EDF TRADING

Mécanisme de Capacité – Comment créer une dynamique de marché ?

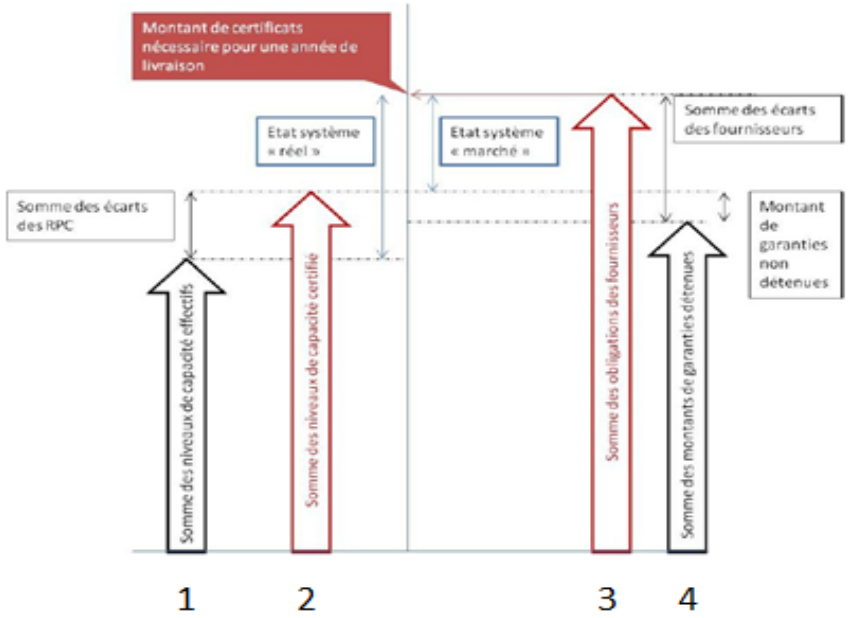
Concertation RTE 17/05/2013: “Réglements financiers & transparence”







Définition du « Système » et du « Marché »



- **Quelle incitation pour les Fournisseurs à couvrir leur obligation? A quelle échéance?**
- **Quelle incitation pour les RPC à vendre leurs Garanties de capacités? A quelle échéance?**
- **Comment créer une dynamique d'ensemble permettant la rencontre offre – demande ?**

☞ **Le « Marché » doit être commun et unique pour tous les acteurs participants à des transactions : Fournisseurs (net acheteurs), RPC (net vendeurs) et intermédiaires (portage des positions)**

☞ **L'état global du système servant de référence pour définir un système long ou court doit être détaillé**

- **Un règlement des écarts identique pour tous, permettant d'impulser la dynamique de fonctionnement du marché et d'adaptation du système (dimensionnement des capacités permettant de respecter les critère de sécurité d'alimentation)**

Dynamique « Système » et « Marché »

Certification, vente de Garanties de capacités, rééquilibrage, écarts de RPC :

- La participation des RPC aux échanges marchés est essentielle pour qu'ils puissent gérer leur politique d'offre et de risque, tout comme les Fournisseurs
- Les RPC auront à gérer à la fois leurs écarts de RPC (certification) et leurs positions sur le marché

- Le décret prévoit la restitution à RTE d'un volume équivalent des garanties de capacités en cas de rééquilibrage à la baisse des RPC (Art. 13.IV),

☞ Un RPC doit pouvoir racheter ce volume sur le marché s'il a déjà vendu ces Garanties de capacités

☞ L'obligation de rééquilibrage est précisée dans les contrats de certification. Le rééquilibrage permet d'assurer la **transparence et ne doit donc pas être pénalisé (ni en nombre, ni avec une pénalité), sauf abus manifeste qui sera aisément détectable**

☞ Ecarts de RPC résiduels inévitables -> **équilibrage RPC par le marché = couplage Marché - Système**

Dynamique « Système » et « Marché »

- **La politique de risque des RPC** porte à la fois sur les capacités certifiées (**volume**, avec fermeture ou développements possibles) et sur la vente des certificats dans le temps (**volume, prix**),

