Réseau de transport d'électricité

Groupe de travail
Mécanisme de capacité

Séance du 7 février 2013

Ordre du jour

1 - Organisation des travaux et planning associé
2 - Evaluation du risque de défaillance
- Enjeux techniques associés (RTE)
- Synthèse des contributions des acteurs (RTE)
- Echanges (Tous)

3 - Détermination de l'obligation de capacité
- Enjeux techniques associés (RTE)
- Synthèse des contributions des acteurs (RTE)
- Echanges (Tous)

4- Certification
- Enjeux techniques associés (RTE)
- Synthèse des contributions des acteurs (RTE)
- Echanges (tous)

5- Détermination des périodes PP1 et PP2
- Enjeux techniques associés (RTE)
- Synthèse des contributions des acteurs (RTE)
- Echanges (Tous)

6- Règlements financiers
- Synthèse des contributions des acteurs (RTE)
- Echanges (Tous)

1. Organisation des travaux

Organisation des travaux

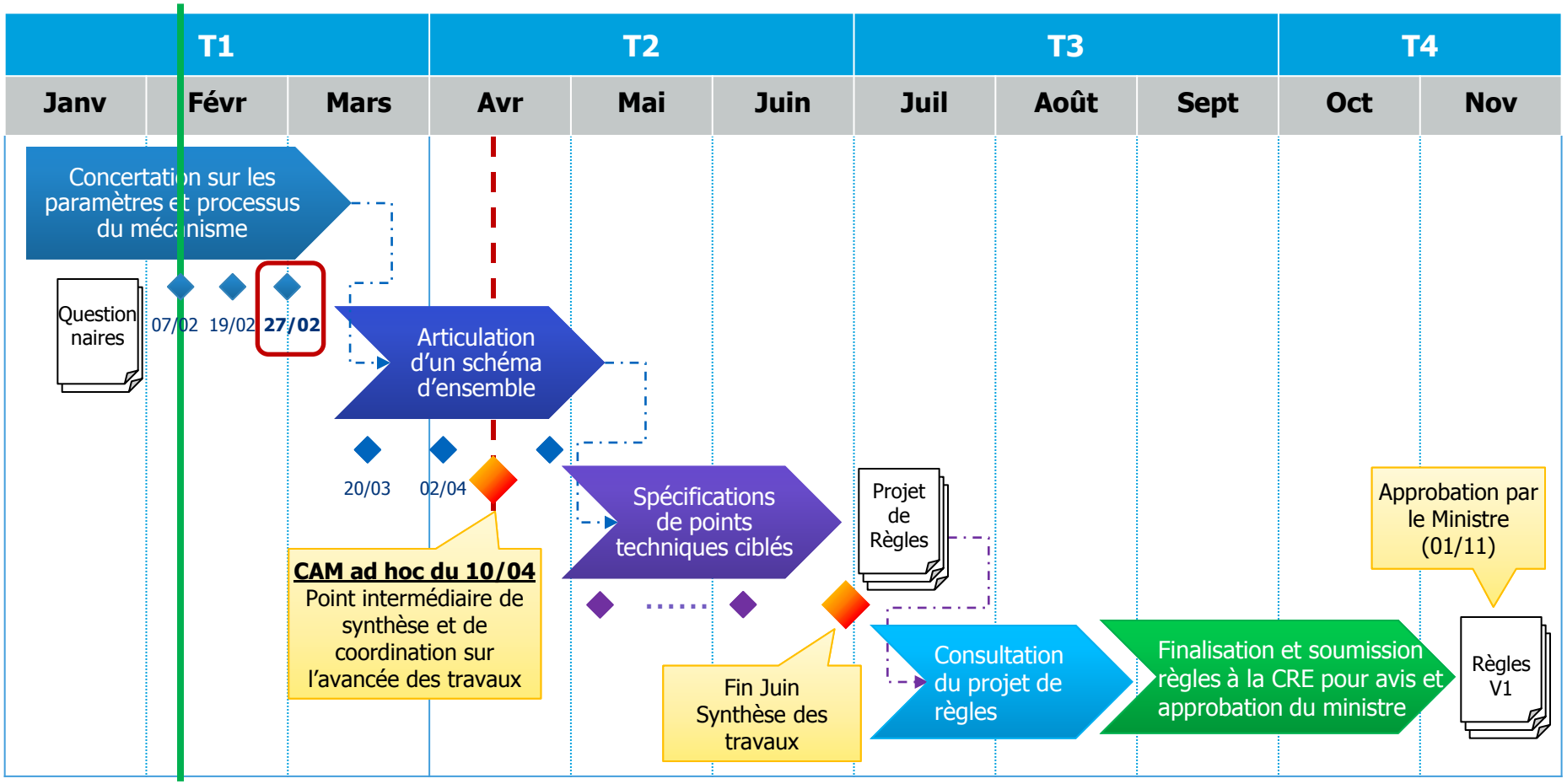
Contexte et modalités

- Création d'un GT « Mécanisme de capacité » qui centralise les travaux sur le sujet et remonte à la CAM en tant qu'instance plénière de coordination
- Le pilotage du GT est assuré par RTE
- Les acteurs sont invités à étayer leurs propositions par des éléments techniques quantifiés, notamment de modélisation

Proposition de fonctionnement

- Le sujet de la réunion est communiqué au préalable de sorte à permettre aux entreprises d'adapter leur représentation
- Les réunions de travail sont préparées préalablement avec envoi d'éléments par RTE (questionnaire, documents…). Les acteurs souhaitant présenter leur position sont invités à transmettre leurs supports au plus tard la veille de la réunion du GT
- L'espace CURTE permettra de centraliser les contributions avec la mise en place d'une page dédiée au mécanisme de capacité et rattachée à la CAM. Les contributions qui ne sont pas déposées ne seront pas prises en compte
- Seuls les sujets relatifs à la problématique de l'atelier seront abordés

Planning



- Les acteurs ayant proposé de présenter des méthodologies et autres éléments techniques sont invités à le faire lors de la réunion du 19/02
- Le questionnaire n°2 sera diffusé la semaine prochaine
- La réunion de travail initialement prévue le 28/02 a été **déplacée au 27/02**

Les retours des acteurs sur le questionnaire n°1

14 acteurs ont déposé une réponse au questionnaire n°1 sur le site du CURTE

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

Evaluation du risque de défaillance

Estimation du risque de défaillance et étude de l'équilibre offre-demande (méthodologie BP)

Hypothèses sur l'offre

- Données sur les capacités existantes et en projet
- Modélisation des aléas affectant les capacités
- Modélisation des capacités (contraintes de fonctionnement, interdépendances…)

Hypothèses sur la demande

- Prévisions macro-économiques (démographie, croissance économique…)
- Données climatiques
- Modélisation des aléas sur la demande

Prise en compte des interconnexions

Simulation de l'équilibre offre-demande pour la période de livraison

→ L'offre disponible couvre-t-elle la demande pour chaque pas de temps ?

Critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics

Pour chaque année, nombre d'heures de défaillance et respect ou non du critère

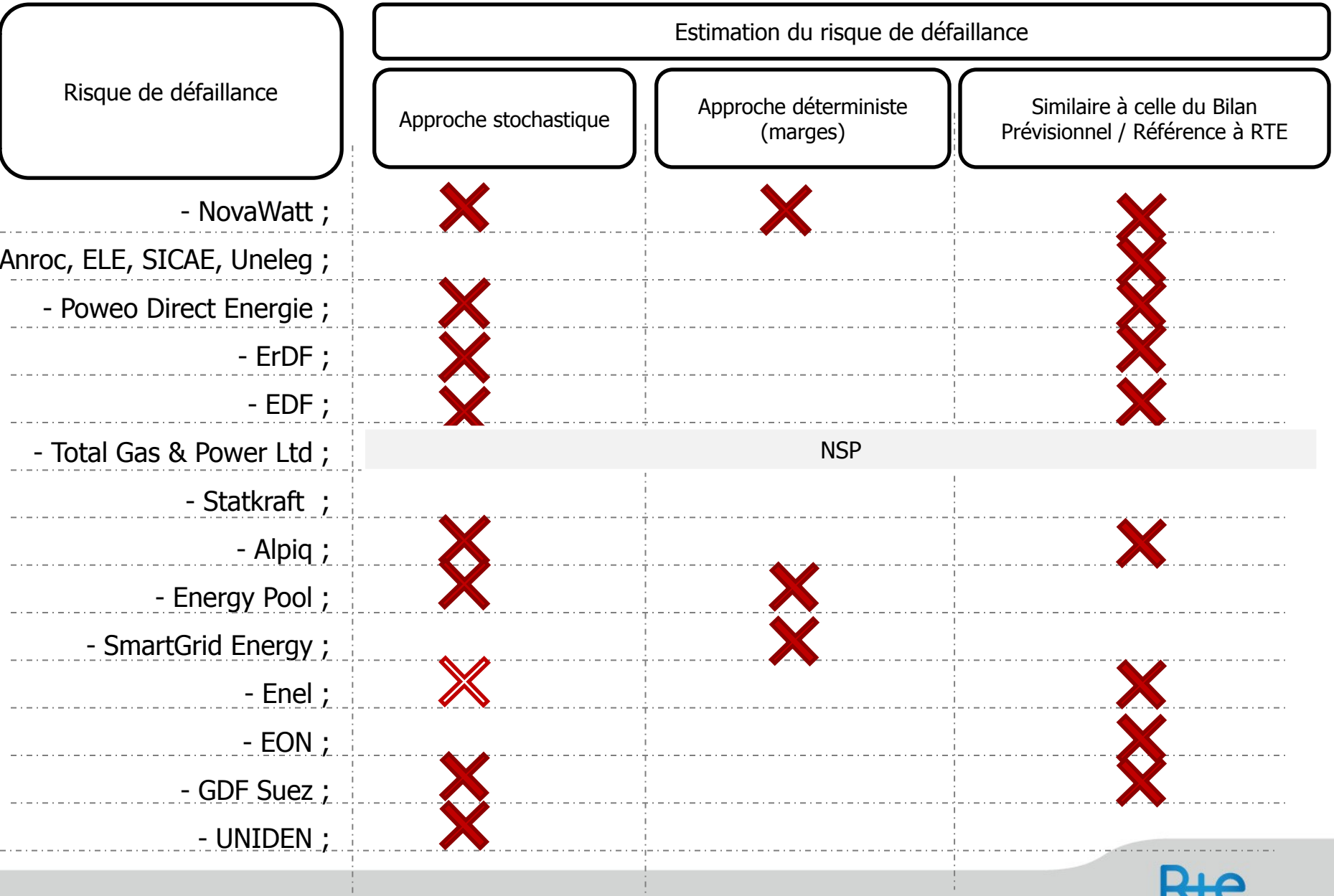
Multiples combinaisons d'aléas

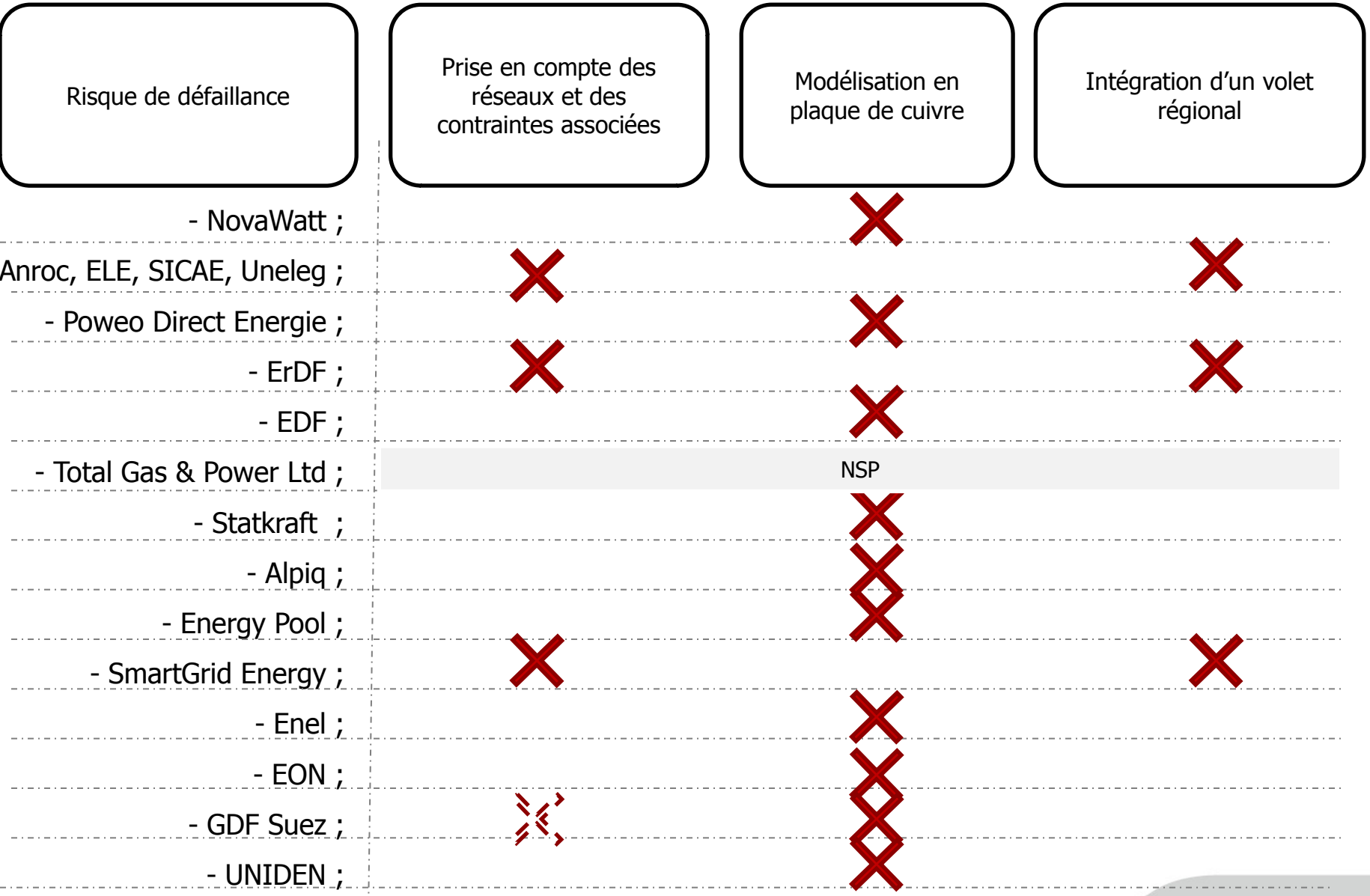
- Aléa de consommation (climatiques, autres), du parc de production (disponibilités énergie et capacité)
- De multiples chroniques annuelles sont tirées pour chaque aléa, en respectant l'espérance et l'écart type et les corrélations entre aléas

Les retours des acteurs : les thématiques abordées

Risque de défaillance	Evaluation du risque de défaillance	Prise en compte des contraintes réseaux	Volet régional
Obligation	Méthode d'estimation de la contribution au risque de défaillance	Coefficient de sécurité	
Certification	Niveau de capacité certifié	Niveau de capacité effectif	
PP1 et PP2	Heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé	Typologie PP1 et PP2	
Règlement financier	Définition de l'écart	Prix de référence	Egalité des prix de règlements financier du rééquilibrage des fournisseurs et des écarts RPC

