Réseau de transport d'électricité

Mécanisme de capacité

Commission d'Accès au Marché
11 juillet 2013

Sommaire

01 Bilan de la concertation

02 Eléments d'architecture

03 Obligation des fournisseurs

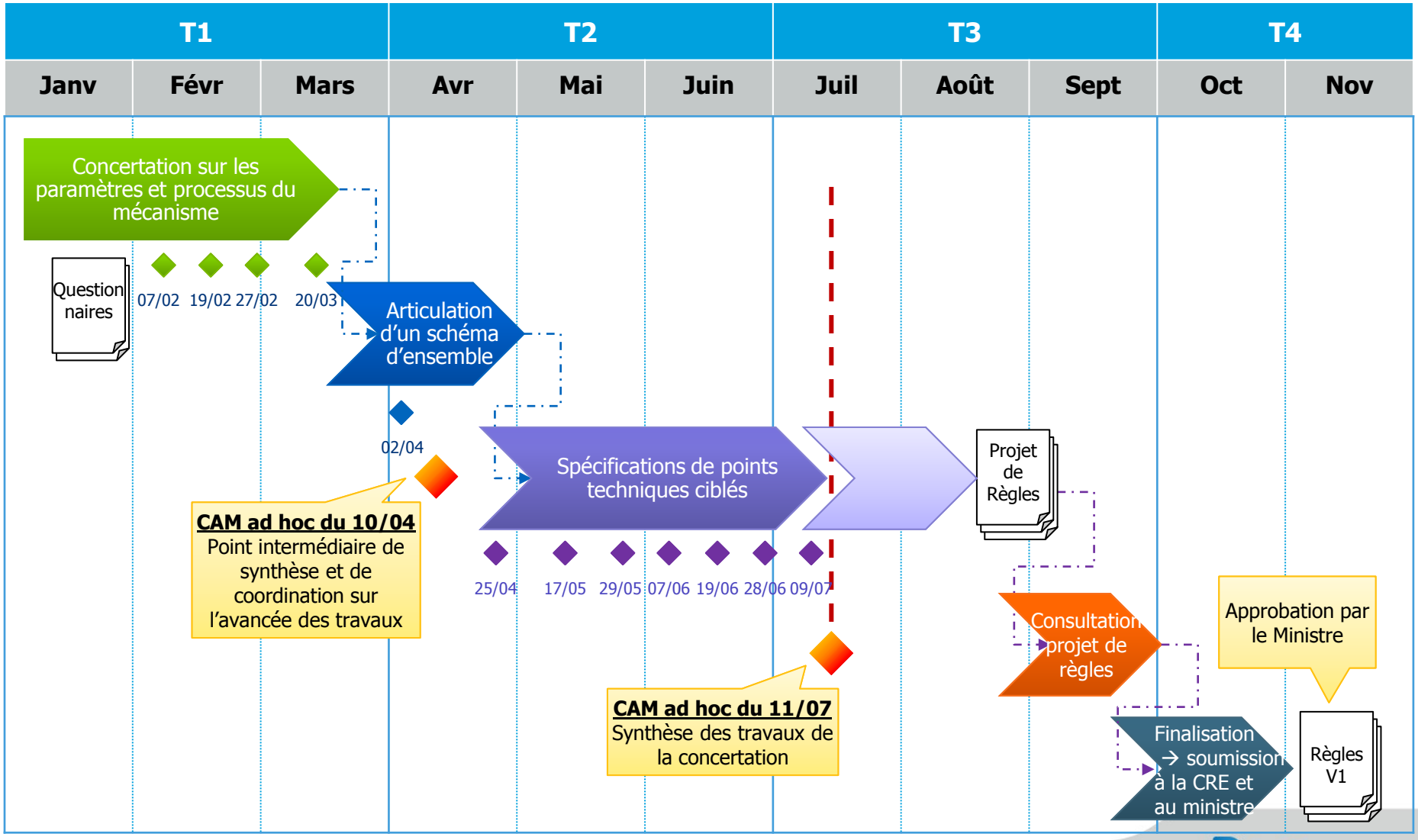
04 Certification des capacités

05 Règlements financiers

1

BILAN DE LA CONCERTATION

Planning de la concertation



Une concertation dense

3 Questionnaires portant sur l'ensemble des paramètres structurants

1. Introduction de l'ensemble des paramètres du dispositif	14 réponses à l'appel à contribution
2. Obligation des fournisseurs et règlements financiers relatifs au rééquilibrage en capacité des fournisseurs	12 réponses à l'appel à contribution
3. Certification des capacités et règlements financiers relatifs aux écarts des responsables de périmètre de certification	13 réponses à l'appel à contribution

Des réunions de GT permettant aux acteurs d'être force de proposition

12 Réunions de travail thématiques abordant - les paramètres structurants du mécanisme - la spécification technique du mécanisme	40 présentations en séances

1 outil simplifié de simulation de l'EOD mis à disposition des acteurs

Alpiq
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg
EDF
Enel
Energy Pool
ERDF
EON
GDF Suez
NovaWatt
Poweo Direct Energie
SmartGrid Energy
Statkraft
Total Gas & Power Ltd
UNIDEN

12 Réunions de Travail | 39 contributions | 40 présentations | 1 outil de simulation mis à disposition

2

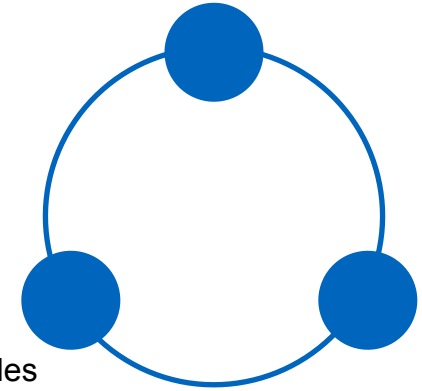
ELEMENTS D'ARCHITECTURE

Objectifs du mécanisme de capacité

La réussite du mécanisme de capacité s'appréciera au regard des 3 critères suivants

- Issu du Rapport Sido Poignant, le mécanisme de capacité ***vise à réduire la pointe électrique***, spécifique au système électrique français
- **Assurer le développement des effacements** et des actions de maîtrise de la courbe de charge
- Dispositions renforcées par la loi 2013-312 (loi « Brottes ») *« A coût égal, il (le mécanisme de capacité) donne la priorité aux capacités d'effacement de consommation sur les capacités de production »*

Inciter à la maîtrise de la pointe de consommation



Maîtriser l'économie du dispositif

- Le mécanisme doit renvoyer à l'ensemble des acteurs les **signaux économiques pertinents** pour garantir la sécurité d'alimentation
- **Chaque acteur** doit **contribuer** au mécanisme à hauteur de ses **propres responsabilités** sur le système électrique
- Les **coûts pour les consommateurs** finals doivent être **maîtrisés**

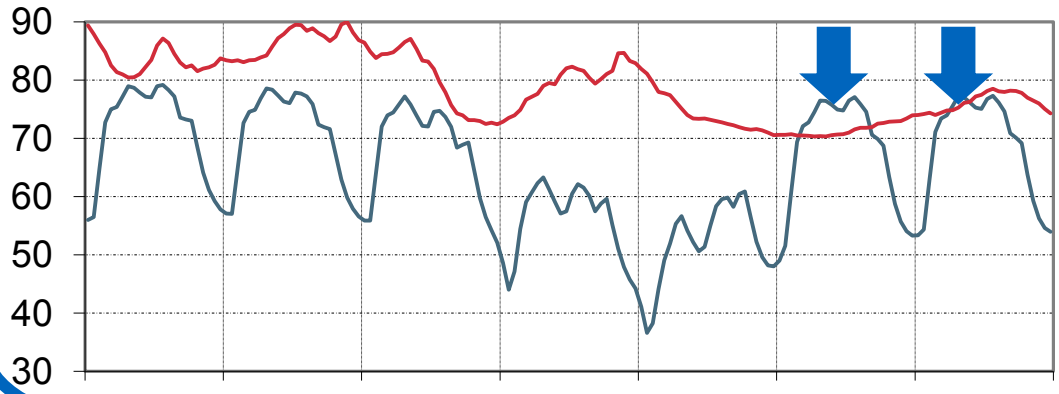
Assurer la sécurité d'alimentation

- Le mécanisme de capacité doit contribuer à assurer le niveau de **sécurité d'alimentation déterminé par les pouvoirs publics**
- Le mécanisme de capacité **complète l'organisation actuelle du secteur électrique en créant des obligations nouvelles**

Risque de défaillance

Le *Risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité* est la pierre angulaire du mécanisme de capacité français

Demande > Offre → Défaillance



→ Paysage de défaillance

- L'aléa climatique sur la demande est l'aléa prédominant du système électrique

➔ Le niveau de consommation est la variable explicative de rang 1 de la défaillance

Contribution au risque de défaillance

La Puissance de référence d'un consommateur reflète *sa contribution au risque de défaillance*

En France, la sécurité d'alimentation dépend de la capacité du système à supporter une vague de froid

La contribution d'un consommateur au risque renvoie à sa consommation durant les vagues de froid

La contribution au risque de défaillance d'un consommateur est indépendante du choix des paramètres de calcul de l'obligation (PP1…)

Elle dépend :

- de la sensibilité de cette consommation à la température
- du synchronisme de cette consommation avec la pointe nationale
- de son élasticité (flexibilité, capacité à être reportée…)

L'enjeu de l'obligation est d'apprécier cette contribution au risque de défaillance.

Non discrimination entre effacement certifié et réduction de l'obligation

Le décret dispose que les périodes de pointe PP1 et PP2 sont déterminées de manière à être non discriminatoire entre une réduction de l'obligation de capacité et une certification de capacité d'effacement

Effacement certifié	Effacement non certifié
Doit être **disponible** durant PP2 pour être pris en compte	Doit être **activé** durant PP1 pour être pris en compte

Nécessité d'une cohérence entre PP1 et PP2

Valorisation équivalente d'un effacement

- Un effacement doit obtenir une valorisation équivalente qu'il soit pris côté demande en tant que réduction de l'obligation ou bien côté offre en tant que capacité certifiée
- Cette valorisation renvoie à sa contribution à la réduction du risque de défaillance

Contribution à la réduction du risque de défaillance

Le volume de garanties d'une capacité doit refléter sa *contribution à la réduction du risque de défaillance*

En France, la sécurité d'alimentation dépend de la capacité du système à supporter une vague de froid

La contribution d'une capacité renvoie à sa capacité à réduire la défaillance durant les vagues de froid

La contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est indépendante du choix des paramètres de certification (PP2…)

Elle dépend :

- des caractéristiques propres de la capacité
- du système électrique donné (parc de capacités et structure de la demande)
- du critère de sécurité d'alimentation

L'enjeu de la certification est d'apprécier cette réduction du risque de défaillance.

Niveau de capacité et contribution à la réduction du risque de défaillance

L'enjeu global du calcul du niveau de capacité est de déterminer la méthodologie de mesure de la contribution d'une capacité pour une année donnée

Cas d'une année avec situations de défaillance ⟩ La contribution d'une capacité est mesurée directement sur les périodes sur lesquelles la défaillance a lieu.

