Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

AO flexibilités expérimentaux & RINGO

20 juillet 2021

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

Première partie – Expérimentation RINGO

1. Ringo – Présentation de l'essai Black Start

Deuxième partie – AO flexibilités

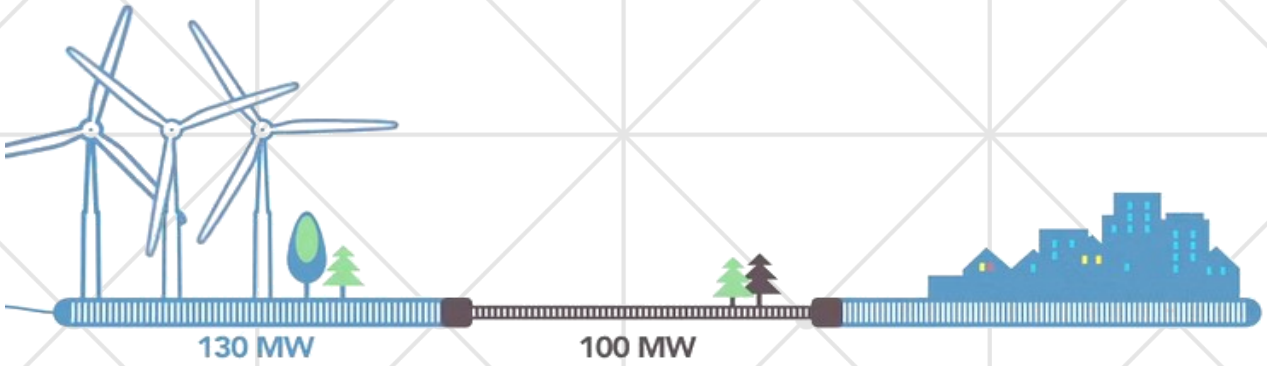
2. Périmètre de l'AO flexibilités
3. Engagement contractuel et conditions du multiservices
4. Modalités d'activation
5. Rémunération et caractérisation de la défaillance
6. Caractérisation de la contrainte sur Sétier
7. Prochaines étapes

1 RINGO

Présentation de l'essai Black Start

Expérimentation RINGO

Présentation de l'essai Black Start



Objectifs de l'expérimentation RINGO

- Valider l'utilisation de batteries de grande taille pour gérer de façon automatisée les congestions intermittentes dues aux énergies renouvelables

