Réseau de transport d'électricité

Engagement des travaux sur le contrat de participation aux services système

GT Services Système du 10/06/10

Ordre du jour

1. Besoins de RTE et processus opérationnel actuel de mise en œuvre des prescriptions
2. Evolution de la méthode de répartition : proposition de RTE et propositions de GDF SUEZ et EDF
3. Modification de la rémunération du réglage de fréquence à enveloppe globale constante : propositions de GDF SUEZ et de POWEO
4. Réglage de la tension : présentation de RTE sur l'augmentation du dispositif de pénalités
5. Publication de données : proposition de GDF SUEZ
6. Conclusion et suite des travaux

1. **Besoins de RTE et processus opérationnel actuel de mise en œuvre des prescriptions**
2. Evolution de la méthode de répartition : proposition de RTE et propositions de GDF SUEZ et EDF
3. Modification de la rémunération du réglage de fréquence à enveloppe globale constante : propositions de GDF SUEZ et de POWEO
4. Réglage de la tension : présentation de RTE sur l'augmentation du dispositif de pénalités
5. Publication de données : proposition de GDF SUEZ
6. Conclusion et suite des travaux

Les volumes prescrits (réglage f/P)
Réserve primaire

- **La réserve primaire est mutualisée par les GRT du réseau continental européen RGCE :** le volume global requis pour l'ensemble du réseau synchrone est de 3000 MW (Policy 1), chaque GRT s'engage à constituer une partie de cette réserve, au prorata de la production annuelle qui est injectée dans son réseau.

  - en 2010, la réserve minimale à la hausse à constituer par RTE dans le cadre de la Policy 1 est de 613 MW (en 2008 : 625 MW)

- La Policy 1 définit aussi les performances dynamiques du réglage primaire
  - Activation en moins de 15 s pour libérer jusqu'à 50% de la réserve
  - Activation entre 15 et 30 s pour libérer entre 50% et 100% de la réserve

Les volumes prescrits (réglage f/P)
réglage secondaire

Le réglage secondaire est une obligation de la Policy 1 (RGCE)

- maintien l'équilibre production consommation dans chaque zone de réglage ainsi que la fréquence du système (à 50 Hz) en tenant compte des échanges programmés entre zones
- Le réglage secondaire ramène à 0, en 15 mn, l'écart de réglage calculé par chaque GRT (écart de fréquence et écart entre échanges physiques et programmes).
  - C'est le RSFP du seul TSO à l'origine du déséquilibre qui doit agir pour ramener la fréquence à 50 Hz

Besoin en réserve secondaire : demi bande variable en fonction de la demande (entre 500 et environ 1000 MW)