⇒ **Quid d'une année sans défaillance ?**

La meilleure estimation accessible est basée sur la mesure des paramètres lors d'une année donnée. ⟩

- Période PP2 : doit être la meilleure métrique du risque de défaillance du système ; l'aléa prédominant est l'aléa de consommation
- Disponibilités, ensemble facteurs techniques : mesures effectuées sur la base du réalisé

- Une capacité qui est indisponible sur toute la période PP2 a une contribution à la réduction du risque de défaillance qui est nulle

Deux conceptions du mécanisme de capacité

Schématiquement, deux conceptions du mécanisme de capacité ont émergé lors de la concertation

	Mécanisme basé sur la puissance installée	Mécanisme basé sur la puissance disponible
Sécurité d'alimentation & périmètre des capacités	Ce schéma vise à s'assurer qu'il existe suffisamment de capacités installées pour respecter le critère des 3 heures. Il vise à encourager des capacités à être présentes sur le territoire national.	Le mécanisme vise à garantir que les capacités nécessaires sont disponibles lors des pointes. Il concerne toutes les capacités qui sont disponibles à la pointe
Engagement des exploitants de capacité	Assurer l'existence physique des capacités en contrepartie de la rémunération de capacité	Assurer la disponibilité des capacités à la pointe en contrepartie de la rémunération de capacité
Anticipation & détermination de l'obligation	L'obligation est fixée à l'avance	L'obligation prend en compte la consommation réalisée lors de l'année de livraison
Participation de la demande	Au delà d'une certaine date, la demande est considérée comme fixe	Le mécanisme vise à faire émerger et valoriser les leviers côté consommation à toutes les échéances
Capacités cibles	Le mécanisme peut être limité à certaines capacités	Le mécanisme porte sur toutes les capacités à l'aune de leur contribution à la réduction du risque de défaillance

Réseau de transport d'électricité

Deux conceptions du mécanisme de capacité

	Mécanisme basé sur la puissance installée	Mécanisme basée sur la puissance disponible
Sécurité d'alimentation & périmètre des capacités	Ce schéma vise à s'assurer qu'il existe suffisamment de capacités installées pour respecter le critère des 3 heures. Il vise à encourager des capacités à être présentes sur le territoire national.	Le mécanisme vise à garantir que les capacités nécessaires sont disponibles lors des pointes. Il concerne toutes les capacités qui sont disponibles à la pointe

- Il existe déjà en France un dispositif qui porte sur le besoin d'investissement dans les capacités nécessaires au respect du critère : la PPI (volet « appel d'offres »)
- Le mécanisme doit apporter une plus-value en matière de sécurité d'approvisionnement, en complément des mécanismes existants

Engagement de disponibilité	Assurer l'existence physique des capacités en contrepartie de la rémunération de capacité	Assurer la disponibilité des capacités à la pointe en contrepartie de la rémunération de capacité

- De très nombreux mécanismes de capacité mis en œuvre à l'étranger conditionnent la rémunération de capacité à des engagements de disponibilité. Exemples sur 2 marchés de capacité de référence aux Etats-Unis :
  NE-ISO : obligation de déposer des offres sur le pool en J-1 si signal émis par l'ISO avec pénalité de 10 % en cas d'absence ; PJM : obligation de déposer des offres sur le pool en J-1 avec contrôle de la disponibilité sur les heures de pointes (EFORp) et pénalisation en cas d'écart
- En l'absence d'engagement de disponibilité, la quasi totalité de la puissance française peut être considérée comme effaçable dès lors qu'elle dispose d'un disjoncteur d'arrêt

Réseau de transport d'électricité

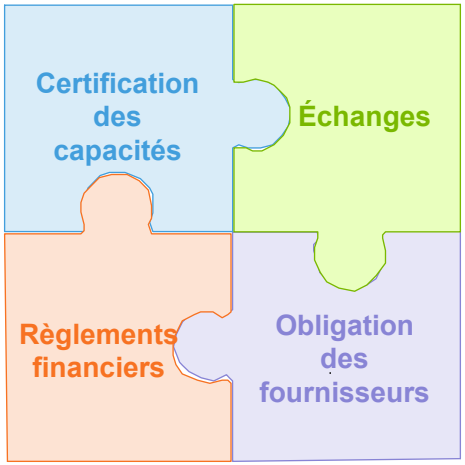
Deux conceptions du mécanisme de capacité

	Mécanisme basé sur la puissance installée	Mécanisme basé sur la puissance disponible
Anticipation & détermination de l'obligation	L'obligation est fixée à l'avance	L'obligation prend en compte la consommation réalisée lors de l'année de livraison
Participation de la demande	Au delà d'une certaine date, la demande est considérée comme fixe	Le mécanisme vise à faire émerger et valoriser les leviers côté consommation à toutes les échéances
Capacités cibles	Le mécanisme peut être limité à certaines capacités	Le mécanisme adresse toutes les capacités à l'aune de leur contribution à la réduction du risque de défaillance

- Un mécanisme basé sur la puissance installée pourrait ne porter que sur certaines capacités, réduisant ainsi la surface financière du dispositif. Les capacités concernées sont majoritairement des capacités de production. Si des effacements de consommation sont concernés, alors des vérifications spécifiques pour ces capacités sont mises en place, allant au-delà de la simple vérification d'existence (sinon, toute consommation pourrait être considérée comme effaçable, dès lors qu'elle a un dispositif d'arrêt)
- Un mécanisme basé sur la puissance disponible, avec une obligation dynamique, favorise les actions de plus court terme, comme les effacements de consommation et doit limiter les surcapacités coûteuses, dans un contexte d'incertitude sur la demande

Les enseignements de la concertation

- La concertation a permis l'émergence de propositions sur les briques structurantes du mécanisme de capacité
- En toile de fond des différentes propositions, les deux conceptions précédentes du mécanisme pouvaient apparaitre, avec des nuances



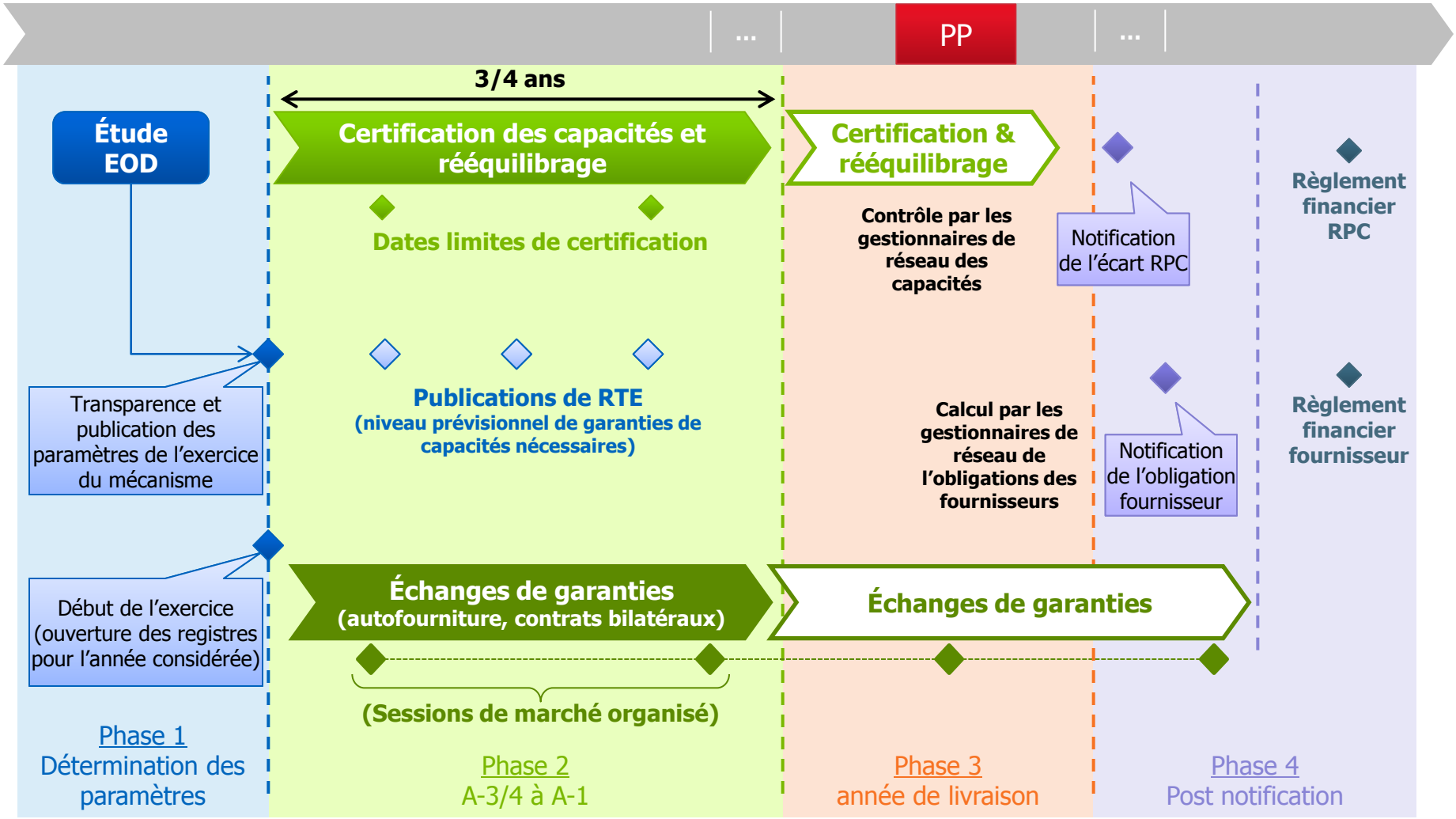
Le mécanisme de capacité doit s'analyser dans sa globalité de sorte que chaque acteur puisse en évaluer les impacts sur son activité : pour cela, il est nécessaire de disposer d'un texte de référence qui serve de support aux discussions

RTE privilégie à ce stade certaines orientations. La rédaction d'un projet de règles va permettre de « passer au concret » et, le cas échéant, de procéder à des évolutions

En septembre, une seconde phase doit désormais s'ouvrir : la consultation sur une proposition articulée d'ensemble

Les échanges se poursuivront sur la base du texte proposé par RTE, accompagnés d'éléments d'appréciation

Articulation globale du mécanisme



Paramètres à déterminer

Calcul de l'obligation

Paramètres initiaux

- Année de livraison
- PP1

Paramètres de l'obligation de sorte à assurer la sécurité d'alimentation

- Température extrême
- Coefficient de sécurité

Contribution au risque de défaillance d'un consommateur

- Thermo-sensiblité d'un consommateur

Correction de la consommation constatée

- Maturité des données
- Effacement certifiés activés

Certification

Paramètres initiaux

- Risque de défaillance
- PP2

Contribution à la réduction du risque de défaillance et volume de garanties

- Paramètres de certification

Certification des capacités

- Jalons de la certification
- Modalités de rééquilibrage

Niveau de capacité effectif

- Mesures, contrôles et tests

Règlements financiers

- Principes retenus pour le paramétrage des règlements
- Définition du prix de référence
- Calcul des écarts

Réseau de transport d'électricité

3

OBLIGATION DES FOURNISSEURS

Obligation des fournisseurs
Principes généraux

Le décret dispose que l'obligation des fournisseurs dépend

De la consommation constatée de ses clients durant PP1

Des effacements certifiés activés sur son portefeuille

De la thermo-sensibilité des consommations

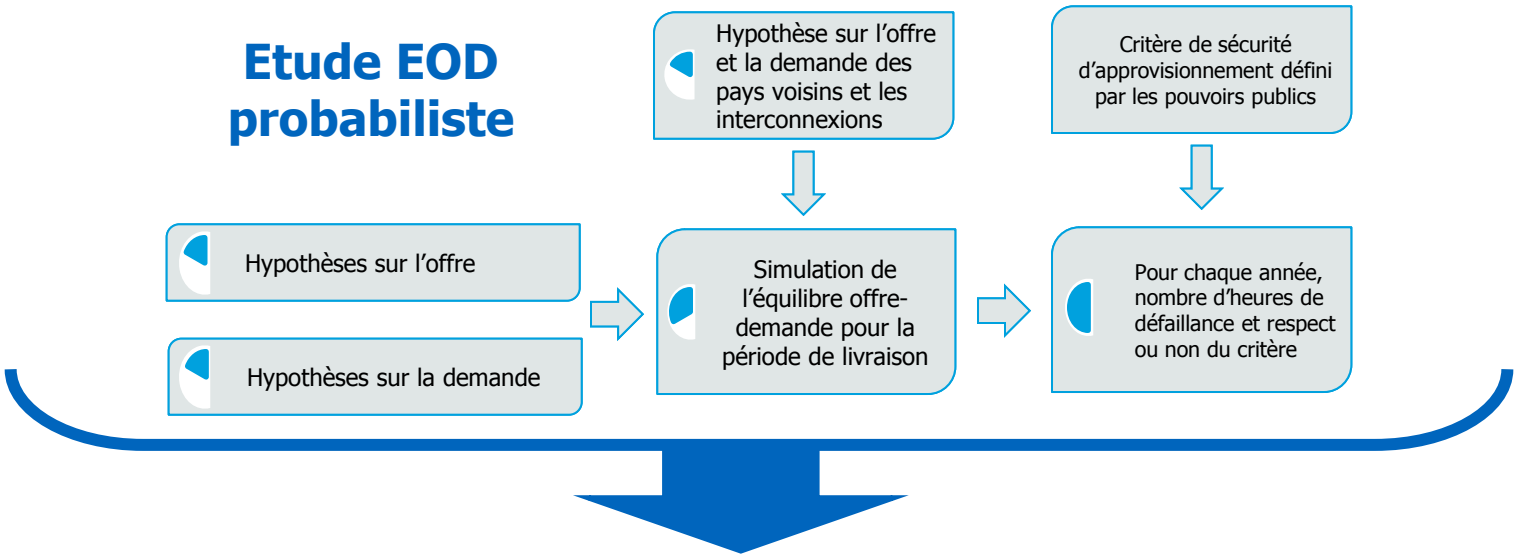
D'un coefficient de sécurité

- Ce coefficient de sécurité intègre la prise en compte des interconnexions

$$Obligation_{fournisseur} = C_{sécurité}\ x\ (Conso_{portefeuille\ fournisseur} + P_{effacement\ certifié\ activé} + Gradient\ x\ (T°_{extrême} - T°_{réalisée})$$

