'agir directement sur les nominations en certains points pour pallier ces situations (situations qui devront être identifiées au préalable et communiquées aux utilisateurs du réseau).

6.1.5. Récapitulatif

Ainsi, quelque soit le scénario de prix d'approvisionnement, un recours à des mécanismes contractuels peut s'avérer nécessaire, pour des volumes extrêmement variables, ce qui conduit à une très forte volatilité des coûts de gestion des congestions. Le niveau de congestion et les coûts de gestion associés sont récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Scénario	Niveau de congestion	Coût annuel
Scénario 2 – pointe de froid	0,5 TWh/an	5 - 10 M€
Scénario 3	10 Wh/an	> 25 M€
Scénario 1	34 TWh/an	76 – 170 M€
Scénario 1 – ToP GNL bas	> 55 TWh/an	145 – 325 M€
Scénario 1 - Spread Asie élevé	34 TWh	510 M€

6.2. Fusion reposant sur le doublement de l'artère de Bourgogne : analyse quantitative des réductions de congestions

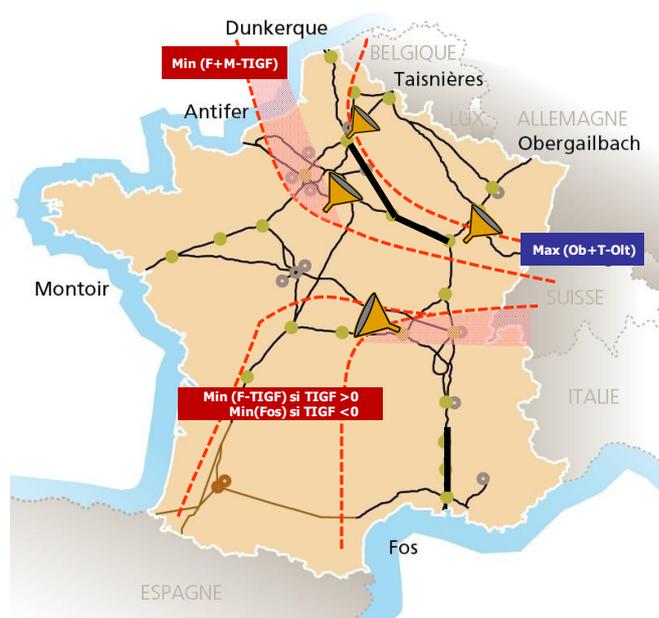
GRTgaz a mené une étude réseau afin d'identifier quel était le niveau de réduction des congestions apporté par le doublement de l'artère de Bourgogne. Comme mentionné ci-dessus, cet ouvrage a un impact sur les deux conditions associées aux deux congestions jugées les plus sensibles :

- Sur la condition Min (Montoir+Fos-TIGF), l'ouvrage permet de soulager la congestion de l'ordre de 200 GWh/j quelle que soit la période de l'année ;
- Sur la condition Min (Fos-TIGF>0), l'ouvrage permet de soulager la congestion de l'ordre de 150 GWh/j quelle que soit la période de l'année.

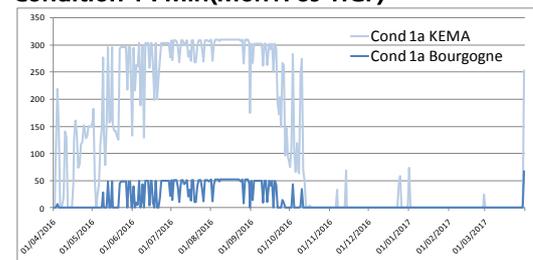
Nous avons examiné quel était l'impact de l'ouvrage dans les différents scénario de prix envisagés par KEMA.

Scénario 1

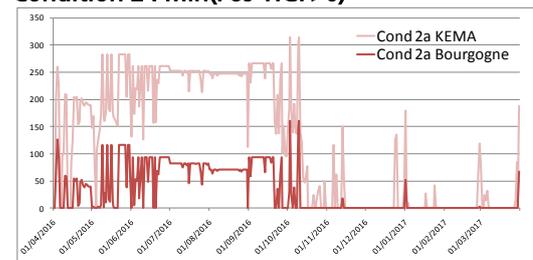
Les résultats concernant le Scénario 1, dans lequel les congestions sont les plus fortes, sont présentés ci-dessous :



Condition 1 : Min(Mon+Fos-TIGF)



Condition 2 : Min(Fos-TIGF>0)



Congestions avant leviers stockages et CCCG

Le doublement de l'artère de Bourgogne permet ainsi de faire passer le volume de congestion cumulé sur l'été :

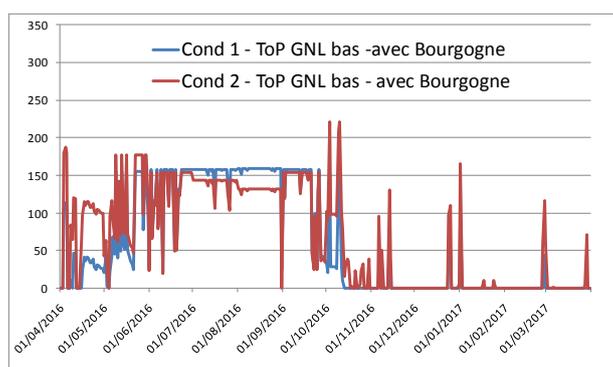
- De 46 TWh (étude KEMA) à 11 TWh, avant prise en compte des leviers stockages et CCCG ;
- De 34 TWh (étude KEMA) à 1,5 TWh une fois pris en compte les leviers stockages et CCCG.