- **La politique de risque des fournisseurs** porte à la fois sur l'estimation de leurs obligations (**volume**) et sur l'achat des certificats dans le temps (**volume, prix**),

- **L'anticipation de la longueur ou non du système impulse la dynamique de formation des prix,**
- **Un marché à terme (échange / livraison à terme des certificats)** doit permettre à tous les acteurs, dont porteurs de projets, une gestion flexible de leurs engagements et de leur politique de risque

- **Des acteurs intermédiaires** doivent pouvoir participer afin de faire le lien dans le temps entre les acteurs longs et les acteurs courts (portage des positions et des risques),

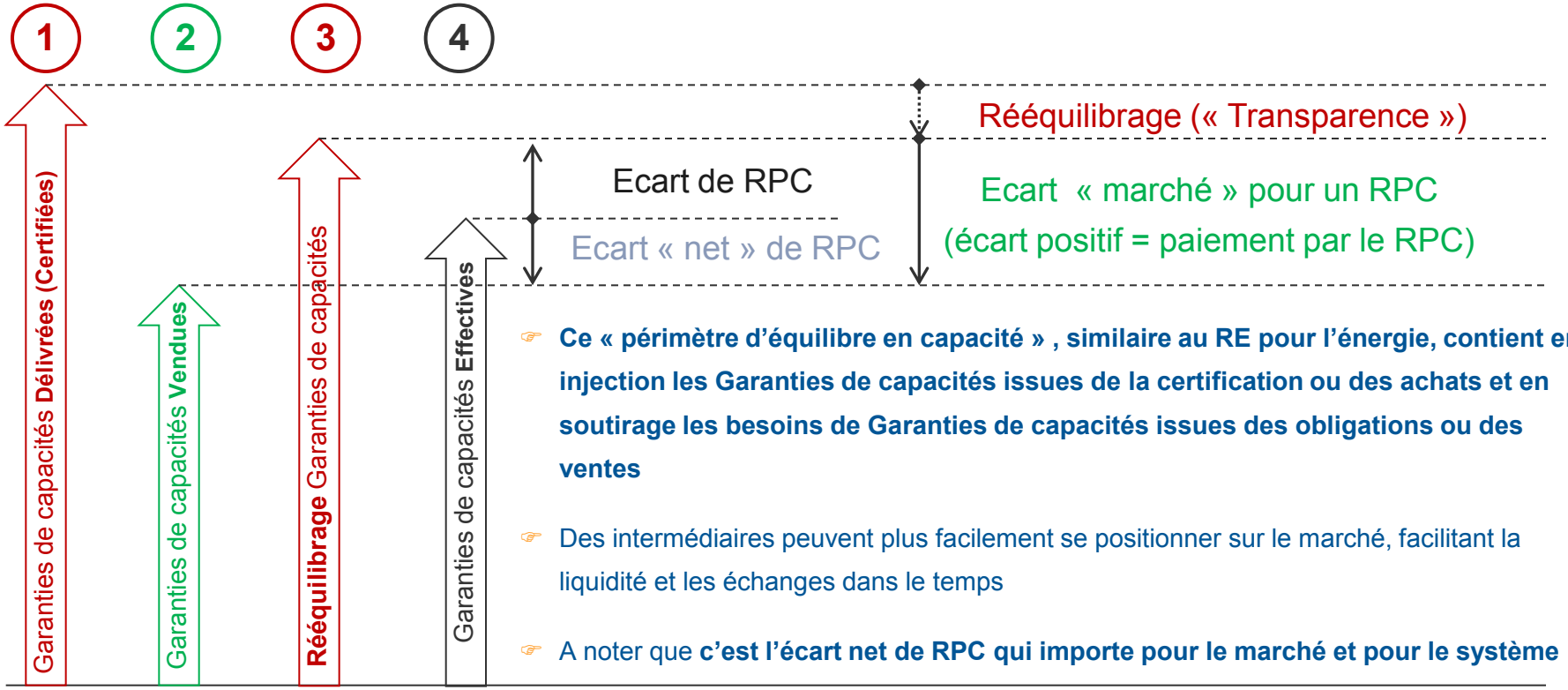
- La période de notification avant la date limite de cession permet **les derniers échanges spot avant livraison des transactions à terme (recouvrement),** puis calcul des règlements financiers

Dynamique « Système » et « Marché »

Par analogie au dispositif RE, la question peut se poser de savoir si les écarts ne devraient pas intégrer une dimension marché et tenir compte des échanges de capacités.