Détermination des paramètres d'un exercice

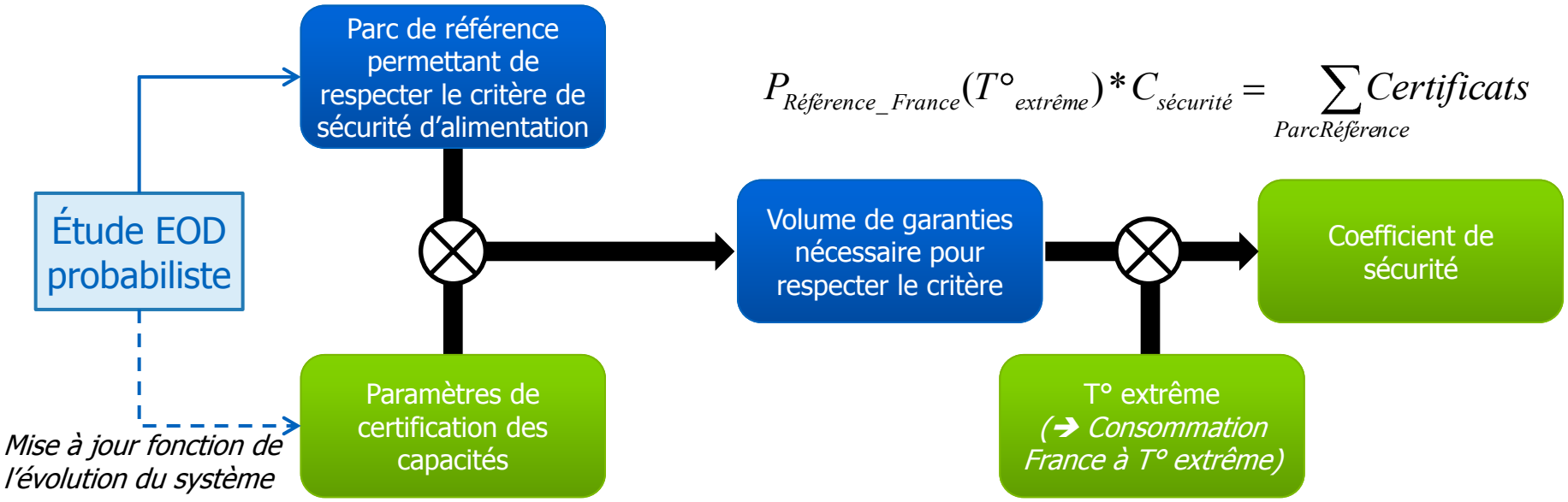
La définition des paramètres du mécanisme de capacité repose sur une étude d'adéquation



La modélisation de l'EOD étant européenne, le dimensionnement du parc de référence intègre directement la contribution des pays voisins à la sécurité d'alimentation

Détermination des paramètres d'un exercice

La définition des paramètres du mécanisme de capacité repose sur une étude d'adéquation



Les paramètres sont stables durant toute la durée d'un exercice (stabilité intra exercice)
Ils peuvent varier d'un exercice à l'autre (évolution inter exercice)

Détermination de la température extrême

L'aléa climatique est l'aléa principal du système électrique français du fait de la très forte thermo-sensibilité de la consommation

La température extrême est définie de sorte à refléter l'aléa thermosensible du système

- La définition d'une température extrême responsabilise les acteurs sur les risques qu'ils génèrent
- La température extrême est définie de sorte à ne pas renvoyer une part de l'aléa sur des consommateurs non thermosensibles via le coefficient de sécurité

Critère de sécurité d'alimentation (3 heures de défaillance par an)

Aléa dimensionnant : vague de froid décennale

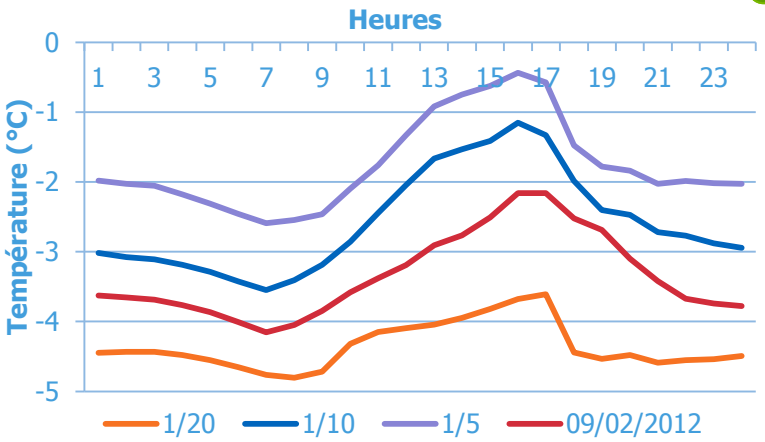
- La T° extrême est définie à partir des T° horaires à 1 chance sur 10 de sorte à refléter l'aléa climatique et les vagues de froid contre lesquelles se couvre le système électrique
- Le respect du critère de sécurité d'alimentation renvoie à la capacité du système à passer une vague de froid type vague de froid décennale

Détermination de la température extrême

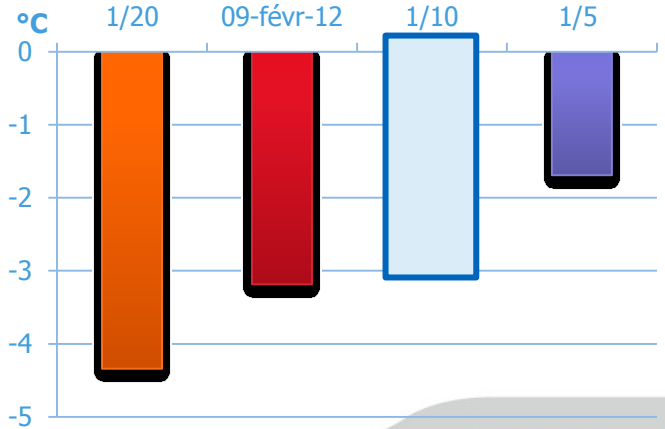
La définition d'une température extrême responsabilise les consommateurs sur les risques qu'ils génèrent et incite directement à la réduction des pointes électriques

Référentiel Climatique	⊗	Aléa thermosensible	⊗	Paramètres
• Référentiel représentatif de l'ensemble des situations climatiques pouvant se produire		• T° horaires à 1 chance sur 10		• Pondération horaire sur PP1

T° extrême



Distribution horaire



Détermination des paramètres d'un exercice

Orientations privilégiées

- La définition des paramètres du mécanisme repose sur une étude d'EOD
- Ces paramètres sont stables sur toute la durée d'un exercice
- La température extrême reflète l'aléa climatique contre lequel le système électrique se couvre
- Au démarrage du mécanisme de capacité, le coefficient de sécurité reflète essentiellement la contribution des interconnexions

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ La définition des paramètres sur la base d'une étude d'EOD permet d'assurer le respect à moyen terme du critère de sécurité tout en étant cohérent avec la dynamique d'évolution du système électrique
Réduction des pointes	▪ La définition d'une température extrême pour le calcul de l'obligation incite les consommateurs thermosensibles à maîtriser leur consommation
Équité de traitement	▪ Les aléas sont portés directement par les acteurs qui les génèrent sans transfert ou mutualisation
Visibilité	▪ En définissant à l'avance les paramètres du mécanisme, les fournisseurs ont la possibilité d'estimer le montant de leur obligation et mettre en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise

- L'obligation d'un fournisseur dépend uniquement de la consommation réalisée de ses clients durant la période de pointe PP1 et de paramètres définis et stables
- Elle n'est pas impactée par la consommation des autres fournisseurs ou par des paramètres inconnus ou non maîtrisables du fournisseur

Réseau de transport d'électricité

Publication de RTE

Dans le respect des dispositions du décret, RTE publiera chaque année des **prévisions sur le niveau global de garanties** permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs

Pendant la période de quatre ans précédant chaque année de livraison, et au moins une fois par an pour chaque année de livraison, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité publie des prévisions relatives au niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs. (Art. 18.I)

Ces publications, associées à la transparence du registre des capacités, permettront aux acteurs d'agir en fonction de leur anticipation sur le niveau de la sécurité d'alimentation

Année de livraison et donnée de consommation

Schéma 1 : année de livraison correspondant à une année à cheval

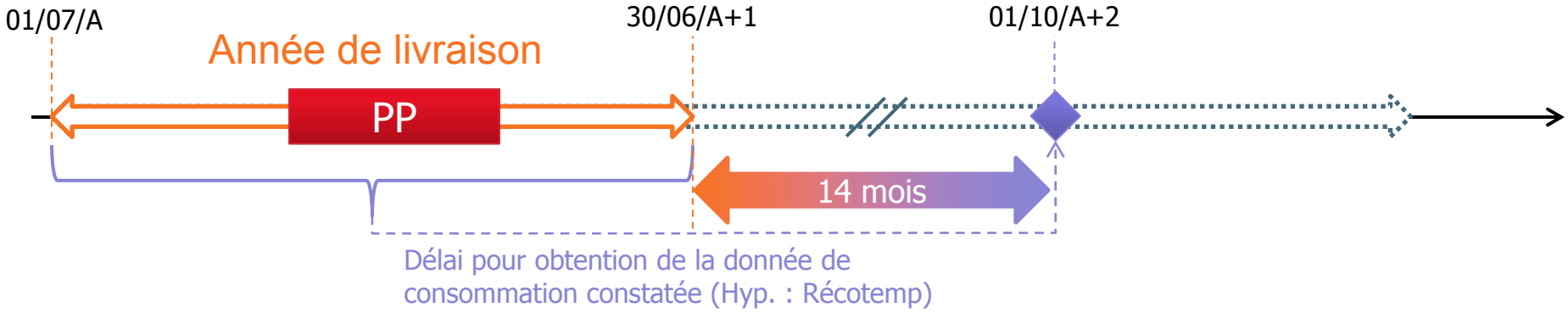
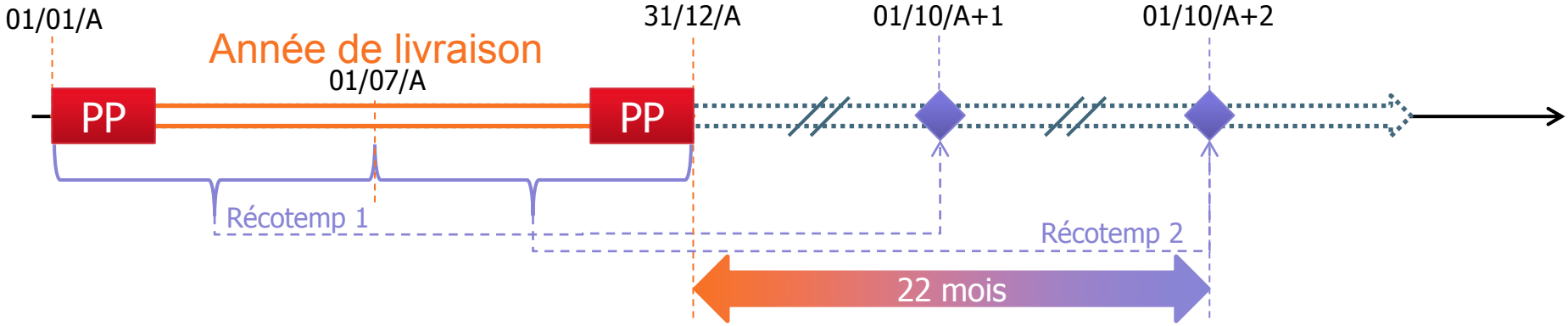