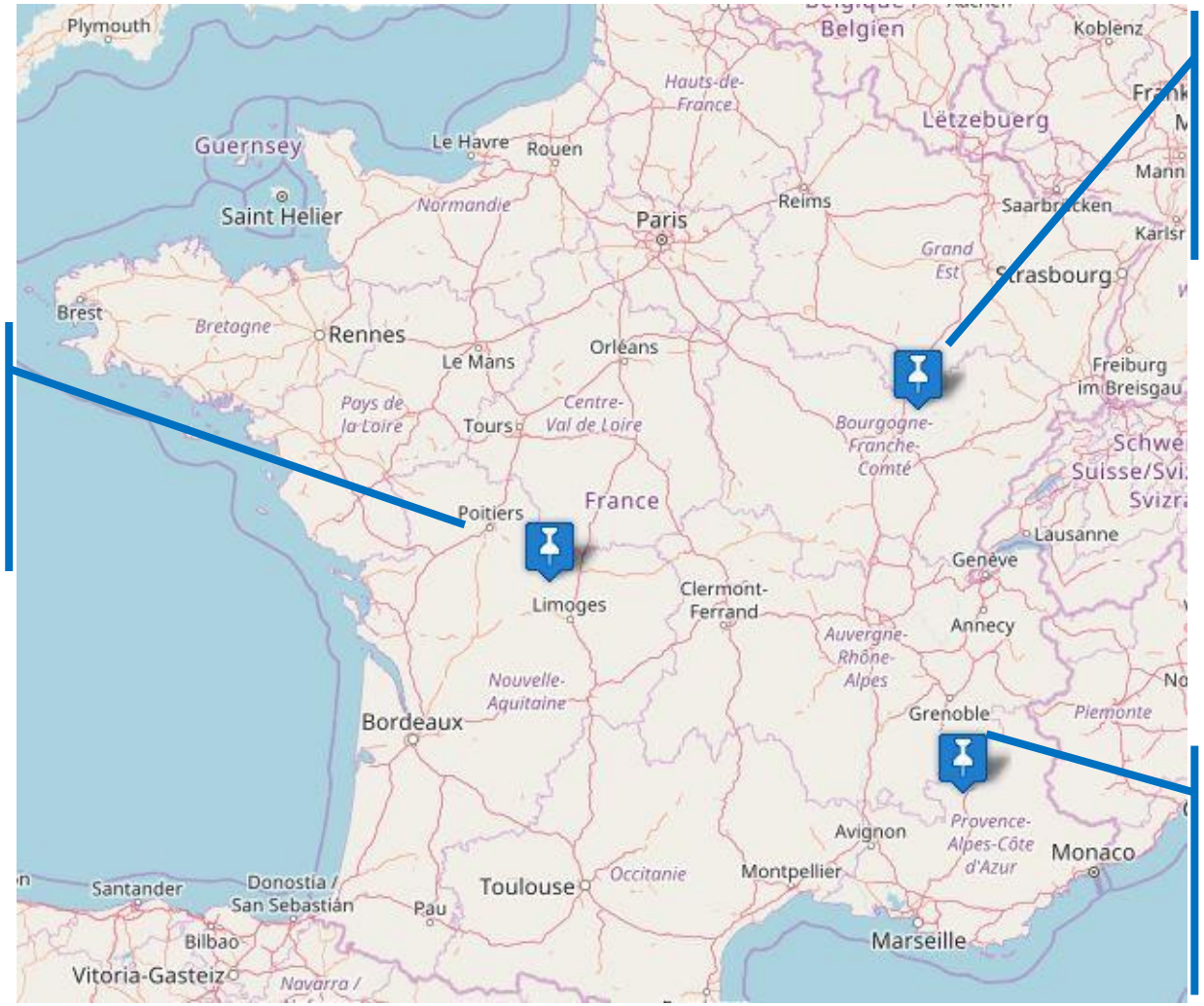
- Acquérir une expertise sur ces nouveaux équipements qui fourniront bientôt différents services système: gestion des congestions, réglage primaire de fréquence, aptitude au Black Start, etc.

- Implantation sur trois sites afin d'assurer un bilan neutre en puissance et en énergie

Un fournisseur différent sur chaque site

SAFT /Schneider à
Bellac (87)
10 MW / 30,8 MWh

Réception du site
Prévue fin mars 2022



NIDEC à
Vingeanne (21)
12 MW / 37 MWh

Réception du site
Le 04 juin 2021

Réception du site
Prévue mi juin 2022

Groupe Bolloré à
Ventavon (05)
10 MW / 30,2 MWh

Black Start : quezako ?

Après un incident de grande ampleur, RTE, doit :

- ✓ Assurer la sûreté nucléaire et la sûreté du système.
- ✓ Etablir une stratégie pour reconstruire le réseau et réalimenter la clientèle.

Un essai de Black Start avec une batterie RINGO consiste à vérifier l'aptitude du site – après un blackout - à réalimenter une poche HTA de consommation comprenant aussi de la production éolienne et à maintenir ce réseau séparé stable avant de pouvoir le recoupler au réseau général.

→ Volonté RTE de **tester** cette fonctionnalité offerte par le fournisseur de la batterie de Jalancourt (NIDEC)

→ Besoin d'études amont pour préparer minutieusement le D day : une forte coordination entre tous les acteurs (CNR, NIDEC, ENEDIS et RTE)

Réseau RTE (Réseau Général)

Départ ZFONT
(GRAY – MARCILLY)

