Consultation de RTE sur les modalités relatives à la contractualisation pluriannuelle dans le mécanisme de capacité

Réponse d'EDF

20/07/2017

Cette consultation sur l'introduction dans le mécanisme de capacité de contrats pluriannuels pour les nouvelles capacités est réalisée dans des délais très contraints avec l'objectif d'une entrée en vigueur pour l'année de livraison 2019. EDF est très soucieuse de la mise en place d'un mécanisme de capacité pérenne et répondant efficacement à la sécurisation de l'approvisionnement en électricité des consommateurs.

1) Question 1 : Au vu du cadre imposé par la décision d'approbation de la Commission européenne, partagez-vous les objectifs principaux identifiés par RTE ? Le dispositif devrait-il poursuivre d'autres objectifs que ceux mentionnés ?

En préalable à la présentation des objectifs (« objectif concurrentiel sur le segment de l'offre de capacité de production », « objectif de garantie de la sécurité d'approvisionnement dans un cadre adaptable au contexte énergétique », « objectif de réduction de coût pour le consommateur »), RTE rappelle en slide 6 de son support de présentation du 21 juin 2017 que « *les autorités françaises se sont engagées « à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle visant à favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités », analogue au dispositif existant dans le mécanisme de capacité britannique.* »

EDF partage cet objectif général : l'introduction de tels contrats pluriannuels, en améliorant la visibilité des investisseurs, doit permettre de réduire le risque, et par conséquent le coût du capital, des investissements en capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement au bénéfice des consommateurs. En revanche, le design envisagé pour l'adjudication de ces contrats diffère significativement de celui mis en œuvre en Grande Bretagne :

- ces contrats pluriannuels seront adjugés quatre ans avant l'année de livraison sur la base d'une courbe de demande portant spécifiquement sur de nouvelles capacités éligibles alors que l'adjudication des contrats annuels sera étalée entre 4 années avant et deux années après l'année de livraison. Lla courbe de demande devra donc être proposée par RTE à la CRE et à la DGEC quatre ans avant l'année de livraison ;

- les capacités contractualisées par le biais de ces contrats devront s'insérer dans le fonctionnement du mécanisme de capacité et contribuer avec toutes les autres capacités à la satisfaction des besoins de capacité des acteurs obligés fixés par la réglementation.

EDF
22-30, avenue de Wagram
75008 Paris
www.edf.com

Dans ce cadre, EDF souhaite souligner la nécessité de traiter avec précaution deux éléments structurants pour l'efficacité du dispositif :

- **La détermination de la courbe de demande pour de nouvelles capacités.**
  Le dispositif doit délivrer le mix de capacité permettant d'assurer de façon efficace, à moindre coût, la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Cela signifie qu'il doit délivrer le niveau de capacités nouvelles et existantes, nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, avec une répartition reflétant un arbitrage pertinent entre construction de nouvelles capacités pour l'année de livraison (AL) et poursuite de l'exploitation des capacités existantes. La courbe de demande en nouvelles capacités pour AL devra être définie en AL-4 par RTE. Pour mener cet exercice de manière efficace, RTE devra donc faire des hypothèses sur la capacité existante qui sera exploitée et certifiée quatre ans plus tard, sur les prix auquel cette capacité sera offerte et en déduire a priori le besoin en nouvelles capacités (la courbe de demande en fonction du prix). Cela nécessitera une totale transparence sur les hypothèses prises par RTE et les méthodes mises en œuvre pour objectiver a priori la courbe de demande afin d'adjuger le volume optimum. L'exercice sera de fait sensiblement plus compliqué et moins efficace qu'une attribution lors d'une enchère à un coup qui sélectionnerait le mix de capacité le plus compétitif en confrontant directement les offres entre elles.
- **La fongibilité entre les certificats de capacité, pluriannuels et annuels.**
  Elle doit être assurée de manière à ne pas compromettre la révélation du prix de la capacité, reflétant le service rendu par toutes les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Dès lors que tout kW de certificat de capacité, qu'il concerne une capacité existante ou nouvelle, rend le même service, ce prix doit être unique. Or le dispositif proposé est conçu de sorte que les capacités issues de la session de marché pluriannuelle seront incitées à offrir à tout prix sur le mécanisme de capacité pour être retenues et être assurées d'obtenir le prix garanti pluriannuel. Il en résulterait qu'un même service rendu serait valorisé de manière différente selon qu'il soit rendu par une nouvelle capacité ou une capacité existante ce qui ne serait pas pertinent. Compte tenu de la difficulté de caler a priori la courbe de demande, il est de plus très probable que le dispositif conduise à des inefficacités.