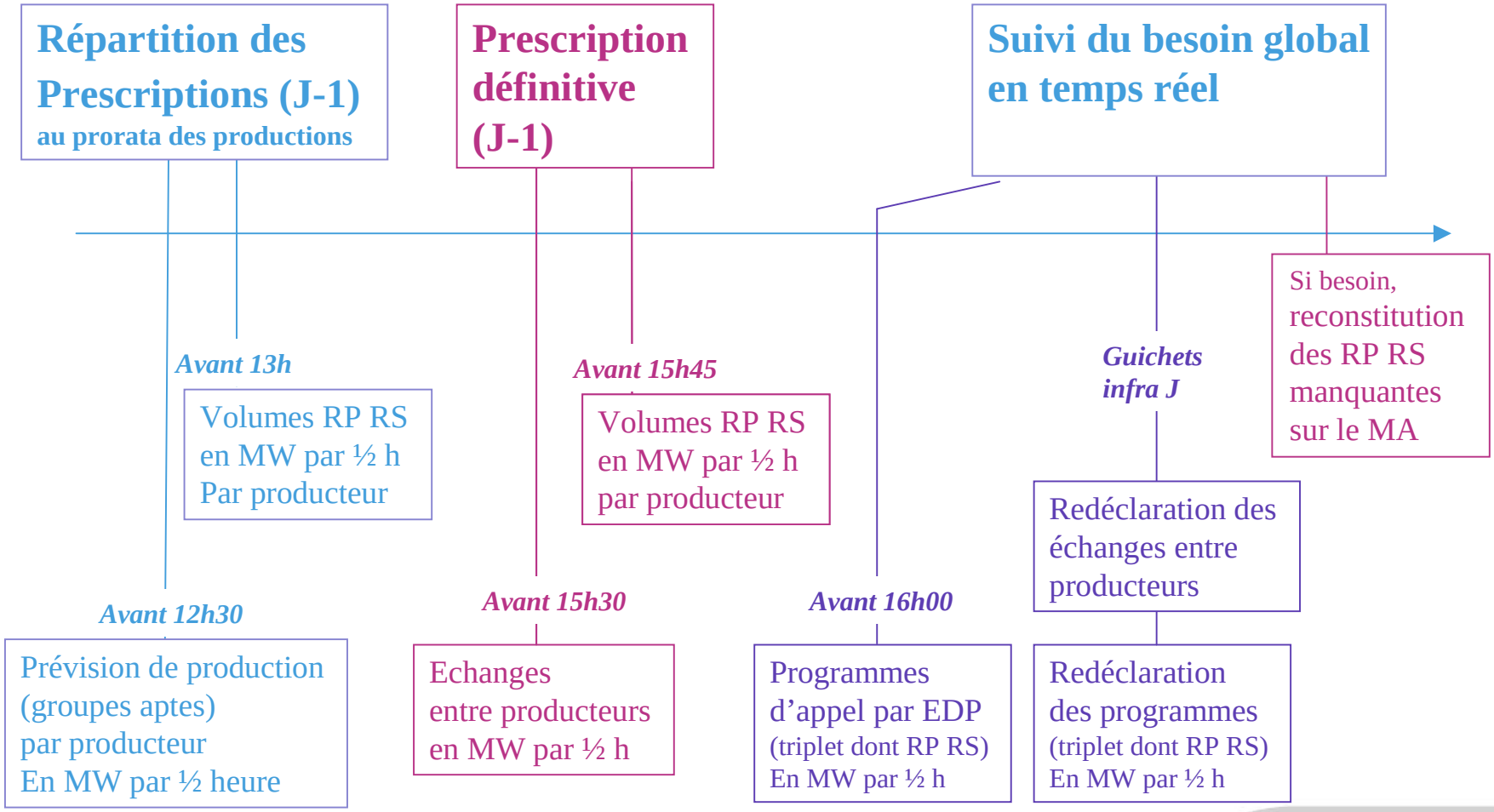
- Respecte le minimum recommandé par la Policy 1 (RGCE) :

$$(\sqrt{10*D+22500}-150)$$

- Volume minimum de 500 MW
- En cas de fort gradient : prescription supérieure, permettant de limiter le risque de passage en butée du RSFP
- Lissage entre pas ½ heure pour tenir compte des contraintes du contrat