Réseau d'essai

Poste de JALANCOURT



Poste de VINGEANNE

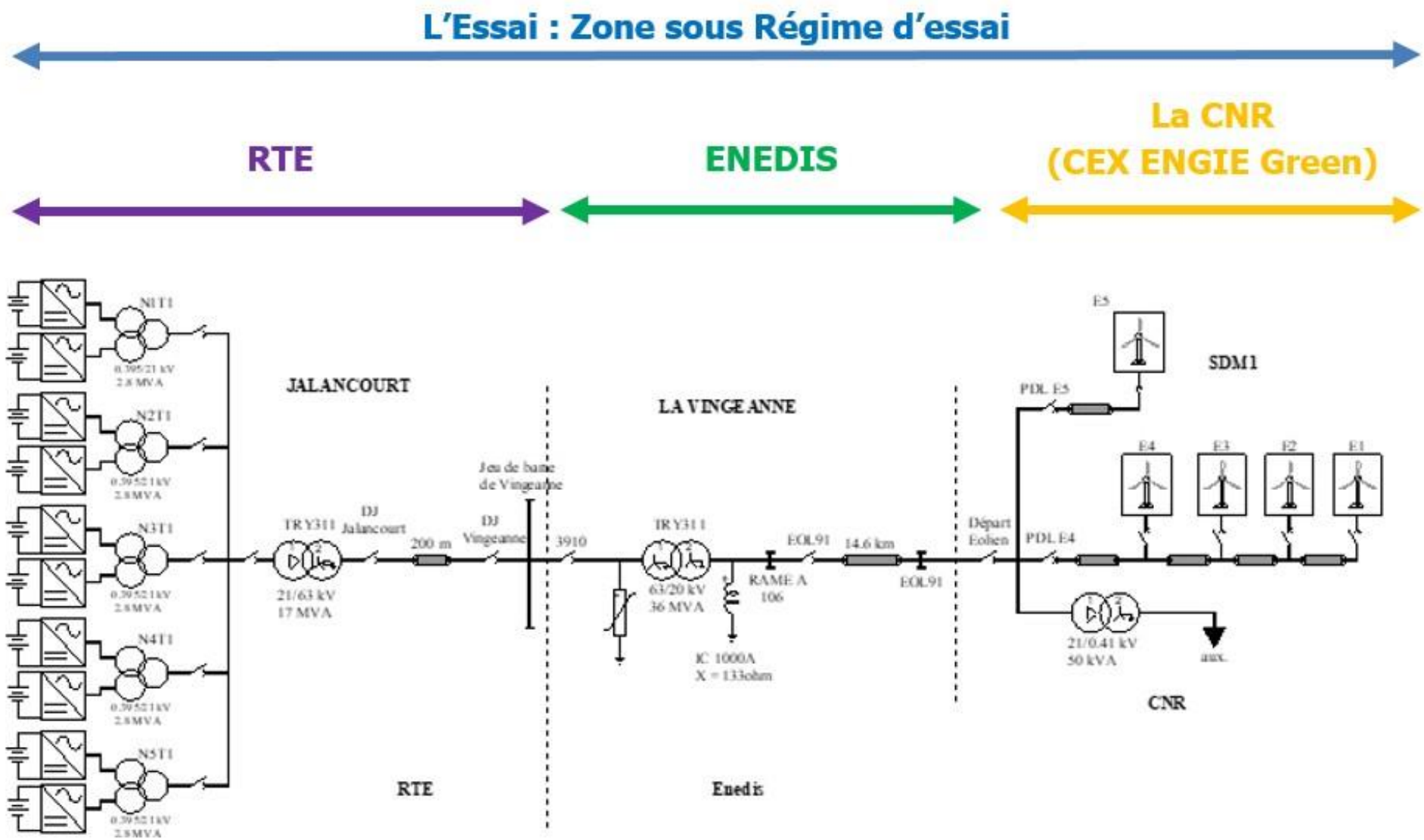
Section 3 *Section 2* *Section 1*

TR 313 (36 MVA)

TR 311 (36 MVA)