EDF continue de considérer qu'une architecture de marché basée sur une enchère unique où se rencontrent la totalité de l'obligation et la totalité de l'offre de capacité (« à la britannique ») offre de meilleures garanties pour atteindre au moindre coût les objectifs de sécurité d'approvisionnement.

- La demande correspond à la totalité des besoins à couvrir et pas uniquement aux volumes en contrats pluriannuels ;
- et la fongibilité des capacités est assurée de fait avec l'organisation d'une seule enchère permettant de sélectionner le volume de capacités (existantes et nouvelles) nécessaires au respect de l'obligation ; c'est la nature des capacités retenues (existantes ou nouvelles) qui détermine l'éligibilité à des contrats annuels ou pluriannuels.

EDF réitère donc son souhait de voir les règles du mécanisme de capacité évoluer dans ce sens, plus simple, plus lisible et surtout plus efficace plutôt que de s'engager dans la voie d'une complexification supplémentaire du mécanisme de capacité.

2) Question 2 : êtes-vous favorables à l'approche proposée ? En particulier, l'examen de l'éligibilité filière par filière vous semble-t-il pertinent ou considérez-vous au contraire que cet examen doit être réalisé selon une approche site à site ?

Les critères proposés prévoient de limiter la définition d'une nouvelle capacité éligible :

- Aux capacités n'ayant jamais été certifiées et ayant procédé à leur 1ere certification pour AL (en tant que capacité en projet)
- Aux futures capacités n'ayant jamais été certifiées
- Aux capacités vérifiant les critères de l'article L. 311-1 du code de l'énergie (changement de la source d'énergie primaire ou augmentation de puissance d'au moins 20%).

En premier lieu, et comme indiqué lors de la réunion de présentation du 21 juin 2017, EDF s'interroge sur l'absence de critère basé sur les coûts de l'investissement. Ce type de critère est appliqué en Grande Bretagne. Il permettrait de tenir compte des investissements de rénovation qui, sans entrainer d'augmentation de puissance (ou sans impliquer un changement de combustible), permettent de poursuivre l'exploitation et d'assurer la pérennité d'actifs existants qui peuvent contribuer à assurer la sécurité d'approvisionnement attendue à moindre coût. Il serait donc difficilement compréhensible qu'un tel critère ne soit pas prévu : cela risquerait in fine d'inciter à des choix non économiques de déclassement pour reconstruction plutôt que de rénovation de l'existant. Au demeurant, l'application d'un critère économique ne semble pas présenter de difficulté de mise en œuvre insurmontable en témoigne l'éligibilité aux obligations d'achat pour les programmes de rénovation des installations hydrauliques existantes qui repose également sur ce type de critère.

En deuxième lieu, RTE rappelle que l'appel d'offre pluriannuel constitue une réponse au problème de risque des investisseurs lié à la variabilité d'une année sur l'autre du prix de la capacité. Un contrat pluriannuel permet ainsi aux investisseurs de disposer d'une meilleure visibilité ce qui réduit les coûts au bénéfice des consommateurs. EDF tient à souligner à propos des installations bénéficiant d'un mécanisme de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération à date), que leur développement répond aux objectifs de la politique énergétique et qu'elles disposent de visibilité sur le niveau total de leur revenu sur longue période. EDF considère donc que le dispositif n'a pas à être ouvert à ces installations. A l'échéance de leur soutien, ces installations doivent en revanche pouvoir être éligibles dans les conditions prévues par la réglementation (i.e. augmentation de puissance d'au moins 20% ou changement de combustible).

Le critère qui doit prévaloir n'est donc pas la filière à laquelle appartient une installation mais le fait qu'elle bénéficie ou non d'un mécanisme de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération).