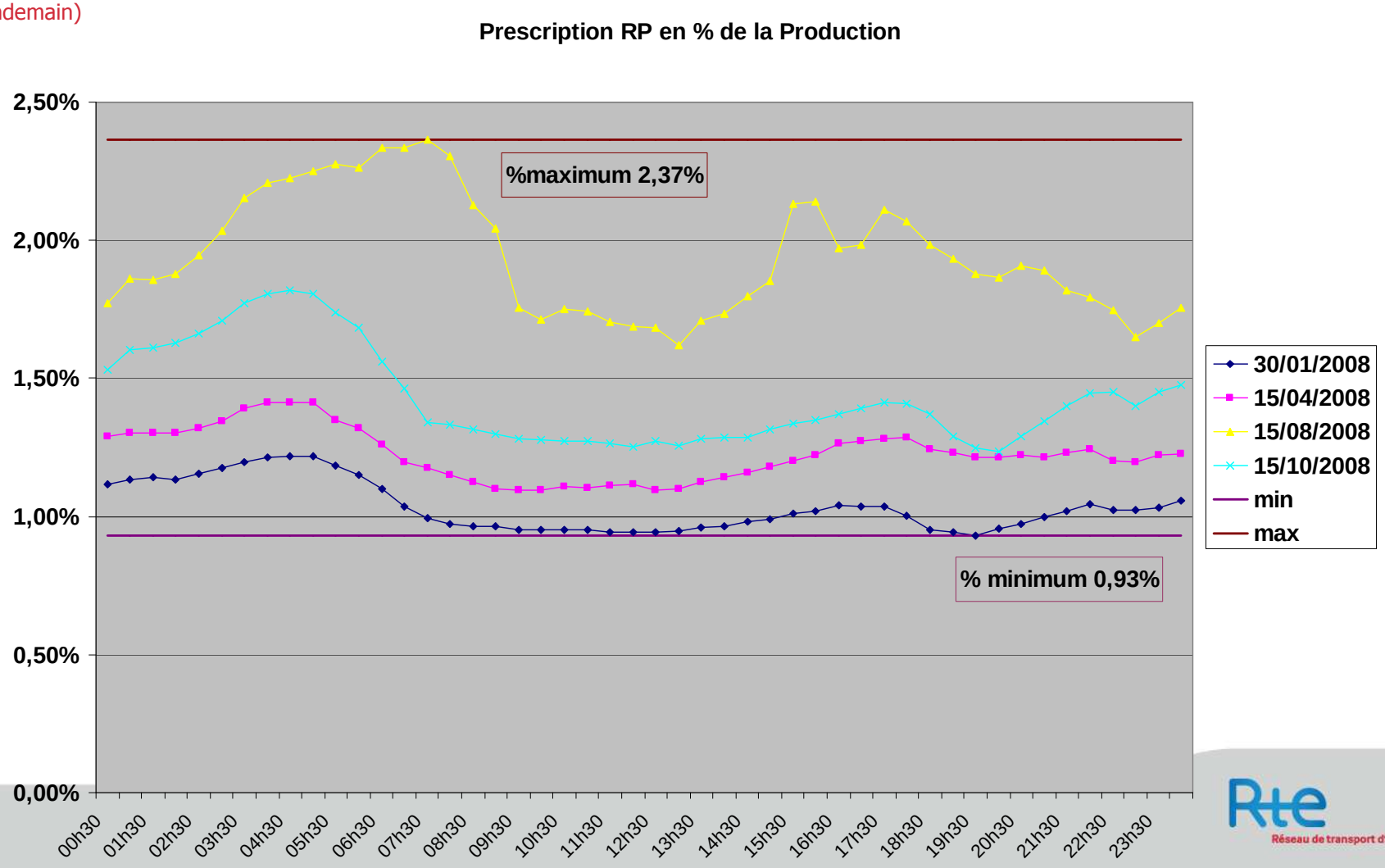
Réseau de transport d'électricité

Le processus actuel



Prescription réserve primaire en % de la production (*)