Certification, vente de Garanties de capacités, rééquilibrage, écarts de RPC :

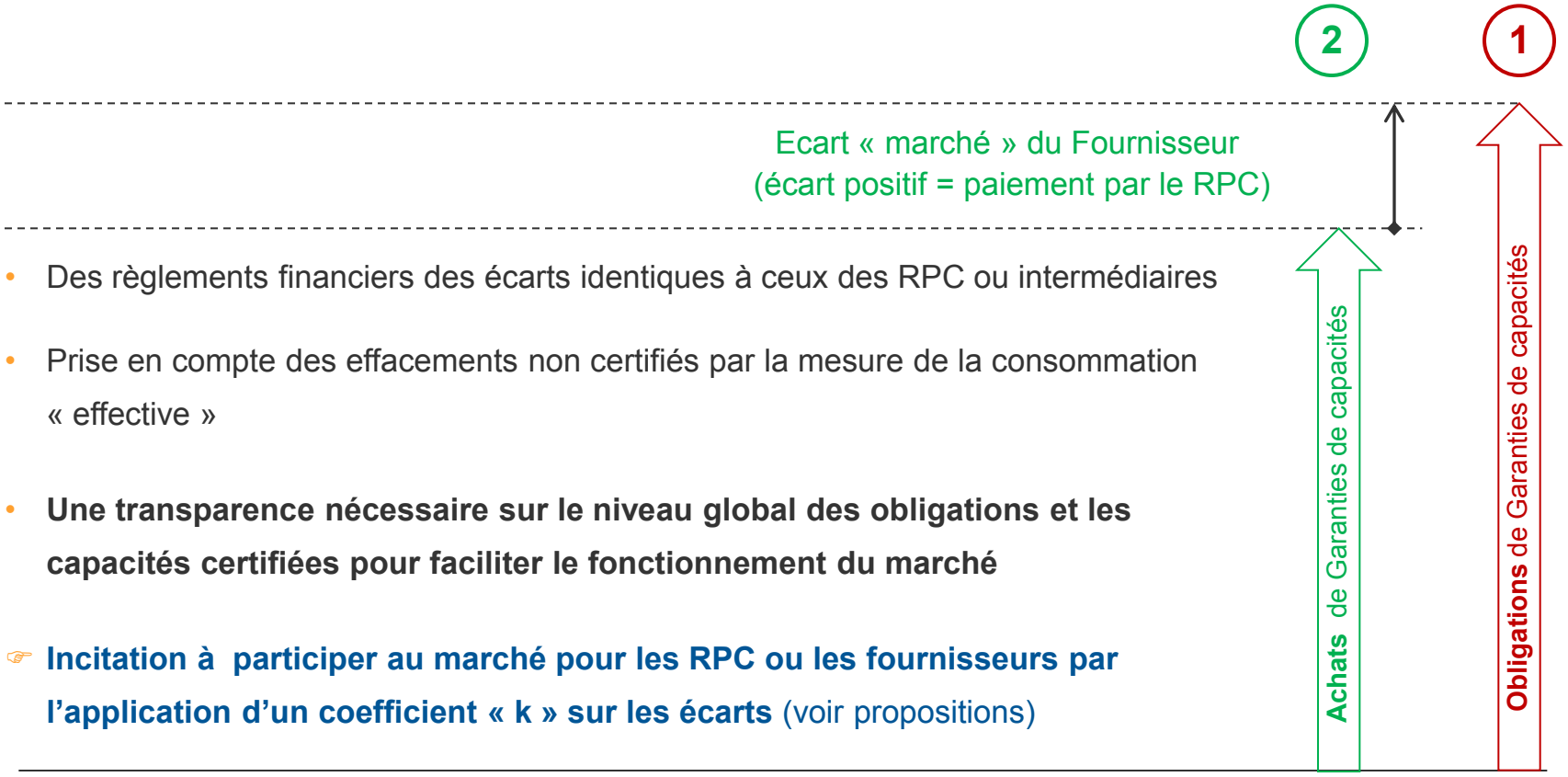
- Introduction de la notion de d'écart « marché » pour les RPC = (3) – (2)