3) Question 3 : Sur les critères environnementaux proposés par la DGEC

Un signal prix efficace du CO2 est l'outil économique à privilégier pour assurer la compétitivité dans le marché (de l'énergie mais également de la capacité) des technologies de production d'électricité les moins carbonées. La proposition française d'assortir l'EU ETS d'un prix plancher répond à cette nécessité de disposer d'un outil

économique à même d'orienter rapidement et de manière efficace les décisions d'utilisation des installations existantes, de poursuite ou non de leur exploitation et d'investissement, vers des choix réduisant les émissions, ce que ne permet pas la mise en place d'un outil normatif tel qu'un plafond d'émissions (qui pourrait de surcroît renchérir le coût de la sécurité d'alimentation).

4) **Question 4 : cette approche vous parait-elle adaptée ? Verriez-vous d'autres éléments devant figurer dans le dossier de préqualification ?**

EDF a peu de remarques sur la procédure de préqualification des capacités, dont l'échéance reste à préciser par RTE. EDF préconise qu'elle intervienne peu de temps avant la sélection des capacités pour la contractualisation pluriannuelle afin d'avoir une visibilité suffisante sur les éléments de description technique.

EDF note également que cette préqualification nécessitera la production de garanties financières, en plus des garanties demandées pour les capacités dites « en projet » du mécanisme de capacité classique (et qui s'élèvent déjà au NCC * prix administré (cf. questions 9, 10, 11 et 12)).

5) **Question 5 : Partagez-vous l'analyse qualitative exposée ci-dessus quant aux considérations devant présider au choix de la pondération pour les différentes enchères organisées en AL, pour les années de livraison AL-2, AL-1 et AL ? Avez-vous dès à présent des propositions à faire concernant cette pondération ?**

Dans la décision de la Commission, le prix des contrats pluriannuels doit être comparé au « Prix de Référence Initial ».

Ce « Prix de Référence Initial » (PRI) serait construit comme un prix pondéré du prix de la capacité en AL-4 pour les années de livraison AL, AL-1 et AL-2. EDF prend acte de la décision de la Commission Européenne mais considère qu'une moyenne pondérée de prix résultant de sessions de marché incomplètes et portant sur des années de livraison qui ne sont pas celles ciblées par la contractualisation pluriannuelle, ne permet pas de refléter les fondamentaux économiques qui doivent présider à la construction de la courbe de demande.

Dans ces conditions, c'est moins la pondération des différents prix intégrés dans la formule que la référence économique qui doit focaliser l'attention que la question de la bonne quantité au bon prix. Concernant le prix, à l'instar de ce qui se pratique sur la plupart des mécanismes de capacité étrangers pour assurer l'incitation à l'investissement, la courbe de demande devrait s'exprimer en référence au coût d'un nouvel entrant (CONE).

6) **Question 6 : Considérez-vous qu'il puisse y avoir de la valeur à proposer aux acteurs ce type d'options ?**

RTE propose de permettre aux acteurs d'indiquer s'ils sont prêts à accepter une contractualisation pluriannuelle sur une partie seulement de leur capacité ou s'ils souhaitent associer un volume minimal et un volume maximal à leur offre.

EDF n'est pas opposée à l'association d'un volume maximal et d'un volume minimal (cf. question 7).

7) Question 7 : Le principe d'un test de valorisation collective, tel qu'envisagé, vous semble-t-il judicieux ? Verriez-vous sinon une autre modalité permettant de décider de retenir ou non la capacité marginale ?

RTE propose, lorsqu'aucun volume minimal et maximal n'a été précisé, de procéder à un test de valorisation collective pour décider de retenir ou non la capacité marginale. Le résultat de ce test sera étroitement lié à la forme de la courbe de demande.

Comme déjà indiqué, une grande transparence dans l'élaboration par RTE de la courbe de demande est nécessaire. Son calage devrait permettre a priori la sélection du volume de nouvelles capacités assurant in fine, avec les capacités existantes retenues 4 ans plus tard, la sécurité d'approvisionnement au moindre coût. Néanmoins, du fait des difficultés de calage de cette courbe (cf. réponse 1), EDF recommande en premier lieu de proposer aux acteurs d'indiquer des volumes min et max de contractualisation. EDF propose également qu'en cas de contractualisation partielle d'une offre, on permette à cette offre de bénéficier en priorité du prix garanti pour le volume complémentaire en cas d'abandon entre AL-4 et AL d'un projet retenu en totalité.

