Réseau de transport d'électricité

Mécanisme de capacité

Commission d'Accès au Marché
10 avril 2013

Introduction

3 Questionnaires portant sur l'ensemble des paramètres structurants du mécanisme

Les contributions des acteurs

1. Introduction de l'ensemble des paramètres du dispositif	**14 réponses à l'appel à contribution**	-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 ;	**3 présentations en séances**
2. Obligation des fournisseurs et règlements financiers relatifs au rééquilibrage en capacité des fournisseurs	**12 réponses à l'appel à contribution**		**5 présentations en séances**
3. Certification des capacités et règlements financiers relatifs aux écarts des responsables de périmètre de certification	**13 réponses à l'appel à contribution**		**4 présentations en séance**
5 Réunions de Travail	39 contributions		12 présentations

Introduction

Description du mécanisme cible

- Retour de la première phase de concertation
- Objectifs du mécanisme
- Dispositions du décret

Les pouvoirs publics confirment l'orientation du mécanisme dans le prolongement du GT Pointe

« L'introduction de ce mécanisme vise à réduire la pointe électrique qui augmente environ de 3% chaque année et qui a enregistré une hausse de 28% en dix ans »

2 piliers

« La rémunération de la disponibilité des moyens de production qui est au cœur de la sécurité d'approvisionnement »

« La stimulation de la réduction de la consommation d'électricité aux heures de pointes grâce à l'effacement »

Introduction

Calcul de l'obligation

- Paramètres initiaux
  - Année de livraison
  - PP1
- Contribution à au risque de défaillance d'un consommateur
  - Température extrême de référence
  - Thermosensiblité d'un consommateur
- Correction de la consommation constatée
  - Maturité des données
  - Effacement certifiés activés
- Calcul du coefficient de sécurité
  - Aléas couverts par le coefficient de sécurité

Certification

- Paramètres initiaux
  - Risque de défaillance
  - PP2
- Niveau de capacité certifié : Certification
  - Paramètres de certification
  - Jalons de la certification
  - Modalités de rééquilibrage
- Niveau de capacité effectif
  - Contrôle et tests

Règlements financiers

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

Réseau de transport d'électricité

01 Obligation des fournisseurs

02 Certification des capacités

03 Règlements financiers

04 Poursuite des travaux

01

Obligation des fournisseurs

Année de livraison

	Année civile	Centrée sur l'hiver	Justification
Alpiq	X		Années calendaires des contrats commerciaux en particulier ARENH
EDF		X	Pertinence vis-à-vis de gestion des stocks hydrauliques et effacements + cohérence ARENH et Réconciliation temporelle
ELD		X	Cohérence Réconciliation des flux et ARENH
Enel France	X		Offres commerciales et calendrier de l'ARENH pour le calcul de CP1 et CP2
Energy Pool		X	Calendrier en phase avec Réconciliation des flux ; cohérence avec la réalité d'une vague de froid ; calage aux guichets ARENH ; facilité comptable des règlements financier avant la fin de l'année N+1
E.On	X		Cohérence contrats commerciaux ; cohérence sourcing marché de l'energie ; contrats CARD et CART
ErDF		X	Cohérence par rapport u processus de réconciliation temporelle
GDF-Suez	X		Cohérence contrats commerciaux + calendrier ARENH
Poweo Direct Energie		X	Cohérence calendrier ARENH
SmartGrid Energy		X	Cohérence avec processus existants
UNIDEN	X	X	Année calendaire englobant l'hiver [n-1;n]

Année de livraison

Positionnements	Raisons invoquées
Année de livraison centrée sur l'hiver	- Cohérence avec la réalité physique - Problématique délicate de gestion des stocks
Année définie sur la base d'une année civile	Problématique de cohérence contractuelle

Année de livraison

Éléments d'orientation

L'année de livraison débute au 1er juillet d'une année A et s'achève au 30 juin de l'année A+1 (centrée sur une période hivernale)

Objectifs visés	Éléments de réponse
Compatibilité avec le décret	Le décret dispose que la 1ère année de livraison couvre la période hivernale 2016-2017. Par récurrence, les années de livraisons suivantes doivent couvrir une période hivernale continue
Contribution à la sécurité d'alimentation	Pour contribuer à la sécurité d'alimentation, l'année de livraison d'un exercice du mécanisme doit être cohérente avec la gestion physique du système électrique, au niveau de la demande (aléa climatique continu, évolution structurelle de la consommation)

Propositions écartées	Éléments de réponse
Année calendaire	Le choix d'une période hivernale continue permet d'avoir une homogénéité de la période et contribuer à stabiliser les paramètres d'un exercice du mécanisme
Décorrélation entre année de livraison et garantie de capacité	Le décret qui dispose que 1) l'année de livraison inclue une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2 et que 2) la puissance de référence est fondée sur la consommation durant la période de pointe PP1
Produit mensuel	Le décret dispose que la garantie de capacité est valable pour une année de livraison

Questions restant à instruire

Les problématiques contractuelles, notamment liées à l'ARENH, devront être traitées dans des instances appropriées.

Réseau de transport d'électricité

Période de pointe PP1

les heures de PP1

	Fonction du réalisé	Approche stochastique	Justification
Alpiq	X		Fonctionnement similaire à l'EJP : favorise action de maitrise de consommation à la pointe
EDF	X		Les deux approches présentent avnatages et inconvénients
ELD		X	Visibilité sur la période + introduire dispositif de régulation du consomateur
Enel France		X	Visibilité et anticipation + pas d'action sur l'equilibre offre demande temps réel
Energy Pool	X		Algorithme de détermination connue, mais heures constatées sur le réalisé. Sinon, risque de déplacement de la pointe et non couverture des risques effectifs
E.On		X	Incapacité d"estimer l'obligation et pas de signal possible vers le consommateur
ErDF	X		Valeur de consommation les plus élevées pour être en cohérence avec le décrêt
GDF-Suez	X		Obligation calculée sur PP1 définie plusieurs années en avance, mais prise en compte du réalisé pour calcul de la contribution
Poweo Direct Energie	X		Otpimum économique = pointe mobile selon tension du système
SmartGrid Energy	X		Sinon risque de transmettre signaux tarifaires non en phase avec réalité du système
UNIDEN	X		Sinon mobilisation d'excès de moyens non strictement nécéssaires

Réseau de transport d'électricité

Période de pointe PP1

les heures de PP1

Positionnements	Raisons invoquées
PP1 rebouclant avec le réalisé	Favoriser les action de maitrise de la consommation à la pointe ; → Nombre d'heures réduit
PP1 définie plusieurs années à l'avance	Visibilité et transparence pour la bonne anticipation de l'obligation par les fournisseurs → Nombre d'heures élevés pour couvrir l'ensemble des heures de pointe potentielles

Période de pointe PP1

Éléments d'orientation

Les heures de la période PP1 correspondent aux heures de plus forte consommation nationale réalisées

La volumétrie de PP1 correspond à un nombre d'heures réduit (50 à 200h)

Le critère pour déterminer les heures PP1 pourrait être horaire (heures prises individuellement) ou journalier

