

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?

Oui.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Notre 1^{ère} remarque porte sur la date d'application de l'IED (Industrial Emissions Directive), qui est le 1^{er} Janvier 2016. Dans ces conditions, contrairement à la mention en 2^{ème} ligne de la page 6/15, la limitation du fonctionnement des centrales à fuel et à charbon commencera dès 2016 et non 2017. Ceci pourrait éventuellement conduire, pour la production centralisée d'électricité, à une consommation de gaz légèrement plus haute que celle retenue à partir de 2016.

Note 2^{ème} remarque est relative à l'évolution de la consommation de gaz naturel des industriels (cf page 5/15), qui –selon les hypothèses des GRT-- ne s'éroderait que de 0.4% par an de 2014 à 2023. Hélas, il est à craindre que cette prévision, bien que déjà négative, ne se révèle pourtant trop optimiste. En effet, les produits manufacturés (semi-ouvrés ou finis) issus des nombreuses installations en cours de construction sur la côte Est des USA qui démarreront à partir de 2016-2017 (à base de gaz de schiste donc à très bas coût), seront probablement dès lors exportés en partie en direction de l'Europe, puisque les prix de marché de produits finis y sont plus élevés qu'en Asie. Il est donc à craindre des conséquences lourdes pour certaines activités gazo-intensives. Le compte-rendu du récent congrès de l'EPCA (European PetroChemical Association) à Vienne, début Octobre, exprime clairement les craintes de la profession. Mais au-delà, la chimie et la sidérurgie seront de même concernées (voir sur le site de l'ACC –American Chemistry Council—les investissements en cours considérables aux USA). Enfin les récentes prises de participation de consommateurs industriels dans des concessions de gaz de schiste (en Grande-Bretagne) manifestent l'urgence de la situation. En un mot, sans mesure majeure du type accès à un coût de molécule privilégié pour les gazo-intensifs, mesure que nous appelons de nos vœux (mais dont la construction n'est pas encore en marche), nous craignons fort que l'érosion de la consommation industrielle ne se limite pas à 0.4% l'an d'ici 2023.

Question 3 : Quel avis portez-vous sur la solution d'investissement proposée par GRTgaz pour créer 100 GWh/j de capacités « quasi-fermes » en entrée France ?

L'UNIDEN approuve la proposition d'investissement à Oltingue devant dégager 100 GWh/j de capacités de la Suisse vers la France pour 12 M€, compte-tenu en particulier de l'origine future du gaz concerné (via TAP).

Question 4 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

L'UNIDEN est défavorable à tout développement de capacités rebours *nécessitant de désodoriser le gaz* dans le Nord et l'Est de la France, sauf –bien entendu-- si le pays voisin concerné (ou bien la Commission européenne) prend intégralement en charge le financement du projet. Nous avons à cet effet fourni des éléments tant à la DGECE qu'à la DG Energie, montrant que tous les procédés qui consomment du gaz naturel en tant que matière première (comme les steam reformer ou autres procédés chimiques) ...sont systématiquement pourvus en amont d'un réacteur de blocage des molécules indésirables --dont les molécules odorisantes--, et ceci en Allemagne et en Belgique comme en France! Ainsi, compte-tenu de cet état de fait et du sens permanent des flux du Nord vers le Sud aux frontières concernées (sauf très rares situations de crise), il nous semble donc pour le moins non pertinent que la France effectue des dépenses de cet ordre, déjà sans valeur en temps normal ...mais également sans vraie valeur en temps de crise passagère puisque les industriels des pays voisins sont équipés de réacteurs de blocage.

Outre le fait que ces dépenses apparaissent donc déjà a priori fort contestables, en particulier en une période économiquement difficile, il nous semble que ces réflexions doivent également être rapprochées des annonces du Régulateur allemand à propos des capacités fermes dans le sens Allemagne vers France, capacités susceptibles d'être diminuées à l'avenir...

Pour ce qui est de nouvelles capacités de la France vers l'Espagne, la position de l'UNIDEN est de même très réticente. Compte-tenu d'une part de la dépendance durable en GNL de la moitié Sud française, et d'autre part du refus (semble-t-il) du Régulateur espagnol d'envisager un co-financement du doublement du Val-de-Saône (lequel refus a alors probablement inspiré récemment la Commission Européenne dans sa décision de ne plus accorder d'aide malgré l'inscription en 2013 dans sa liste de PCIs), il semble -- dans ces conditions -- pour le moins non urgent de consacrer des moyens au développement de telles capacités additionnelles vers l'Espagne. Ce malentendu actuel est d'autant plus dommage que l'intérêt pour le marché espagnol a été démontré sur les 12 mois passés ...avec l'AOC qui s'est clairement aligné sur le PEG Sud.

Pour ce qui est, par ailleurs, du développement de la liaison Nord-Sud par les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, l'UNIDEN maintient toujours son avis favorable (même si le spread Nord-Sud est actuellement réduit ou nul). En effet, compte-tenu que les études ont démontré que ce projet ne résoudra que 75% des congestions physiques Nord-Sud, il faudra toujours dans le futur un minimum de GNL dans la moitié Sud. Cela signifie que, chaque fois que le prix du GNL re-flambera à l'avenir (par forte demande asiatique ou autre), alors une congestion physique résiduelle Nord-Sud refera toujours son apparition, ...à laquelle GRTgaz devra bien apporter une réponse opérationnelle ...puisque la France sera devenue une zone unique fusionnée (suite à décision de la CRE, que l'UNIDEN soutient toujours ardemment). La gestion opérationnelle de telles congestions physiques plus ou moins durables aura un coût : il sera nécessaire d'acheter du GNL dans le Sud de façon à garantir un prix unique à la zone France, ...et le surcoût de ces achats de GNL (entre autres moyens de flexibilité) devra alors être péréquité (=au Nord comme au Sud). Les projets Val de Saône et Gascogne-Midi s'imposent donc, de manière à limiter ce genre de surcoûts opérationnels inclus dans le tarif à l'avenir.

Question 5 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?

Compte-tenu de l'intérêt évident des projets Val de Saône et Gascogne-Midi d'une part pour l'Espagne (récemment démontré avec l'alignement de l'AOC sur le PEG Sud), et d'autre part pour l'Allemagne et la Belgique en cas de reverse flows, nous considérons plus que légitime que les pouvoirs publics français continuent à demander une contribution financière de la Commission européenne pour ces projets. Il serait en effet pour le moins étonnant que la France aille investir seule dans des installations de désodorisation si elle ne reçoit pas un support pour des infrastructures qui, à l'évidence, favoriseront l'ouverture des marchés et la sécurité d'approvisionnement des pays étrangers.