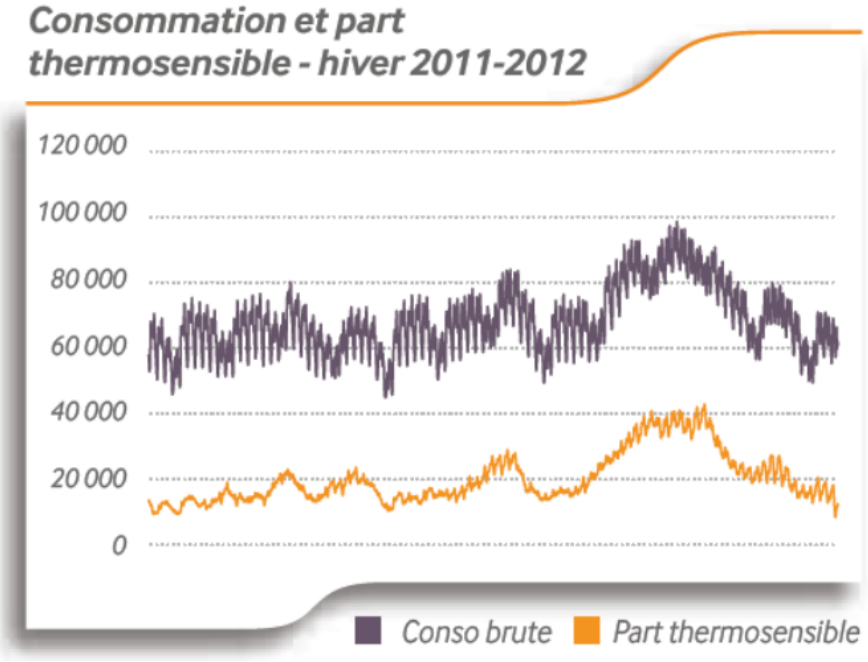
Réseau de transport d'électricité

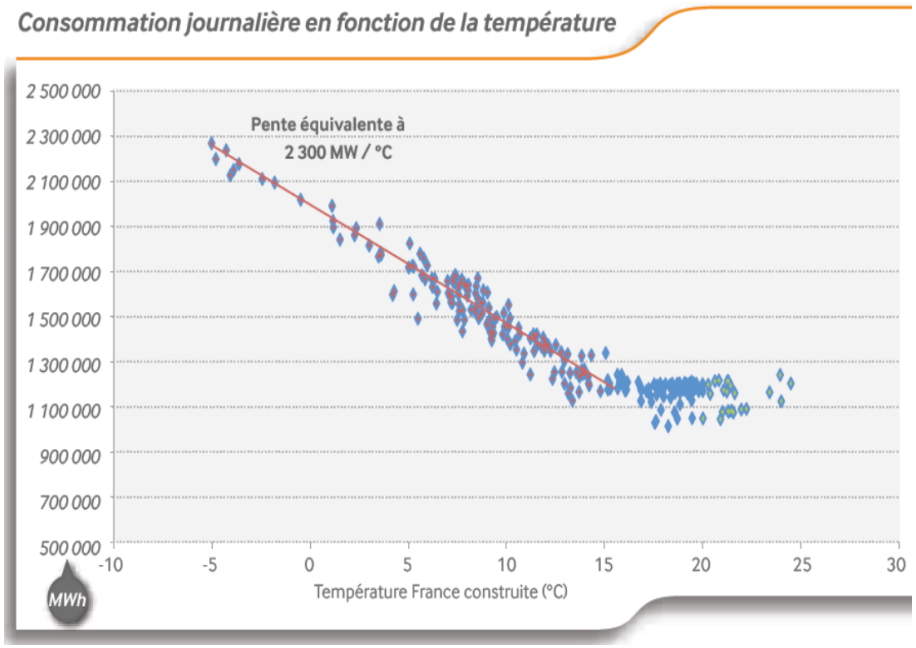

Risque de défaillance
Estimation du risque de défaillance
Approche stochastique
Approche déterministe (marges)
Similaire à celle du Bilan Prévisionnel / Référence à RTE
- NovaWatt ;
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
- Poweo Direct Energie ;
- ErDF ;
- EDF ;
- Total Gas & Power Ltd ;
NSP
- Statkraft ;
- Alpiq ;
- Energy Pool ;
- SmartGrid Energy ;
- Enel ;
- EON ;
- GDF Suez ;
- UNIDEN ;


Risque de défaillance
Prise en compte des réseaux et des contraintes associées
Modélisation en plaque de cuivre
Intégration d'un volet régional
- NovaWatt ;
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
- Poweo Direct Energie ;
- ErDF ;
- EDF ;
- Total Gas & Power Ltd ;
NSP
- Statkraft ;
- Alpiq ;
- Energy Pool ;
- SmartGrid Energy ;
- Enel ;
- EON ;
- GDF Suez ;
- UNIDEN ;

Obligation

Sensibilité de la consommation à la température



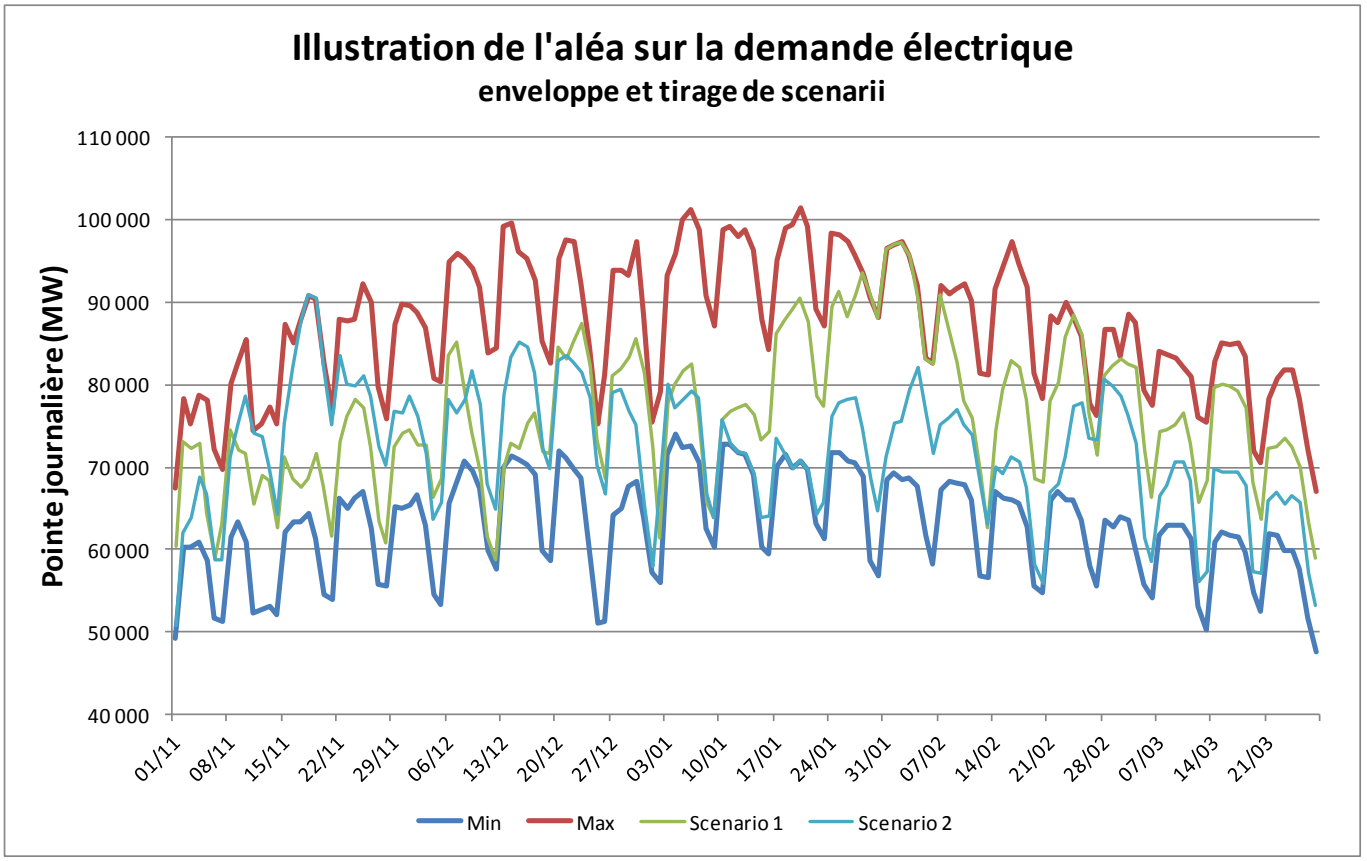


La part thermosensible a représenté en moyenne 40 % de la consommation sur l'ensemble de la vague de froid de février 2012