Essai de « Black Start » en 3 étapes

Schéma du réseau d'essai

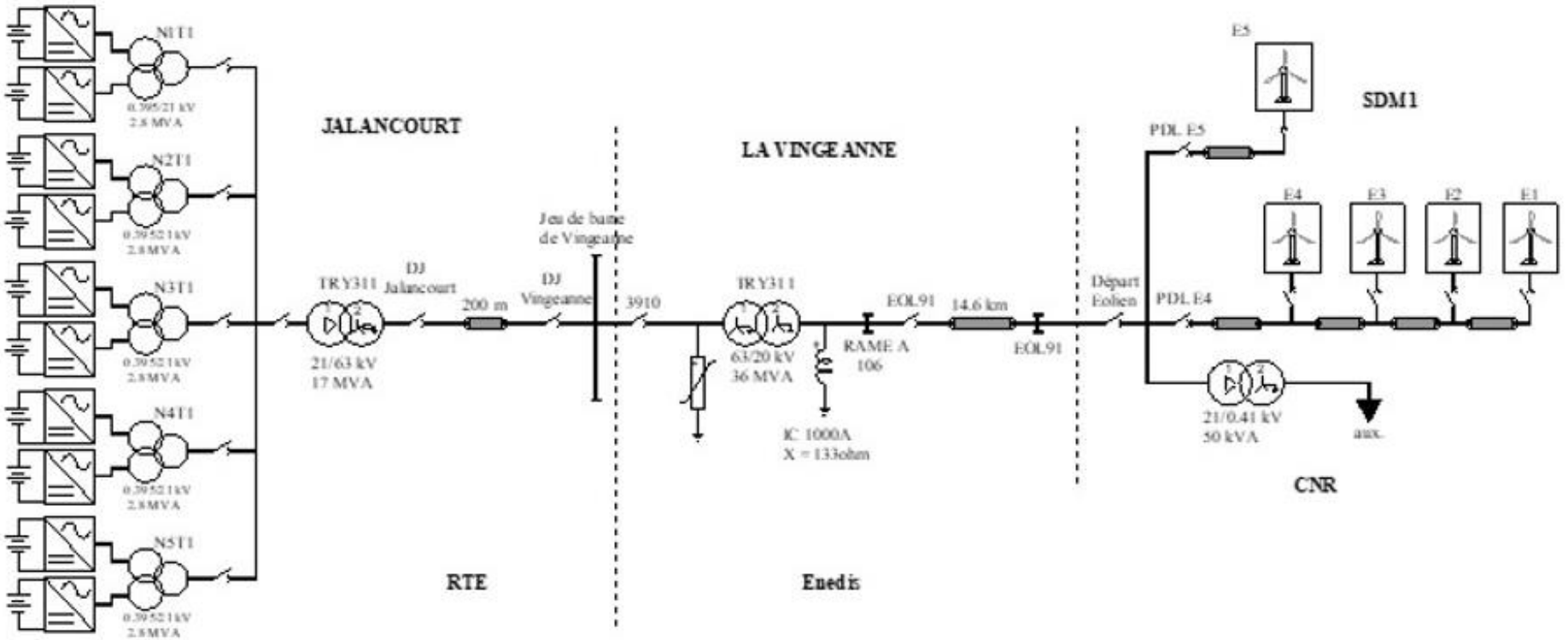


Réseau concerné par étape

Essai 1a : mise sous tension partielle

Essai 1b : mise sous tension

Essai 2 : démarrage des éoliennes



Essai 3 : recouplage au réseau général

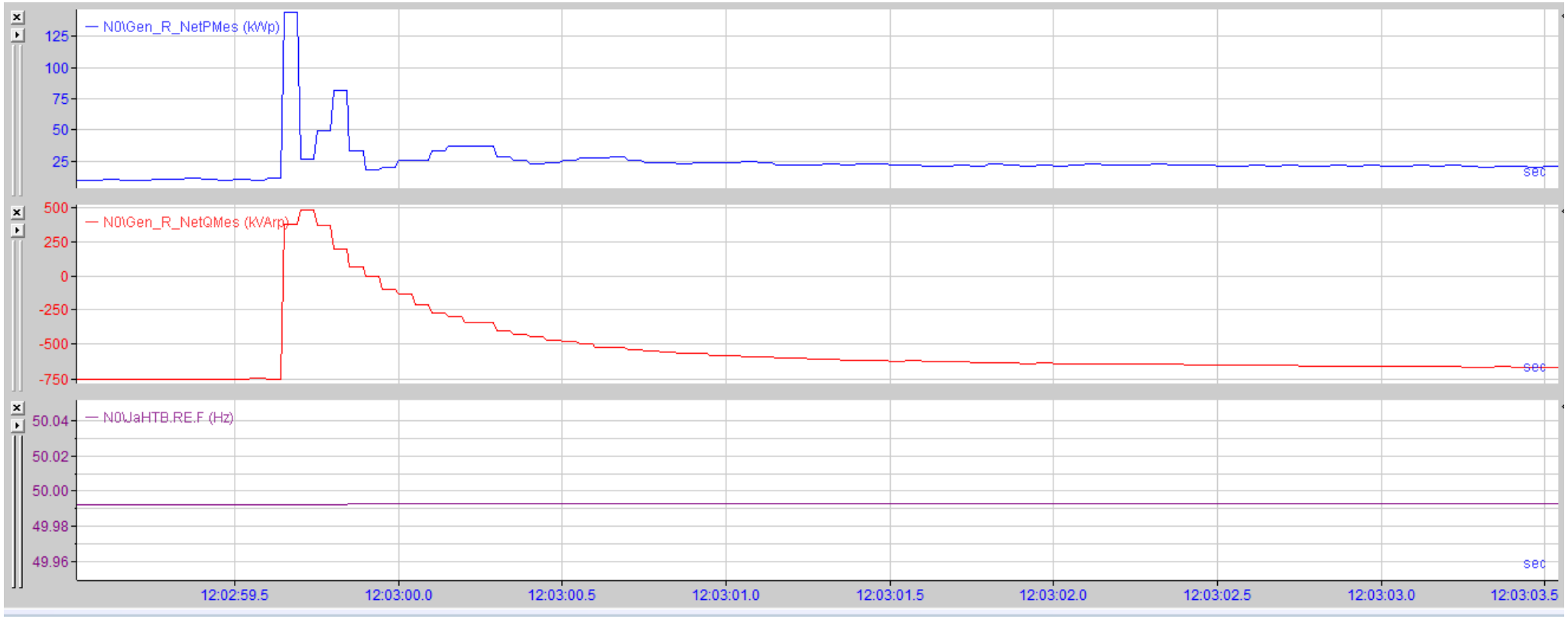
Mise sous tension des auxiliaires du parc éolien

