Réseau de transport d'électricité

Réserves rapide et complémentaire

Réunion du 28 juin 2013

Préambule :

1. La présentation du 14 juin 2013 constitue une première proposition de RTE pour travailler avec les acteurs de marché en vue de l'élaboration des modalités contractuelles des contrats de réserves rapide et complémentaire à partir du 1er avril 2014

2. Cette présentation (28 juin 2013) constitue un point d'étape et les évolutions proposées par RTE suite aux discussions de la réunion précédente et suite aux retours des acteurs

3. RTE se tient à disposition des acteurs pour des rencontres bilatérales concernant des points que les acteurs ne souhaitent pas aborder en concertation.

   Les contacts sont :

Gabriel Da Silva (gabriel.da-silva@rte-france.com
Renaud Delachaux (renaud.delachaux@rte-france.com)

Page sur le site du CURTE :

https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte/Pages%20techniques/CAM_RR-RC.aspx

accessible depuis la rubrique CAM/Groupe de travail

1 Modalités techniques

2 Modalités contractuelles générales

3 Caractérisation des défaillances et gestion de la défaillance

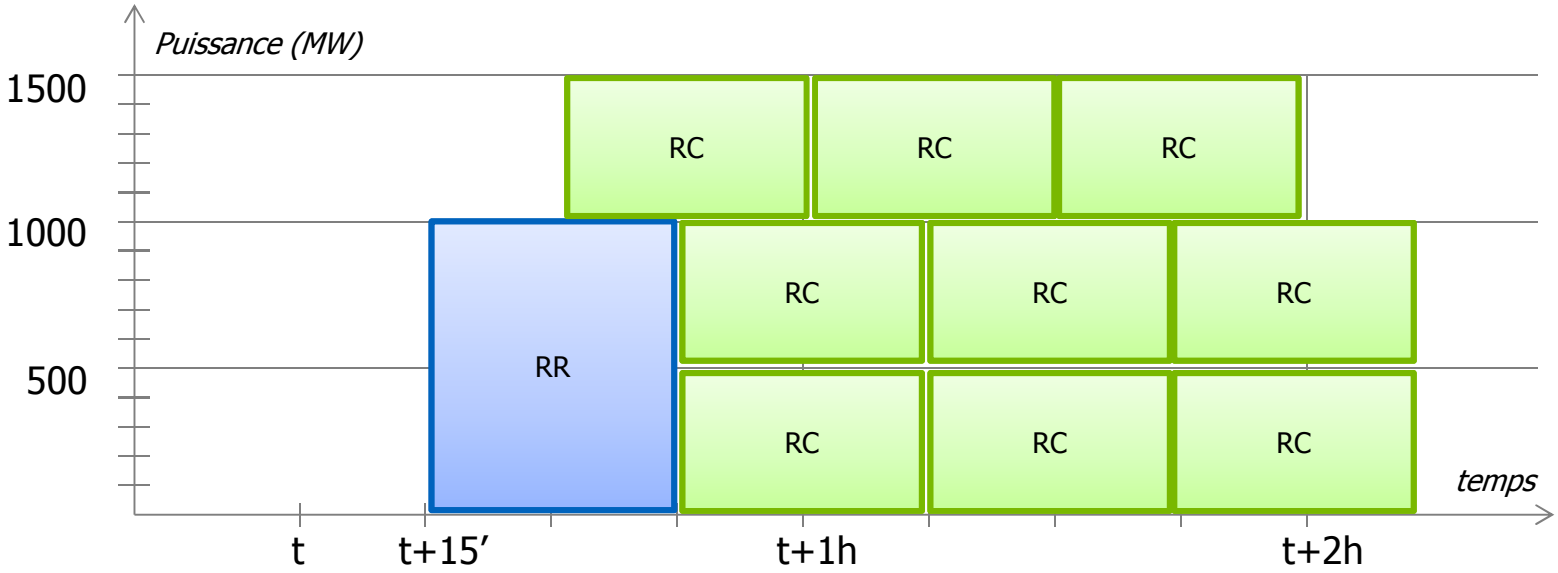
4 Régime de pénalités

5 Calendrier de l'AO

1

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

Principe de constitution de la réserve



En permanence :