8) Question 8 : Estimez-vous nécessaire de prévoir l'introduction d'un coefficient d'abattement permettant de garantir que les consommateurs bénéficieront d'une partie de la diminution de la prime de risque induite par le dispositif de contractualisation pluriannuelle

RTE propose d'introduire un coefficient d'abattement pour garantir que les consommateurs bénéficieront de la diminution du risque liée à la contractualisation pluriannuelle. A ce stade aucune précision n'est apportée quant au calage de ce coefficient d'abattement.

EDF tient tout d'abord à rappeler que le dispositif de contractualisation pluriannuelle est introduit pour créer « la stabilité de prix requise pour des investissements à long terme ». Il a donc pour objectif premier de diminuer le risque pour les investisseurs. C'est ensuite au jeu de la concurrence entre les investisseurs, participants à la session de marché pour des contrats pluriannuels, qu'il reviendra de transférer une partie de cette diminution de la prime de risque aux consommateurs. Plutôt que d'introduire un coefficient d'abattement, ce qui nécessiterait de trouver une règle ad hoc de détermination de ce coefficient qui serait nécessairement approximative et pourrait aller à l'encontre de l'objectif premier du dispositif, toute la prudence et la transparence doivent être prises dans le calage de la courbe de demande de contrats pluriannuels.

9) Question 9 : Voyez-vous d'autres risques – outre ceux évoqués ci-dessus – qui devraient être couverts par le régime de pénalités propre au dispositif

La proposition de RTE quant aux risques qui devraient être couverts semble assez exhaustive : risque d'abandon du projet, de non livraison d'une partie de la capacité, et risque de retard. Néanmoins, étant donné l'impact de la contractualisation pluriannuelle sur le mécanisme de capacité (cf. réponse à la question 1), EDF

considère qu'il est effectivement important de bien dimensionner les pénalités et que l'abandon d'un projet devrait être plus pénalisé qu'un retard.

En revanche, EDF tient à rappeler que ces risques sont déjà en grande partie couverts par les pénalités du mécanisme de capacité et que rien n'empêche une capacité nouvelle de participer au mécanisme de capacité, sans enchérir pour des contrats pluriannuels de capacité. La multiplication des garanties et des pénalités risque fortement de désinciter les investisseurs à participer au dispositif pluriannuel ou d'en augmenter le prix. Les principales différences entre le mécanisme de capacité et les contrats pluriannuels de capacité tenant à la garantie d'un prix de capacité pendant 7 ans et à l'impact des contrats pluriannuels sur les capacités existantes, les pénalités et garanties associées doivent être proportionnées.

10) **Question 10 : Comment devraient être conçues les pénalités afin que celles-ci renvoient aux acteurs les bonnes incitations s'agissant des risques d'abandon du projet, de non livraison de l'intégralité de la capacité contractualisée, et de retard dans le développement du projet ?**

Comme indiqué à la question précédente, il y a lieu de tenir compte du fait qu'une partie des risques est déjà traitée dans les règles actuelles du mécanisme de capacité. RTE rappelle ainsi que la certification des EDC en projet est à ce titre soumise à un dépôt de garantie important puisque calibré sur le niveau de capacité certifié multiplié par le prix administré. De même, un retard de mise à disposition de capacité se traduit déjà avec les règles actuelles du mécanisme de capacité par un risque de devoir procéder à un rééquilibrage à la baisse et pour cela de devoir racheter les volumes de capacités déjà vendues lors de sessions de marché précédentes. Si EDF est favorable à l'instauration de pénalités dissuasives visant à éviter tout arbitrage volontaire d'un exploitant qui aurait obtenu un contrat pluriannuel et souhaiterait ensuite, abandonner son engagement (par exemple parce qu'il constate que le prix des sessions annuelles risque d'être supérieur à son prix garanti ou parce que les conditions économiques se sont dégradées et que son investissement perd en rentabilité), pour autant, afin de conserver une attractivité à ces contrats pluriannuels, EDF estime que les pénalités doivent être proportionnées. Ainsi EDF est d'avis qu'il faudrait moduler les pénalités en fonction des situations (simple retard ou abandon pur et simple) et tenir compte des facteurs externes, dont l'exploitant ne pourrait être tenu responsable (retard dans l'obtention d'une décision administrative par exemple).