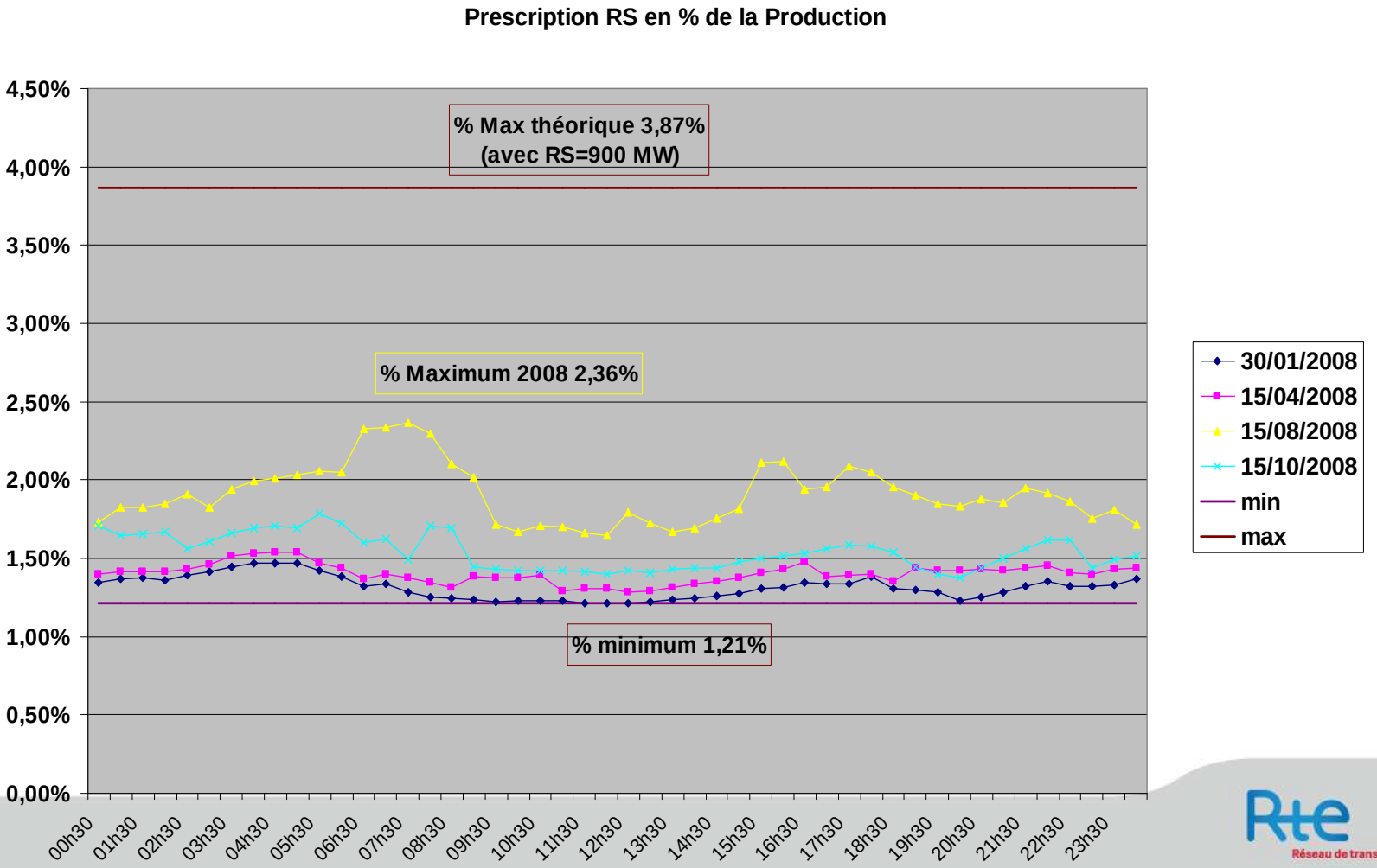
(*) production prévue d'être réalisée à partir des groupes aptes (déclarée par le producteur la veille pour le lendemain)



Réseau de transport d'électricité

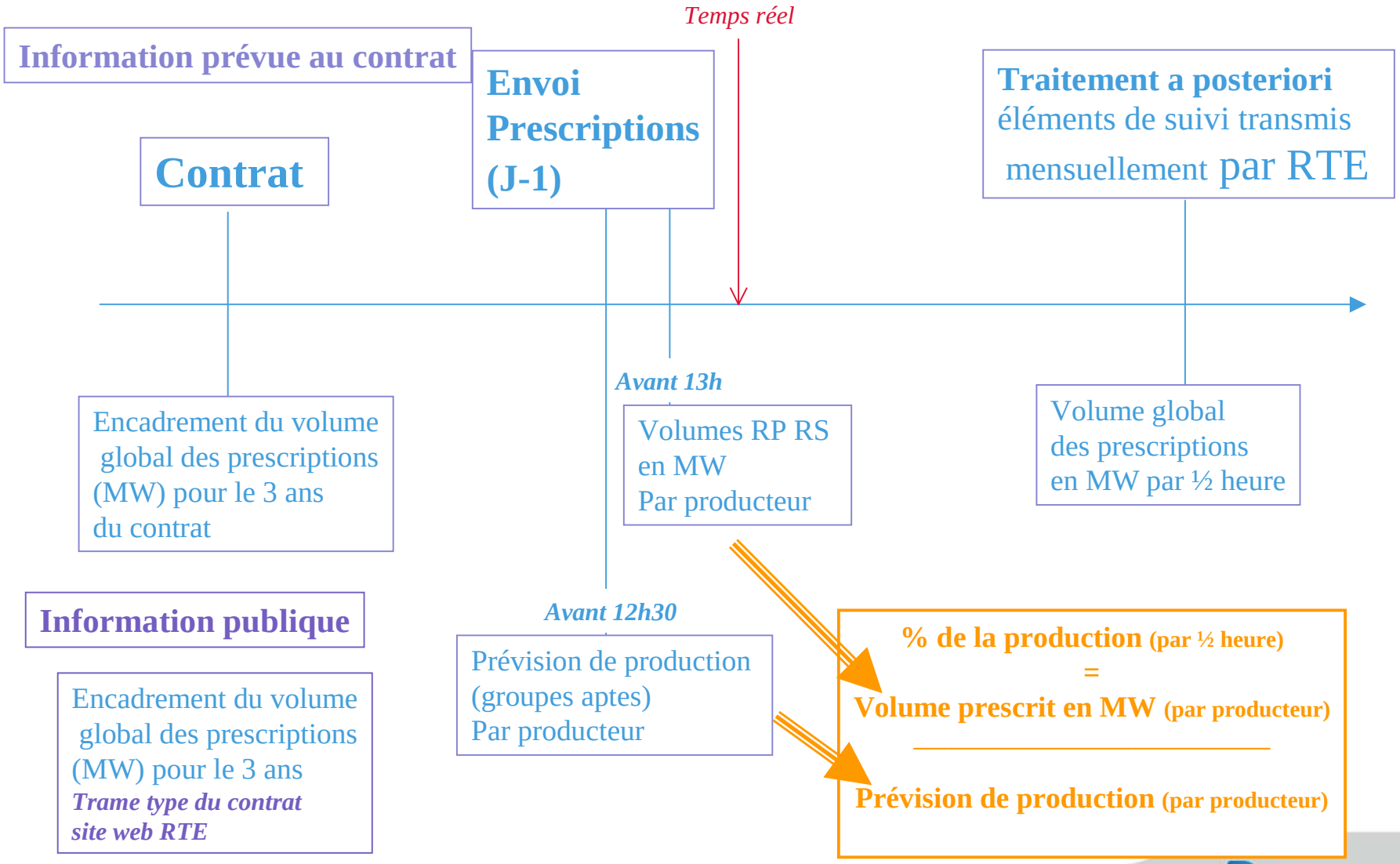
Prescription réserve secondaire en % de la production (*)