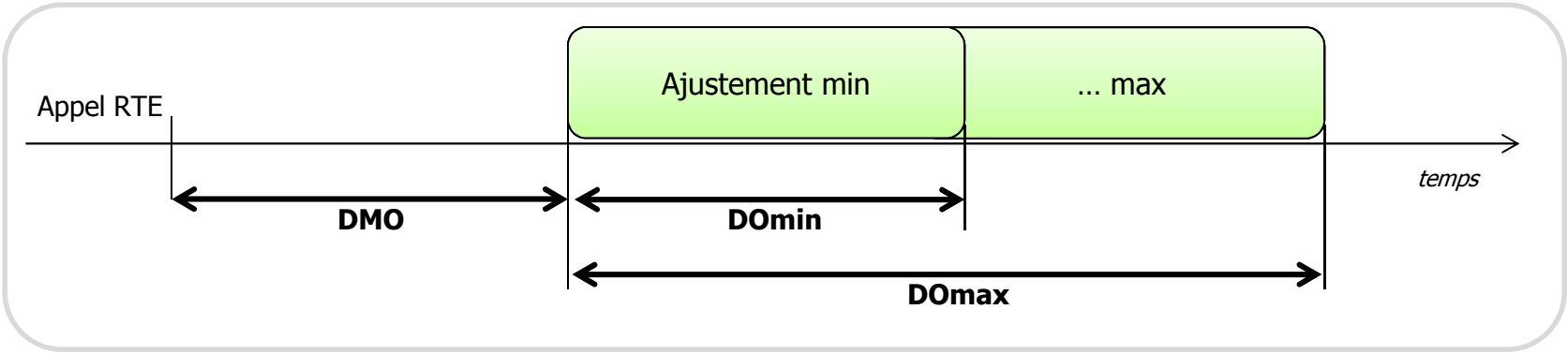
1000 MW de réserve rapide

1500 MW de réserve complémentaire

2 fois par jour

Réseau de transport d'électricité

Caractéristiques techniques des capacités



Réserve rapide

DMO ≤ 13 minutes

DOmin ≤ 60 minutes

DOmax ≥ 30 minutes

$NB_{activation}$ ≥ 1

$NB_{activation}$ ≥ 2 & DNA ≤ 60 min

Réserve complémentaire

DMO ≤ 30 minutes

DOmin ≤ 60 minutes

DOmax ≥ 30 minutes

$NB_{activation}$ ≥ 1

$NB_{activation}$ ≥ 2 & DNA ≤ 60 min

Seuil de puissance & receveurs d'ordres

Aujourd'hui

50 MW en moyenne pour la RR (avec un minimum à 40 MW)

25 MW pour la RC

Conditions pour un seuil à 10 MW

1 seul receveur d'ordre par titulaire

ET

Réserve rapide

- 7 titulaires maximum à DMO ≤ 13 minutes
- 7 titulaires maximum à DMO ≤ 9 minutes

Réserve complémentaire

- 14 titulaires maximum à DMO ≤ 30 minutes

Observabilité

Capacités observables par RTE en temps réel

pour le suivi en temps réel de l'évolution du besoin lors des activations

Conditions nécessaires à la certification

EDA télémesurée au pas 10 secondes

TM envoyées à RTE selon un protocole défini par RTE (CDC)

Délai de mise à disposition du CDC

RTE travaille actuellement pour mettre à disposition le CDC pour le 1er septembre, afin de laisser le temps aux acteurs de se mettre en conformité pour la certification

(+ EDA soutirage : RTE souhaite travailler avec les acteurs de marché qui souhaitent proposer des EDA soutirage afin de disposer de la consommation de référence)

EDA Soutirage

RTE souhaite disposer, pour les EDA Soutirage de la RR/RC, d'une courbe de référence (éq. Programmation des groupes)

RTE demande à ce que les acteurs qui comptent proposer des capacités d'effacement dans le cadre du contrat s'approchent de RTE pour définir des modalités sur ce point avant l'appel à contributions.