Objectifs visés	Éléments de réponse
▪ **Stimulation des actions de réduction de la consommation à la pointe**	▪ Les heures PP1 doivent cibler les heures de plus fortes consommations réelles pour inciter au développement des actions de maîtrise de la consommation à la pointe
▪ **Compatibilité avec le décret**	▪ Le décret dispose que la puissance de référence reflète la contribution au risque de défaillance

Propositions écartées	Éléments de réponse
▪ **Période PP1 définie à l'avance et correspondant à toute la période hivernale**	▪ Ne cible pas les heures de plus fortes consommations réelles → n'incite pas à la maitrise de la consommation à la pointe ▪ Demande un volume d'activations important, y compris sur des heures ne faisant pas partie de la pointe, sans lien avec la contribution au risque de défaillance du consommateur

Période de pointe PP1

Modalités de signalement des heures

	Heures réalisées	Signal court terme des heures de PP1
Alpiq		X
EDF		X
ELD		
Enel France		X
Energy Pool	X	
E.On		X
ErDF		
GDF-Suez		
Poweo Direct Energie		X
SmartGrid Energy	X	
Statkraft		
UNIDEN		

Période de pointe PP1

Positionnements	Raisons invoquées
Heures réalisées	Si les heures sont connues à l'avance, il y a un risque de déplacement de la pointe ; Responsabilisation des fournisseurs ; Limite le nombre d'heures
Signal	Offre de la visibilité aux fournisseurs pour l'anticipation de leur obligation

Période de pointe PP1
Modalités de détermination des heures

Éléments d'orientation

Les heures PP1 font partie des heures signalées par RTE à court terme

Objectifs visés

- **Stimulation des actions de réduction de la consommation à la pointe**

Éléments de réponse

- Une visibilité suffisante doit être apportée aux fournisseurs pour les inciter à agir sur la consommation de leurs clients et ainsi leur obligation
- Les actions de MDP mises en œuvre doivent profiter aux fournisseurs les ayant mises en œuvre

Questions restant à instruire

Modalités opérationnelles du signal

Impact du signal sur le marché de l'énergie

- Des études doivent être menées pour estimer l'impact qu'aurait ce signal sur le marché de l'énergie, en fonction des différentes modalités possibles

Impact sur le nombre d'heures PP1

- Nécessité de prendre en compte l'incertitude sur l'avenir
- Modularité du nombre d'heures PP1 (fixe ou variable)

Réseau de transport d'électricité

Contribution au risque de défaillance

	EOD probabiliste + Contribution marg.	Utilisation T° extrême de réf.	Remarques
Alpiq	Doit être testée + présentation RTE	Inutile pour le télérelevé	Utilisation de la température France (cf. Sect 2F) dans le cadre du signal J-1
EDF	X	X	Température extrême se déduit de l'étude d'EOD probabiliste (consommation lors de la défaillance)
ELD	X	Non pertinent car non linéaire à T° extrême	Prévoir une analyse coûts bénéfices de la méthode de contribution marginale
Enel France		X	Réutilisation de la Température utilisée dans profilage + température minimale 1 année sur 10
Energy Pool	Nécessite une mise à disposition de l'outil	X	Proposition méthodologie appliquée sur toute l'année et réintégrant la pointe annuelle
E.On	Pas de visibilité suffisante à ce stade	X	
ErDF	Nécessité d'éléments complémentaires	X	Utilisation de températures lissées
GDF-Suez	X	Non pertinent correction ex post	
Poweo Direct Energy	Complexe et sans plus-value	X	Le coefficient de sécurité assure la cohérence entre obligation et certification
SmartGrid Energy	Nécessité de prendre de la distance	X	
Statkraft	NSP		
UNIDEN	X	X	Un profil de consommation contre-cyclique ne devrait générer aucun risque de défaillance sup.

Contribution au risque de défaillance

Positionnements	Avantages	Inconvénients / à instruire
Utilisation des résultats issues d'analyse de simulation d'équilibre offre demande pour l'estimation de la contribution d'un consommateur	Approche théorique adaptée	Erreurs de modélisation Complexe à mettre en œuvre pour toutes les catégories de consommateurs Pas de visibilité de méthode
Utilisation d'une Température extrême de référence pour le calcul de la puissance de référence, à partir de la consommation constatée d'un consommateur	-Permet de faire le lien avec les résultats des analyses EOD ; - Juste prise en compte de la thermosensiblité des consommateurs dans le calcul de l'obligation	-Linéarité - Signification de la température extrême de référence - Connaissance ex ante

Contribution au risque de défaillance

Le décret dispose que la Puissance de Référence d'un consommateur reflète *sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison*.

Éléments d'orientation

La température extrême de référence est définie de sorte à refléter l'aléa 'thermo-sensibilité' du système électrique

- Elle peut être définie à partir d'un aléa climatique représentatif (par exemple vague de froid sévère) ou bien à partir des études d'EOD (par exemple quantile de consommation, moyenne des consommations avec de la défaillance)

La prise en compte de l'aléa thermo-sensibilité sous la forme d'une température extrême de référence renvoie cet aléa aux acteurs qui le génèrent

- Pour deux consommateurs ayant la même consommation constatée, l'obligation d'un consommateur thermosensible est supérieure à celle du consommateur non thermosensible
- La définition d'une température extrême sous la forme d'une température absolue et non un écart par rapport aux normales permet de désensibiliser le niveau de l'obligation de l'évolution saisonnière des T° normales

Détermination de la thermo-sensibilité

	Définie n années à l'avance	Définie proche année N	Définie sur la base du réalisé	Remarques
Alpiq			X	La thermo-sensibilité réelle est incluse dans la consommation constatée sur PP1
EDF		X		CGP mise à jour annuelle au 01/07 → utilisation des gradients en vigueur
ELD	X			Doutes sur le calcul ex post ; réalisé doit servir pour exercice suivant
Enel France			X	Prévisibilité assurée grâce à l'historique
Energy Pool	X			Estimée à partir de l'historique sur 3 années précédant l'année de livraison
E.On	X			Thermo-sensibilité doit être connue au démarrage de l'exercice (+ historique)
ErDF		X	X	CGP + Nécessité du calage récoflux sinon contribution sur PP1 erronée
GDF-Suez	X		X	Facteur correctif pour valorisation des actions de MDE et MDP
Poweo Direct Energy		X		Approche normative
SmartGrid Energy	NSP			
Statkraft	NSP			
UNIDEN	X		X	Normalisation thermique réalisée ex ante et ajustée ex post

Détermination de la thermo-sensibilité

Positionnements	Raisons invoquées
Gradient déterminé N années à l'avance	Connaissance pour anticipation de l'obligation ; -Cohérence avec le CGP ; - Cohérence avec le calage du processus de réconciliation des flux
Gradient déterminé à une échéance proche de l'année de livraison	
Gradient déterminé sur la base du réalisé	La thermo-sensibilité réelle se constate sur la consommation réalisée ; Les données historiques assurent une prévisibilité suffisante.