Schéma 2 : année de livraison correspondant à une année civile



Le choix d'une année civile repousse la date à laquelle la consommation est disponible

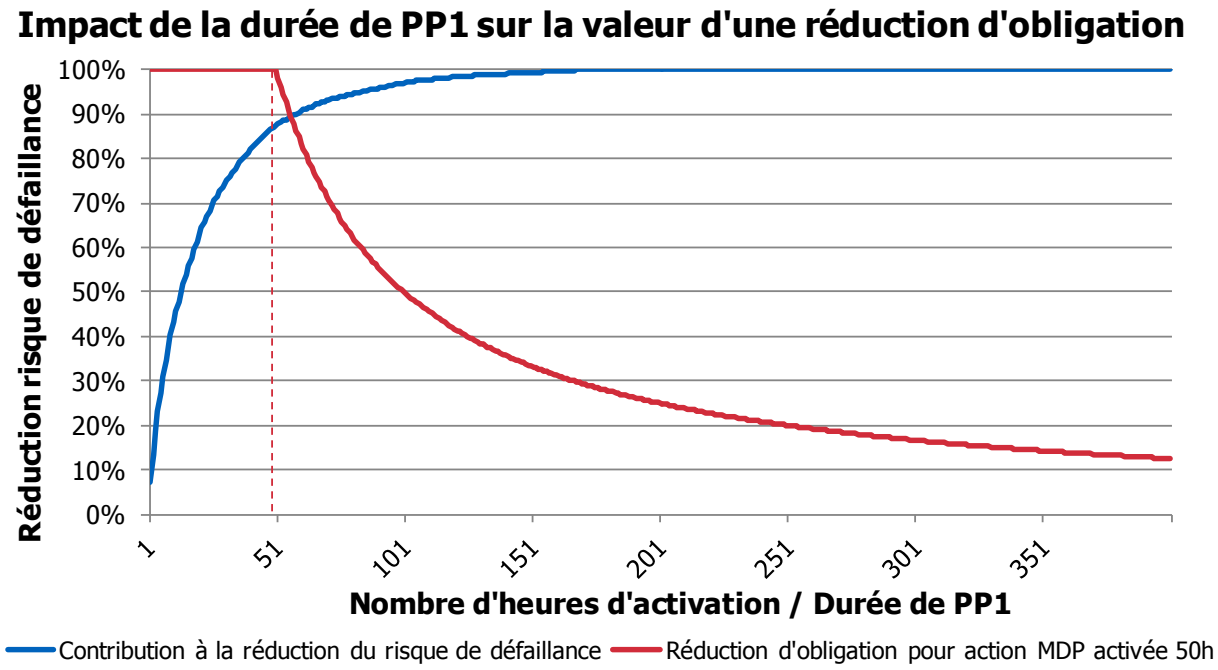
Année de livraison

Suite à la CAM du 11 avril 2013, une analyse a été menée sur l'impact, pour le système, d'une année de livraison autre qu'une année centrée sur un hiver

Objectifs visés	Éléments de réponse
délai de calcul de l'obligation	▪ Le choix d'une année civile repousse la date limite de session (données définitives de consommation pour décembre d'une année A connues uniquement en octobre A+2)
Visibilité pour les acteurs	▪ Le choix d'une année civile rend plus difficile l'envoi d'un signal sur les périodes de pointe, RTE ne disposant d'informations détaillées sur le système qu'à une maille saisonnière
Facilitation de potentiels échanges de garanties au niveau européen	▪ Les engagements des capacités dans les mécanismes de réserve stratégique nordiques portent sur des périodes hivernales (Suède : 16 novembre au 15 mars – Finlande : 1er décembre au 28 février) ▪ Les orientations publiées pour le mécanisme de capacité anglais parlent d'hivers à cheval ▪ A l'inverse les produits échangés sur l'énergie sont majoritairement sur des années civiles

- A l'issue de son analyse technique, RTE n'a relevé aucun élément rédhibitoire contre l'un ou l'autre choix (hormis la première année de livraison 2016-2017 compte tenu du décret)
- Pour la définition de l'année de livraison, les problématiques concurrentielles identifiées par les acteurs (notamment en lien avec l'ARENH) seront déterminantes

Contribution au risque de défaillance et PP1



- L'obligation d'un consommateur doit renvoyer à sa consommation sur les heures de plus forte consommation
- Un effacement pris côté réduction de l'obligation doit être valorisé à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance

- Avec un PP1 long, un consommateur ne consommant pas durant les heures de plus forte consommation aurait une obligation non nulle alors même que sa contribution au risque de défaillance est nulle
- Le choix d'une période PP1 longue réduit la valeur d'une action de MDP alors même que sa contribution à la réduction du risque de défaillance peut être forte

Période de pointe PP1

Orientations privilégiées

- La période de pointe PP1 correspond aux 100 heures de plus forte consommation au sein des jours pré-signalés par RTE en J-1
- Les heures PP1 ne sont pas fixées avant la période de livraison. Elles sont toujours prises parmi les heures [7h ; 20h] des jours ouvrés des mois de novembre à mars
- Le pré-signalement est fondé majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus forte consommation)
- RTE met à disposition des acteurs des éléments complémentaires pour les aider à apprécier la probabilité d'appartenance à PP1

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ L'obligation d'un consommateur renvoie directement à sa consommation sur les heures plus forte consommation en cohérence avec sa contribution au risque de défaillance
Réduction des pointes	▪ PP1 cible les heures de plus forte consommation de sorte à réduire la croissance excessive des pointes de consommation, enjeu prioritaire du mécanisme
Visibilité	▪ RTE publie les informations prévisionnelles à sa disposition de sorte à permettre aux fournisseurs d'agir sur la consommation de leurs clients de manière la plus adaptée

- Une autre définition de la période PP1 pourrait entrainer, pour un consommateur ne consommant pas durant les heures de plus forte consommation, une obligation non nulle alors même que sa contribution au risque de défaillance est nulle

Période de pointe PP1
Proposition non privilégiée

Orientations non privilégiées

- Période PP1 définie à l'avance et correspondant à toute la période hivernale

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ Les actions de maîtrise de la consommation, répondant aux incitations économiques du mécanisme de capacité, sont mises en œuvres sur des périodes potentiellement différentes des périodes de tension réelles ; elles ne contribuent alors pas à améliorer la sécurité d'alimentation et peuvent même la détériorer
Réduction des pointes	▪ Ce PP1 ne cible pas les heures de plus fortes consommations réelles et n'incite alors pas à la maitrise de la consommation à la pointe
Non discrimination entre effacements certifiés et réduction de l'obligation	▪ Avec un tel PP1, une réduction de l'obligation nécessite un volume d'activations beaucoup plus important, sous-estimant fortement sa contribution à la réduction du risque de défaillance, plus ciblé

Obligation des fournisseurs
Calcul de l'obligation et de la $P_{référence}$

L'obligation est calculée à la maille fournisseur par addition des puissances de référence de chaque consommateur dans son portefeuille le tout multiplié par le coefficient de sécurité

$$Obligation_{fournisseur} = \sum_{clients} P_{référence} * C_{sécurité}$$

La puissance de référence d'un consommateur est fonction de sa consommation constatée et de sa puissance effacée certifiée durant PP1 ainsi que de la sensibilité de sa consommation à la température.

$$P_{référence,j} = C_{constatée,PP1} + P_{effacée,PP1} + G_j * (T°_{extrême} - T°_{PP1})$$

$C_{Constatée,PP1}$: moyenne de la consommation constatée du consommateur j sur PP1
$P_{effacée,PP1}$: moyenne de la puissance effacée certifiée attribuée au consommateur j sur PP1
G_j : Gradient de Température correspondant au consommateur j calculé en fonction de $C_{constatée}$
$T°_{PP1}$: moyenne de la Température réalisée sur PP1
$T°_{extrême}$: Température extrême de référence

Obligation des fournisseurs
Détermination de la thermo-sensibilité

Orientations privilégiées

- La thermo-sensibilité de la consommation est déterminée via une régression linéaire en delta sur la consommation constatée de l'année de livraison en utilisant la méthodologie de construction de la T° des règles RE-MA et une T° seuil de 15°C
- La méthode de détermination de la thermo-sensibilité est unique quelle que soit l'origine de la donnée de consommation (profilée ou télé-relevée)
- La thermo-sensibilité est déterminée à l'issue de la période de livraison sur la base de la consommation réalisée

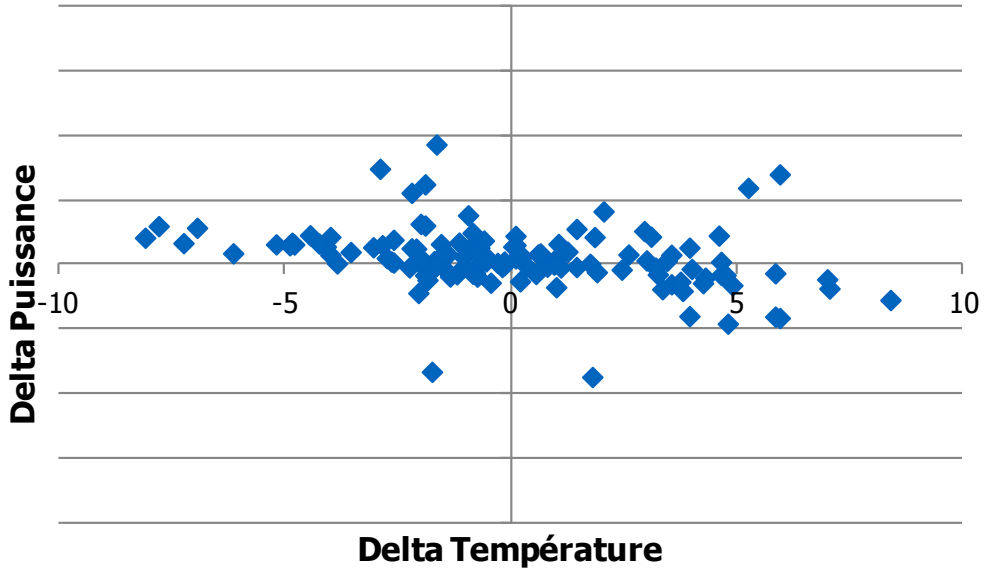
Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ L'unicité de la méthode (régression linéaire, additive) sur un ensemble de données cohérent et rebouclant sur la consommation France permet d'assurer l'additivité entre les différentes thermo-sensibilités estimées et la cohérence avec la thermo-sensibilité France
Réduction des pointes	▪ La définition sur la base du réalisé permet aux fournisseurs de profiter pleinement des actions mises en œuvre pour maitriser la consommation de leurs clients
Équité de traitement	▪ La thermo-sensibilité du portefeuille d'un fournisseur dépend uniquement de la consommation constatée de ce portefeuille

- L'obligation d'un fournisseur est calculée directement à partir de la consommation de ses clients et ne dépend pas de paramètres qu'il ne connaît pas