Liste d'engagement

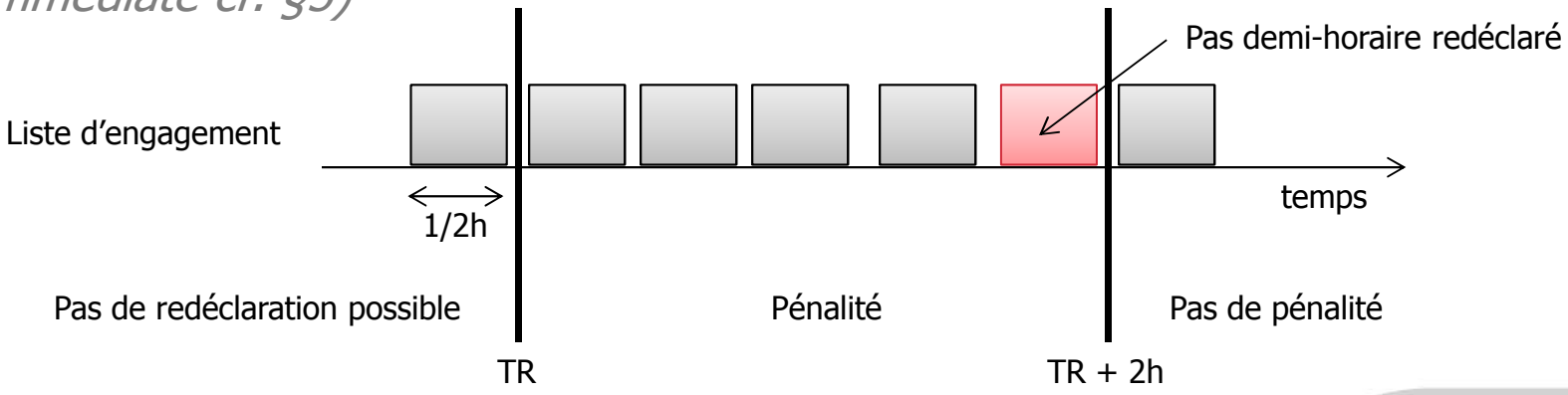
Déclaration initiale en J-1 16h30

Permettant de connaître les EDA répondant au produit, par pas demi horaire

Redéclaration possible en J

Sans pénalités lorsque la redéclaration concerne un pas demi horaire situé plus de 2h après la redéclaration

(Avec pénalité forfaitaire proportionnelle lorsque la modification est plus immédiate cf. §5)



Dispositif de certification

Principe

Test des caractéristiques des capacités

- Hypothèse : Les capacités proposées sont fiables à au moins 90%
- Une expérience doit confirmer cette hypothèse (à 90%)
- Le nombre de test permet 1 échec

Vérification des conditions techniques

- Observabilité

Certification initiale : protocole

- Déclaration ex-ante par l'acteur des niveaux (DMO ; P) à certifier
- 5 appels dans les conditions (DMO, P_{MAX}, DO_{MAX})
- L'acteur dépose un prix d'offre sur le MA permettant les appels dans la préséance économique
- Durée maximum du protocole : 1 mois

- 4 appels réussis au minimum pour être certifié
  - Vérification du DMO (avec TM et données de comptage)
  - PMAX atteinte (sans tolérances)

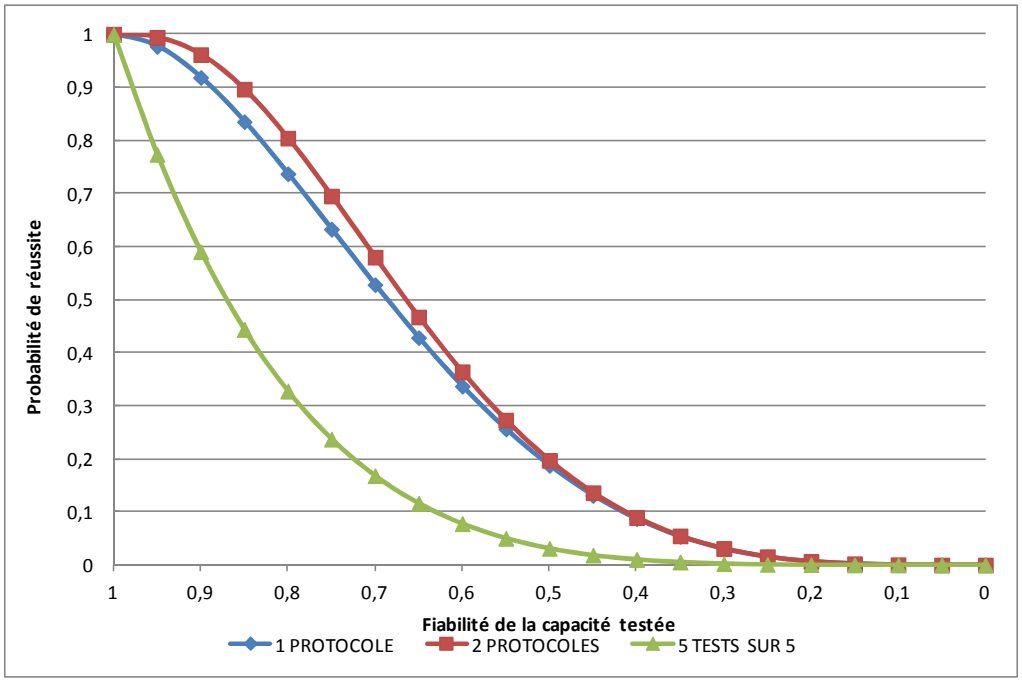
- Possibilité de prendre en compte les derniers appels sur le MA
  - sans en exclure
  - avec un maximum d'ancienneté de 3 mois