- **Ce « périmètre d'équilibre en capacité » , similaire au RE pour l'énergie, contient en injection les Garanties de capacités issues de la certification ou des achats et en soutirage les besoins de Garanties de capacités issues des obligations ou des ventes**
- Des intermédiaires peuvent plus facilement se positionner sur le marché, facilitant la liquidité et les échanges dans le temps
- A noter que **c'est l'écart net de RPC qui importe pour le marché et pour le système**

Dynamique « Système » et « Marché »

Obligation, achats et rééquilibrage (calcul des écarts) pour les Fournisseurs ou intermédiaires :



- Des règlements financiers des écarts identiques à ceux des RPC ou intermédiaires
- Prise en compte des effacements non certifiés par la mesure de la consommation « effective »
- **Une transparence nécessaire sur le niveau global des obligations et les capacités certifiées pour faciliter le fonctionnement du marché**

☞ **Incitation à participer au marché pour les RPC ou les fournisseurs par l'application d'un coefficient « k » sur les écarts** (voir propositions)

Dynamique « Système » et « Marché »

Règlement financier des écarts :

- Un écart « binaire » serait l'issue logique du mécanisme, mais générateur d'une très forte instabilité sur les prix

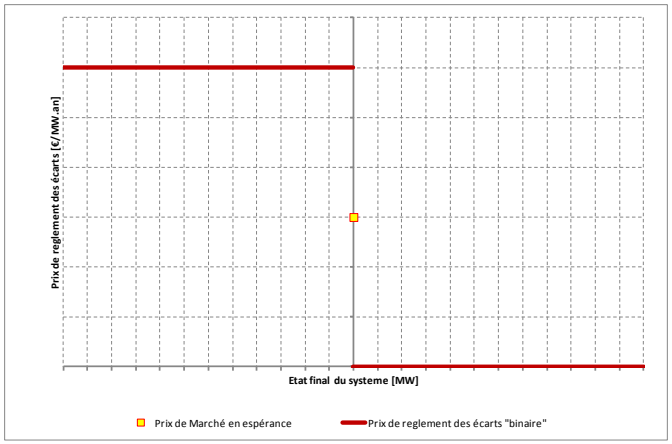
☞ **Prix unitaire de règlement des écarts proportionnel à la tension du système et nul si le système est significativement long** (graphique inférieur)

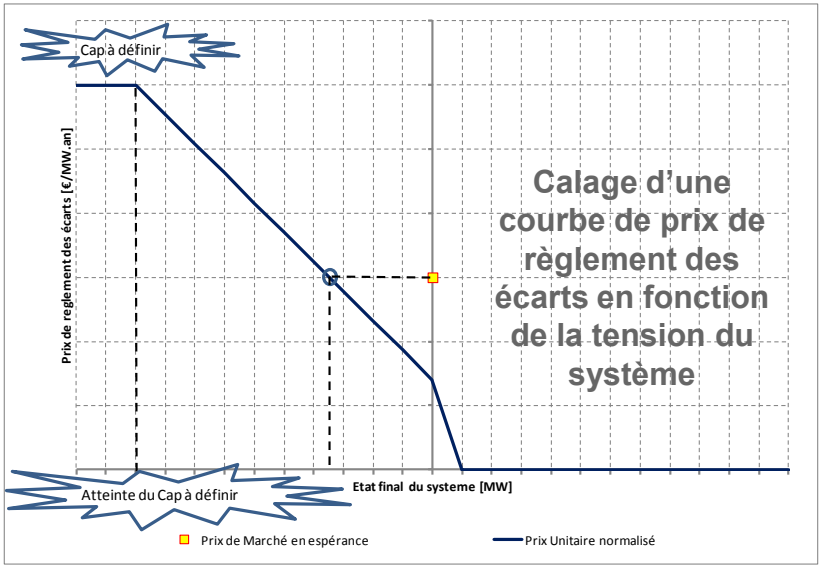
☞ **Au démarrage, devant le manque de référence de prix de marché, une courbe normative ne dépendant pas des prix de marché pourrait être retenue (comme cela avait été fait au démarrage du dispositif RE-MA)**