Obligation des fournisseurs
Détermination de la thermo-sensibilité

Deux méthodes ont été proposées quant au calcul du gradient :

- Elles se fondent toutes les deux sur les données réalisées et aboutissent donc à un niveau global équivalent
- Elles distribuent cependant différemment la thermo-sensibilité entre acteurs



Les études seront poursuivies durant l'été pour apporter des éléments complémentaires sur la prévisibilité et la variabilité des gradients obtenus ainsi que les effets redistributifs des deux méthodes

Calcul de l'obligation
Propositions non privilégiées

Orientation non privilégiée

- Le calcul de la puissance de référence des clients profilés est estimé à partir d'un jeu de coefficients normatifs par catégorie de consommateurs

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ Ce schéma, utilisant des coefficients normatifs, n'assure pas la complétude de la consommation constatée au niveau France. Il entraine inévitablement un écart dans la somme des obligations qui se retrouve in fine porté par le niveau de sécurité d'alimentation
Équité de traitement	▪ Ce dispositif, au seul bénéfice des fournisseurs ayant des consommateurs profilés, impacte l'ensemble des fournisseurs qui ne bénéficient pas du niveau de sécurité d'alimentation visé

Orientation non privilégiée

- Le coefficient de sécurité sert de terme de bouclage entre une obligation globale déterminée ex ante et la somme des obligations calculées ex post

Objectifs visés	Éléments de réponse
Réduction de la pointe	▪ La répartition d'une obligation définie préalablement entraine une dilution de la valeur des actions de réduction de l'obligation. Cette dilution est d'autant plus importante que la part de marché du fournisseur est importante
Maîtrise du coût pour les consommateurs	▪ Le niveau d'obligation définie ex ante ne prend pas en compte l'ensemble de l'évolution de la consommation et des leviers côté demande ce qui entraine un surcoût pour les consommateurs
Équité de traitement	▪ Un fournisseur ne peut plus calculer son obligation à partir de la seule consommation de ses clients et est impactée par les actions des autres fournisseurs

Calcul de l'obligation - Cohérence

Risque contre lequel le système cherche à se couvrir

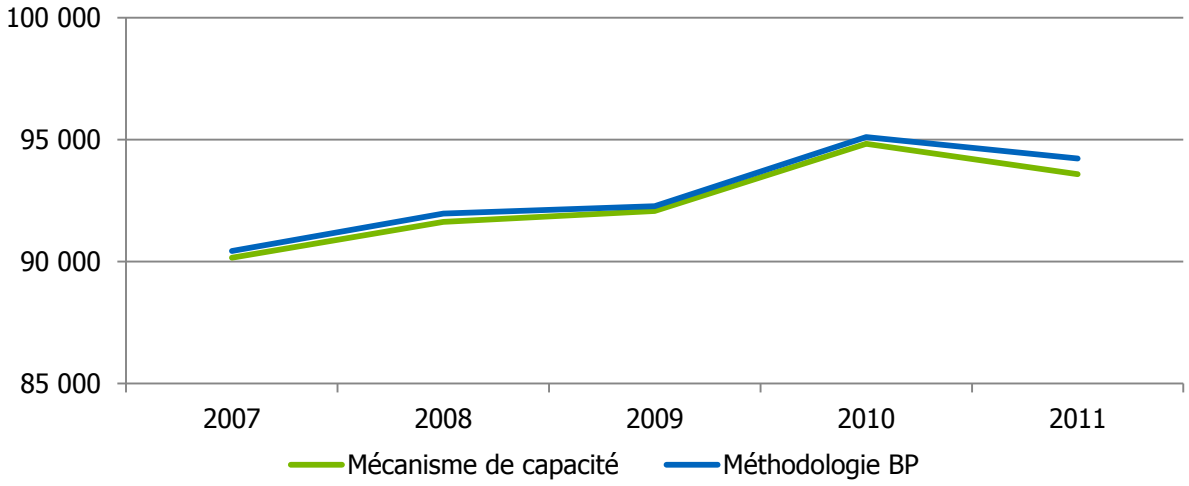
Méthodologie BP
- Construction de la T° électrique
- Calcul de $T°_{extrême}$: T° à 1/10
- Calcul du gradient – hyp. $T°_{seuil}$

Mécanisme de Capacité
- T° RE-MA (annexe F-M3)
- Calcul de $T°_{extrême}$: T° à 1/10
- RegLin par Delta – $T°_{seuil}$: 15°C

Cohérence à assurer

Somme des Puissance de référence

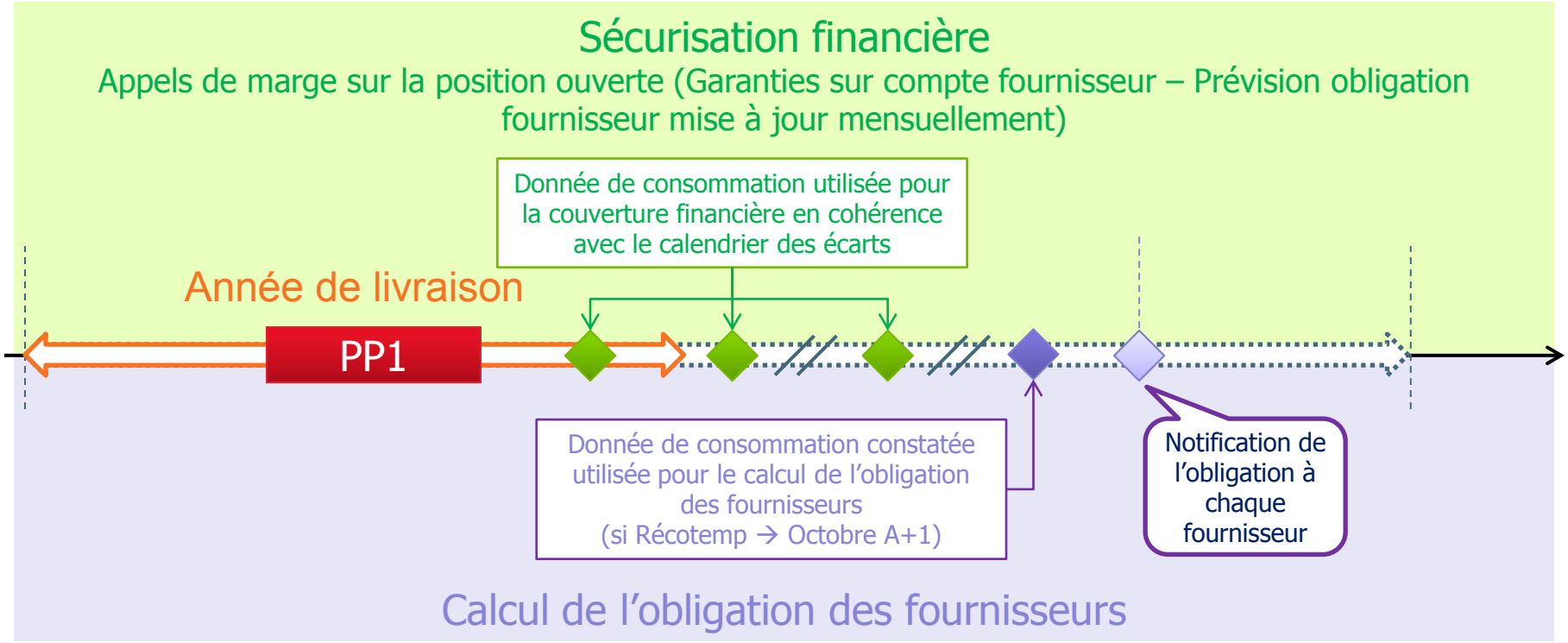
Puissance de référence au niveau France
(hiver 2007 à 2011)



La méthodologie proposée permet bien de traduire dans le calcul de la puissance de référence et in fine de l'obligation le niveau de risque contre lequel le système cherche à se couvrir

Obligation des fournisseurs
Consommation constatée

Le date de calcul de l'obligation dépend de celle à laquelle la donnée de consommation constatée est disponible



Au regard du délai important, la mise en place d'un dispositif de sécurisation financière est nécessaire pour maîtriser les risques de contrepartie, qui autrement seraient à la charge des autres fournisseurs

Obligation des fournisseurs
Donnée de consommation constatée

Orientations privilégiées

- L'obligation des fournisseurs est calculée à partir de la donnée de consommation réalisée et non d'une estimation
- Un dispositif de sécurisation financière est mis en place en conséquence sur l'écart entre un niveau estimé d'obligation et le volume de garanties détenues

Objectifs visés	Éléments de réponse
Obligation d'un fournisseur sans biais	▪ Le calcul de l'obligation d'un fournisseur est effectué sur la consommation constatée de ses clients et non sur une estimation de cette dernière
Équité de traitement	▪ Le système de sécurisation financière proposé ne constitue pas une barrière à l'entrée pour un nouvel entrant et n'est pas discriminatoire en fonction de la taille du fournisseur
Pas de renvoi des risques sur les autres fournisseurs	▪ Chaque fournisseur est responsable de la couverture de son obligation et ne fait pas peser de risque financier sur les autres fournisseurs
Incitation à couvrir son obligation à moyen terme	▪ En valorisant la position ouverte, les fournisseurs sont incités économiquement à couvrir leur obligation de manière anticipée plutôt que d'attendre la période post période de pointe

- La possibilité d'utiliser une donnée de consommation constatée à une échéance plus courte que celle de la Récotemp devra être étudiée (Récotemp anticipée)

4

CERTIFICATION ET CONTRÔLE

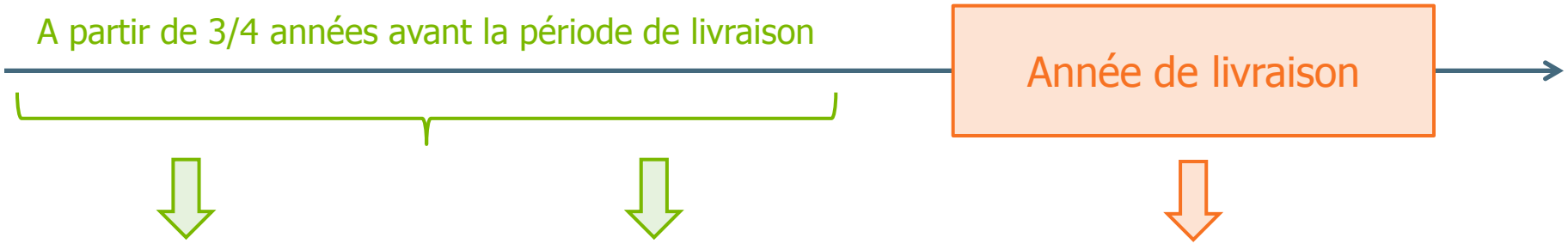
Principe de la certification

Niveau de capacité certifié

Le niveau de capacité certifié […] reflète la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison.

Niveau de capacité effectif

*Le niveau de capacité effectif reflète, pour une année de livraison donnée, la contribution **réelle** de la capacité à la réduction du risque de défaillance pour une année de livraison donnée.*



Niveau de Capacité certifiée
calculé sur la base d'informations prévisionnelles

Niveau de Capacité effective
calculé sur la base de la puissance effectivement disponible

Principe de certification

Le calcul du nombre de garanties de capacité allouées à un moyen repose sur des éléments déclaratifs fournis par l'exploitant de capacité.

Chaque capacité est certifiée selon ses caractéristiques propres, par opposition à une approche normative pouvant désavantager certaines capacités.