Dispositif de certification

Certification initiale « au rattrapage »

(lorsque le premier protocole abouti à une absence de certification)

Un second et dernier protocole peut être proposé si 3 tests au moins ont réussis → 5 des 5 appels suivants doivent être concluants



Hypothèse :
Les appels sont indépendants

Réseau de transport d'électricité

Validité du certificat

Renouvellement : tous les 3 mois

Automatique

- 2 appels minimum sur les 3 derniers mois

Manuel

(sur demande de RTE lorsque la condition de renouvellement automatique n'est pas remplie)

- 1 test minimum réussi (sur 2 appels)
- Coûts des tests à la charge de l'acteur

RTE ne demandera pas systématiquement des tests (contrôle aléatoire)

Invalidation d'un certificat

Plus de 2 appels sont défaillants sur les 5 derniers appels

2

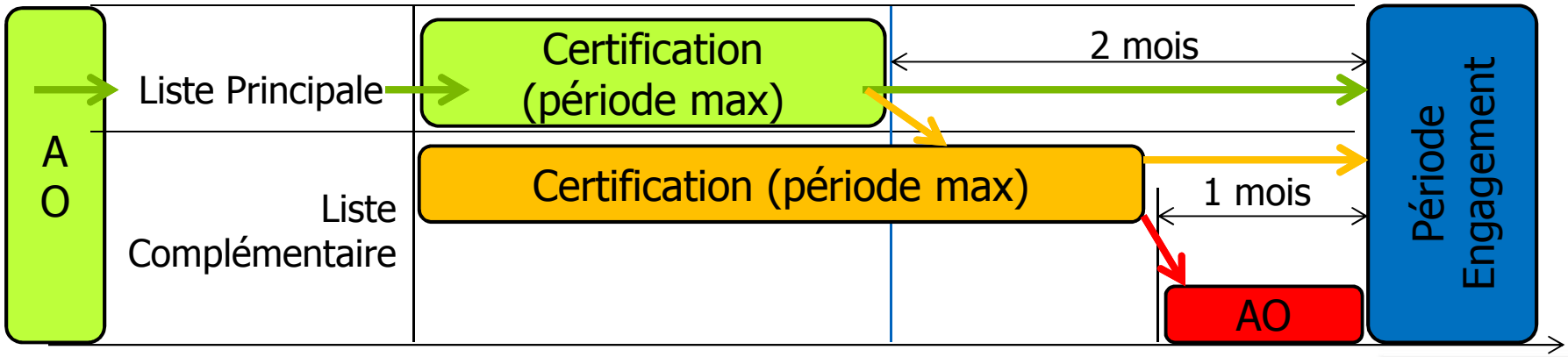
MODALITÉS CONTRACTUELLES GÉNÉRALES

Contractualisation des RR/RC : appel d'offres

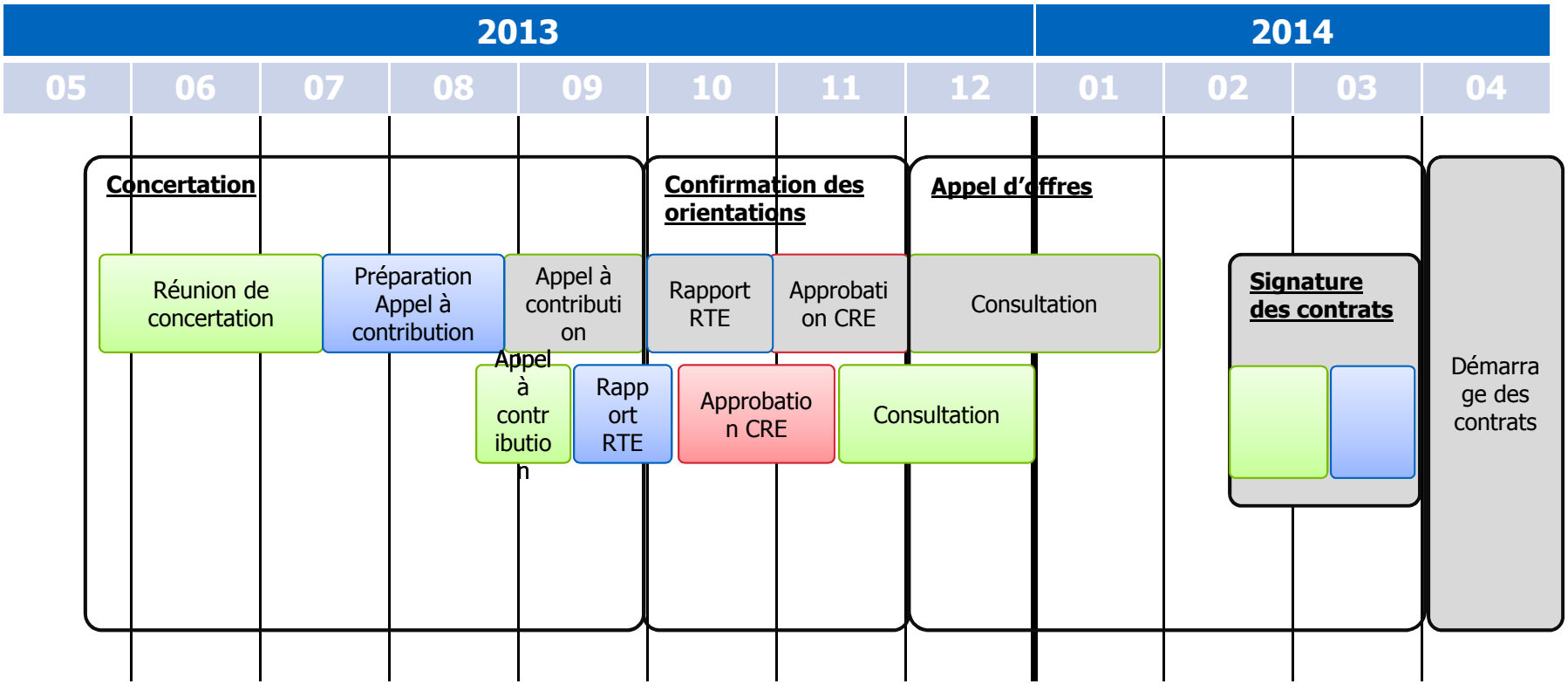
Sélection des titulaires

- Plusieurs offres (Puissance ; Prix) possibles par Titulaire
- Sites proposés
  - Garantie du maintien dans le périmètre d'ajustement pour les périodes offertes
  - Localisation des sites
- Les offres retenues sont celles qui offrent le meilleur prix (€/MW) <plus de seuil en puissance> sous contrainte du nombre de titulaire précédemment affiché </plus de seuil en puissance>

Calendrier de certification



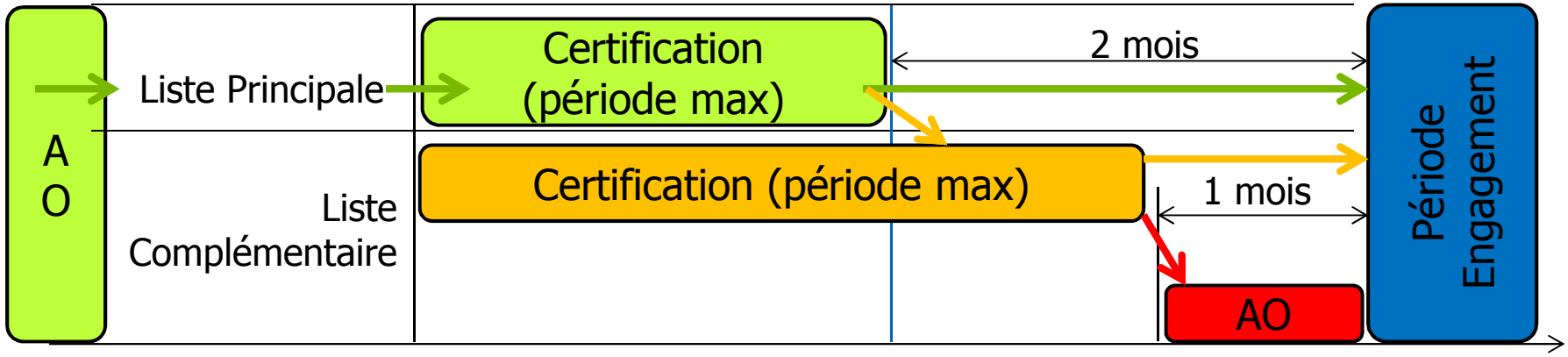
Adaptation du calendrier global pour le mois d'avril



