

14 février 2014

**Position de l'Afep et du Cercle de l'Industrie  
relative au projet de lignes directrices de la Commission européenne  
encadrant les aides d'Etat dans le domaine de l'environnement et de l'énergie**

\*

La Commission européenne a publié le 18 décembre 2013, pour consultation jusqu'au 14 février 2014, un projet de nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'Etat dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, disjoint du nouveau « paquet climat-énergie » adopté en Collège des commissaires le 22 janvier 2014.

L'Afep et le Cercle de l'Industrie soutiennent la volonté initiale de la Commission d'assurer une meilleure coordination des politiques énergétiques nationales et d'accroître la sécurité juridique en précisant les règles applicables. Ce projet vient par ailleurs opportunément soulever la question du lien entre les aides aux énergies renouvelables électriques et le prix du marché de l'électricité. En revanche, les propositions introduisent **une rupture particulièrement préjudiciable** concernant les **entreprises électro-intensives localisées dans l'UE** et tout particulièrement en France et un **manque de lisibilité dans le temps pour les énergies renouvelables (ENR)**.

**1. La majorité des entreprises électro-intensives en France ne bénéficierait plus d'une exonération ou d'une atténuation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE)**

Les entreprises françaises disposent actuellement d'exonérations totales (auto-producteurs jusqu'à 240 GWh/ an / site de production) ou partielles (plafonnement à 598 000 euros/site de consommation au titre de la Loi de finances pour 2014 ; plafonnement à 0,5 % de la valeur ajoutée des entreprises consommant plus de 7GWh/an) de la CSPE dans un contexte où la part de cette contribution dédiée aux énergies renouvelables (en plus du soutien à la cogénération, à la péréquation nationale tarifaire et aux mesures pour les consommateurs précaires) a vocation à progresser.

Or, les points 176 et 184 du nouveau projet de lignes directrices **limitent considérablement l'éligibilité aux exemptions** : les acteurs éligibles devraient prouver que leurs échanges commerciaux avec des tiers hors UE devrait être supérieur à 10 % et que l'impact du paiement de la CSPE représenterait plus de 5 % de la valeur ajoutée brute. Selon certaines simulations, seules une soixantaine d'entreprises continuerait de bénéficier de l'exemption totale ou partielle de la CSPE contre environ 2000 actuellement. En outre, pour ces éligibles, l'exemption ne pourrait porter que sur 85 % du montant de la taxe jusqu'en 2017 puis sur 80 % du montant à partir de 2018 (point 186).

Par ailleurs, ce projet ne semble pas permettre de s'assurer que les exemptions et atténuations de taxes prévues au titre de la directive 2003/96/CE sur la taxation de l'énergie puissent être conservées en l'état.

**2. Les modalités d'application dans le temps relatives aux mesures ENR devraient être clarifiées**

La Commission ne propose pas de date butoir pour la mise en conformité des mécanismes d'aide nationaux existants en matière d'ENR. Les Etats membres ne devront en effet rendre ces régimes existants (qu'ils soient notifiés ou non – et donc « légaux » ou « illégaux ») conformes aux nouvelles lignes directrices que s'ils y apportent une modification substantielle.

Or, à cet égard, il convient de s'interroger sur l'intérêt relatif des Etats membres à retarder une telle modification pour éviter l'obligation de mise en conformité. En tout état de cause, ce système implique mécaniquement le

risque d'une mise en œuvre à plusieurs vitesses entre les Etats membres. Cela induirait non seulement une forte insécurité juridique pour les opérateurs énergétiques européens mais surtout de graves risques de distorsion de concurrence et un obstacle majeur à l'objectif d'intégration européenne du Traité.