Les points en rouge indiquent les consommations des jours dont la température moyenne est inférieure à 15°C et la droite rouge de pente équivalente à 2 300 MW/°C (« gradient d'hiver »)

La prise en compte de l'aléa climatique est indispensable. Sa normalisation, via par un exemple l'emploi d'une Température extrême de référence, permettrait de renvoyer aux acteurs thermosensibles la responsabilité de l'aléa généré

Consommation et aléa climatique



Consommation et heures de défaillance

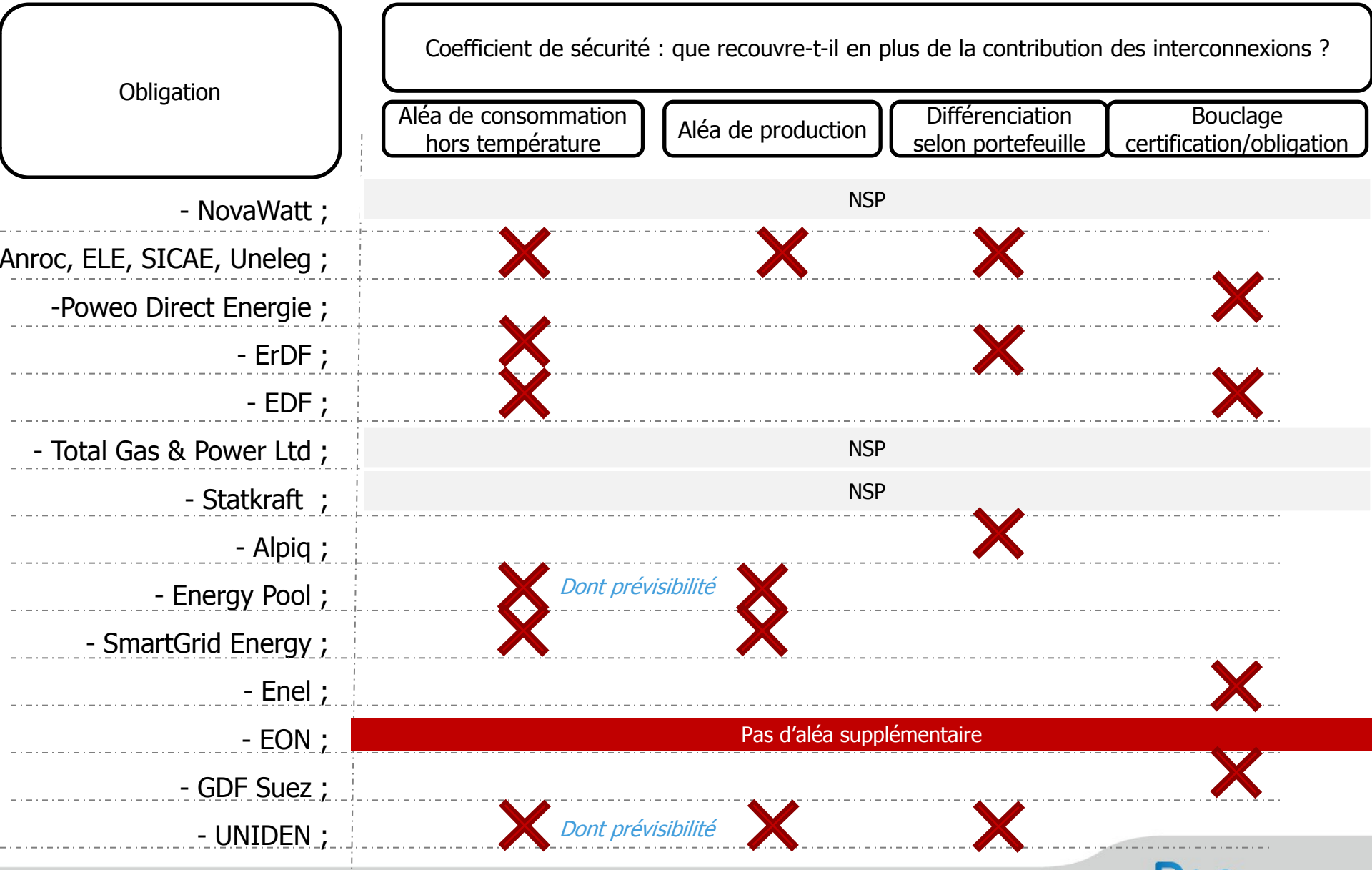
Sur la base de nos simulations, la quasi totalité des heures de défaillance font partie des heures de plus forte consommation :

- compte tenu de la structure des aléas (consommation et parc) et de la nature du critère d'adéquation, la défaillance apparaît sur un nombre limité de scénarii
- pour chaque scénario où de la défaillance apparaît, les heures correspondantes sont celles où la consommation est la plus forte (font parties des centaines d'heures les plus chargés de l'année).

Les retours des acteurs : les thématiques abordées

Risque de défaillance	Evaluation du risque de défaillance	Prise en compte des contraintes réseaux	Volet régional
Obligation	Méthode d'estimation de la contribution au risque de défaillance	Coefficient de sécurité	
Certification	Niveau de capacité certifié	Niveau de capacité effectif	
PP1 et PP2	Heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé	Typologie PP1 et PP2	
Règlement financier	Définition de l'écart	Prix de référence	Egalité des prix de règlements financier du rééquilibrage des fournisseurs et des écarts RPC

Obligation	Calcul de la puissance de référence / prise en compte de la thermo-sensiblité	
	Section F règles RE/MA pour clients profilés	Proposition de méthode
- NovaWatt ;		NSP
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;		Basé sur prévisibilité + prise en compte thermo-sensibilité par catégorie de consommateurs
- Poweo Direct Energie ;	X	Selon profilage / facteur d'usage + catégorisation transparente des télérevés
- ErDF ;		Attention particulière sur la pris en compte de la thermo-sensibilité / définition des catégories
- EDF ;	X	3 catégories de consommateurs (pertes, profilés et TR)
- Total Gas & Power Ltd ;		NSP
- Statkraft ;		
- Alpiq ;		Segmentation selon thermo-sensiblité et élasticité de la consommation à l'offre en électricité.
- Energy Pool ;		Puissance constatée ramenée à une Température extrême de référence
- SmartGrid Energy ;		Niveau et prévisibilité doivent être pris en compte
- Enel ;		Proportionnelle à la puissance pendant PP1
- EON ;		Segmentation selon thermo-sensiblité et coefficient ad hoc selon catégorie
- GDF Suez ;		Approche marginale par classe de consommateur définies selon profil de charge horaires TM ; selon scénario de température et thermo dépendance
- UNIDEN ;		Prise en compte prévisibilité + niveau consommation