(*) production prévue d'être réalisée à partir des groupes aptes (déclarée par le producteur la veille pour le lendemain)



Réseau de transport d'électricité

Information sur les volumes prescrits (actuel)



1. Besoins de RTE et processus opérationnel actuel de mise en œuvre des prescriptions

2. **Evolution de la méthode de répartition : proposition de RTE et propositions de GDF SUEZ et EDF**

3. Modification de la rémunération du réglage de fréquence à enveloppe globale constante : propositions de GDF SUEZ et de POWEO

4. Réglage de la tension : présentation de RTE sur l'augmentation du dispositif de pénalités

5. Publication de données : proposition de GDF SUEZ

6. Conclusion et suite des travaux

Répartition de la prescription entre producteurs

- Avec le développement des marchés infra-journalier, le programme prévisionnel J-1 peut évoluer significativement jusqu'au temps réel
  - ce qui remet en cause la pertinence de la clé de répartition actuelle
  - motive l'exploration de modalités alternatives de répartition de la prescription

- Les modalités à explorer (réunion du 20 mai 2010) :

  - Option 1 : Un critère de répartition en J-2 basé sur le parc disponible

  - Option 2 : Une répartition qui reste basée sur le programme de production, mais au plus près du programme réel (2 prescriptions par jour)

  - Option 3 : Le maintien des modalités actuelles (répartition en J-1 basées sur le programme de production)

  - Variantes pour les options 2 et 3 introduisant des souplesses pour les petits parcs (prescription en % de la production connue en J-1 avant l'ouverture des bourses ; utilisation de pas discrets pour la prescription)

Option 1 Répartition de la prescription entre producteurs sur la base du parc disponible

- La référence est la disponibilité en MW annoncée par les producteurs chaque jour pour la semaine suivante, en cohérence avec les prévisions publiques transmises via l'UFE.