La batterie fournit l'énergie nécessaire aux auxiliaires

P

Q

F



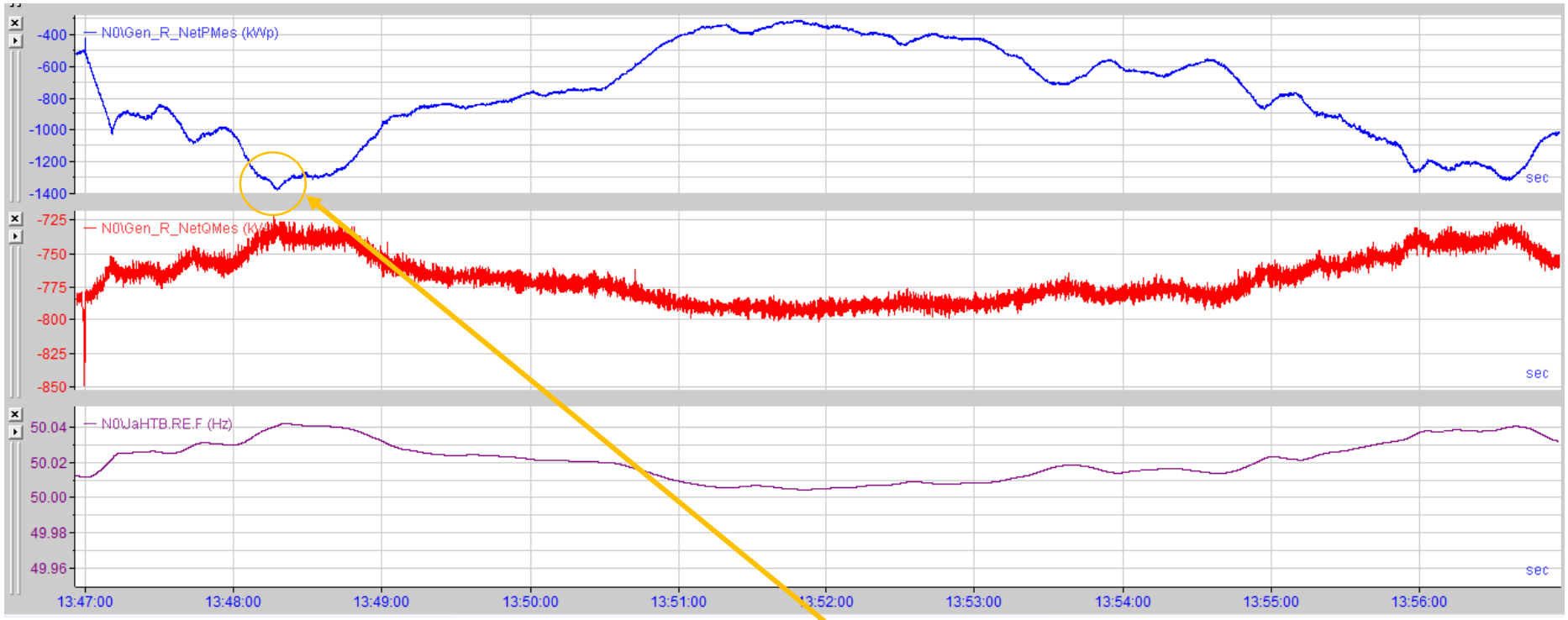
4 éoliennes sont en production

La batterie stocke l’énergie produite

P

Q

F



1.4 MW de production

Recouplage au réseau général

Un transitoire lissé, sans décrochage ni de la batterie, ni des éoliennes

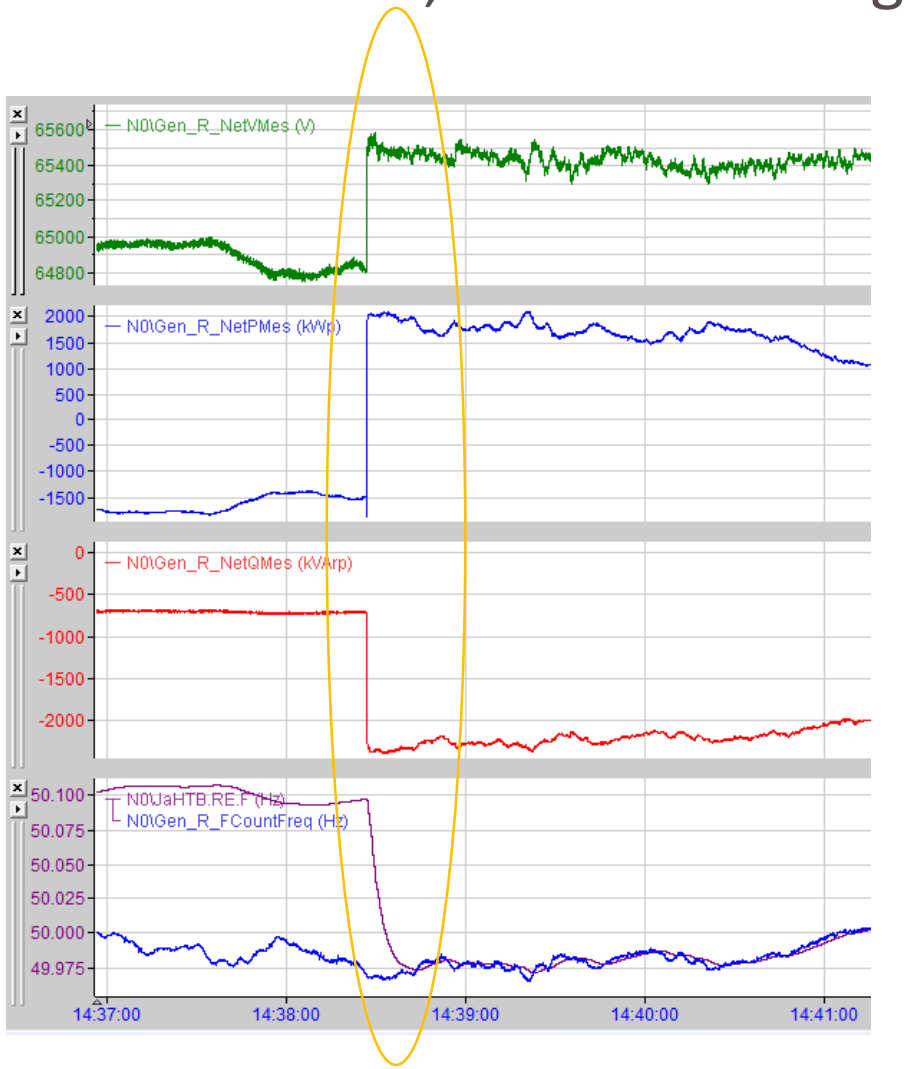
U

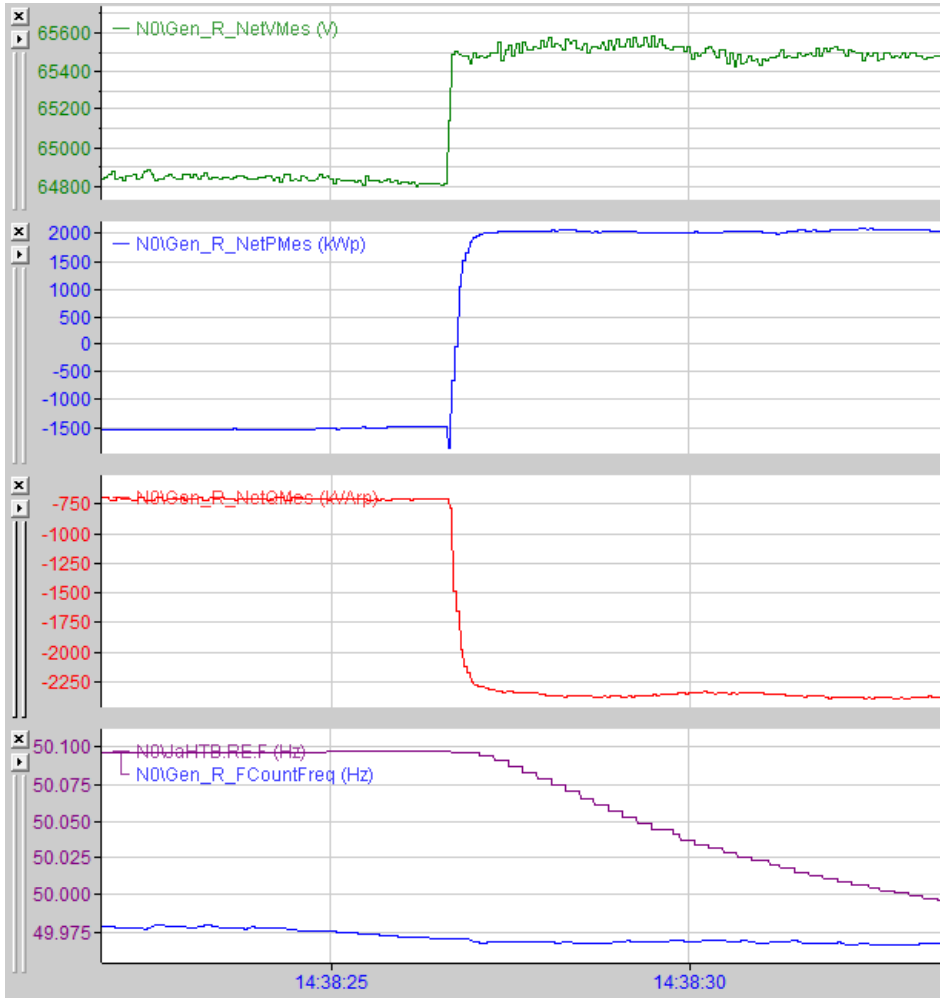
P

Q

Fréseau séparé

Fréseau général





Validation de la capacité de la batterie de Jalancourt à faire un Black start

L’essai s’est bien déroulé

Un essai aussi complet est inédit, en particulier sur l’aspect recouplage au réseau général.