Ces risques seraient jugulés si une date plus précise était proposée pour mettre en conformité les **régimes** existants (par opposition aux projets individuels donnant lieu à une aide ad hoc) avec la réglementation (sans porter préjudice aux projets ad hoc ayant déjà obtenu une autorisation (éventuellement communautaire). Faute de quoi, ces dispositions remettraient en cause nombre de projets actuellement engagés en France (par exemple certains projets d'éolien offshore). Dans la mesure où aucune rétroactivité ne serait prévue par rapport à ces projets précis, la mise en conformité des régimes d'aides pour une date précise ne porterait pas plus atteinte au principe de non-rétroactivité prévu par la Traité que la proposition actuelle de la Commission.

Ainsi, la transition doit s'effectuer de manière convergente entre les Etats membres, sans déstabiliser les investissements réalisés ou en cours de réalisation fondés sur les régimes actuels d'aides, et en clarifiant les modalités de transition vers le nouveau régime.

***La suite du document présente des propositions sur ces deux aspects et passe en revue également les autres points de préoccupation des entreprises.***

## Propositions et autres points de préoccupation des entreprises

\*

### 1. Préconisations relatives au traitement des entreprises électro-intensives (paragraphe 176, 184, 186 et 229)

#### 1.1. S'agissant des critères d'éligibilité (paragraphe 176 et 184), les **propositions** sont les suivantes :

- reprise de l'intégralité de la **liste des secteurs et sous-secteurs (PRODCOM 8) exposés aux fuites de carbone** telle que définie dans la décision de la Commission du 24 décembre 2009 relative aux secteurs exposés à fuites de carbone ;
- pour les secteurs et sous-secteurs **non inclus** dans la liste précitée, reconnaissance de l'éligibilité pour autant que soient satisfaits les deux critères suivants, sauf dérogation à traiter par une **approche qualitative** :
  - a) part des échanges avec les pays tiers supérieure à 10 % ;
  - b) coûts additionnels, avant prise en compte des exemptions ou abattements, liés à la taxation et aux surcharges relatives au financement des énergies renouvelables, supérieurs à 2,5 % de la VA.  
*Remarque : la proposition de la Commission est susceptible de créer une distorsion de concurrence dans un même secteur d'un Etat-membre à l'autre dans la mesure où certains secteurs seraient reconnus comme éligibles dans un Etat-membre et ne le seraient pas dans d'autres du fait du critère relatif à la VA.*
- **l'approche qualitative** précitée devrait prendre en compte les éléments suivants, **dans le cas où les conditions a) et b) ci-dessus** – où les seuils sont calculés sur les années passées – **ne sont pas satisfaites ; cette approche qualitative devrait se fonder sur** :
  - a) l'évolution prévisionnelle pour les cinq années à venir des critères a) et b) ci-dessus ;
  - b) les éléments de changement structurel attendus sur le marché considéré modifiant sensiblement son économie ;
  - c) l'augmentation significative des coûts pour le secteur ou sous-secteur considéré qui ne pourrait pas être répercutée sur ses clients sans provoquer de baisses significatives des ventes de ces derniers, ou qui provoquerait une hausse de leurs coûts de production significative alors qu'ils appartiennent eux-mêmes à un secteur dont la part des échanges avec les pays tiers est supérieure à 10 %.

#### 1.2. S'agissant de l'intensité des aides, les **propositions** sont les suivantes :

- possibilité d'exemption jusqu'à 100% des coûts additionnels, en fonction par exemple du degré d'exposition à la concurrence internationale (cf. paragraphe 186 (b) et pour l'auto-production (jusqu'à 240 GWh par site de production).

#### 1.3. S'agissant des modalités de l'aide, les **propositions** sont les suivantes :

- il n'apparaît pas fondé de privilégier le versement d'une compensation forfaitaire (« lump sum ») mentionnée au paragraphe 186 (a) ; il est préférable de prévoir la possibilité d'abattements sur le montant de la contribution due, comme actuellement ;
- durée : le bénéfice de l'exemption doit être garanti jusqu'à 2030, ce qui correspond à une durée usuelle de retour sur investissement pour des projets énergétiques.