- La RP est constante et fixée annuellement par ENTSO-E :
  - RTE répartit le volume de RP en J – 2 au pas ½ horaire entre les producteurs au prorata de la disponibilité annoncée

- Le volume global de RS est calculé par RTE sur la base d'une prévision de la consommation et des échanges
  - Ce volume peut être évalué en J – 2 au pas ½ horaire
  - Ce volume est réparti en J – 2 entre les producteurs au prorata de leur disponibilité annoncée

- Conséquence du dispositif : anticipation des volumes prescrits ; prescription indépendante du programme réel des installations

Répartition de la prescription entre producteurs
Sur la base du parc disponible

- Exemple de répartition de la réserve primaire pour le 1er juin 2010 (besoin RTE 613 MW)
- Le disponible déclaré est de 70 987 MW (site web RTE)
- En J-2 *(horaire à caler),* les producteurs transmettent, à titre d'information, leurs meilleures prévisions de programmes d'échanges aux frontières sur les capacités acquises en annuel et mensuel
- En J-2 *(horaire à caler)* RTE répartit la réserve entre eux. La prescription est calculée en MW et devient engageante pour les producteurs, une fois le processus d'allocation terminée.
- En prenant l'hypothèse qu'environ 95% de la capacité disponible est apte à faire du réglage primaire, la prescription en MW de chaque producteur représente environ 0,9 % de sa capacité apte et disponible.

Option 2 Répartition de la prescription entre producteurs sur la base de leur programme

- Une prescription indicative en J – 1 à 13H00
  - Sur la base d'un programme prévisionnel transmis par les producteurs avant 12H30
  - Prescription indicative
- Une première prescription en J – 1 après l'heure limite d'accès au réseau
  - Sur la base des programme prévisionnel transmis par les producteurs à l'heure limite d'accès au réseau (actuellement 16h)
  - Prescription définitive pour la plage [0H00, 11h00] et provisoire pour la plage [11H00, 24H00] de J
- Une deuxième prescription en J à 7H00
  - Sur la base du dernier programme des producteurs tenant compte des redéclarations
  - Prescription définitive pour la plage [11H00, 24H00] de J
  - Possibilité pour les producteurs de redéclarer des modifications de programmes au dernier guichet avant 11H00

Variantes aux options 2 et 3 : introduction de souplesses pour les petits parcs

- Notion de « petit parc » à définir : moins de 5 (?) installations de production participant à un réglage donné.
- Deux variantes possibles :
  - Variante A : prescription en % de la production, connue en J-1 avant l'ouverture des bourses
  - Variante B : Utilisation de pas discrets pour la prescription (déclarés par le producteur)
- Un producteur à « petit parc » ne peut demander à bénéficier simultanément des variantes A et B
- RTE n'introduira dans le contrat que les variantes dont l'intérêt est démontré et qui recueillent l'intérêt d'un nombre suffisant de producteurs.

Réseau de transport d'électricité

Variantes aux options 2 et 3 : introduction de souplesses pour les petits parcs

- Variante A : prescription en % de la production, connue en J-1 avant l'ouverture des bourses
  - Avant l'ouverture des bourses, RTE transmet aux producteurs les % de la production à appliquer à leur futurs programme (*à définir : échéance de transmission, périodicité, plages horaires de la journée pendant lesquelles le coefficient reste constant*).
  - Les petits producteurs déclarent leur meilleure prévision de programme possible pour les calculs de la prescription: J-1 à l'heure limite d'accès au réseau et guichet de 6h.
  - Lors du ou des calculs de la répartition, RTE prescrit aux petits producteurs le % de leur production déclarée. La répartition entre gros producteurs est faite dans un deuxième temps sur la différence entre le besoin RTE et les volumes prescrits aux petits.
  - La prescription est engageante après le(s) calcul(s)

Variantes aux options 2 et 3 : introduction de souplesses pour les petits parcs

- Variante B : Utilisation de pas discrets pour la prescription
  - Les petits producteurs déclarent conjointement à leur programme de production de 12h30 une liste de valeurs discrètes possibles pour la prescription, en relation avec les capacités de réglage physiques de leurs installations de production.
  - Lors du ou des calculs de la répartition, RTE arrondit la prescription des petits producteurs à la valeur discrète déclarée immédiatement supérieure à la valeur calculée (au prorata de la production). La répartition entre gros producteurs est faite dans un deuxième temps sur la différence entre le besoin RTE et les volumes prescrits aux petits (en tenant compte de l'arrondi).
  - La prescription est engageante après le(s) calcul(s)