Ces éléments comprennent

- la disponibilité prévisionnelle sur la période PP2
- Certaines contraintes techniques (contraintes de stock, …)

A partir de ces éléments, un montant de garanties de capacité est attribué au moyen concerné

Ces éléments sont ensuite mesurés lors de l'année de livraison et sur les heures PP2. Le même algorithme permet de calculer le niveau de capacité effectif

L'exploitant se voit in fine attribué un volume de garanties correspond à son niveau réalisé ; il restitue/perçoit l'écart entre le volume déclaré et le volume réalisé

Principe de certification

Orientations privilégiées

- Le calcul du nombre de garanties de capacité allouées à un moyen repose sur les éléments déclaratifs fournis par l'exploitant de capacité
- Le niveau de capacité effectif est calculé avec le même algorithme à partir des données mesurées sur l'année de livraison, notamment la disponibilité sur PP2

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ L'exploitant a la meilleure vision de la disponibilité prévisionnelle de sa capacité → évite sous-certification ou sur-certification qui seraient dommageables au système et aux consommateurs ▪ Cette méthode assure que le nombre de garanties de capacité attribué à un moyen reflète fidèlement sa contribution au risque de défaillance
Simplicité	▪ Pour la certification et le calcul des écarts RPC ; le niveau de capacité certifié revient finalement à une anticipation par l'exploitant du niveau de capacité effectif
Équité de traitement	▪ Le niveau de capacité certifié d'un exploitant n'est pas limité du fait des performances des autres exploitants et les exploitants ne portent pas des risques induits par d'autres acteurs
Visibilité	▪ Les paramètres de certification sont définis au début d'un exercice du mécanisme et sont stables sur toute sa durée. Les exploitants disposent de tous les éléments permettant d'anticiper leur volume de garanties allouées

- Cette méthode est le prolongement des méthodes en vigueur sur l'énergie : les acteurs sont libres sur le déclaratif, c'est le programme réalisé qui est retenu pour le calcul des écarts

Niveau de capacité certifié

Principe et articulation de la certification déclarative avec contrôle du réalisé

$$NB_{Garanties\,alloués} = P_{max} \times Disponibilité_{PP2} \times K_{technique}$$

$$\begin{cases} Disponibilité_{PP2} \in [0;1] \\ K_{Technique} \in [0;1] \end{cases}$$

Les modalités précises de calcul du coefficient $K_{technique}$ sont précisées dans les Règles du Mécanisme de capacité

La disponibilité de la capacité sur PP2 ainsi que certains données techniques sont déclarés par l'exploitant (données en entrée des algorithmes)

Le choix des paramètres repose directement :
- Sur les modalités de mesures des capacités mises en place
- Sur la cohérence entre certification et contrôle

Les paramètres de calcul du $K_{technique}$ sont déterminées sur la base d'une étude de l'EOD à l'entrée d'un exercice du mécanisme de capacité

- Numériques et/ou Abaques
- Connus au démarrage d'un exercice du mécanisme
- Stable sur la durée d'un exercice

Déclaration de la disponibilité des capacités

Organisée autour de deux grands axes

Le niveau de disponibilité est **librement déclaré** par l'exploitant de capacité

- L'exploitant est le mieux placé pour estimer la disponibilité prévisionnelle de sa capacité

Le niveau déclaré pour les capacités est rendu **visible**

- *« Le registre des capacités certifiées est (…) à caractère public »*

Accompagnée par une surveillance du réalisé

Un **suivi** est réalisé sur l'historique, accompagné d'une publication

- Comparer la disponibilité déclarée avec celle mesurée sur l'historique et celle de capacités semblables

- Le mécanisme de capacité contribue à la transparence du système pour que les acteurs puissent agir en fonction de leur anticipation de l'état du système

Certification des capacités
Spécificités pour les capacités intermittentes

Orientations privilégiées

Le traitement des capacités intermittentes, au niveau certification et contrôle, se fait selon les modalités suivantes :

- Les acteurs s'engagent sur un niveau de production lors des heures PP2
- Le niveau de capacité effectif intègre le niveau de production réalisé

$$NB_{Garanties\ allouées} = Productible_{PP2} \times K_{technique}$$

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation et leviers côté demande	▪ Cette disposition permet de faire porter les aléas aux acteurs qui les génèrent plutôt que de les renvoyer aux fournisseurs dans le coefficient de sécurité. Elle valorise ainsi les leviers de court terme, notamment côté demande, pour ré-équilibrer les exploitants en écarts
Simplicité	▪ Cette approche simple permet de mesurer directement la contribution réelle de la capacité lors de l'année de livraison et évite la complexité et les biais inévitables d'une approche normative
Équité de traitement	▪ Cette approche assure un traitement égal et non-discriminatoire de toutes les capacités, qui connaissent toutes des aléas exogènes
Responsabilisation des acteurs	▪ Cette approche responsabilise les exploitants de capacité intermittente sur leurs écarts dans une optique de sortie progressive des capacités intermittentes sous OA

- Cette méthode permet un traitement pour toutes les capacités sur un principe identique, tout en tenant compte de leurs spécificités techniques

Certification des capacités
Spécificités pour les capacités sous OA

Les capacités sous Obligation d'Achat ne sont pas soumises aux incitations à déclarer leur meilleure prévision ni à se redéclarer (Dispositions liées à la codification de la loi Brottes)

> « ***La personne achetant***, *en application des articles L. 121-27, L. 311-12 et L. 314-1 du présent code, de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération* ***est subrogée au producteur*** *de cette électricité* ***pour la délivrance des garanties*** *de capacité correspondantes* ***et l'obligation de payer la pénalité*** *prévue à l'article L. 335-3.* » (Art. L. 335-5)
>
> « ***La valeur des garanties*** *de capacité acquises dans le cadre des contrats découlant de l'application des articles L.121-27, L. 311-10 et L. 314-1 […]* ***est déduite des charges de service public*** *constatées pour l'acquéreur.* ***Le montant des pénalités*** *payées dans le cadre de ces contrats* ***est ajouté aux charges de service public*** *constatées pour l'acquéreur.* » (Art. L. 121-24)

Le niveau de capacité certifié des capacités sous Obligation d'Achat pourrait être sujet à questions

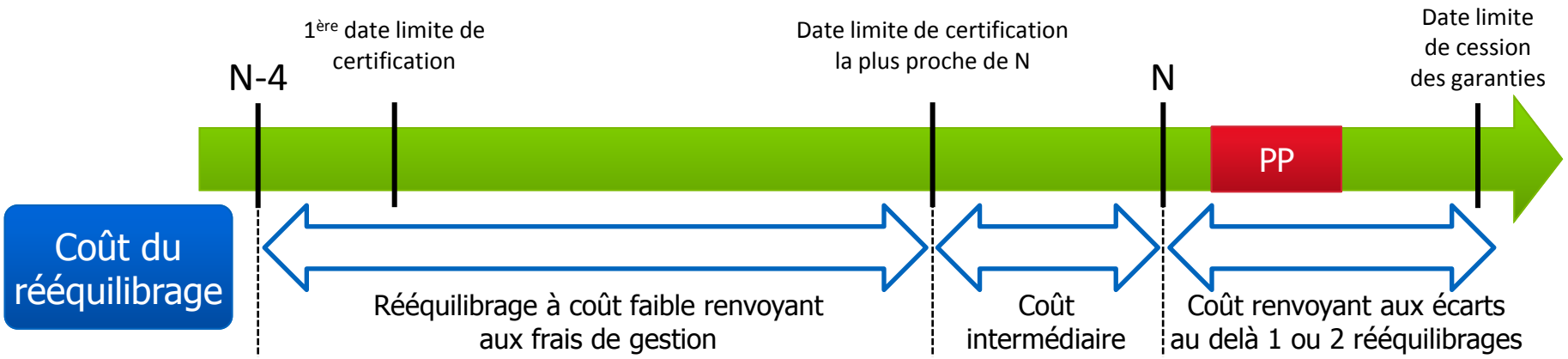
Un dispositif spécifique de surveillance devra être prévu pour les capacités sous Obligation d'Achat

Rééquilibrage – temporalité et coût

Le rééquilibrage doit permettre à l'exploitant d'ajuster sa déclaration de disponibilité au fur et à mesure et l'inciter à transmettre ces informations au marché au plus tôt

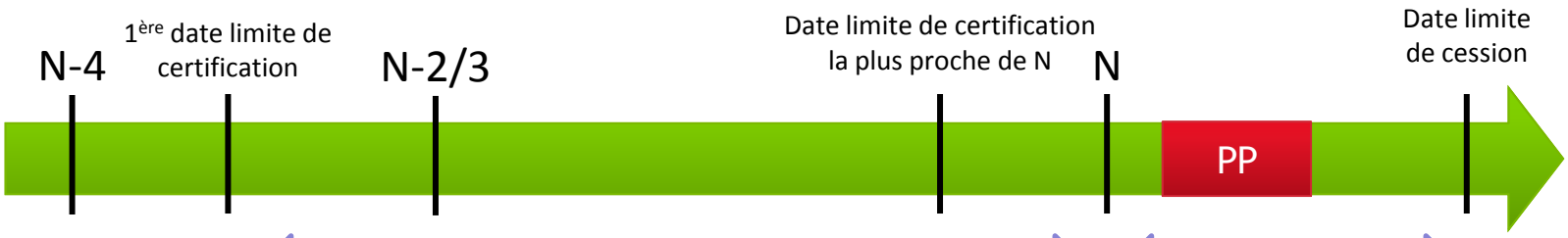
Orientations privilégiées

- Le rééquilibrage est possible y compris pendant l'année de livraison
- Le coût du rééquilibrage est fonction de son anticipation : plus il est effectué en amont de la période de livraison, plus son coût est réduit



- Avec un tel rééquilibrage, le nombre de garanties reflète bien la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison

Rééquilibrage - leviers



Cause du rééquilibrage

- Rééquilibrages pour ajustement de la disponibilité en fonction évolution des meilleures prévisions
- Alignement sur la réalisation des aléas

Leviers mobilisables côté production

- Investissement nouvelles capacités
- Leviers opérationnels (adaptation planning d'arrêts)

Leviers mobilisables côté demande

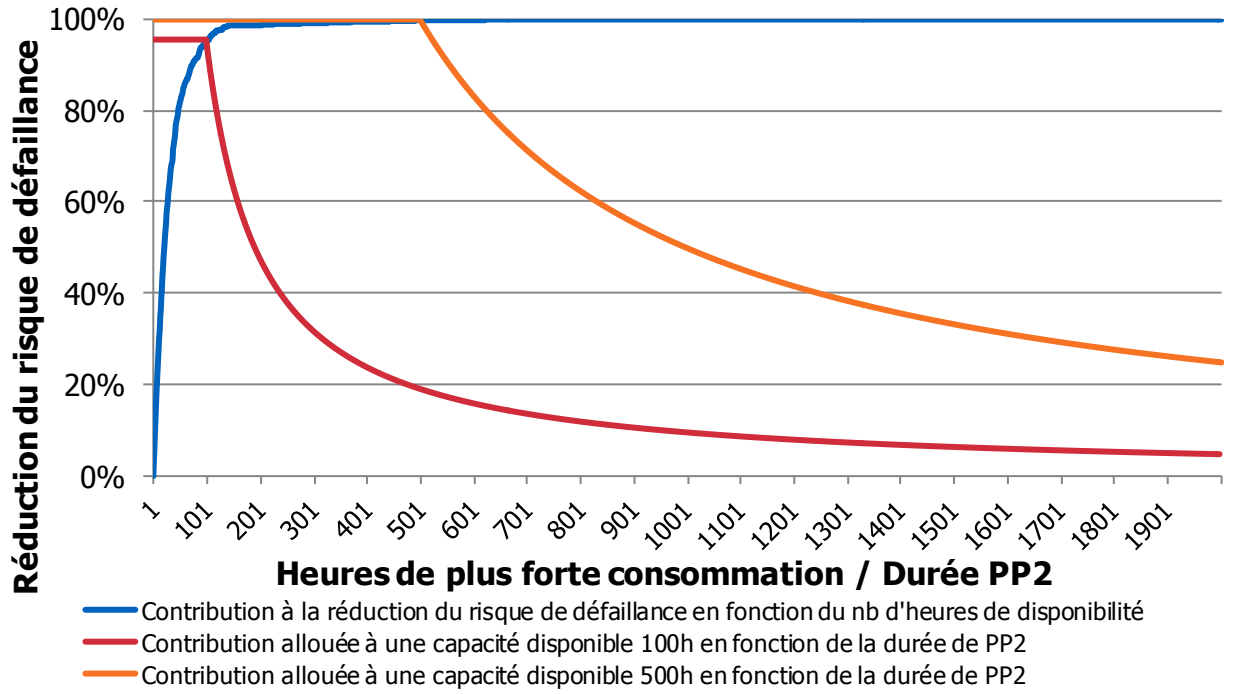
- Investissement nouvelles capacités
- Réduction de consommation
- Leviers de court terme (effacements d'urgence)