#### 1.4. L'applicabilité de l'aide (paragraphe 229)

L'article 27 de la directive 2009/28/EC relative à la promotion des énergies renouvelables prévoit une transposition avant le 5 décembre 2010, mais cette même directive ne fixe aucune prescription quant aux mesures possibles de réduction du surcoût pour certaines catégories de consommateurs des politiques de promotion des énergies renouvelables ; cette date n'a donc pas de pertinence au regard des sections 5.6 et 5.7 des présentes lignes directrices.

- **Proposition** : la légalité de l'aide concernant les mécanismes de réduction des coûts afférents au financement de la promotion des renouvelables ne pourra donc raisonnablement être appréciée selon les règles des nouvelles lignes directrices (section 5.7) qu'à une date laissant un délai suffisant à partir de leur entrée en vigueur, permettant aux Etats-membres de prendre les mesures législatives et réglementaires de mise en conformité. **Ce délai ne peut pas raisonnablement être inférieur à dix-huit mois pour les régimes qui n'avaient pas à être notifiés antérieurement.**

#### 1.5. L'application de ces propositions au regard de la CSPE

- L'assiette actuelle des charges que vient financer la CSPE excède très sensiblement celle définie par la section 5.7 du projet de lignes directrices, puisqu'elle couvre, au-delà des ENR (ENR = 60,2 % des charges en 2014) :
  - le raccordement des zones non interconnectées (ZNI) ;
  - les bénéficiaires du tarif social de l'électricité ;
  - les cogénérations (industrielles & réseaux de chaleur) ;
  - et, de façon marginale :
    - le coût de fonctionnement du médiateur de l'énergie ;
    - les coûts de gestion par la CDC.

Il est à noter que l'essentiel de la part non-ENR (ZNI et tarif social) de la CSPE correspond à des missions de service public afférentes à des consommateurs qui relèvent de la distribution (ERDF et DNN) et non du transport (RTE).

- **Proposition** : il est donc doublement opportun, pour disposer d'une assiette cohérente avec celle retenue dans le projet de lignes directrices et du fait du mode de desserte des sites consommateurs, de dissocier ces deux types d'assiettes pour pouvoir définir le régime fiscal de traitement le plus adapté à chacune.

Il est donc proposé de ventiler les charges de service public en deux catégories et de les financer par deux contributions distinctes :

- une CSPE-R (renouvelables et efficacité énergétique) : éolien, solaire, cogénération, biomasse, biogaz, gaz...)
- une CSPE-A (autres) : ZNI et tarif social

et, accessoirement, en répartissant les charges relatives au coût de fonctionnement du médiateur de l'énergie et les coûts de gestion par la CDC, au prorata des volumes respectifs de chaque assiette.

La CSPE-R serait due par l'ensemble des redevables actuels de la CSPE, qu'ils soient alimentés en basse tension, moyenne tension (par ERDF et DNN) ou en haute tension (par RTE) avec une contribution globale plafonnée à 0,5 % de leur VA pour les entreprises consommant plus de 7 GWh par an.

La CSPE-A serait due pour la consommation des seuls sites alimentés en BT, MT (par ERDF et DNN) ; les sites alimentés en haute tension seraient donc placés hors champ et la contribution globale, pour les entreprises concernées consommant plus de 7 GWh par an, serait, de la même façon, plafonnée à 0,5 % de la VA, avec également le maintien d'un plafond par site, à un niveau à déterminer (plafond actuel à 598 K€ avec indexation, ou autre).

## 2. Préconisations relatives à la mise en œuvre dans le temps du nouveau projet au regard des énergies renouvelables (paragraphe 230)

Une date plus précise devrait être proposée pour mettre en conformité ces mécanismes avec la réglementation (sans porter préjudice aux projets ayant déjà obtenu une autorisation). Il est proposé dans le point 230 que les systèmes d'aides relatives à l'exploitation soient amendés dans un délai d'au moins 2 ans avec une notification et une approbation par la Commission. Cette échéance permet une compatibilité avec l'avancement des négociations tarifaires nationales notamment en France concernant la cogénération biomasse.