2 Périmètre de l'AO flexibilités

Echelonnement des zones

Echelonnement des AO flexibilités expérimentaux

- Rappel GT précédent : Proposition de lancer progressivement les AO sur les 4 zones

- Priorité Sétier/Perquie :
  - **La zone de Sétier est considérée comme prioritaire**, le besoin d'une mise en service d'un moyen alternatif au renforcement de réseau s'avérant nécessaire dès 2025. Elle sera donc la première zone des AO expérimentaux (cible lancement fin 2021 pour attribution du contrat début T2 2022).
  - **La zone de Perquié sera la seconde à faire l'objet d'un AO** courant 2022 pour une mise en service attendue entre 2026 et 2027.

- Retrait pour ces AO expérimentaux de la zone Henri Paul:
  - Pour rappel: la zone d'Henri Paul présente une **contrainte patrimoniale sur la liaison 63 kV Henri Paul – Lucy, liée à une problématique d'alimentation de consommation.** Les études mises à jour sur la zone Henri Paul par les équipes maintenance de RTE depuis le recensement d'intérêt concluent qu**'il n'est finalement pas possible, au vu de l'état très dégradé de la ligne, d'assurer le maintien en condition opérationnelle de cette liaison**. Or, ce MCO conditionnait le recours à une flexibilité et le report d'investissement.