11) **Question 11 : Quel schéma serait susceptible selon vous d'atteindre un équilibre satisfaisant entre incitation des acteurs à respecter leurs engagements et minimisation des barrières à l'entrée potentielles ?**

EDF rappelle que la principale différence entre le mécanisme de capacité et la contractualisation pluriannuelle de capacité tient à la garantie d'un prix de capacité pendant 7 ans. Les pénalités et garanties associées doivent être proportionnées à cette visibilité pluriannuelle sur le prix de la capacité et à l'impact des contrats pluriannuels sur les capacités existantes.

De même prévoir d'emblée la résiliation automatique du contrat pluriannuel et le paiement des pénalités en l'absence de présentation/renouvellement de la garantie bancaire est excessif : EDF préconise un système plus graduel dans lequel dans un premier temps le contrat pluriannuel serait suspendu, le temps pour l'investisseur d'essayer de trouver une solution alternative satisfaisante pour constituer sa garantie bancaire. Sans remettre

en cause le principe d'une garantie bancaire, il faut éviter un traitement purement automatique des garanties qui risque in fine d'exclure des projets rentables déjà engagés et financièrement robustes. D'autant que l'automaticité pourrait conduire certains exploitants, qui souhaiteraient se désengager, à se défausser de leur engagement en arguant d'un défaut de garantie.

12) **Question 12 : Identifiez-vous à ce stade d'autres procédures du mécanisme de capacité que le tunnel de certification et la procédure de rééquilibrage dont l'articulation avec le dispositif de contractualisation pluriannuelle devra être prévue ?**

La principale interrogation d'EDF porte sur l'articulation entre la contractualisation pluriannuelle et le prix de référence marché du mécanisme de capacité. Comme indiqué à la question 1, en l'état du dispositif, les exploitants d'actifs en contrat pluriannuel de capacité seront incités à offrir à tout prix sur le mécanisme de capacité pour être retenus, répliquer le PRM et ainsi s'assurer qu'ils capteront bien le prix garanti. Compte tenu de la difficulté de caler a priori la courbe de demande, il est très probable que ce dispositif conduise à des inefficacités.

Une solution à ce biais serait d'opter pour une enchère unique de sélection des capacités, assortie de durées de contractualisation variables en fonction de l'importance des investissements consentis.

13) **Question 13 : Un règlement financier en plusieurs étapes est-il nécessaire au vu des besoins de financement des nouvelles capacités**

RTE propose de faire porter la totalité des coûts du dispositif sur les acteurs obligés, charge à eux de répercuter ces coûts à leurs clients.

Pour EDF, cette solution de financement n'est pas à privilégier car elle est extrêmement complexe à mettre en œuvre et fait porter tous les risques aux acteurs obligés.

Dans le dispositif proposé par RTE, les acteurs obligés ne connaitront précisément leurs coûts qu'en AL+3, une fois l'obligation effective finale de chacun connue ainsi que les coûts définitifs de la contractualisation pluriannuelle d'AL (y compris les pénalités des exploitants et les défauts de paiements des acteurs). Or il n'est pas envisageable ni commercialement ni juridiquement de facturer les clients en AL+3 :

- Pour les clients particuliers et petits professionnels, une facturation en AL+3 se heurte aux dispositions de l'article L 218-2 du code de la consommation, lequel dispose que les actions vis-à-vis de cette catégorie de clients se prescrivent par 2 ans, ainsi qu'aux dispositions de l'article L 224-11 du même code, lequel interdit de facturer des consommations d'électricité antérieures de plus de 14 mois au dernier relevé de compteur.
- D'une façon générale, quelle que soit la catégorie de clients, le recouvrement de ces sommes sera extrêmement compliqué, a fortiori pour les clients ayant changé de fournisseur entre temps.
- Par conséquent, ces difficultés exposeraient EDF à un risque juridique majeur de non couverture de ses coûts relevant de son activité de fourniture d'électricité.

De plus, la facturation aux clients finaux impliquerait, pour une année de livraison donnée, de considérer plusieurs prix garantis (une même AL ferait l'objet de différentes enchères pluriannuelles). Le portage commercial auprès des consommateurs finals et la lisibilité de la facturation seraient problématiques. Pour effectuer une facturation des clients exacte, il faudrait en effet ajouter 7 calculs, chacun similaire à la facturation du prix de la capacité existant..