Détermination de la thermo-sensibilité
Clients profilés

	Utilisation des profils Section 2 Paragraphe F des règles RE-MA	Remarques
Alpiq	X	
EDF	X	Ne pas développer des profils ou gradients spécifiques pour le mécanisme de capacité
ELD	X	
Enel France	X	Reprendre la consommation France utilisée dans le cadre du profilage
Energy Pool	X	Possibilité de définir/préciser certains profils si constitue avantage exagéré
E.On	X	
ErDF	X	Nécessité de caler le réalisé ex post (cf. recoflux) sinon la contribution sur PP1 sera erronée
GDF-Suez	X	
Poweo Direct Energy	X	Amélioration continue du système de profilage assure la pérennité du système
SmartGrid Energy	NSP	
Statkraft	NSP	
UNIDEN		A vocation à être transitoire

Détermination de la thermo-sensibilité Clients profilés

Positionnements	Avantages	Inconvénients
Utilisation des profils de la section 2 chapitre F des règles RE/MA pour les clients profilés	-Profils et gradients déjà existants ; -Simplicité et cohérence entre dispositifs	Mutualisation des responsabilités entre fournisseurs Une action de MDP ne profite pas uniquement à celui qui le déclenche

Détermination de la thermo-sensibilité Clients Télérelevés

	Maille consommateur	Segmentation de clients	Maille fournisseur	Remarques
Alpiq				Inutile de recaler les clients télé-relevés car non thermosensibles
EDF		X		Reprise du principe retenu pour les profils → gradient par segment
ELD		X		Définition de classes statistiques en fonction de Ps (code NAF si > 100kVA)
Enel France	X			Définition d'un gradient à la maille consommation par régression linéaire
Energy Pool	Trop complexe et pas forcément sens	X		Sur la base de données historiques ou déclaratives (équipements)
E.On				Thermo-sensibilité des clients industriels quasi nulle
ErDF		X	X	Distinction par secteur d'activité ou à la maille fournisseur → plus précis
GDF-Suez		X		Définition de classes de clients notamment non thermosensibles
Poweo Direct Energy		X		Estimer des thermo-sensiblilités normatives
SmartGrid Energy	NSP			
Statkraft	NSP			
UNIDEN	X	X		Nécessité d'un gradient individualisé si Ps > 1 MW, normalisé en classes sinon

Détermination de la thermo-sensibilité Clients Télérelevés

Positionnements	Conséquences et propositions
Les consommateurs télérelevés ne sont pas thermosensibles	
Pas de correction des clients industriels	Pas de gradient et utilisation de la consommation constatée du client en question
Certains consommateurs télérelevés sont thermosensibles	
Un gradient par consommateur	Nécessité d'un gradient individualisé Absence de foisonnement de l'erreur
Un gradient par segment et segmentation adéquate	Détermination du critère(s) de segmentation le(s) plus approprié(s) (HTA/HTB, ratio HP/HC, secteur d'activité…) et détermination de la méthode pouvant être similaire au profilé
Un gradient par fournisseur	Gradient d'un consommateur dépendant du fournisseur associé

Détermination de la thermo-sensibilité

Éléments d'orientation

Principe : les modalités retenues pour la détermination de la thermo-sensibilité doivent permettre d'assurer la cohérence entre le gradient France et la somme des gradients individuels

Cela entraine une cohérence nécessaire entre les données, les méthodes et la temporalité associée

Cas soumis à la concertation

Un fournisseur qui connait parfaitement la consommation de ses clients est à même de sourcer parfaitement son énergie

→ il doit pouvoir couvrir parfaitement son obligation ce qui entraine qu'il ne doit pas y avoir de paramètre non connu ou non maitrisé

2 possibilités dans la détermination de la thermo-sensibilité des consommateurs

1. L'estimation dépend uniquement de la consommation de ses clients
   - la connaissance de la méthode d'estimation de gradients est suffisante
   - l'estimation peut être basé sur les consommations réalisées de l'année N
2. D'autres paramètres interviennent et ne sont pas connus du fournisseur
   - Une connaissance de ceux-ci est indispensable avant l'année de livraison, voire longtemps avant

Réseau de transport d'électricité

Coefficient de sécurité

	Aléa de consommation hors température	Aléa de production	Différenciation selon le portefeuille	Terme de bouclage
Alpiq			X	
EDF	X			X
ELD	X	X	X	
Enel France				X
Energy Pool	X	X		
E.On				
ErDF	X		X	
GDF-Suez				X
Poweo Direct Energy				X
SmartGrid Energy	X	X		
Statkraft	NSP			
UNIDEN	X	X	X	

Coefficient de sécurité

Positionnements	Raisons invoquées
Prise en compte des interconnexions	Imposé par les dispositions du décret
Différent selon le portefeuille	Pour prendre en compte les différentes typologies de portefeuilles dans le cas ou le coefficient de sécurité porte également les aléas de consommation hors température → Incompatible avec le décret
Prise en compte des aléas de production	?
Prise en compte des aléas de consommation hors température	Contraintes réseaux

Coefficient de sécurité

Éléments d'orientation

Le coefficient de sécurité est déterminé plusieurs années à l'avance et permet d'assurer que le niveau d'obligation respecte le critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics

Le coefficient de sécurité recouvre notamment

- la contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation (en cohérence avec les études d'Equilibre Offre-Demande)
- La couverture des aléas résiduels de la demande non pris dans la corrélation entre la consommation extrême de référence et la température de référence (par exemple, contraintes réseaux)
- la couverture des aléas sur l'offre renvoyés à la charge des fournisseurs

La consommation constatée permet la prise en compte

- des évolutions structurelles de la consommation
- des évolutions conjoncturelles de la consommation
- des actions de MDE et de réduction de la consommation à la pointe
- des évolutions des portefeuilles clients

Donnée de consommation utilisée

Éléments d'orientation

La donnée de consommation servant pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur est une donnée suffisamment fiable et permettant une notification de l'obligation à courte échéance de sorte à ce que la période d'échange postérieure à la période PP1 soit réduite

Avec un processus de régularisation en capacité à prix de marché une fois la donnée définitive arrêtée (cf. Recotemp : processus de régularisation en énergie)

Objectifs visés

- **Maîtrise du coût pour la collectivité – efficience du marché**

Éléments de réponse

- Utilisation d'une donnée ayant une maturité considérée comme suffisante pour que les écarts résiduels soient faibles
- La période postérieure à la période hivernale pendant laquelle le marché est toujours actif est réduite de sorte à inciter les acteurs à couvrir de manière anticipée leur obligation
- la notification de l'obligation peut se faire à l'été soit proche de la fin de l'année de livraison
- L'ajout d'un processus de régularisation permet de neutraliser les écarts liés à la donnée utilisée et porteurs d'enjeux financiers importants