Par ailleurs, lorsque le bénéficiaire de l'aide a reçu une confirmation officielle par un Etat membre du bénéfice de l'aide selon le système initial pour une période prédéterminée, cette aide devra être systématiquement octroyée pour la totalité de la période et selon les conditions du système en vigueur au moment de la confirmation (pas d'octroi facultatif).

## 3. Autres points de préoccupation et propositions

### **Paragraphe 18 : définitions**

- La notion de « **feed-in** » **premium** existe sous la forme « ex post » et « ex ante ». La forme « ex post » s'apparente au modèle de « contract for difference » anglais et offre une meilleure visibilité, et donc des taux de financements plus bas.  
Doit-on comprendre de cette définition qu'elle autorise les deux formes de « feed-in premium » ?
- La notion de « **installations of first commercial scale** » mentionnée au point 123 devrait être précisée de façon à mieux en définir la portée.
- La notion de « **technologies** » mentionnée dans le point 119 (« less deployed technologies ») devrait être précisée pour permettre une qualification identique entre les Etats membres.

### **Paragraphe 82 : intensités des aides**

- Le texte prévoit des niveaux maximum d'intensité d'aides différents selon la taille des entreprises (voir paragraphes 82 (b) et annexe 1. Cela représente un risque d'inégalité de traitement si le niveau d'aide autorisé n'est pas le même dans le cas où la prestation est externalisée ou non. Il faudrait donc rajouter un alinea à la fin du (82), ou bien un nouveau paragraphe après le (62) ou après le (82) :
  - **Proposition** : « *In case of outsourcing, for example concession of a DHN or subcontract on an industrial site, the aid intensity given to the contractor should be the one that the delegate body would have benefited from if he had done the operation by itself. This is necessary to guarantee a level playing field (a large enterprise won't sub-contract a SME in order to get better aid intensity) and secure the energy efficiency market (a SME or a public body should be able to outsource to a large enterprise with added value in terms of EE without facing a decrease of aid intensity)* ».

### **Paragraphe 105 a) : aide aux coûts de production et « rabais chaleur »**

- Il est fait mention ici d'aides qui compensent le surcoût de production d'une énergie par rapport à une autre énergie classique. Pour les installations qui produisent de la chaleur (chaudières ou cogénérations), il est important de mentionner que l'énergie qui doit devenir compétitive est d'abord la chaleur livrée aux usagers. Sinon le projet ne se fera pas tout simplement, car sans intérêt économique pour l'utilisateur à changer de mode de production de la chaleur qu'il consomme. Il convient donc de rajouter une notion de « rabais chaleur ».
  - **Proposition** : « *(a) if the new equipment will lead to reduced costs per unit produced compared to the situation without the aid or if the aid compensates a part of the operating cost, it is likely that the beneficiaries will increase sales. The more price elastic the product, the greater the potential* ».

*competition distortion; for installations producing heat, the aid must lead nevertheless to a price of heat more competitive than if produced by fossil means.”*

#### Paragraphe 116 et 171 : durée des aides

- Les lignes directrices devraient explicitement mentionner que la durée de validité du schéma d'aide (jusqu'à 10 ans) est dissociée de la durée d'attribution effective des aides.

#### Paragraphe 119 : la maturité des technologies et part de marché

- Les entreprises souhaitent que le seuil de qualification pour une technologie déployée soit fixé au plus haut de la fourchette proposée, soit **entre 2 et 3 %**. Elles estiment nécessaire que la Commission puisse communiquer au stade actuel du projet de lignes directrices, **une étude d'impact** pour apprécier les technologies qui seraient **qualifiées** de déployées **selon** que la référence d'appréciation du pourcentage de la part dans l'électricité produite s'applique à l'échelon de **l'UE ou par Etat**.