Pour ces raisons, EDF estime que la voie d'un financement par la collectivité mériterait d'être explorée, à l'instar du financement du CCG de Landivisiau qui répond également à un enjeu de sécurité d'approvisionnement (local) et dont l'appel d'offre a été récemment validé par la DG Concurrence. EDF relève que la Commission ne s'est pas positionnée sur la question du financement du dispositif dans sa Décision.

Si toutefois le choix d'un financement par les acteurs obligés devait être retenu, les acteurs obligés devront déterminer le montant à recouvrer auprès des clients en AL sur la base d'une estimation de l'obligation pour AL et des coûts de la contractualisation pluriannuelle, pénalités et défauts de paiement des acteurs y compris. EDF tient à souligner qu'à cette échéance, il ne s'agirait néanmoins que d'estimations et qu'il resterait des incertitudes sur le montant précis à recouvrer. Une indexation du coût de la capacité à facturer aux clients sur les prix garantis et le PRM limiterait le risque mais introduirait une complexité substantielle dans les contrats. A défaut d'indexation, ces incertitudes obligeraient les fournisseurs à couvrir le risque dans le coût répercuté aux clients. Pour limiter ces difficultés, il faudrait a minima des modalités de traitement différentes pour les pénalités et défauts de paiement des acteurs (un report sur le fonds pour la contractualisation pluriannuelle de l'année de livraison suivante pourrait être envisagé).

Enfin, si le coût du dispositif devait être à la charge des acteurs obligés, il ne serait absolument pas justifié que les modalités de règlement financier soient asymétriques dans le cas de surplus du fonds pour la contractualisation comme RTE semble l'envisager. Ce surplus devrait donc venir en déduction des sommes dues par les acteurs et ainsi contribuer à la diminution du coût du dispositif pour les consommateurs finals. La symétrie des modalités de règlement financier se retrouve d'ailleurs au sein d'un mécanisme de compensation comparable, à savoir le complément de rémunération prévu aux articles L. 314-18 à L. 314-24 du code de l'énergie[1]. Ce mécanisme de compensation fait ainsi intervenir les mêmes acteurs que le delta entre le PRM et la rémunération soit négatif ou positif. Ceci justifierait la redistribution aux acteurs obligés en cas de surplus occasionnés par le mécanisme. Et comme l'évoque RTE dans cette concertation, des fonds analogues comme le « Fonds du dispositif de sécurisation » existent déjà, et prévoient un reversement au fournisseur en cas de solde positif (article R. 335-52 alinéa 3 du code de l'énergie).

[1] En effet, en cas de PRM inférieur à la rémunération fixée (laquelle correspond au prix de l'offre dans le cadre du mécanisme de capacité), EDF vient compenser le producteur du différentiel négatif entre les deux afin de lui assurer l'achat de l'énergie qu'il a produite à la rémunération fixée. Dans le cas inverse, c'est-à-dire lorsque le PRM dépasse la rémunération, le code de l'énergie ainsi que le contrat d'achat prévoient le reversement de ce surplus du producteur à EDF.

14) **Question 14 : Les modalités envisagées pour le processus de règlement financier vous semblent elles adaptées ?**

Pour garantir à l'exploitant qu'il obtiendra bien le prix garanti issu de la contractualisation pluriannuelle, EDF préconise d'amender le mode de calcul du prix de référence marché, calé (en rythme pérenne) sur les 15 sessions de marché de l'année AL. Il faudrait calculer le prix de référence marché utilisé pour le règlement financier du dispositif de contractualisation pluriannuelle comme le prix moyen des 14 sessions de marché (en rythme pérenne) pour l'année de livraison AL après la session de marché de décembre AL-4. La contractualisation pluriannuelle aurait en effet lieu après la session de marché en AL-4 pour AL.

15) **Question 15 : S'agissant de la redistribution des éventuels excédents disponibles sur le fonds, privilégiez-vous une redistribution aux acteurs obligés (option 1) ou êtes vous en faveur d'une redistribution aux utilisateurs du réseau de transport ?**

Cf. réponse à la question 13.