Propositions écartées

- **Donnée Recotemp**

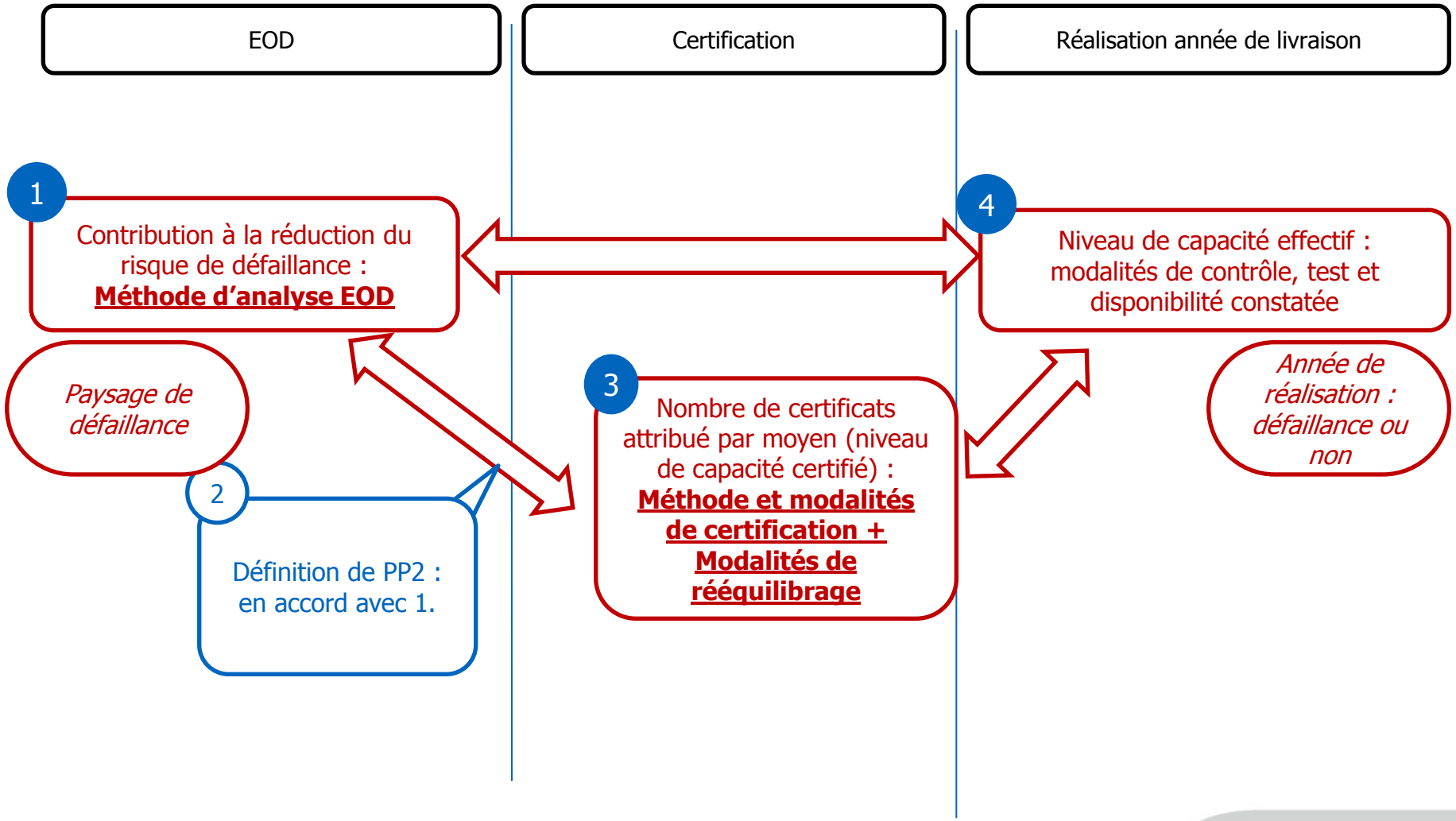
Éléments de réponse

- Durée d'échanges postérieure à la période PP1 de plus d'un an

02

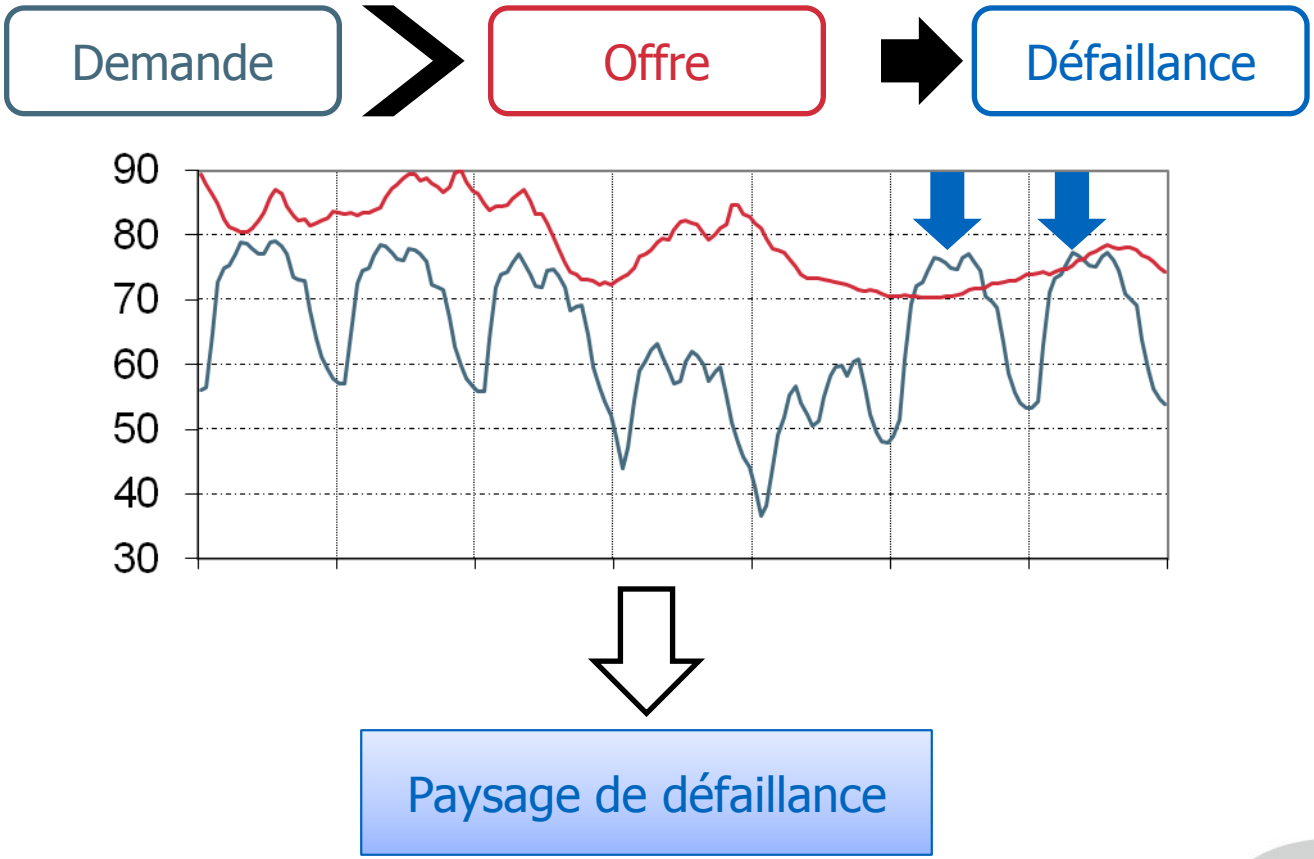
Certification de capacités

Définition de la période de pointe PP2



Risque de défaillance

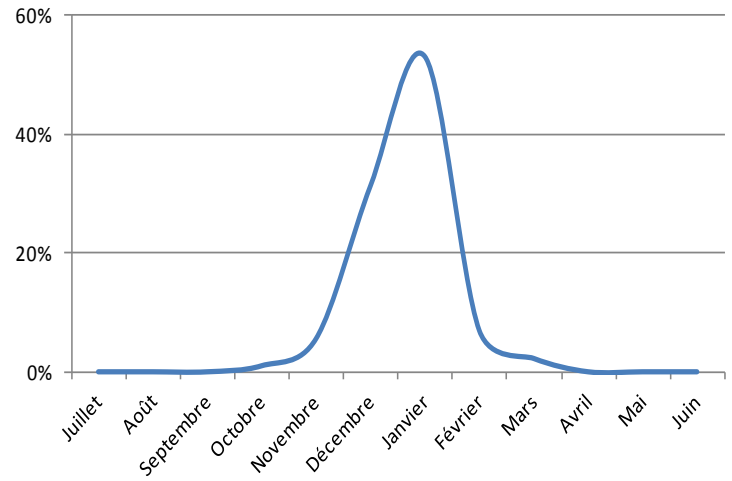
Risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (Article 1)



Représentations possibles du paysage de défaillance

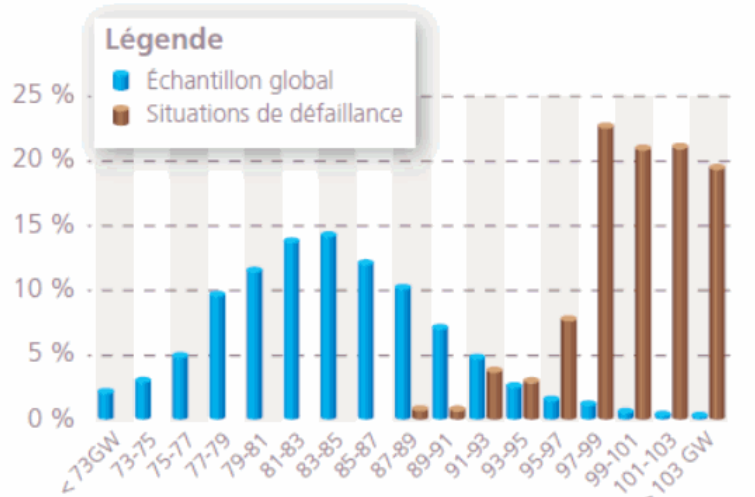
Paysage de défaillance

Approche temporelle pour la description du paysage de défaillance



Paysage de défaillance : $Prob_{défaillance}(t)$

Approche consommation pour la description du paysage de défaillance



Paysage de défaillance : $Prob_{défaillance}(C)$

L'aléa climatique sur la demande est l'aléa prédominant du système électrique ; ces deux approches permettent effectivement d'apprécier le risque de défaillance, l'approche temporelle revenant au premier ordre à « localiser » temporellement les vagues de froid

Réseau de transport d'électricité

Définition de la période de pointe PP2

Le choix de la période PP2 correspond au choix de la meilleure mesure permettant de faire le lien avec la contribution à la réduction du risque de défaillance

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. Pour une année avec de la défaillance, il suffit (en théorie) de mesurer la disponibilité lors des heures de défaillance.

Quid d'une année sans défaillance ?

Contribution à la réduction du risque de défaillance

Approche temporelle

$\Sigma_{\text{scenarii défaillants}} \text{Prob}_{\text{défaillance}}(t) \times \text{Dispo}(t)$

Période hivernale pondérée par les probabilités de défaillance

Approche consommation

$\Sigma_{\text{scenarii défaillants}} \text{Prob}_{\text{défaillance}}(C) \times \text{Dispo}(C)$

Heures de plus fortes consommation réalisées

Quelle approche retenir pour définir PP2 ?

Définition de la période de pointe PP2

Propositions	Complément
1. Période hivernale pondérée par probabilité défaillance	▪ Période définie à l'avance correspondant aux jours ouvrés des mois de novembre à mars ▪ Les heures sont pondérées en fonction de la probabilité de défaillance ▪ PP2 représente environ 1200 heures