Réseau de transport d'électricité

Sommaire

1. Besoins de RTE et processus opérationnel actuel de mise en œuvre des prescriptions
2. Evolution de la méthode de répartition : proposition de RTE et propositions de GDF SUEZ et EDF
3. Modification de la rémunération du réglage de fréquence à enveloppe globale constante : propositions de GDF SUEZ et de POWEO
4. **Réglage de la tension : présentation de RTE sur l'augmentation du dispositif de pénalités**
5. Publication de données : proposition de GDF SUEZ
6. Conclusion et suite des travaux

Réseau de transport d'électricité

Non respect des performances vis à vis du réglage de la tension

RTE réglementairement garant du bon fonctionnement du réglage de la tension

- RTE surveille l'évolution du niveau des réserves de puissance réactive nécessaire au réglage de la tension. En cas d'indisponibilité de services ou d'insuffisance de réserve susceptible de porter atteinte à la sûreté du système électrique, il alerte sans délai le ministre chargé de l'énergie (article 27 du cahier des charges de concession).
- RTE peut découpler une installation s'il constate des non conformités susceptibles de causer une dégradation anormale de la sûreté de fonctionnement du réseau.

Non respect des performances vis à vis du réglage de la tension

Avant de recourir à ces dispositions réglementaires, RTE souhaite faire évoluer le contrat de services système pour qu'il soit plus incitatif à la mise en conformité des performances dégradées

- revoir le dispositif de conséquences financières (abattements/pénalités)
- L'objectif est d'éviter des limitations de longue durée:
  - Si la sûreté n'est pas en jeu, inciter les producteurs à mettre en conformité l'installation **au plus tard** lors du premier arrêt programmé suivant le début de l'écart.
  - Si la sûreté est en jeu, inciter les producteurs à mettre en conformité l'installation **avant** le premier arrêt programmé suivant le début de l'écart.

Proposition d'évolution du dispositif de mise en conformité « tension »

- La date prévisionnelle de mise en conformité d'une installation de production ne peut dépasser la fin du premier arrêt programmé suivant le début de l'écart auquel s'ajoute un délai de deux mois pour réaliser les essais de requalification.

- Si la sûreté n'est pas en jeu :
  - Évalué sur la base d'un critère de cumul de défaillances/producteur
  - le dispositif d'abattement actuel est maintenu jusqu'à la date prévisionnelle de mise en conformité

  - Au delà, des pénalités dont le montant s'aggrave avec le temps sont appliquées.
    - le montant « abattement plus pénalité » double tous les deux mois (borné au delà de 10 mois).
    - Pénalités cumulées inférieures aux montants actuels pendant les six premiers mois de pénalisation

Proposition d'évolution du dispositif de mise en conformité « tension »

- Si la sûreté est en jeu :
  - Évalué sur la base d'un critère de cumul de défaillances/producteur
  - le dispositif d'abattement actuel s'applique uniquement pendant trois mois
  - Au delà, des pénalités dont le montant s'aggrave avec le temps sont appliquées.
    - le montant « abattement plus pénalité » double tous les deux mois (borné au delà de 10 mois).
    - Pénalités cumulées inférieures aux montants actuels pendant les six premiers mois de pénalisation

Non respect des performances vis à vis du réglage de la tension

- Exemple pour un groupe rémunéré 30 000 euros par mois (exemple d'une installation de production de 440 MW, doté des capacités réactives réglementaires, fonctionnant 3000h en RST en zone sensible)

	montant de la pénalité mensuelle		montant des pénalités cumulées	
Mois	contrat actuel	proposition 2011-13	contrat actuel	proposition 2011-13
1	120 000	30 000	120 000	30 000
2	120 000	30 000	240 000	60 000
3	120 000	90 000	360 000	150 000
4	120 000	90 000	480 000	240 000
5	120 000	210 000	600 000	450 000
6	120 000	210 000	720 000	660 000
7	120 000	450 000	840 000	1 110 000
8	120 000	450 000	960 000	1 560 000
9	120 000	930 000	1 080 000	2 490 000
10	120 000	930 000	1 200 000	3 420 000
11	120 000	930 000	1 320 000	4 350 000
12	120 000	930 000	1 440 000	5 280 000

Planning de la concertation/consultation

- Concertation jusqu'à mi - septembre
- Prochaines réunions :

29 juin à 14H00, 12 juillet à 14H00 et 9 septembre à 14H00

- Consultation sur le site CURTE : 20 septembre au 4 octobre
- Bilan de la consultation en CAR du 15 octobre