Un AO jusqu'à fin décembre 2013 permet aux acteurs de certifier les capacités en janvier 2014 pour le 1er avril 2014

Optimisation du calendrier de certification

RTE travaille sur les possibilités de diminution du délai imposé entre la date de certification et le début du contrat



Dépend de :

contact du soumissionnaire en liste complémentaire et organisation de sa certification

Délai d'organisation d'un AO, permettant aux acteurs de répondre

Lotissement

100% mis en jeu du 01/04/2014 au 31/03/2015

permet une évolution des contrats

ne pas contractualiser aux échéances du Code Balancing

Les acteurs ont demandé à pouvoir contractualiser jusqu'au 31/12/2015

RTE a déclaré ne pas être opposé, mais n'ouvrira cette possibilité que si la stratégie de contractualisation n'amène pas à regretter ultérieurement des coûts trop élevés lié à l'augmentation du risque (avec l'échéance) que les acteurs mettent dans leurs offres.

Lotissement

Sécabilité des offres

Sécabilité des offres, au pas 10 MW : après instruction le pas au MW est délicat compte tenu du seuil et du besoin exact en puissance

(les certifications sont au MW)

Nombre d'activation par jour

Une offre au titre de l'AO contient les 2 activations dans la journée

(un acteur peut cependant proposer 2 EDA pour une journée, avec une activation par EDA)

Lotissement

Possibilité RR+RC ?

(à travailler avec les acteurs de marché)

RR (RC) & RC : prix RR, puis 1 prix sur RC si retenu pour RR, autre ?

et/ou

RR puis RC (1 prix RR, puis 1 prix sur RC si non retenu pour RR)

Y-a-t-il un gain à faire des blocs de RC de 30 minutes ?

Possibilité étudiée (faisabilité en cours d'étude)

Offres groupées avec obligation de déposer des offres découpées :

1xRR ; 1xRR + 1xRC ; 1xRR + 2xRC ; 1xRR + 3xRC

1xRC ; 2x RC ; 3xRC

Lotissement

Découpage temporel

(à travailler avec les acteurs de marché)

Semaine, jour ouvrés

Semaine, jours fériés et WE

Pour des raisons de complexité et d'auditabilité, il est nécessaire que le nombre de pas temporels possible soit faible

Mois + année (RTE part sur cette base)

Semaine + année

Semaine + mois

Selon faisabilité solution RR+RC, (slide précédent), il pourra être donné une priorité sur les offres globales (offres plusieurs blocs prise avant offre pas de temps important)

Réseau de transport d'électricité

Rémunération et limites de prix

Prime fixe

Pas de communication de RTE aux acteurs sur ce sujet

(informations de nature à biaiser l'AO)

Prix variable

Rémunération des acteurs via le MA

Limite de prix variable ?

- Contribuerait à augmenter le coût de la contractualisation
- Les RE qui génèrent les déséquilibres paient l'activation : les coûts variables sont bien affectés

→ RTE proposera de ne pas mettre de limites sur les prix variables, dans les conditions suivantes :

1. renouvellement de la certification lorsque peu d'appels sur le MA
2. pénalités proportionnelles aux prix variables déposés

3

DÉFAILLANCE ET GESTION

Défaillances et gestion

Pas de certification

1. Liste complémentaire lors de l'AO
2. Nouvel AO

Déclaratif par l'acteur et sur contrôle effectif de la capacité

Le titulaire peut redéclarer la LE avec d'autres EDA

Le titulaire peut « emprunter » une capacité certifiée chez un autre acteur, sous réserve de disposer d'une déclaration de cession dans le cadre de l'utilisation en RR/RC

- l'obligation n'est pas transférée (≠marché secondaire RS)
- le receveur d'ordre de la capacité change et devient le titulaire (sauf si le prêteur est titulaire)
- préavis pour prise en compte coté RTE (qq jours)
  - Les déclarations peuvent être envoyés en amont à RTE pour diminuer le délai après défaillance

Rte
Réseau de transport d'électricité

Gestion des défaillances multiples

Possibilité pour RTE de résilier le contrat

Actuellement, le contrat peut être résilié au bout de 3 défaillances

4

RÉGIME DE PÉNALITÉ

Préambule

Le régime de pénalités c'est :

1. une incitation pour que les titulaires mettent à disposition le produit
2. la garantie pour les acteurs qui rendent le service que la concurrence est équitable
3. une prise de risque pour les acteurs pour lesquels la RR/RC représente une part conséquente du CA.