2. Heures réalisées de plus forte consommation	▪ Période correspondant aux heures de plus forte consommation réalisée ▪ Chaque heure est équivalente ▪ PP2 est comprise entre 50 et 200 heures
3. Heures signalées	▪ Heures de la période hivernale correspondant à des jours signalées ▪ Chaque heure est équivalente ▪ PP2 est comprise entre 50 et 200 heures

Définition de la période de pointe PP2
Positionnement des acteurs

	Définie n années à l'avance	Signal de court terme	~200h	~1000h	pondération
Alpiq	X	X	X		
EDF	X			X	X
ELD	X		X		X
Enel France	X			X	
Energy Pool		X	*50h* X		
E.On	X			X	
ErDF			X		
GDF-Suez	X	X			
Novawatt	X	X	X		
Poweo Direct Energie	X		X		
SmartGrid Energy		X	*Max 150h* X		
Statkraft			X		
UNIDEN	X				

PP2 – orientation et points à instruire

Éléments d'orientation

Les heures PP2 feront l'objet d'un signalement préalable

Questions restant à instruire

Quelle que soit la définition de PP2 retenue, une réponse devra être apportée aux questions suivantes

Cohérence contribution à la réduction risque défaillance et volume garanties alloué	▪ **Deux capacités, qui ont la même contribution en terme de réduction du risque de défaillance, doivent avoir le même nombre de certificats**
Cohérence des signaux mécanisme de capacité et marché de l'énergie	▪ Les incitations économiques au titre du mécanisme de capacité doivent être cohérentes avec celles du marché de l'énergie de sorte à ce que le mécanisme de capacité contribue à améliorer la sécurité d'alimentation
Non discrimination entre effacements certifiés et réductions de l'obligation	▪ La disposition du décret selon laquelle il ne doit pas y avoir de discrimination significative entre effacements certifiés et implicites doit être respectée
Cohérence entre volume certifié et état du système (éviter sous ou sur certification)	▪ Le volume total de garanties doit refléter l'état physique du parc de capacités ▪ L'exploitant doit être incité à déclarer sa meilleure vision de la disponibilité de sa capacité ▪ L'articulation certification – rééquilibrage – règlements financiers joue un rôle essentiel
Traitement de l'effet d'aubaine de double valorisation des effacements	▪ Des effacements ne doivent pas pouvoir obtenir une double rémunération en se déclarant indisponibles mais activés sur PP1 et disponibles sur le restant de PP2