☞ La courbe normative (bleue) représente le Prix unitaire des écarts

☞ L'incitation financière (règlement financier des écarts) dépendra des positions longues ou courtes

Prix unitaire de règlement des Ecarts (€/MW.an)





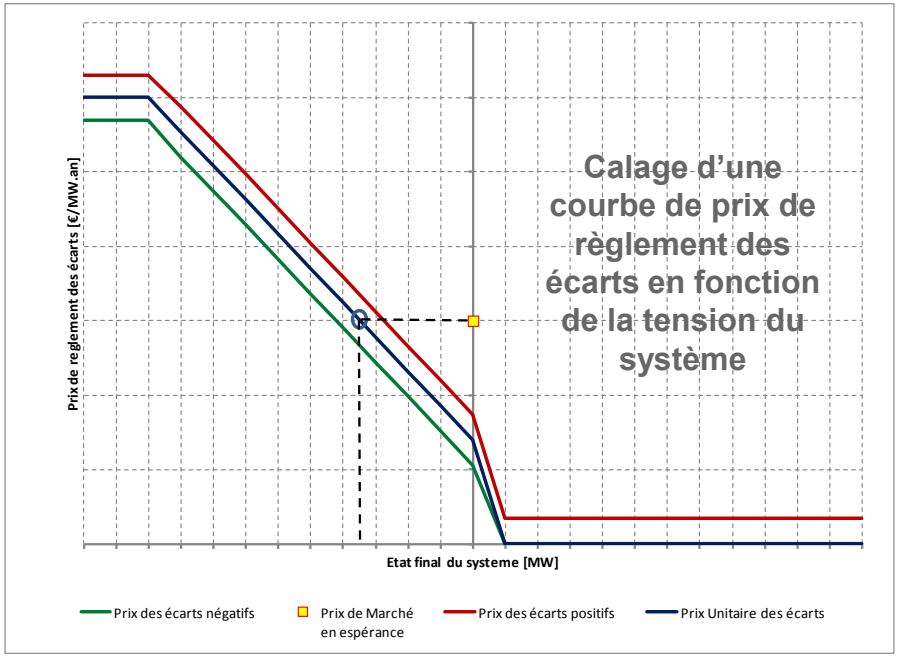
Mécanismes incitatifs

Règlement financier des écarts :

- **Mêmes incitations financières pour tous les périmètres et pour tous acteurs du marché (couplage système-marché)**
- Le prix unitaire de règlement des écarts sert de référence (courbe bleue)
- Une incitation à participer au marché au travers d'un coefficient k, avec incitation résiduelle dans un système long (obligation)

Ecarts marché (+ = à payer)	**Système Court**	**Système significativement Long**
Acteur Court	+ (Prix unitaire de règlement des écarts + k)	+ k
Acteur Long	– (Prix unitaire de règlement des écarts - k)	0

Illustration :
courbe de règlement financier des écarts, en valeur absolue (€/MW.an)



Un système court (partie gauche) produira des excédents à redistribuer (système non adapté)

Un système long (partie droite) devrait être équilibré financièrement (tous les courts peuvent s'équilibrer)

Pentes et croisement aux axes à définir en fonction de l'incitation souhaitée

ANNEXE : articulation Energie / Capacités

- Les marchés de l'énergie assurent déjà la couverture des risques de fourniture réels à la maille Européenne: Valorisation court et moyen terme du prix de l'énergie et optimisation des moyens disponibles, avec modélisation beaucoup plus fine et prenant en compte l'ensemble des paramètres, au pas horaire