Obligation
Coefficient de sécurité : que recouvre-t-il en plus de la contribution des interconnexions ?
Aléa de consommation hors température
Aléa de production
Différenciation selon portefeuille
Bouclage certification/obligation
- NovaWatt ;
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
-Poweo Direct Energie ;
- ErDF ;
- EDF ;
- Total Gas & Power Ltd ;
- Statkraft ;
- Alpiq ;
- Energy Pool ;
- SmartGrid Energy ;
- Enel ;
- EON ;
- GDF Suez ;
- UNIDEN ;
NSP
NSP
Dont prévisibilité
Dont prévisibilité
Pas d'aléa supplémentaire

Certification

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

Le décret dispose le Niveau de capacité certifié *reflète la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison*

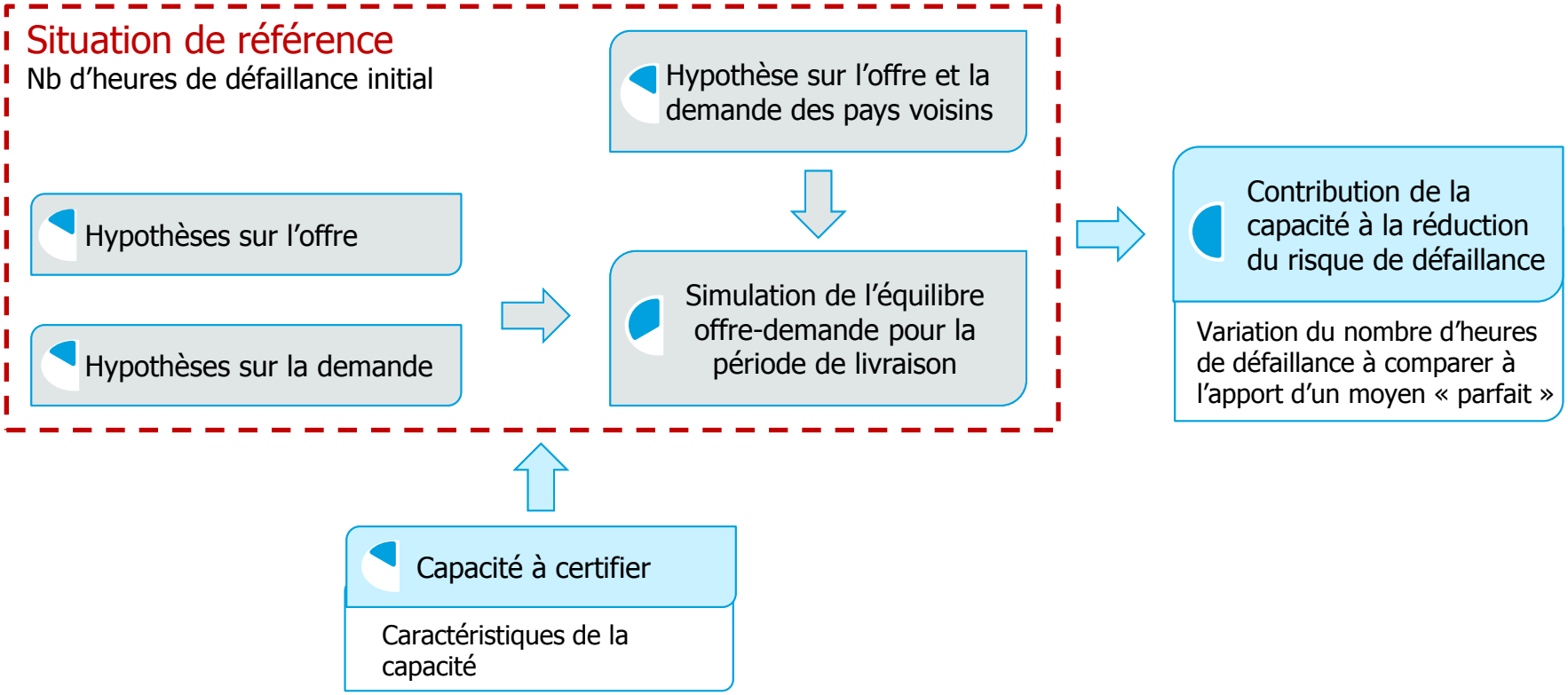
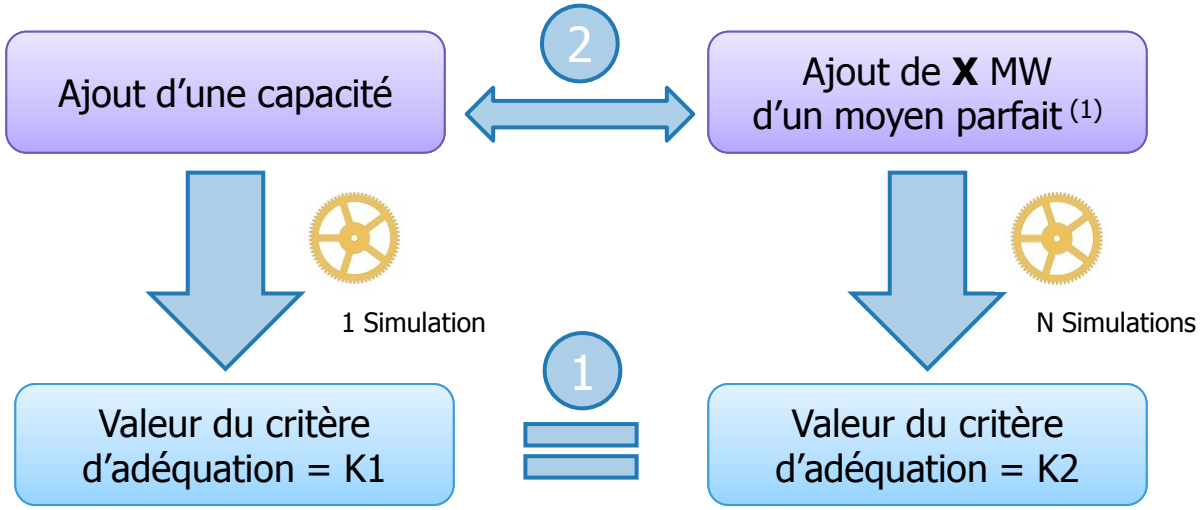


Illustration d'une méthodologie pour estimer la contribution à la réduction du risque de défaillance