Proposition des acteurs

RTE se tient à la disposition des acteurs qui souhaitent proposer des régime de pénalités permettant d'augmenter 1. et 2. et diminuer 3.

Principe du régime de pénalité lié aux défaillances déclarées

Eviter les arbitrages avec le marché

une pénalité proportionnelle à EPEX

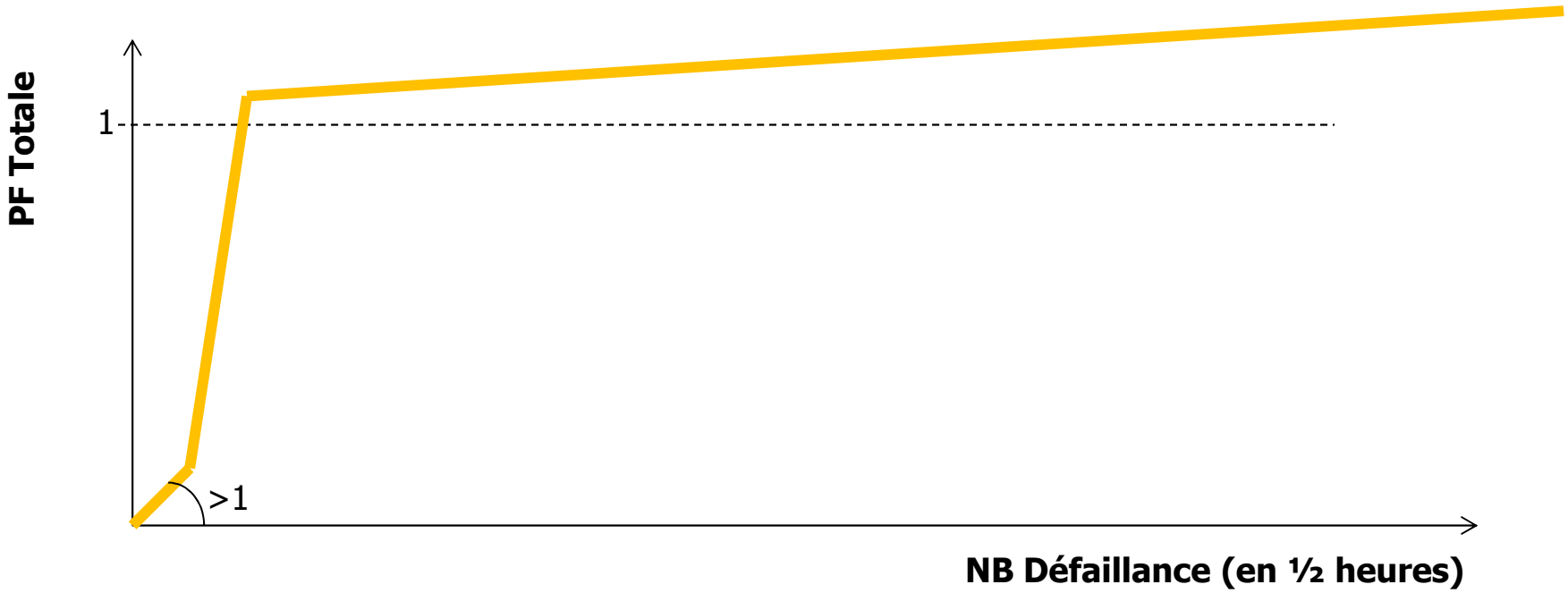
(disparition des pénalités liées à la reconstitution des marges, non prévisible, et amenant un traitement imprévisible pour une même défaillance)

+Pénalité

proportionnelle à la prime fixe

- la pénalité est calculée sur la base de la prime fixe perçue pour l'ensemble de l'engagement lié à l'offre (et non plus sur la journée)
- **Perte d'un montant supérieur à la PF à partir de quelques défaillances** (pénalités comptabilisées par pas demi-horaire)

Structure de la pénalité de base



(notation P_{base})

Défaillances constatée lors des activations ou lors des contrôles de l'effectivité

Base : Pénalités relative aux défaillances déclarées multipliée par un ratio progressif

fonction du prix variable proposé sur le MA pour les activations défaillantes (Coef 1>1)

$$\textbf{Pénalité} = \textbf{EPEX} + \textbf{P}_{\textbf{base}} \textbf{ x Coef}_{\textbf{1}}$$

avec $Coef_1$ (dépendra de la probabilité d'appel sur le MA)