- Un rééquilibrage souple permet d'activer tous les leviers mobilisables, de réduire les marges nécessaires, le coefficient de sécurité, et in fine le coût pour les consommateurs

Contribution à la réduction du risque de défaillance et PP2

Deux capacités ayant la même contribution en termes de risque de défaillance doivent avoir le même de nombre de garanties de capacité

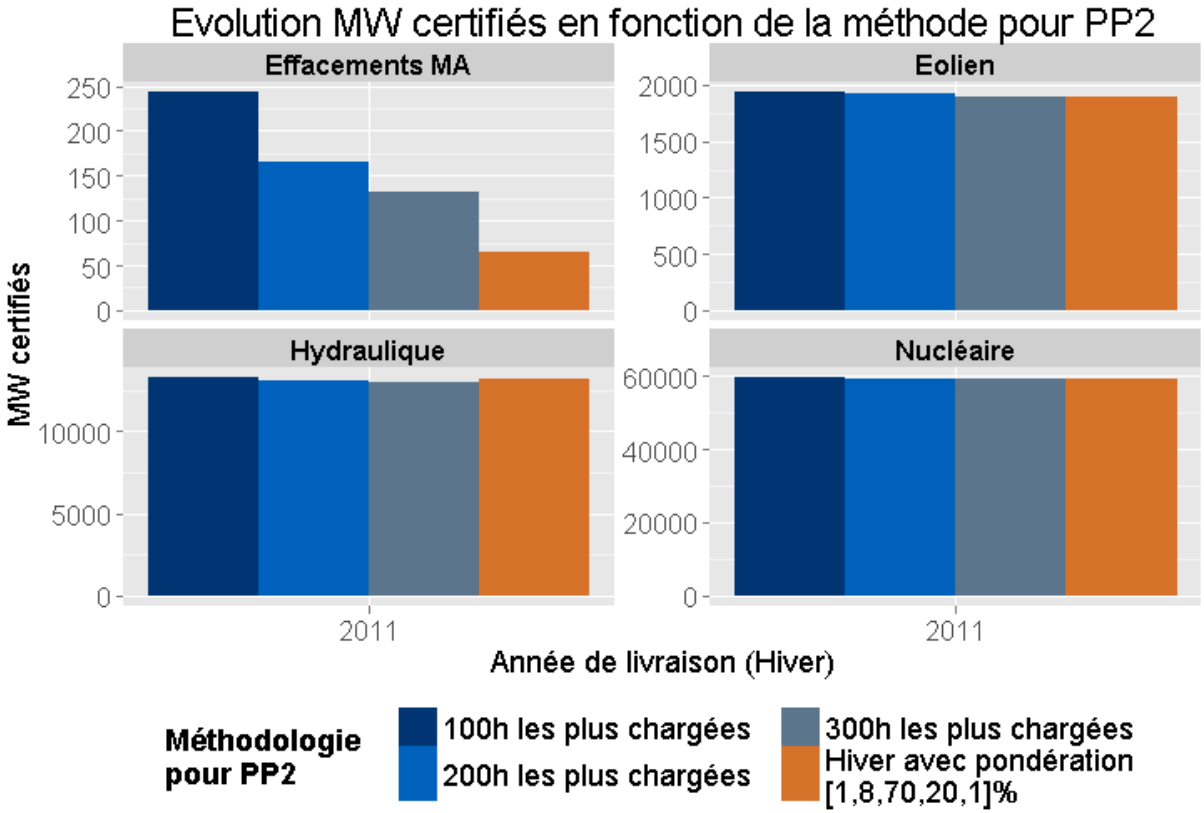
Impact de la durée de PP2 sur la contribution alloué à une capacité



- Deux capacités, dont l'une est disponible tout l'hiver et l'autre uniquement lors des épisodes de fortes consommation, ont la même contribution en terme de risque de défaillance

- La définition d'une période PP2 longue sous-estime le volume de garanties alloué à une capacité ayant une disponibilité réduite alors même que sa contribution au risque de défaillance peut être importante

Contribution à la réduction du risque de défaillance et PP2



Le choix d'un PP2 ciblé sur les heures les plus chargées permet d'allouer aux effacements un volume de garanties cohérent avec leur contribution à la sécurité d'alimentation, sans préjudice pour les moyens de production

Période de pointe PP2

Orientations privilégiées

- La période de pointe PP2 correspond aux 200 heures de plus forte consommation au sein des jours pré-signalés par RTE en J-1 (max 40 jours)
- Les heures PP2 ne sont pas fixées avant la période de livraison. Elles sont toujours prises parmi les heures [7h ; 20h] des jours ouvrés des mois de novembre à mars
- Le pré-signalement est fondé majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus forte consommation) ; il intègre également un critère marge

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ Cette disposition responsabilise les exploitants sur la disponibilité de leurs capacités lors des réelles situations de risque pour la sécurité d'alimentation
Respect de la contribution à la réduction du risque de défaillance	▪ Cette approche assure la cohérence entre contribution à la réduction du risque de défaillance et volume de garanties alloués, y compris pour les capacités ayant des disponibilités courtes notamment les capacités de pointe et les effacements de consommation
Équité de traitement	▪ Cette approche permet de respecter la disposition du décret de non discrimination entre effacements certifiés et réduction de l'obligation ; elle limite également l'éventuel effet d'aubaine d'une double valorisation pour des capacités d'effacement
Cohérence avec le marché de l'énergie	▪ La période PP2 n'est pas arrêtée avant l'année de livraison de manière administrée ; les incitations du mécanisme de capacité sont cohérentes avec celles du marché de l'énergie

- Une capacité qui est indisponible lors des réelles situations de tension de l'année de livraison a une contribution réelle à la réduction du risque de défaillance qui est nulle

Période de pointe PP2
Propositions non privilégiées

Orientation non privilégiée

- Période PP2 définie à l'avance et correspondant à toute la période hivernale pondérée

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ Ce schéma renvoie à des périodes sans lien direct avec les heures de réelle tension de l'année de livraison. Les capacités sont alors incitées à être disponibles sur des périodes fixes (janvier notamment) quitte à ne plus être disponible sur les heures de réelle tension.
Coût pour les consommateurs	▪ Un tel PP2 sous estime la contribution des capacités dont la disponibilité est réduite, les effacements notamment, privant les consommateurs d'une partie de la valeur et générateur d'une surcapacité inutile
Non discrimination entre effacements certifiés et réduction de l'obligation	▪ Le choix d'une PP1 ciblée sur un nombre d'heures réduit et d'une PP2 couvrant toute la période hivernale entraine une discrimination de valorisation entre effacements certifiés et réduction de l'obligation avec un potentiel effet d'aubaine de double valorisation
Efficacité	▪ La pondération entre les différents mois a un impact significatif sur le volume de capacités ce qui est alors source de contestation et de variabilité

Orientation non privilégiée

- Méthodes d'estimation du volume de garanties alloué différenciées (commandable sans contrainte de stock, commandable avec stock, non commandable)

Objectifs visés	Éléments de réponse
Équité de traitement	▪ Une capacité se retrouve alloué un volume de garanties de capacité variable selon la méthode qui lui est appliquée pour une même contribution de réduction du risque de défaillance

Niveau de capacité effectif
Processus de calcul

La formule appliquée est **identique** à celle du niveau de capacité certifié

$$NB_{Garanties\,alloués} = P_{\max} \times Disponibilité_{PP2} \times K_{technique} \qquad \begin{cases} Disponibilité_{PP2} \in [0;1] \\ K_{Technique} \in [0;1] \end{cases}$$

Les paramètres utilisés sont calculés **sur la base des données mesurées**

A comparer aux données déclaratives prises en compte dans le dernier niveau de capacité certifié calculé (Certification ou Rééquilibrage)

L'enjeu du calcul du niveau de capacité effectif consiste à mesurer sur la base du réalisé les données déclarés par les exploitants

Mesures des caractéristiques techniques

Méthodologie de mesure et conséquences opérationnelles

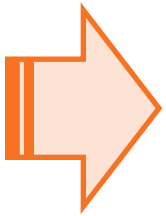
Mesure de la puissance maximale **activée sur l'année de livraison**

- Meilleur estimateur objectif de la puissance maximale à comparer à celle déclarée

Mesure des paramètres déclaratifs, entrant du $K_{technique}$, sur le réalisé et **estimation** d'un $K_{technique}$ à partir de cette mesure

- Pour les contraintes de stocks, mesure basée notamment sur les E_{MAX} déclarées sur le MA durant PP2

Les données mesurées sur l'année de livraison sont intégrés dans le calcul du niveau de capacité effectif (mesure de P_{max} ; calcul du $K_{technique}$)



Ecart possible en comparaison du niveau de capacité effectif

Mesures de la disponibilité des capacités

La disponibilité d'une capacité se caractérise par sa **capacité à être activée**. Une capacité est disponible lorsqu'elle est activée ou qu'elle peut être activée

Il s'agit donc de mesurer
Disponibilité (h) = (P activée(h) + P pouvant être activée (h)) / P_{max} déclarée

L'enjeu est donc d'être à même de mesurer ces deux termes, en s'appuyant notamment sur les dispositifs existants

La puissance activée renvoie aux données réalisées

- directement pour les moyens de production
- via les méthodes de contrôle du réalisé pour l'effacement (NEBEF, MA)

La mesure de la puissance pouvant être activée repose
1) sur des dispositifs de déclaration par l'exploitant de la puissance disponible
2) sur des modalités de contrôle de cette déclaration

- Le MA constitue un premier dispositif répondant aux principes retenus
- Hors MA, les modalités de contrôle pourront prendre la forme de tests d'activation

Contrôle des capacités - test d'activation

Orientations privilégiées

Des tests d'activation seront mis en œuvre de sorte à vérifier la disponibilité réelle des capacités

- qui déposent des offres sur le MA et n'ont pas été activées
- qui ne participent pas au MA et qui souhaitent valoriser leur puissance disponible

Qui	Quoi	Valorisation	Combien	Impact si échec
Toute capacité, de production ou d'effacement, qui a déposé des offres sur le MA et qui n'a pas été activée, en totalité ou partiellement, un nombre minimum d'heures par période	Activation aléatoire sur le MA	Valorisation au PMAh sans prise en compte du prix de l'offre	3 – 1 par période (novembre & décembre; janvier ; février & mars)	Réduction au pro-rata de la disponibilité de la capacité
Toute capacité, de production ou d'effacement, qui ne participe pas au MA et qui souhaite valoriser sa puissance disponible mais non activée	Test aléatoire d'activation (dépose d'une offre sur le Spot à tout prix)	Valorisation de l'énergie au prix Spot	Possibilité d'un échec avec ajout d'un nouveau test	Réduction au pro-rata de la disponibilité de la capacité

Prise en compte des contraintes réseaux

Orientations privilégiées

RTE propose de retenir la deuxième option présentée par ERDF :

- La certification se fonde sur les éléments déclarés par l'exploitant, dans le cadre de son contrat d'accès au réseau
- Le contrôle ex-post reboucle avec la réalité, y compris si le réseau n'était pas disponible à la hauteur anticipée par l'exploitant
- L'exploitant peut le cas échéant se retourner contre le GR au titre de son contrat d'accès au réseau si les clauses de ce contrat ne sont pas respectées