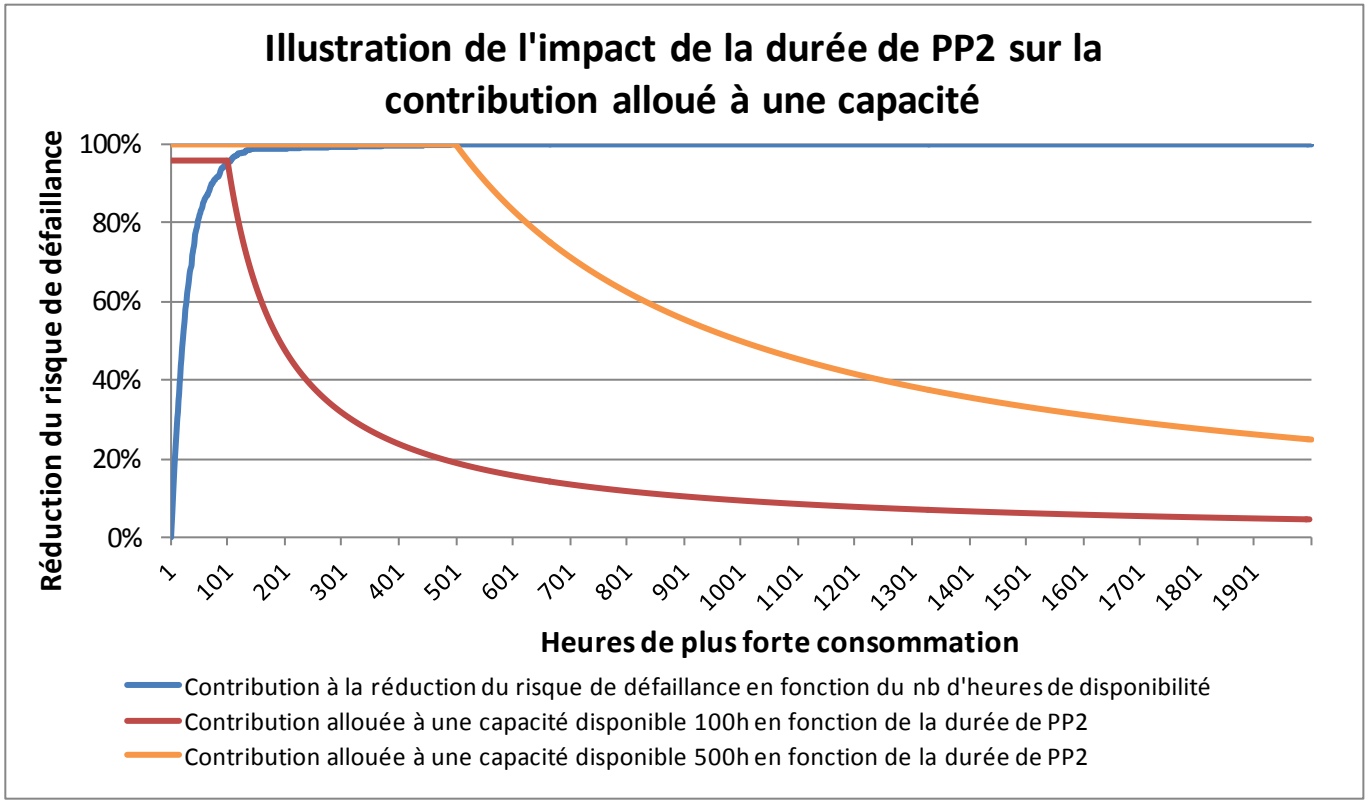


1. Par itération, on détermine **X** tel que K1=K2.

2. La contribution à la réduction du risque de défaillance de la capacité équivaut à **X** MW de moyen parfait

(1) : le moyen parfait correspond à une capacité sans contrainte technique et 100% disponible

Contribution à la réduction du risque de défaillance et PP2



Pour une capacité disponible sur les heures de plus forte consommation, le choix d'une période PP2 longue conduit à une attribution d'un nombre faible de garanties de capacité, alors même que sa contribution à la réduction du risque de défaillance peut être forte.

- Une période PP2 longue entraine donc une rupture entre la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité et la contribution allouée du fait de sa disponibilité sur PP2
- Une telle PP2 a un effet redistributif vers les capacités à disponibilité longue

Contribution à la réduction du risque de défaillance et PP2

Le principe selon lequel le nombre de garanties de capacité attribuées doit refléter la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance conduit à un dimensionnement de PP2.

Un dimensionnement erroné de PP2 conduit à ne plus respecter ce principe.

Illustration : avec les simulations précédentes (à titre d'exemple, ne préjugeant pas des valeurs futures), un moyen de 100 MW disponible les 200 heures les plus chargées de l'année (voir graphes précédent) conduit à la même réduction du critère de défaillance qu'un moyen « parfait » 100 MW disponible toute l'année.

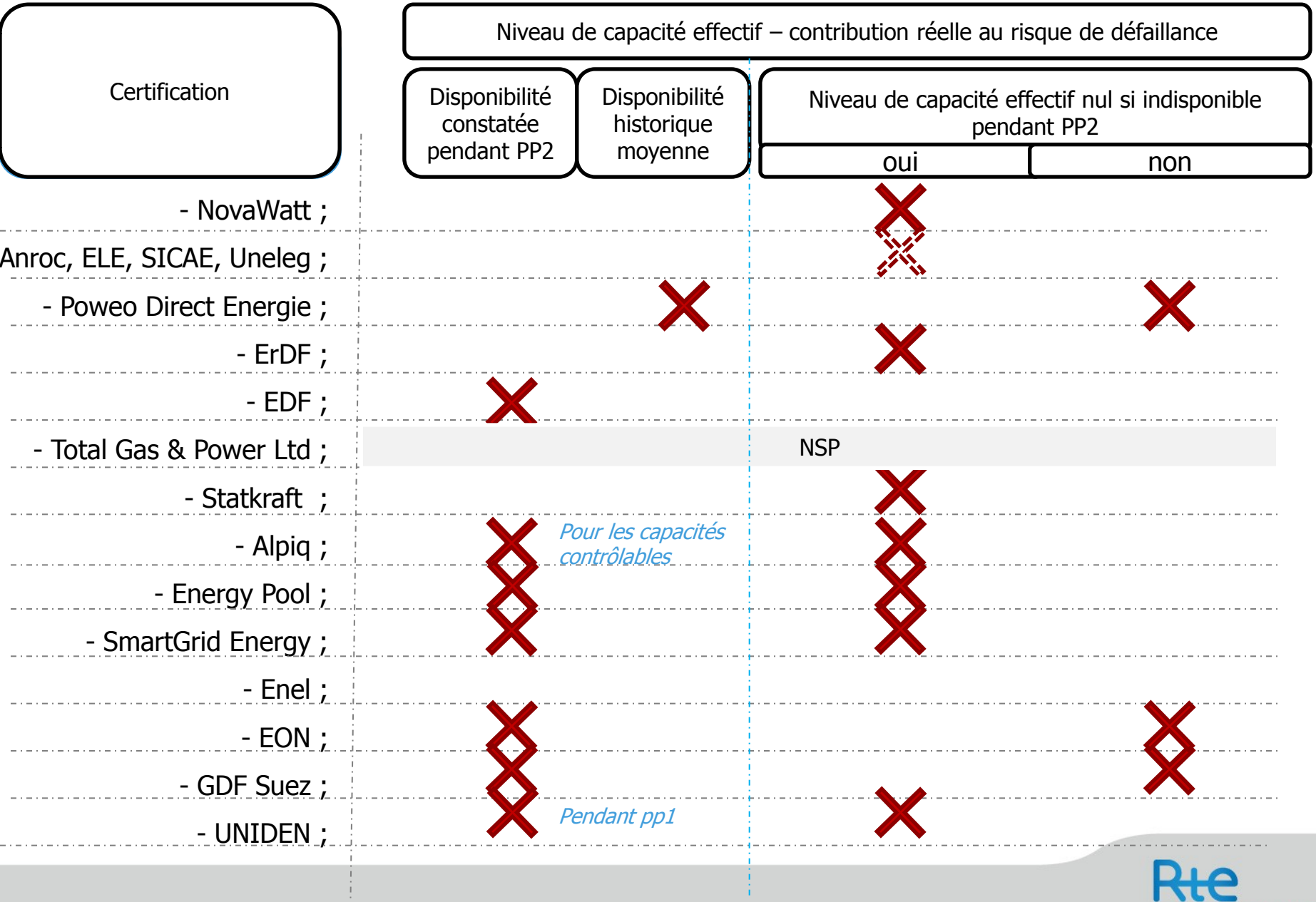
Si PP2 = 200 h de plus forte consommation, les deux moyens ont le même nombre de garanties (en l'occurrence 100 MW)

Si PP2 = 2000 h, le moyen considéré ne dispose que de 25 MW de certificats alors que le moyen « parfait » de 100 MW -> **la certification ne reflète plus la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance**

Les retours des acteurs : les thématiques abordées

Risque de défaillance	Evaluation du risque de défaillance	Prise en compte des contraintes réseaux	Volet régional
Obligation	Méthode d'estimation de la contribution au risque de défaillance	Coefficient de sécurité	
Certification	Niveau de capacité certifié	Niveau de capacité effectif	
PP1 et PP2	Heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé	Typologie PP1 et PP2	
Règlement financier	Définition de l'écart	Prix de référence	Egalité des prix de règlements financier du rééquilibrage des fournisseurs et des écarts RPC