#### Paragraphe 120 : obligation d'appels d'offre technologiquement indifférenciés et possible exclusion des appels d'offre de la biomasse par les Etats

- De façon générale, le concept de technologie indifférenciée parait conduire à promouvoir systématiquement l'énergie la moins chère, au détriment des ressources dont le bénéfice pour la société est moins immédiatement valorisable économiquement. Les centrales biomasses seraient désavantagées à court terme, alors qu'elles permettent de structurer sur le long terme une gestion plus raisonnée du massif forestier français, et créent des emplois non délocalisables. Ce concept crée donc une entorse à la capacité des territoires à choisir leur mix énergétique, alors qu'il s'agissait de l'un des thèmes consensuels du débat national sur la transition énergétique. Une ouverture est faite dans la dernière phrase du second paragraphe ; elle permet d'exclure des appels d'offres certaines énergies déséquilibrant le réseau électrique, donc les éoliennes et le photovoltaïque. C'est une ouverture cependant trop étroite car basée sur la qualité de l'énergie produite et non sur la nature de la ressource entrante, qui elle fait partie de stratégies de territoires.
  - **Proposition** : *“If needed to ensure a certain mix of electricity produced from renewable sources, Member States may require a minimum number of **identify** different renewable energy sources to receive support ~~without pre-defining those technologies.~~”*

#### Paragraphe 120 a)

- Il deviendrait obligatoire de passer par un processus d'enchère pour pouvoir éventuellement bénéficier d'une aide. Ce point n'est pas acceptable. L'industrie qui doit assurer de façon continue ses besoins de vapeur/chaleur ne pourrait pas systématiquement attendre le prochain appel d'offre et son résultat pour savoir si un projet de cogénération serait rentable, lorsque le remplacement d'une installation de production de vapeur/chaleur serait nécessaire. Cette difficulté serait d'autant plus importante que les directives sur les installations de combustion imposent des délais stricts pour l'arrêt des installations qui ne seront plus conformes.
  - **Proposition** de rédaction : *Aid is **may be** granted in a genuinely competitive bidding process on the basis of clear, transparent and non-discriminatory criteria.*

#### Paragraphe 120 d), 121 c), 129 c), 130 b)

- Il n'est pas approprié de conditionner l'équilibre des responsabilités entre les opérateurs à l'existence de marchés d'équilibrage intra-journaliers compétitifs. En effet, une telle responsabilité devrait être obligatoire pour l'ensemble des exploitants d'ENR, sans toutefois créer de charges supplémentaires sur les installations existantes.
  - **Proposition** : suppression de la référence à la condition *«~~where competitive intra-day balancing markets exist.~~»*

## Paragraphes 120 f) et 122 d) : les aides à l'investissement doivent être déduites des aides à l'exploitation

- C'est une avancée par rapport au texte précédent qui interdisait les aides à l'investissement. Cette avancée doit être sécurisée : ces deux types d'aides ont des avantages bien différents, l'aide à l'investissement permettant de sécuriser le financement à taux attractif, l'aide à l'exploitation permettant de compenser un surcoût par rapport à une solution fossile.
  - **Demande** : les entreprises souhaitent obtenir confirmation que cette nouvelle rédaction est bien soutenue par les pouvoirs publics.

## Paragraphe 123 : « Feed-in tariffs »

- Accord des entreprises pour limiter le bénéfice du « feed-in tariffs » aux « installations of first commercial scale » et aux « small residential installations » dont les consommations sont contrôlées.
- De plus, le texte actuel ne précise pas s'il fait référence au « feed-in premium » ex ante ou au « feed-in premium » ex post, encore appelé au Royaume-Uni « Contract for difference ». Ce type de mécanisme d'appel d'offres avec « contract for difference » développé au Royaume-Uni, issu de la mise en concurrence et portant sur l'ensemble de la durée de l'investissement (20 ans), apporte la compétitivité demandée et permet la prise en compte de l'impact économique et social des offres industrielles.
  - **Proposition** : il conviendrait que le texte actuel précise s'il fait référence au « feed-in premium » **ex ante** ou au « feed-in premium » **ex post**.