Objectifs visés	Éléments de réponse
Efficacité	▪ Cette méthode permet d'éviter le traitement potentiellement complexe de dissociation de l'indisponibilité pour cause réseau de celle liée à la capacité en propre
Équité de traitement	▪ Cette approche ne mutualise pas au niveau global l'aléa réseau qui relève au premier ordre du contrat d'accès au réseau de la capacité
Cohérence avec les autres mécanismes de marché	▪ Cette approche reprend celle en vigueur sur le MA et proposée pour les services systèmes lorsque les services, du fait de contraintes réseaux, ne sont pas rendus à la hauteur de ce qui est demandé par le système électrique (réponse insuffisante à une activation sur le MA, un réglage à la fréquence ou au signal de réglage secondaire)

5

RÈGLEMENTS FINANCIERS

Principes des règlements financiers

Les règlements financiers du mécanisme de capacité s'articulent autour de différentes briques

Le niveau de sécurité d'alimentation

- Le décret dispose que les règlements financiers peuvent être adaptés lorsque *la sécurité d'alimentation n'est pas menacé de manière significative.*

Le prix de référence servant au calcul du prix des écarts

La structure des incitations des règlements financiers

La temporalité des dispositifs

Prix des règlements financiers

Orientations privilégiées

- Les prix des règlements financiers sont identiques côté fournisseurs et côté RPC, hormis le coût de rééquilibrage
- Le prix de référence n'est pas un prix administré. Il est une fonction du prix des transactions du marché de capacité

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'approvisionnement	▪ En renvoyant le prix de référence pour les écarts au prix de marché, ce schéma a un effet d'auto-régulation et renforce la cohérence entre les signaux véhiculés par marché de capacité et le niveau anticipé de la sécurité d'alimentation
Maîtrise du coût pour les consommateurs	▪ Le prix de règlement des écarts diffuse sur prix de la capacité. La définition d'un prix de référence administré créerait de fait un prix plancher qui conduirait à un prix de la capacité non nul même si le système est en surcapacité.
Équité de traitement	▪ Ce schéma vise à limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs : pour un même volume d'écart, le coût relatif au règlement financier est ainsi le même côté RPC que côté fournisseur → un acteur intégré n'a alors pas la possibilité d'arbitrer
Incitation à passer par le marché	▪ Cette proposition vise à inciter les acteurs à passer par le marché plutôt qu'attendre les règlements des écarts. Il est ainsi possible de s'assurer que la valorisation des écarts soit toujours moindre que le marché

Détermination de Prix de référence
Jalon à l'entrée de l'année de livraison

Orientations privilégiées

- Le prix de référence marché est fixé à l'entrée de la période de livraison

- Le prix de référence marché est défini comme la moyenne des prix de transaction des 4 années précédant l'année de livraison pondérée par les volumes de transaction
- Les prix durant la période de livraison et postérieure à celle-ci ne sont pas pris en compte

	Écarts > 0 (1)	Écarts < 0 (1)
Prix de règlement	$P_m \times (1 - \gamma)$	$P_m \times (1 + \gamma)$
Règlement financier (2)	$-V_{écart} \times P_m \times (1 - \gamma)$	$-V_{écart} \times P_m \times (1 + \gamma)$

L'incitation des acteurs à passer par le marché plutôt qu'attendre les règlements des écarts est portée par le coefficient γ

(1) Pour un fournisseur, Écart = Volume des garanties détenues – Volume de l'obligation
Pour un RPC, Écart = Niveau de capacité effectif – Niveau de capacité certifié

(2) Un règlement financier de signe négatif correspond à un versement au profit d'un acteur
Un règlement financier de signe positif correspond à un débit pour un acteur

- Le prix de référence ne dépend pas de la réalisation d'aléas de court terme, que ce soit côté consommation ou côté disponibilité des capacités

Prix des écarts et règlement financier

Bilan économique – illustration pour un exploitant

	Capacités certifiée V_0	Capacité réalisée V_r	Bilan économique
si $V_r < V_0$	$V_0 \times P_m$	$(V_r - V_0) \times P_m \times (1 + \gamma)$	$V_r \times P_m - \lvert V_r - V_0 \rvert \times P_m \times \gamma$
si $V_r > V_0$	$V_0 \times P_m$	$(V_r - V_0) \times P_m \times (1 - \gamma)$	$V_r \times P_m - (V_r - V_0) \times P_m \times \gamma$

L'exploitant vend ses garanties à Pm

Règlement sur l'écart basé sur Pm

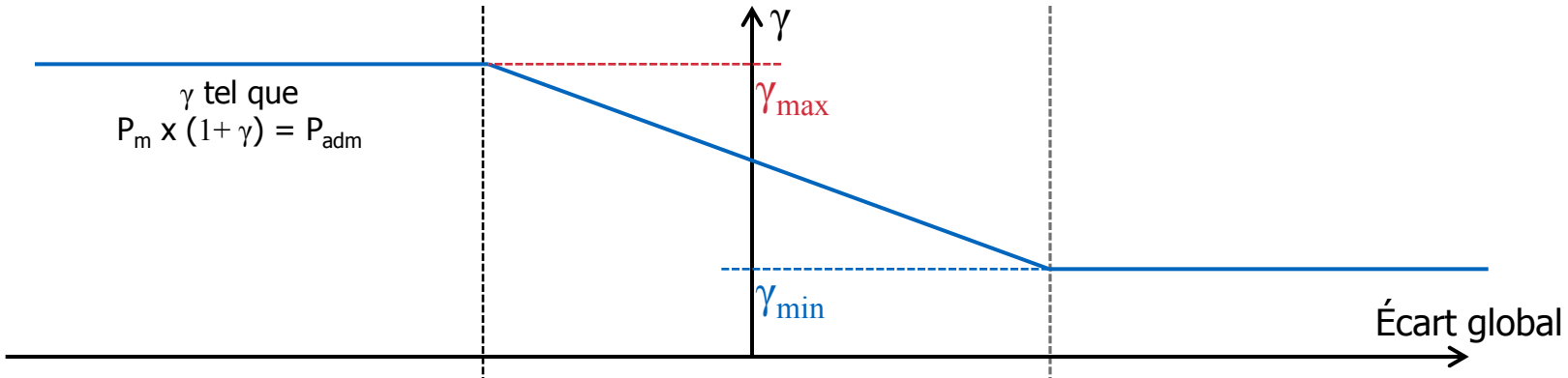
l'acteur touche Pm pour réalisé, moins une incitation proportionnelle à son écart

Les aléas de court terme sur la disponibilité, typiquement fortuit, ne conduisent pas à des pénalités pour les exploitants.

L'acteur touche le Prix de marché correspondant à son volume réalisé

Détermination de Règlements financiers
Jalon à l'entrée de l'année de livraison

Détermination de la courbe de règlement des écarts



Sécurité d'approvisionnement menacée de manière significative	Situation intermédiaire	Critère de sécurité satisfait – le marché a bien fonctionné
Prix administré	Mixte $f(P_{marché}, P_{administré})$	Prix de marché
Représente le dommage pour les consommateurs (déterminé à partir coût END)	Transition entre prix d'échange et coût de dommage	Représente le prix d'échange des capacités durant un exercice du mécanisme

- A l'entrée de la période de livraison, les acteurs ont la visibilité sur les règlements financiers auxquels ils sont exposés

Détermination du coefficient γ
Temporalité et écart global

- En cohérence avec la détermination de l'obligation et du niveau de capacité effectif, l'écart global est déterminé sur la base du réalisé
- Le schéma est complété de dispositifs minimisant l'impact lié à la réalisation d'aléas de court terme

1 Lissage des aléas fortuits réalisés dans la détermination de l'écart global

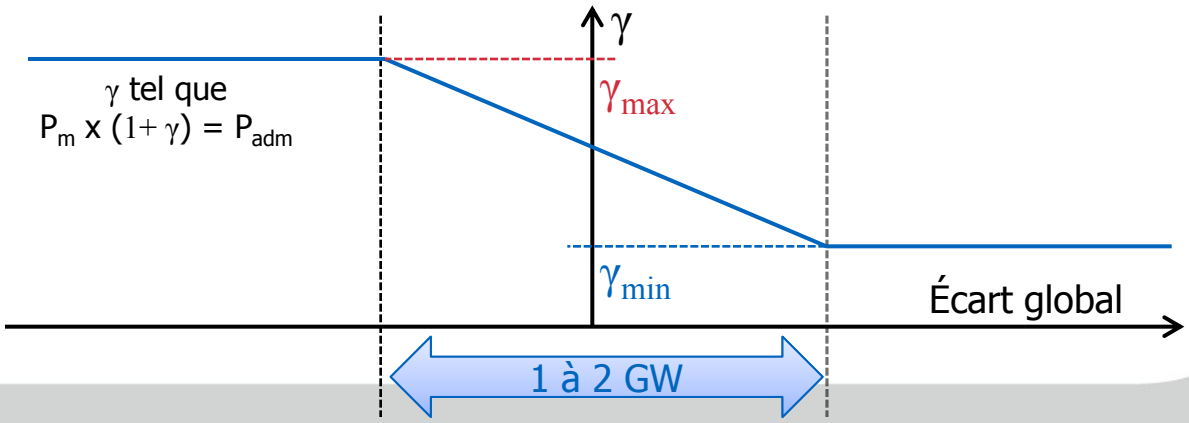
$Ecart_{global} = Garanties_{physique} - Obligation_{réalisée} + f(Garanties_{prévisionel} - Garanties_{physique})$

f : fonction de lissage de l'écart déterminée à partir des aléas fortuits côté capacité

Pour un écart faible ➔ $Ecart_{global} = Garanties_{\textbf{prévisionnel}} - Obligation_{réalisée}$

Pour un écart important ➔ $Ecart_{global} = Garanties_{\textbf{physique}} - Obligation_{réalisé}$

2 Dimensionnement de la plage de transition entre les deux régimes de règlement (administré et marché) sur les aléas non maitrisables en période de livraison



Détermination du coefficient γ
Temporalité et écart global

Orientations privilégiées

- L'écart global est déterminé sur la base du réalisé
- Le schéma est complété de dispositifs minimisant l'impact lié à la réalisation d'aléas de court terme

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'approvisionnement	▪ En renvoyant le prix de référence pour les écarts au prix de marché, ce schéma a un effet d'auto-régulation et renforce la cohérence entre les signaux véhiculés par marché de capacité et le niveau anticipé de la sécurité d'alimentation
Maîtrise du coût pour les consommateurs	▪ Le prix de règlement des écarts diffuse sur prix de la capacité. La définition d'un prix de référence administré créerait de fait un prix plancher qui conduirait à un prix de la capacité non nul même si le système est en surcapacité.
Équité de traitement	▪ Ce schéma vise à limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs : pour un même volume d'écart, le coût relatif au règlement financier est ainsi le même côté RPC que côté fournisseur → un acteur intégré n'a alors pas la possibilité d'arbitrer
Incitation à passer par le marché	▪ Cette proposition vise à inciter les acteurs à passer par le marché plutôt qu'attendre les règlements des écarts. Il est ainsi possible de s'assurer que la valorisation des écarts soit toujours moindre que le marché

Détermination du coefficient γ
Proposition non privilégiée

Orientation non privilégiée

- Le coefficient γ est déterminé à l'entrée de la période de livraison sur la base des données déclaratives

Objectifs visés	Éléments de réponse
Sécurité d'alimentation	▪ Ce schéma ne reboucle pas avec le niveau réel de sécurité d'alimentation. Les signaux économiques transmis aux acteurs peuvent alors ne pas être pertinents et les inciter à privilégier d'être en écart plutôt que de couvrir leur obligation/engagement
Coût pour les consommateurs	▪ Avec un tel schéma, les actions de réduction de l'obligation ne sont pas pris en compte dans la définition du prix de règlement des écarts. ▪ De plus, l'absence de transmission de la tension réelle dans le prix de règlement des écarts peut entrainer la non activation de leviers supplémentaires, notamment côté demande qui auraient été activés autrement.
Efficacité	▪ Un tel schéma repose sur données déclaratives, non engageantes du fait de rééquilibrages postérieurs possibles. Il est donc très exposé à de possibles manipulations de marché (sur ou sous certification)
Compatibilité avec le décret	▪ La compatibilité d'un tel schéma avec les dispositions du décret ne semble pas acquise.