Le volume de congestion est donc réduit de 75% avant même prise en compte des leviers CCCG et stockages. Après prise en compte des leviers stockages et CCCG, **les congestions ne sont plus structurelles, mais ponctuelles.**

En retenant, comme exposé au 4.2, une valorisation haute réduite de 30% par rapport à celle de KEMA, soit 3,5 €/MWh, le coût de gestion des congestions s'établit à **moins de 6 M€/an.**

Scénario 1 – ToP GNL bas

Au 6.1.2 nous avons identifié qu'en cas de révision à la baisse des clauses de ToP GNL, le volume annuel de congestion pourrait atteindre 83 TWh (avant pris en compte des leviers CCCG et stockages). En retenant les mêmes hypothèses de flux, en cas de doublement de la Bourgogne, des congestions subsistent à hauteur de 26 TWh. Elles sont principalement concentrées sur l'été, où elles revêtent un caractère structurel. Toutefois, la prise en compte des leviers CCCG et stockages permet de ramener ces congestions à 12 TWh sur l'été, soit en moyenne 65 GWh/j.

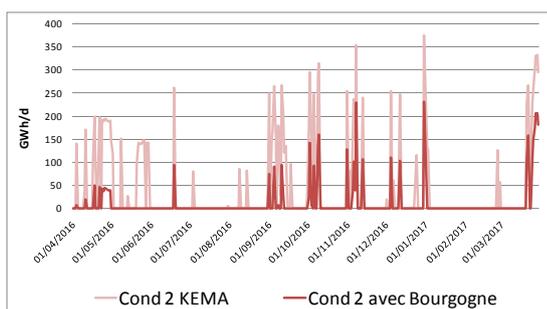
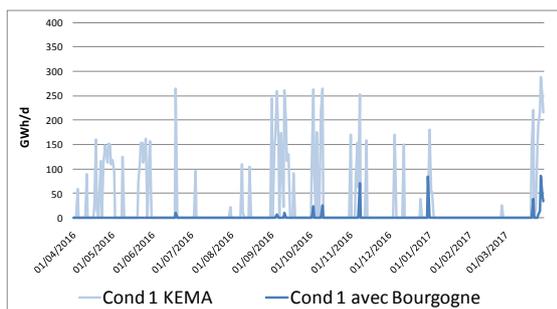


Congestions avant leviers stockages et CCCG

Afin de gérer ces congestions, il serait alors possible de procéder à des transactions de « locational trading » sur Fos, le PIR Midi ou sur les stockages du Sud. Au vu des quantités concernées, le nombre d'acteurs en mesure de proposer ces services devrait être nettement plus élevé que dans la fusion sur la base de mécanismes contractuels. D'autre part, si l'on souhaite limiter le recours à ces mécanismes, il serait envisageable de retenir une solution développée dans l'étude KEMA, consistant à convertir une part des capacités non commercialisées du PIR Midi en capacités interruptibles. Les capacités non commercialisées étant de l'ordre de 90 GWh/j, il serait vraisemblablement possible, si on le souhaite, de gérer la totalité des congestions par le biais de ce mécanisme.

Scénario 3

Nous avons évoqué au 6.1.1 les congestions dans le cas du scénario 3 de prix d'approvisionnement. Le doublement de la Bourgogne permet d'atténuer fortement tant la fréquence que l'amplitude de ces congestions. Il subsiste quelques occurrences de congestion pouvant atteindre, avant prise en compte des leviers stockages et CCCG, 150 à 250 GWh/j et 4 TWh en cumul annuel. Après prise en compte du seul levier CCCG, l'amplitude maximale de congestion est de 200 GWh/j et le cumul annuel de 2 TWh, soit, sur la base d'une valorisation de 3 €/MWh, un coût de gestion de ces congestions de l'ordre de **6 M€/an.**



Congestions avant leviers stockages et CCCG

Scénario 2

En cas de développement de capacités de stockage au sud au-delà des hypothèses retenues dans l'étude de KEMA, le doublement de l'artère de Bourgogne permet de ne pas aggraver les congestions dans le sens Sud vers Nord, qui resteront donc limitées à des épisodes de grand froid.

Si les capacités de stockage ne sont pas accrues au-delà des hypothèses retenues dans l'étude KEMA, le doublement de l'artère de Bourgogne permet de limiter les cas de congestion dans le sens Sud vers Nord à des températures encore plus extrêmes qu'identifié dans l'étude de KEMA.