Certification	Niveau de capacité certifié = contribution au risque de défaillance	
	Prise en compte des contraintes de fonctionnement détaillées des capacités , y compris flexibilité, commandabilité, …	Prise en compte d'un nombre limité de paramètres (puissance installé, disponibilité, facteurs de charge)
- NovaWatt ;	X	
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;		X
- Poweo Direct Energie ;		X
- ErDF ;		X
- EDF ;		X
- Total Gas & Power Ltd ;		
- Statkraft ;		
- Alpiq ;	X	
- Energy Pool ;	X	
- SmartGrid Energy ;	X	
- Enel ;		X
- EON ;	X	
- GDF Suez ;	X	
- UNIDEN ;		


Certification
Niveau de capacité effectif – contribution réelle au risque de défaillance
Disponibilité constatée pendant PP2
Disponibilité historique moyenne
Niveau de capacité effectif nul si indisponible pendant PP2
oui
non
- NovaWatt ;
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
- Poweo Direct Energie ;
- ErDF ;
- EDF ;
- Total Gas & Power Ltd ;
NSP
- Statkraft ;
- Alpiq ;
- Energy Pool ;
- SmartGrid Energy ;
Pour les capacités contrôlables
- Enel ;
- EON ;
- GDF Suez ;
- UNIDEN ;
Pendant pp1

PP1 et PP2

Périodes de pointe PP1 et PP2 et 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 ne pas s'écarter significativement du principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement.* (Article 1er)

Effacement certifié

- Doit être certifié à l'avance
- Doit être **disponible** durant PP2 pour être pris en compte
- Reçoit des garanties de capacité et est responsable de ses écarts
- Effet corrigé sur la consommation constatée

Effacement non certifié

- Pas de certification nécessaire
- Doit être **activé** durant PP1 pour être pris en compte
- Valorisation uniquement s'il est actif via la réduction de l'obligation
- Effet non corrigé entrainant un « déplacement de la pointe »

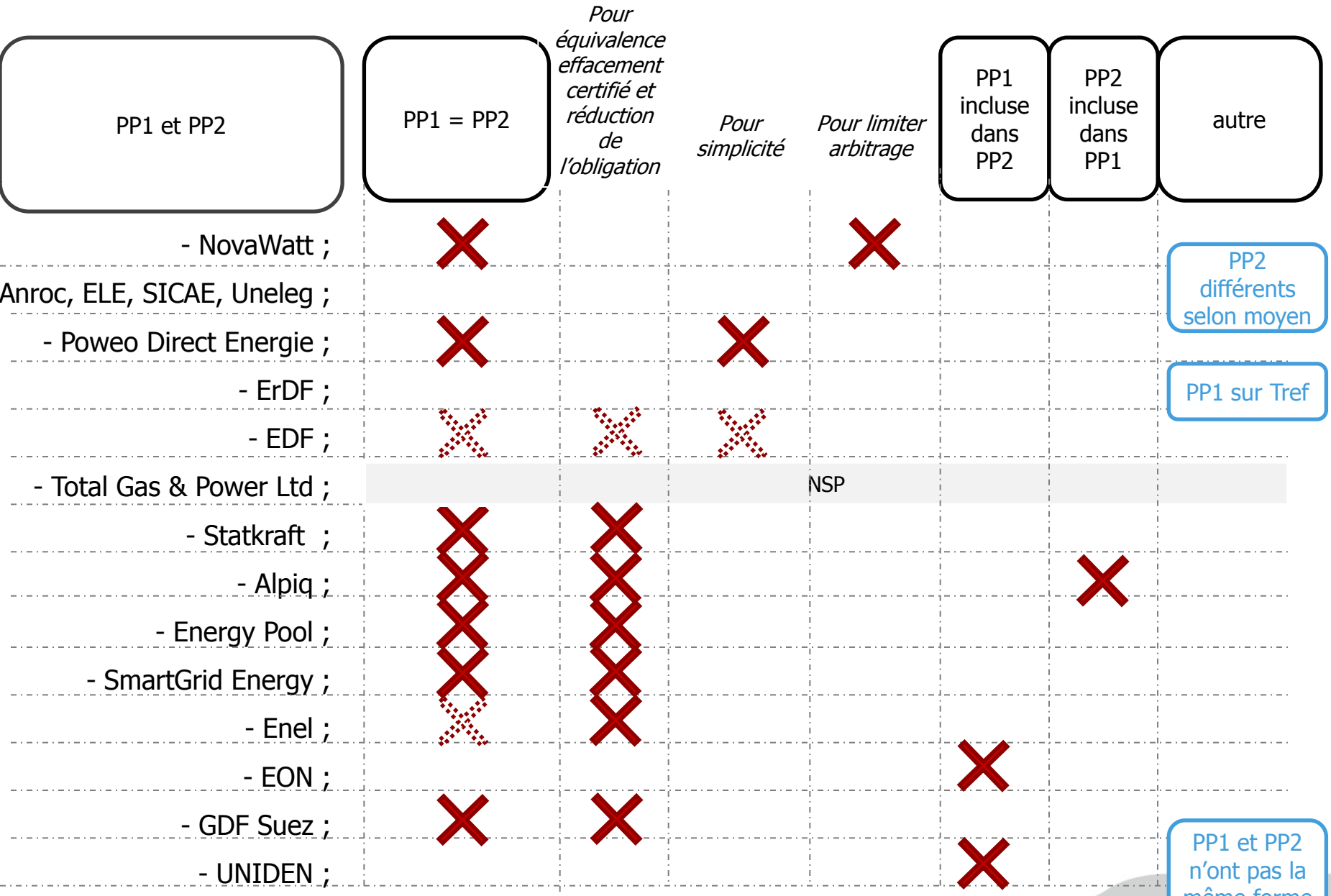
Illustration sur un effacement d'extrême pointe activé 1 année sur 10. Bilan sur 10 ans

Effacement activé sur une période PP2	Effacement activé sur 10 périodes PP1

Les retours des acteurs : les thématiques abordées

- Risque de défaillance
- Evaluation du risque de défaillance
- Prise en compte des contraintes réseaux
- Volet régional
- Obligation
- Méthode d'estimation de la contribution au risque de défaillance
- Coefficient de sécurité
- Certification
- Niveau de capacité certifié
- Niveau de capacité effectif
- PP1 et PP2
- Heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé
- Typologie PP1 et PP2
- Règlement financier
- Définition de l'écart
- Prix de référence
- Egalité des prix de règlements financier du rééquilibrage des fournisseurs et des écarts RPC

PP1 et PP2	*Décret : heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevée*
	Heures à prendre en compte
- NovaWatt ;	Signal heures « mode dégradé » / reconstitution marges
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;	Prise en compte notamment des contraintes réseaux pendant les heures de pointe nationales
- Poweo Direct Energie ;	Prise en compte des besoin durant les périodes estivales
- ErDF ;	NSP
- EDF ;	Définition prévisionnelle avec approche probabiliste en cohérence à celle du risque de défaillance pour PP2 / différentes méthodes pour PP1
- Total Gas & Power Ltd ;	NSP
- Statkraft ;	Pourrait ne pas être le cas notamment à cause du fatal
- Alpiq ;	Plages durant lesquelles la différence entre consommation et production est la plus faible - été
- Energy Pool ;	Ecart entre marge disponible et marge requise
- SmartGrid Energy ;	Heures durant lesquelles les marges sont les plus faibles
- Enel ;	Heures pleines d'hiver (tarifaire) et équivalentes été
- EON ;	NSP
- GDF Suez ;	Entre saison (mise en maitenance) + été + résultat fatal
- UNIDEN ;	