## Paragraphes 127 à 131 : les certificats verts

- Ce mode de soutien a fait preuve de son inefficacité, et de la nécessaire intervention lourde de la puissance publique pour le réguler par exemple en imposant des plafonds hauts ou bas. Ils créent une réelle incertitude sur le revenu de l'opérateur, qui se traduit mécaniquement par des hausses des coûts de financement.
  - **Demande** : les entreprises souhaitent avoir confirmation de l'opposition des autorités publiques à l'utilisation de ce dispositif.

## Paragraphes 138 à 152 : cogénération, réseaux de chauffage/froid urbain

- Pour les nouvelles cogénérations, il deviendrait obligatoire de passer par un processus d'enchère pour pouvoir éventuellement bénéficier d'une aide, ce qui n'apparaît pas praticable. L'industrie qui doit assurer de façon continue ses besoins de vapeur/chaleur ne pourrait pas toujours attendre le prochain appel d'offre et son résultat pour savoir si un projet de cogénération serait rentable lorsque le remplacement d'une installation de production de vapeur/chaleur serait nécessaire. Notamment, dans le cadre des contraintes des directives sur les installations de combustion qui imposent des délais stricts pour l'arrêt des installations qui ne seront plus conformes.
  - **Proposition** : cf. partie 4/ de ce document (page 9)
- Aides relatives à l'investissement dans les cogénérations : Par rapport aux lignes directrices applicables pour la période 2008-2014, il n'y a aucun changement majeur des règles qui régissent l'octroi des aides. Par contre, les valeurs de l'intensité de l'aide ont baissé de 15 % : elles sont passées de 80 % pour les petites entreprises à 65 %, de 70 % pour les entreprises moyennes à 55 % et de 60 % pour les grandes entreprises à 45 %.  
Il n'y a aucune raison objective de baisser l'intensité de l'aide de 15 %, la situation de la cogénération par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur n'ayant pas évolué de manière significative.
  - **Proposition** : cf. section Annexe 1
- Aides relatives à l'exploitation des cogénérations : Les aides d'exploitation pour la cogénération à haut rendement énergétique sont définies aux paragraphes (150) à (152), mais ceux-ci renvoient, pour les

cogénérations nouvelles, au paragraphe (120) intitulé « *Aide pour les technologies déployées produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables* » et, pour les cogénérations existantes, aux paragraphes (124) à (126) intitulés « *Aide pour les installations biomasse existantes après l'amortissement de l'installation* ».

**La rédaction de ces paragraphes n'est pas adaptée** à la cogénération et pourra conduire à des erreurs d'interprétation.

Par exemple :

- « Electricity from renewable energy sources » devrait être interprétée comme signifiant « électricité produite par des cogénérations à haut rendement »
- « If the use of fossil fuels as an input is more advantageous than the use of biomass » comme « si la production séparée de chaleur et d'électricité est plus avantageuse économiquement que la production combinée de chaleur et d'électricité »
- **Proposition** : pour éviter toute confusion dans l'interprétation des lignes directrices, il serait préférable de créer **deux sections spécifiques pour la cogénération : une pour les nouvelles cogénérations et une seconde pour celles existant déjà**. Une rédaction de ces deux sections est proposée à la partie 4/ de ce document (page 9).

#### **Paragraphe 205 : lien avec les subventions potentiellement néfastes pour l'environnement**

- Ce paragraphe devrait introduire la notion de mécanisme de rémunération de capacité et sur les interconnexions.
  - **Proposition** : suppression du paragraphe actuel et remplacement par le paragraphe suivant :  
« ***Member States should design capacity remuneration mechanisms (CRM) only targeted to achieve generation adequacy. Such mechanism should also be open to demand / response. Member States should also consider increasing interconnection capacity to reach that objective.*** »

#### **Annexe 1 : intensités des aides**

- Pour les grandes entreprises, les aides aux réseaux de chaleur sont plafonnés à 45% du montant éligible de ces aides. Or les réseaux de chaleur sont toujours réalisés par de grandes entreprises étant donné les investissements et garanties à consentir. Par ailleurs, notre expérience montre que certains projets ont eu besoin d'un montant de 60% d'aide du Fonds Chaleur pour que le prix de la chaleur proposée reste compétitif. Enfin, les futurs réseaux de chaleur seront plus chers, car les villes et extension « faciles » ont déjà été réalisées. Un plafond à 60% nous paraît par conséquent un minimum. Cette modification doit également être mise en œuvre dans le cadre du règlement de bloc général d'exemptions.
  - **Proposition** de rédaction : ligne « district heating », colonne « large entreprise », remplacer [45] % par [60] %.