Réseau de transport d'électricité

Le niveau de capacité certifié : les paramètres

	Disponibilité prévisionnelle	Commandabilité	Flexibilité	Contrainte de stock	Autre
Alpiq	X	X	X		Contribution Service Systèmes
EDF	X	X		X	Facteur de charge PP2
ELD	X				Coef_Securité
Enel France	X			X	
Energy Pool	X	X	X	X	Tcs : coef de sécurité
E.On	X	X		X	Prédictibilité de la disponibilité
ErDF	X	NSP			Contraintes réseaux
GDF-Suez	X	Certification unité par unité en prenant en compte l'ensemble des caractéristiques pertinentes de l'unité			
Novawatt	X				
Poweo Direct Energie		X	X	X	Présence et fortuit historique
SmartGrid Energy	X	X		X	
Statkraft	X		X		Fiabilité à fournir pdt PP2
UNIDEN	X	1- définition sur la base des scenarii d'une capacité de référence par filière 2- modulation bornée sur la base de données factuels d'écart entre la capacité et la référence			

Niveau de capacité certifié : algorithme

Positionnements	Raisons invoquées
Prise en compte de la disponibilité prévisionnelle pendant la période de pointe PP2	Imposé par les dispositions du décret
Prise en compte de la commandabilité	Méthode de certification adaptée pour les capacité dont la contribution à la réduction du risque de défaillance est réduite
Prise en compte de la flexibilité	Par un coefficient selon la technologie
Prise en compte des contraintes de stock	Pour l'effacement et l'hydraulique : pour refléter la contribution à la réduction du risque de défaillance
Prise en compte des contraintes réseaux	Pris en compte des contraintes réseaux pouvant affecter la disponibilité d'une capacité

Méthode de calcul du volume de garanties à allouer

Éléments d'orientation

L'algorithme permettant de déterminer le montant de garanties de capacité alloué à une capacité peut s'exprimer sous la forme suivante :

$$NB\ Garanties\ alloués = f(\alpha_i ; Disponibilité_{PP2} ; P_{max})$$

Qui pourrait prendre la forme :

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

$K_{technique}$ permettant de prendre en compte les contraintes de fonctionnement des moyens :

- contraintes en énergie
- contraintes dynamiques
- variabilité de disponibilité et de production
- contraintes réseaux

Date limite de demande de certification

	Capacités existantes					Nouvelles capacités
	Distinction	Pas de distinction	Échéances long terme	Échéance court terme	Continu	
Alpiq	NSP					Convention de raccordement
EDF		X	X			Étape processus raccordement (CR)
ELD		X		X		Flexibilité, inférieur aux 3 ans
Enel France	X		X			Différence effacement production
Energy Pool	X		X			
E.On	X				X	Étape processus raccordement
ErDF	NSP		X			Possible dès décision finale de construire
GDF-Suez		X		X		
Novawatt	NSP				X	Date où construction irréversible
Poweo Direct Energie	NSP		X			
SmartGrid Energy	NSP				X	
Statkraft		X			X	Engagement de l'acteur
UNIDEN		X			X	Convention de raccordement

Date limite de demande de certification

		Positionnements	Raisons invoquées
Capacités existantes	Date limite et caractéristiques techniques	Différentes dates limites selon les capacités	-Différenciation des capacités nouvelles et existantes ; - Différence entre production et effacement
		Une seule date limite pour les capacités existantes	Pas de discrimination entre les différents moyens
	Échéances des dates	Long terme	Assurer la visibilité pour les acteurs Pas de rétention de capacité Nécessaire pour assurer la pertinence des signaux de marché
		Court terme	Souplesse vis-à-vis des engagements des exploitants
		Continu	
Nouvelles capacités	Date limites	Jalon avant la mise en service	Visibilité au marché ; Pas de surcapacité ; Différent production / effacement
		Sécurisation financière	Assurer la certification de projets suffisamment « surs » ; Risque toutefois d'une barrière à l'entrée pour les porteurs de projets

Date limite de demande de certification

Éléments d'orientation

Une visibilité sur la tension du système plusieurs années à l'avance est indispensable pour que le marché de capacité fonctionne.

Ainsi, le mécanisme pourra véhiculer des signaux économiques suffisamment à l'avance pour permettre le développement de capacités complémentaires nécessaires au respect du critère de sécurité d'alimentation.

Les dates limites de certification doivent donc être fixées à une échéance suffisamment éloignée : plusieurs années avant l'année de livraison pour les capacité RPT existantes

Ainsi, plusieurs années à l'avance, l'essentiel des capacités du système se seront positionnées : soit certifiées et présentes dans le registre des capacités, soit ayant déclaré un avis de fermeture. L'écart entre volume de capacités dans le registre et volume d'obligation prévisionnel permet d'envoyer un signal sur la tension du système.

Concernant les nouvelles capacités, la date limite de certification prend en compte la durée de construction de la capacité et la durée entre le jalon retenu à partir duquel la capacité peut se faire certifier et la date de mise en service.

Nécessité d'un suivi des capacités en projet et d'une publication d'informations sur le volume et la maturité des capacités en projet.