Prix offre	Coef $_1$
0 < Prix < Prix1.1	Coef1.1
Prix1.1 < Prix < Prix 1.2	Coef 1.2 (> Coef 1.1)
…	…

fixé si pas d'appel ($Coef_2$ > 1)

$$\textbf{Pénalité} = \textbf{EPEX} + \textbf{P}_{\textbf{base}} \textbf{ x Coef}_{\textbf{2}}$$

Coef1 et Coef2 (à caler)

Soit fixe

Soit être un équivalent d'une plus grosse prise en compte sur le compteur de défaillance

Réseau de transport d'électricité

Défaillances constatée lors des activations ou lors des contrôles de l'effectivité

Contrôles possibles (non exhaustif)

+ PMAX – Programme d'appel et/ou puissance consommée
  - PMAX – Puissance produite est inférieur à la puissance de la LE
  - La consommation de l'EDA est inférieure à la puissance dans la LE

+ puissance statistiquement en dessous lors des activations par rapport à la puissance contractualisée
  - Sur plusieurs appels, RTE constate que l'acteur est statistiquement en sous-ajustement et dans la tolérance du MA

+ CRMA

Ces cas entrainent une défaillance non déclarée

(si non déclarée)

Réseau de transport d'électricité

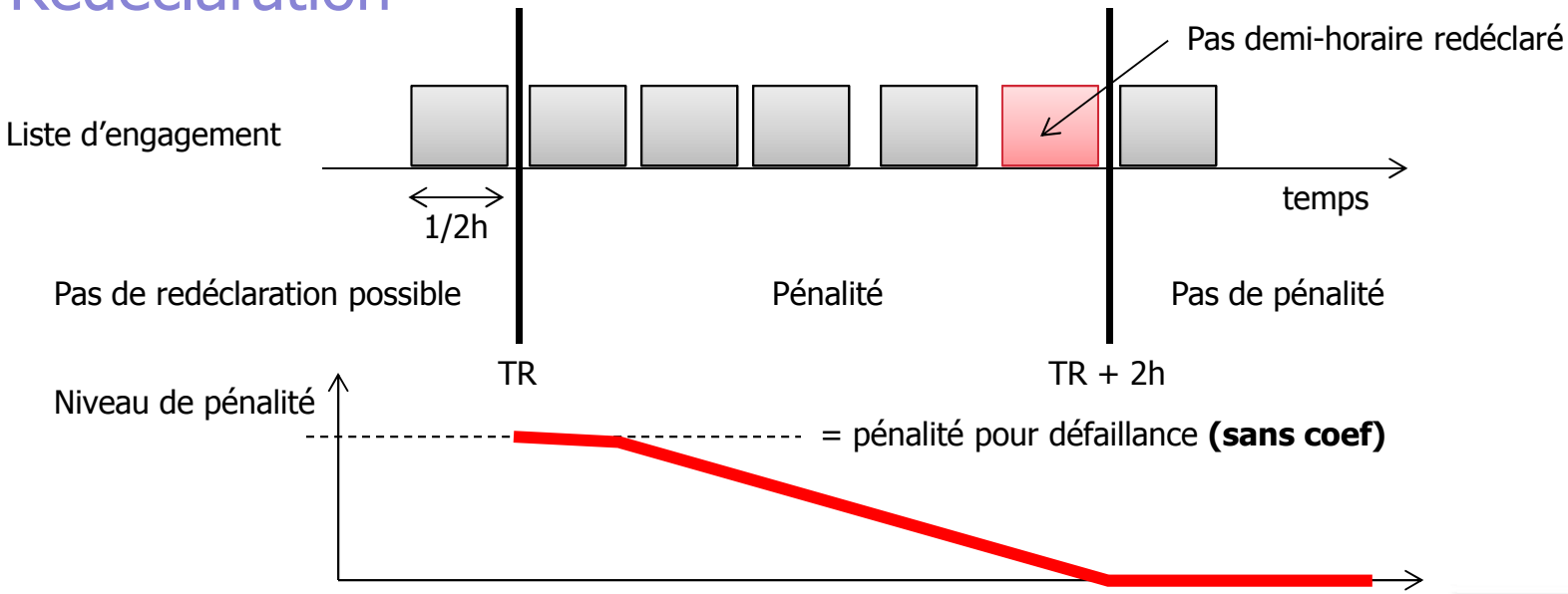
Déclaration de la liste d'engagement

Déclaration à 16h30

Valeur pour RTE : préparer J

Non déclaration → Pénalité forfaitaire « faible »

Redéclaration



6 CALENDRIER

Nouveau calendrier prévisionnel