- La séparation et la non interférence entre mécanisme de capacité et marché de l'énergie est essentielle dans le cadre du marché Européen Intégré de l'Energie

- **Le mécanisme de capacité doit donc se limiter à la gestion du bon dimensionnement en capacité du système**, dans une optique de maintien ou d'accroissement des capacités disponibles pour assurer le niveau de sécurité d'alimentation requis par les pouvoirs publics

Des réponses à apporter

Sur les finalités et les limites : un marché compréhensible par tous créant une dynamique de participation

- Des mécanismes de marché, permettant une allocation optimale des ressources:
  mise en concurrence, neutralité technologique, signal de prix reflétant un réel risque, adaptabilité,…
- Un dispositif de transparence et une surveillance du marché assurant une bonne formation des prix,
- **Une visibilité suffisante pour produire un prix de référence fiable à différents horizons de temps,**
- *Obligation des fournisseurs de contribuer à la sécurité d'alimentation et de prouver leur capacité à alimenter leurs clients afin d'atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement* (code de l'énergie et décret)

☞ Il n'y a donc pas « transfert de risque » mais répartition des obligations et assurance contre le risque

☞ Ne pas soumettre les acteurs de marché à des risques qu'ils ne sauront pas gérer (-> primes de risques),
S'assurer que le modèle est bien calé sur la réalité, mais sans faire porter aux acteurs ce risque de recalage

☞ **Une incertitude trop forte serait dissuasive pour les intermédiaires et pour l'efficacité du dispositif**

☞ **Mutualisation des risques non maîtrisables dans le coefficient de sécurité global** (dispersion climatique temporelle, aléa RES, etc…), afin d'éviter l'instabilité du système et les primes de risques individuelles

Dynamique temporelle sur PP1 et PP2

Concilier objectifs du mécanisme, réduction des risques non maîtrisables et visibilité des acteurs :

Il est possible de **conserver l'ensemble des objectifs tout en stabilisant PP1 et PP2 ex ante**, par exemple:

- Objectif de PP1 = définir la Puissance de Référence ($P_{réf}$) des consommateurs, avec possibilité de réduction implicite de l'obligation (réduction de la consommation ou effacement),

☞ Les signaux que RTE envisage d'envoyer en J-1 pour identifier PP1 ne doivent pas venir biaiser le fonctionnement du marché en énergie (et a minima doivent non seulement tenir compte de la consommation, mais également de la tension sur le marché de l'énergie)

- Objectif de PP2 = Certification (garantie de capacité) et contrôle des capacités (« capacités effectives »),

☞ PP2 définie ex-ante sur l'ensemble de la période de risque à couvrir (couverture et non réalisation du risque)

☞ Contrôle par l'écart moyen de disponibilité effectif, mesuré sur chaque mois de PP2,

(offre sur le MA, activation effacement signalée à RTE, test activation si besoin…)

Réduire les risques non maîtrisables = réduire primes de risques + réduire l'instabilité et le « bruit »

Risques et interférences potentielles

Ils sont naturellement multiples, en particulier :

- **Risque de ne pas créer la dynamique réelle d'adaptation du système souhaitée** (marché trop compliqué, risques régulatoires ou difficilement maîtrisables, manque de visibilité, préférence vers sortie totale du marché, effets incitatifs mal dimensionnés, etc…)
- **Risque d'interférences sur le marché de l'énergie** (Spot, Forward) si le modèle ne se focalise pas uniquement sur les risques extrêmes et la question du bon dimensionnement en capacité du système
- **Risque de « non efficacité » globale** (coûts de fonctionnement, primes de risques, etc…)
- **Risques de « retouches » et d'interférences dans le temps**

Contact information

EDF Trading (Headquarters)

3rd Floor, Cardinal Place
80 Victoria Street
London
SW1E 5JL
United Kingdom

Tel: +44 (0) 20 7061 4000

Fax: +44 (0) 20 7061 5000

Email: enquiries@edftrading.com

Or visit our website : www.edftrading.com