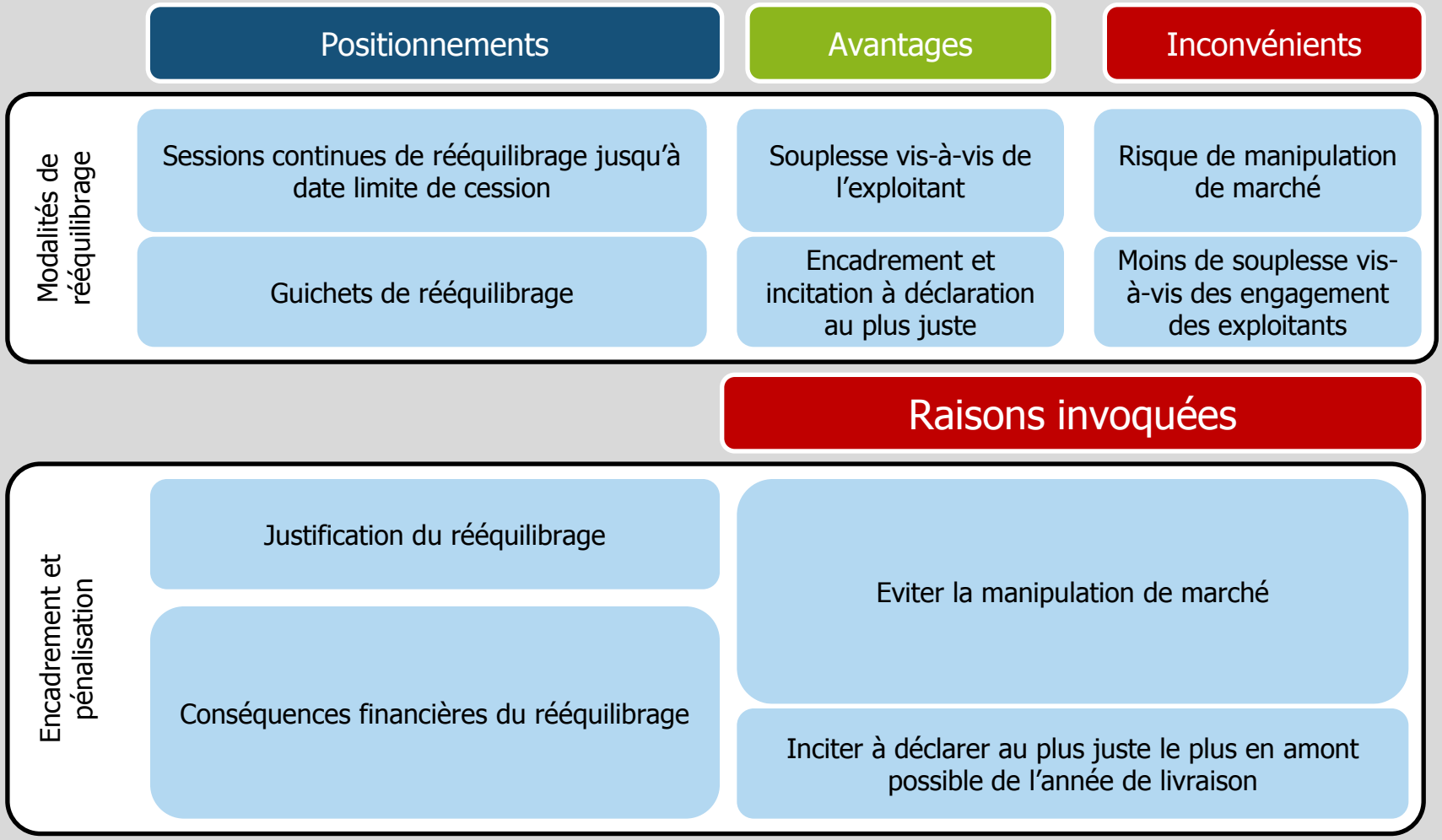
Les acteurs seront alors en mesure d'avoir une vision globale du parc de capacité potentiel et de l'intégrer dans l'éventuel signal pour de nouvelles capacités

Réseau de transport d'électricité

Modalités de rééquilibrage

	Nombre de rééquilibrage	Jalons de rééquilibrage	Prise en compte dans règlement	Remarques
Alpiq		Continu yc pendant l'année de livraison		
EDF	Non contraint	Potentiellement ex post	Coût fonction de l'anticipation	Guichet a minima annuel ou semestriel Nécessité d'expliciter raison
ELD	Différencié fonction de la taille			Accepté uniquement si justifié
Enel France	Limité		Pénaliser rééquilibrage	Risque de manipulation si rééquilibrage sans limite
Energy Pool		Jusqu'à date limite de cession	Garanties détenues par RPC	Rééquilibrage sans effet rétroactif
E.On		Jusqu'à date limite de cession		Possible à partir de la date limite de certification
ErDF	NSP			
GDF-Suez	Pas favorable à limitation			Rééquilibrage lié à capacités remises en œuvre
Novawatt	Sans limitation	Continu		
Poweo Direct Energie			Demandes gratuites	Rééquilibrage pour des cas limités (fermeture, retard à mise en service…)
SmartGrid Energy	Sans limitation	En permanence		
Statkraft	NSP			
UNIDEN		Durant toute la durée de cession		

Modalités de rééquilibrage



Rééquilibrage d'un exploitant de capacité

L'objectif du rééquilibrage d'un exploitant de capacité est de permettre à l'exploitant d'ajuster son engagement de disponibilité au fur et à mesure de la révélation d'informations de sorte à renforcer la cohérence entre le monde physique et le marché

Pour répondre à cet objectif, le rééquilibrage doit être possible jusqu'à l'entrée de l'année de livraison.

Limiter les possibilités de manipulation du marché → coût pour le rééquilibrage
Proposition : rééquilibrage possible jusqu'à l'entrée de l'année de livraison avec un coût fonction de l'anticipation

Contrôle des capacités

La disponibilité d'une capacité se caractérise par sa capacité à être activée. Une capacité est donc disponible lorsqu'elle est activée ou qu'elle peut être activée
Il s'agit donc de mesurer

Disponibilité (h) = Puissance activée(h) + Puissance pouvant être activée (h)

Il ressort de la concertation la volonté de s'appuyer sur les dispositifs existants, aussi bien pour la mesure de la puissance active (Programmes d'Appel, NEBEF) que pour la puissance disponible (renvoi au MA).

MA plébiscité en tant que dispositif principale pour la mesure de la disponibilité de la puissance techniquement disponible des capacités RPT certifiées.

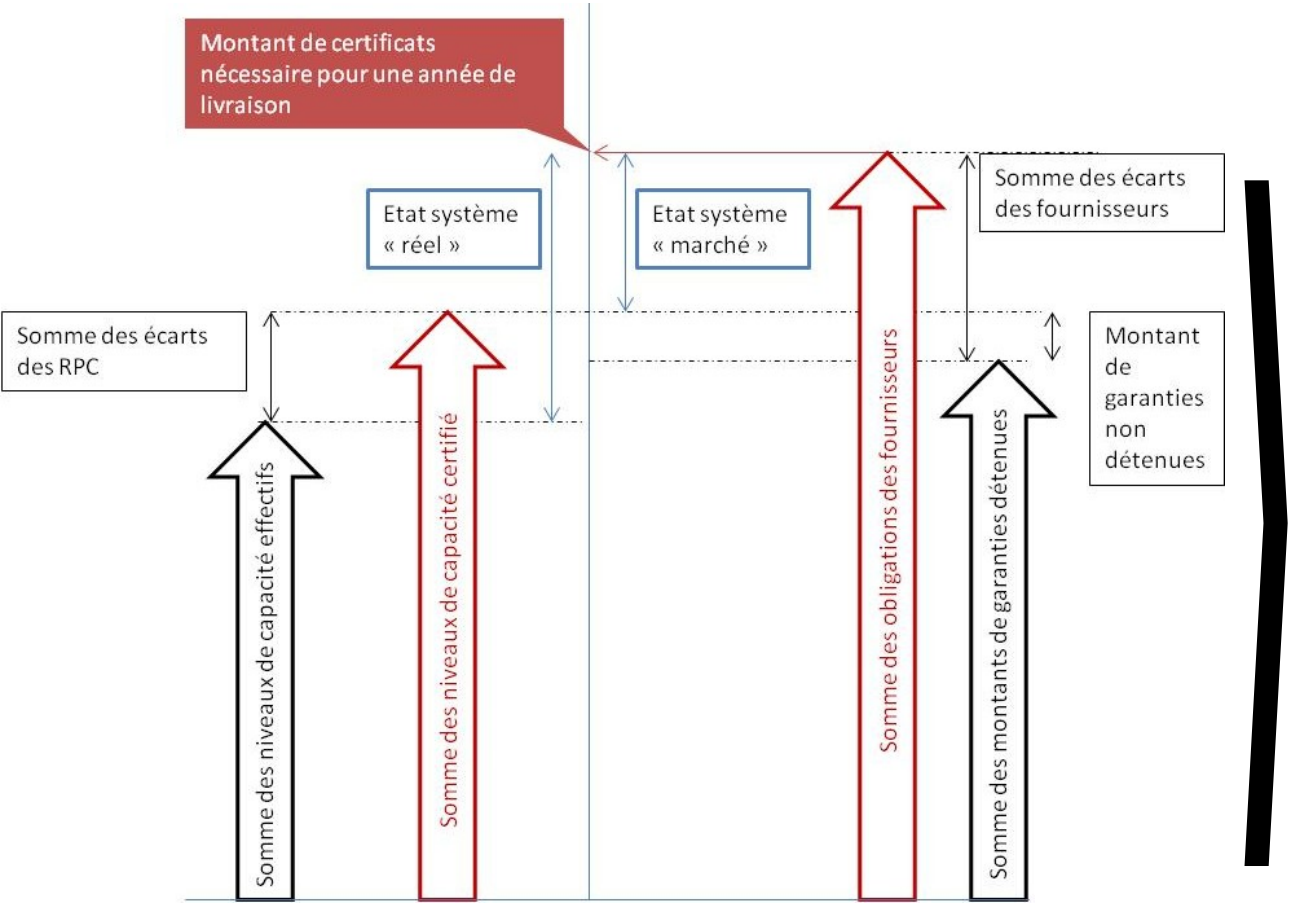
$$Disponibilité_{PP2} = Moyenne_{h \in PP2}(Disponibilité(h))$$