#### **Annexe 2 : exemples d'intervention**

- La ligne relative aux cogénérations (CHP) doit être clarifiée : usuellement, on ne rajoute pas un équipement (« additional equipment ») pour augmenter le rendement d'une installation, on la remplace.
  - **Proposition** de rédaction à la ligne « CHP » : *The investment costs ~~for the additional equipment~~ needed for the installation to operate as a high-efficiency cogeneration installation.*
- La ligne relative aux réseaux de chaleur est imprécise dans sa rédaction. Il est en effet important que la construction du réseau urbain (les « tuyaux ») puisse bénéficier d'une aide, et pas uniquement la chaufferie. L'enjeu pour ces réseaux est bien souvent plus leur extension à de nouveaux quartiers de ville, pour sécuriser les prix par effet de volume.
  - **Proposition** concernant la ligne « district heating » : *The investment costs for the construction, expansion, refurbishment of **the network** or one or more generation units which shall be an integral part of the efficient district heating and cooling system.*



#### **4. Nouvelle proposition rédactionnelle sur la présentation des mesures relatives à la cogénération (d'après les commentaires sur les points 138 à 152) : création d'une section sur les cogénérations nouvelles et d'une section sur les cogénérations déjà existantes**

##### ***Aid for new CHP***

For new cogeneration, operating aid for new installations will be considered compatible if all of the following conditions are met:

- (a) Aid is granted by way of a feed-in tariff of a feed-in-premium.
- (b) Beneficiaries are subject to standard balancing responsibilities.
- (c) Aid is only granted until the plant has been fully depreciated according to normal accounting rules.
- (d) Any investment aid previously received must be deduced from the operating aid.

In order to limit the effects on the raw material markets, Member States may exclude or limit energy production using biomass from the support scheme. No other operating aid may be granted to new installations using biomass in that case.

##### ***Aid for existing CHP after plant depreciation***

Compared to separate production of heat and power, higher operating costs may prevent a CHP plant from operating even after depreciation of the installation as the variable operating costs can be higher than the marginal revenues. The Commission may find aid to be compatible.

The Commission will consider operating aid for existing CHP after plant depreciation compatible if a Member State demonstrates that the variable operating costs borne by the beneficiary after plant depreciation are still higher than the market price<sup>1</sup> of the energy concerned and provided that all the following conditions are met:

- (a) The aid is granted either on the basis of the electrical energy produced through feed-in premium or on the basis of capacity premium.
- (b) The measure is designed such that it compensates the difference in variable operating costs borne by the beneficiary and the market price.
- (c) A monitoring mechanism is in place to verify whether the variable operating costs borne are still higher than the market price of energy. The monitoring mechanism needs to be based on updated production cost information and take place at least on an annual basis.

The Commission will consider operating aid for existing CHP after plant depreciation compatible if a Member State demonstrates that energy generated by separate production of heat and electricity is more economically advantageous than energy generated by cogeneration and provided that all the following conditions are met:

- (a) The aid is only granted on the basis of the electrical energy produced.
- (b) The measure is designed to such that it compensates the difference in variable operating costs borne by the beneficiary and the market price.
- (c) Credible evidence is provided that without the aid a switch from CHP production to separate production would take place.
- (d) A monitoring mechanism is in place to verify that the use of separate production is more beneficial than the use of CHP. The monitoring mechanism needs to be based on updated cost information and take place at least on an annual basis.

\*

---

<sup>1</sup> For heat, as there is no national or regional market, the market price should be set at the production costs of the separate production of heat from conventional boilers with a reference efficiency.