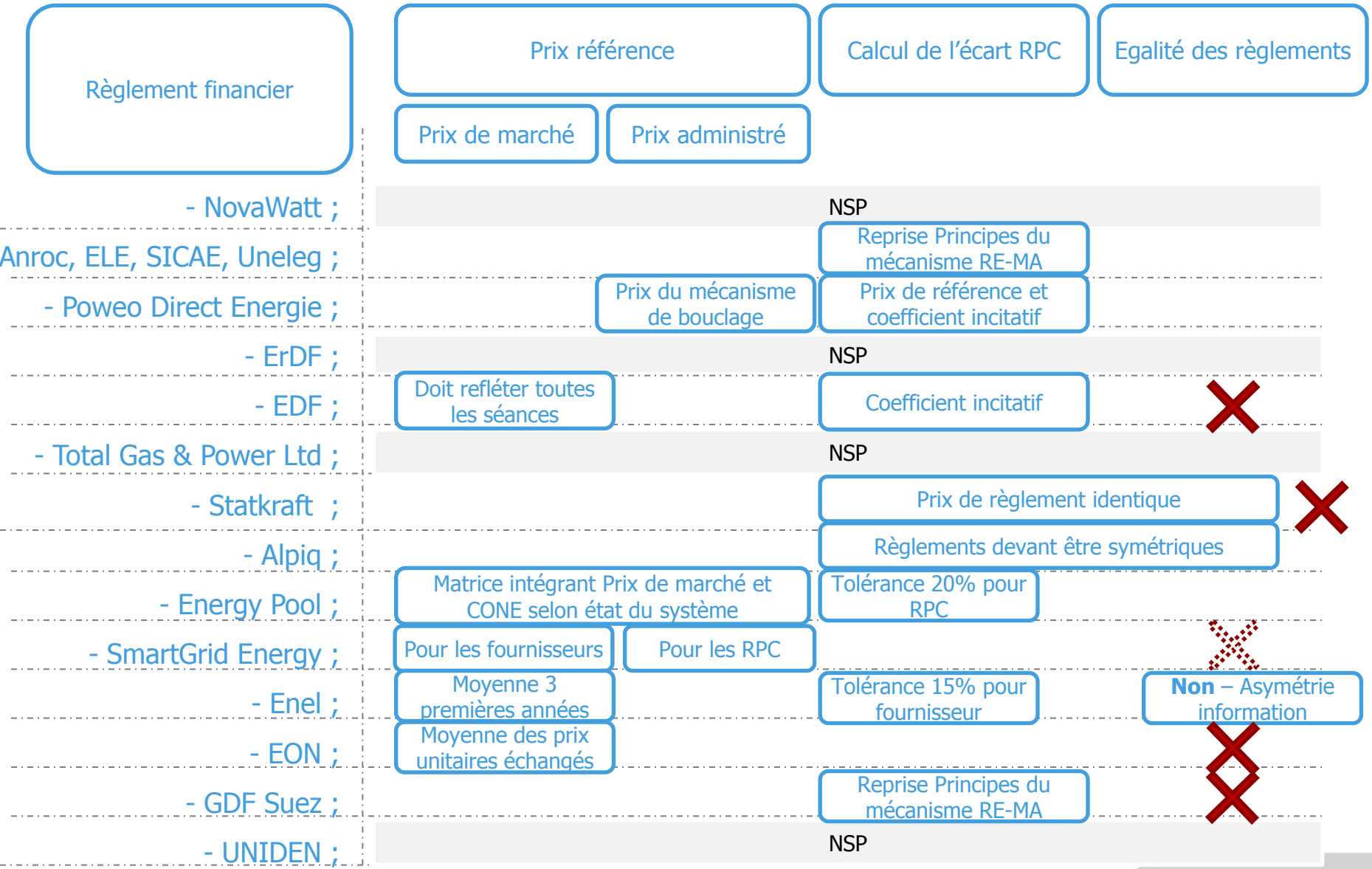

PP1 et PP2
PP1 = PP2
Pour équivalence effacement certifié et réduction de l'obligation
Pour simplicité
Pour limiter arbitrage
PP1 incluse dans PP2
PP2 incluse dans PP1
autre
- NovaWatt ;
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
- Poweo Direct Energie ;
- ErDF ;
- EDF ;
- Total Gas & Power Ltd ;
NSP
- Statkraft ;
- Alpiq ;
- Energy Pool ;
- SmartGrid Energy ;
- Enel ;
- EON ;
- GDF Suez ;
- UNIDEN ;
PP2 différents selon moyen
PP1 sur Tref
PP1 et PP2 n'ont pas la même forme

PP1 et PP2	Typologie PP1		Typologie PP2	
	Nombre d'heures	Caractéristiques	Nombre d'heures	Caractéristiques
- NovaWatt ;		heures signalées		heures signalées
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;				Différents selon installation
- Poweo Direct Energie ;		Pas forcément que l'hiver		Pas forcément que l'hiver
- ErDF ;	≥250	Définie par rapport à Tref	<250	
- EDF ;	Soit = PP2 / soit format « tempo » (22j, 16h) sur critères de tension		Hiver	Jours ouvrés de novembre à mars
- Total Gas & Power Ltd ;	NSP			
- Statkraft ;		Structure TURPE 4		Structure TURPE 4
- Alpiq ;	Heures de 7h à 9h et 18h à 20h de décembre, janvier et février + heures de 12h à 14h pour juillet et aout			
- Energy Pool ;	50 h	Heures à marges contraintes	50 h	Heures à marge contraintes
- SmartGrid Energy ;	100 h	Heures congestion réseau et marges	100 h	Heures congestion réseau et marges
- Enel ;		Base calendaire		
- EON ;				Définie sur une base historique
- GDF Suez ;	Moments distincts de l'année (dont l'été) et analyse du risque de défaillance **ou** sur base mensuelle			
- UNIDEN ;	5h	(5h, max 1h par jour) court	4h pdt les jours ouvrés d'hiver	Définie sur base statistique

Règlement financier

Les retours des acteurs : les thématiques abordées

- Risque de défaillance
- Evaluation du risque de défaillance
- Prise en compte des contraintes réseaux
- Volet régional
- Obligation
- Méthode d'estimation de la contribution au risque de défaillance
- Coefficient de sécurité
- Certification
- Niveau de capacité certifié
- Niveau de capacité effectif
- PP1 et PP2
- Heures durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé
- Typologie PP1 et PP2
- Règlement financier
- Définition de l'écart
- Prix de référence
- Egalité des prix de règlements financier du rééquilibrage des fournisseurs et des écarts RPC


Règlement financier
Prix référence
Calcul de l'écart RPC
Egalité des règlements
Prix de marché
Prix administré
- NovaWatt ;
NSP
Anroc, ELE, SICAE, Uneleg ;
Reprise Principes du mécanisme RE-MA
- Poweo Direct Energie ;
Prix du mécanisme de bouclage
Prix de référence et coefficient incitatif
- ErDF ;
NSP
- EDF ;
Doit refléter toutes les séances
Coefficient incitatif
- Total Gas & Power Ltd ;
NSP
- Statkraft ;
Prix de règlement identique
- Alpiq ;
Règlements devant être symétriques
- Energy Pool ;
Matrice intégrant Prix de marché et CONE selon état du système
Tolérance 20% pour RPC
- SmartGrid Energy ;
Pour les fournisseurs
Pour les RPC
- Enel ;
Moyenne 3 premières années
Tolérance 15% pour fournisseur
Non – Asymétrie information
- EON ;
Moyenne des prix unitaires échangés
- GDF Suez ;
Reprise Principes du mécanisme RE-MA
- UNIDEN ;
NSP