Un dispositif approprié devra être mis en œuvre pour déterminer la puissance disponible mais non activée des capacités ne participant pas au MA

03

Règlements financiers

Paramétrage du règlement financier



Ecart global du système « réel »

Ecart global du système « marché »

Prix unitaire de règlement des écarts

	Prix de référence marché	Prix régulé	Remarques
Alpiq	X		Basé sur les échanges effectués à Prix de marché de N-4 à N
EDF	X	X	Fonction du critère de sécurité : coût complet d'un moyen → prix de marché (+ transitoire entre)
ELD	X		Renvoi au mécanisme RE-MA
Enel France	X		Prix nul si système long, sinon prix moyen constaté sur 3 ans précédents année de livraison
Energy Pool	X	X	Fonction de la tendance globale du système : Prix moyen de la capacité ou CONE
E.On	X		Prix unitaire élevé si système long pour inciter à aller surle marché ; Prix moyen des sessions
ErDF	NSP		
GDF-Suez	X	X	Calculé à partir du prix de marché et basé sur le prix d'un nouvel entrant dans les dernières Sem.
Poweo Direct Energy		X	3 options basées sur les prix d'un Appel d'Offres ou courbe administrée basée sur le CONE
SmartGrid Energy	X	X	Prix de marché et si absence marché organisé alors coût construction
Statkraft	NSP		
UNIDEN	X		Prix moyen lors des transactions avec majoration fonction de l'écart du système

Prix unitaire de règlement des écarts

Définition du prix de référence basée sur le prix de marché

Complexité dans la construction liée au fait que les prix de marché sont influencés par la pénalité maximale mais vertueux par un effet d'auto-régulation

Intérêt d'un prix des écarts progressif en fonction de l'état du système

Permet de diminuer la volatilité brutale des prix mais difficulté dans le calage de la courbe

Référence à un prix administré lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative

Ce passage de prix de marché à prix administré peut se faire directement ou bien via une courbe de pénalités min et max

Déterminants du prix de marché de référence

- Incitation à se rééquilibrer plutôt qu'avoir recours au processus d'écarts.
  → une prise en compte des dernières sessions de marché
- Incitation à couvrir son obligation à moyen terme.
  → intégration des prix de transaction qui ne se limite pas aux dernières sessions
- Intégration de prix représentatifs de l'état prévisionnel du système
  → prise en compte des prix de transaction après la date limite de certification des capacités existantes et avant la fin de la période hivernale

Calcul de l'écart au périmètre des RPC et fournisseurs

Au périmètre des RPC	Ecart fournisseur
Différence entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif	Différence entre le montant de l'obligation notifié et le montant de garanties de capacité au compte du fournisseur à la date limite de cession

Éléments d'orientation

Une marge de tolérance (marge sans règlement financier) sur la comptabilisation des écarts aux périmètres des RPC, et des fournisseurs peut faire (i) peser un risque sur le système, et (ii) mener à un dispositif sur-capacitaire

Éléments d'orientation

- Toute différence entre engagement / obligation et couverture doit être comptabilisée comme un écart pour l'efficacité du dispositif
- Les risques sous jacents à la nécessité d'une marge de tolérance doivent être adressés modalités de rééquilibrage, et la détermination du règlement financier

04

Poursuite de travaux

Organisation de la suite des travaux

Phase 2 de la concertation - réunion de travail du 25/04

Ce GT a pour objectif de présenter des principes clefs de l'EOD et d'apporter des éléments quantitatifs illustrant les différents choix des paramètres clefs du dispositif

Phase 3 de la concertation - spécifications techniques

Cette étape vise à finaliser la faisabilité du mécanisme en adressant un ensemble de points techniques spécifiques

Les sujets de chaque réunion seront communiqués au préalable et les acteurs souhaitant présenter leur position seront invités à transmettre leurs supports préalablement à la réunion

Le projet de règles sera mis en consultation mi juillet

Au regard des travaux à mener, cet objectif s'annonce extrêmement ambitieux. En fonction de l'avancée des travaux, la mise en consultation pourrait être reportée début septembre.

Si cette éventualité se trouvait confirmée, une visibilité sera donnée aux acteurs dans les plus brefs délais.

Une CAM spécifique Mécanisme de capacité aura lieu le 11 juillet pour faire la synthèse des travaux réalisés en concertation

Thématiques des réunions à venir

#	Thématiques	Descriptif du contenu abordé	Date
1	**EOD : principes & illustrations**	Principes de l'EOD et éléments quantitatifs illustrant les différents choix des paramètres clefs du dispositif	25 avril
2	**Règlements financiers & Transparence**	Articulation certification – rééquilibrage – règlements financiers, détermination des prix de référence, de la matrice de règlement et de la prise en compte des écarts globaux	17 mai
3	**Certification des capacités**	Calcul du volume de garanties de capacité alloué et paramètres techniques pris en compte Certification des différents types de capacité	29 mai
4	**Certification des capacités**		07 juin
5	**Obligation de capacité - Détermination des paramètres**	Méthodes de détermination de la contribution des interconnexions, de la température extrême de référence et du coefficient de sécurité	19 juin
6	**Contrôle des capacités**	Contrôle de la contribution effective des capacités, notamment pour les capacités non actives à l'heure actuelle sur le MA	28 juin
7	**Puissance de référence et thermo-sensibilité**	Détermination de la thermo-sensibilité et temporalité, et calcul de la puissance de référence	09 juillet

Macro-planning des travaux