- Des études seront lancées à l'automne pour définir de nouvelles zones susceptibles d'accueillir des AO expérimentaux

3 Engagement contractuel et conditions du multiservices

Objectifs principaux de l'AO flexibilités

Objectifs de l'AO flexibilités

- Sur certaines zones, les études de réseau à horizon S3R indiquent que le recours à la limitation de production aurait un coût trop élevé pour la collectivité et qu'un investissement de réseau est justifié.
- L'AO flexibilités doit permettre de tester la capacité de flexibilités à résoudre des congestions nécessitant a priori un investissement de réseau
- Le service offert par les flexibilités permettrait ainsi de reporter l'investissement considéré.
- La flexibilité offerte par le lauréat serait donc activée en priorité, à chaque occurrence de congestion, limitant par conséquent l'écrêtement de production

Dès lors, la méthode d'interclassement tiendra compte:

- d'une part du coût du service proposé par l'acteur (prime fixe et coût d'activation)
- d'autre part du coût des contraintes résiduelles estimées à partir des caractéristiques techniques du service proposé (dimensionnement en puissance et en énergie, plage d'engagement de disponibilité)
- A comparer avec la stratégie d'investissementdu réseau

Principes encadrant le multiservices

Rappels des points clés mentionnés lors du précédent GT

- Les flexibilités seront activées, pour résoudre les congestions, par des automates de zone (NAZA) qui s'appuieront sur des données numériques en temps réel sur l'état du réseau pour déclencher automatiquement les actions les plus appropriées.
- L'optimisation de l'état de la batterie ne peut pas être à la charge de RTE : l'acteur réalise l'optimisation de son actif (stock, décharges…)
- Pas de principe d'exclusivité s'appliquant à l'ensemble de la capacité de l'actif:
  - Participation possible sur d'autres mécanismes (multiservices)
  - Responsabilité de l'acteur : respecter les engagements de chaque mécanisme
- Pas de délai de prévenance de la part de RTE sur l'activation au titre de l'AO Flex
- **Conséquences**
  - Cohabitation en temps réel entre les différents services (le cas échéant)
  - Corollaire > **besoin d'une bande réservée minimale pour l'AO Flex**

Evolutions par rapport au GT précédent

- L'AO Flex et les autres services cohabitent, mais il n'y a **pas de priorisation de la gestion de congestion**
- **Sur chaque service, les engagements minimums doivent être assurés par l'acteur**
- L'acteur ne peut pas faire des services qui impliquent des injections si la zone est en contrainte : un principe de non aggravation de la contrainte sera posé dans le contrat
- Par ailleurs, l'acteur sera soumis à des limitations liées à l'offre de raccordement optimisée s'il retient cette option

Engagements contractuels

Objectifs principaux de l'AO flexibilités

Premier engagement
Fournir un volume d'énergie par saison électrique (en MWh)

- **L'acteur s'engage sur un volume d'énergie (en MWh) sollicitable par saison électrique**
- **Ce volume d'engagement est défini par l'acteur**, en fonction de la caractérisation de la contrainte qui a été soumise dans le cahier des charges pour la zone, de la gestion du risque…

  Evolution par rapport au GT précédent où RTE envisageait de déterminer le volume d'engagement de l'acteur en fonction des caractéristiques de la batterie: la modélisation resterait néanmoins utilisée pour évaluer la cohérence de l'offre avec les caractéristiques techniques de la batterie (majorant du volume d'engagement)

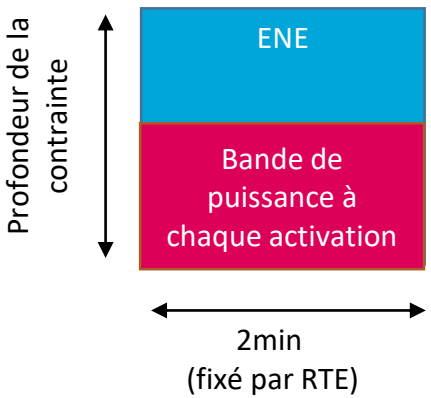
  RTE instruit la possibilité de définir un volume minimal d'engagement sur ce service (minorant du volume d'engagement)
- Dans le cas où la contrainte réelle est moins importante que la caractérisation qui lui a été soumise, RTE en tiendra compte dans le contrôle du respect de l'engagement

Principes encadrant le multiservices

Deuxième engagement
Fournir une bande de puissance à chaque activation (en MW pendant 2')

- A chaque activation par RTE, **l'acteur devra être en mesure de fournir dans un délai de quelques secondes une bande de puissance (en MW) sollicitable sur une durée minimum de 2 min.**
- Cette puissance est définie par l'acteur

  RTE instruit la définition d'une puissance minimale d'engagement sur ce service.
- L'énergie relevant de ces activations doit être ne pourra pas être affectée à d'autres services (principe d'exclusivité)
- L'énergie relevant de ces activations doit être prise en compte dans le volume d'énergie défini au titre du premier engagement



4 Modalités d’activation

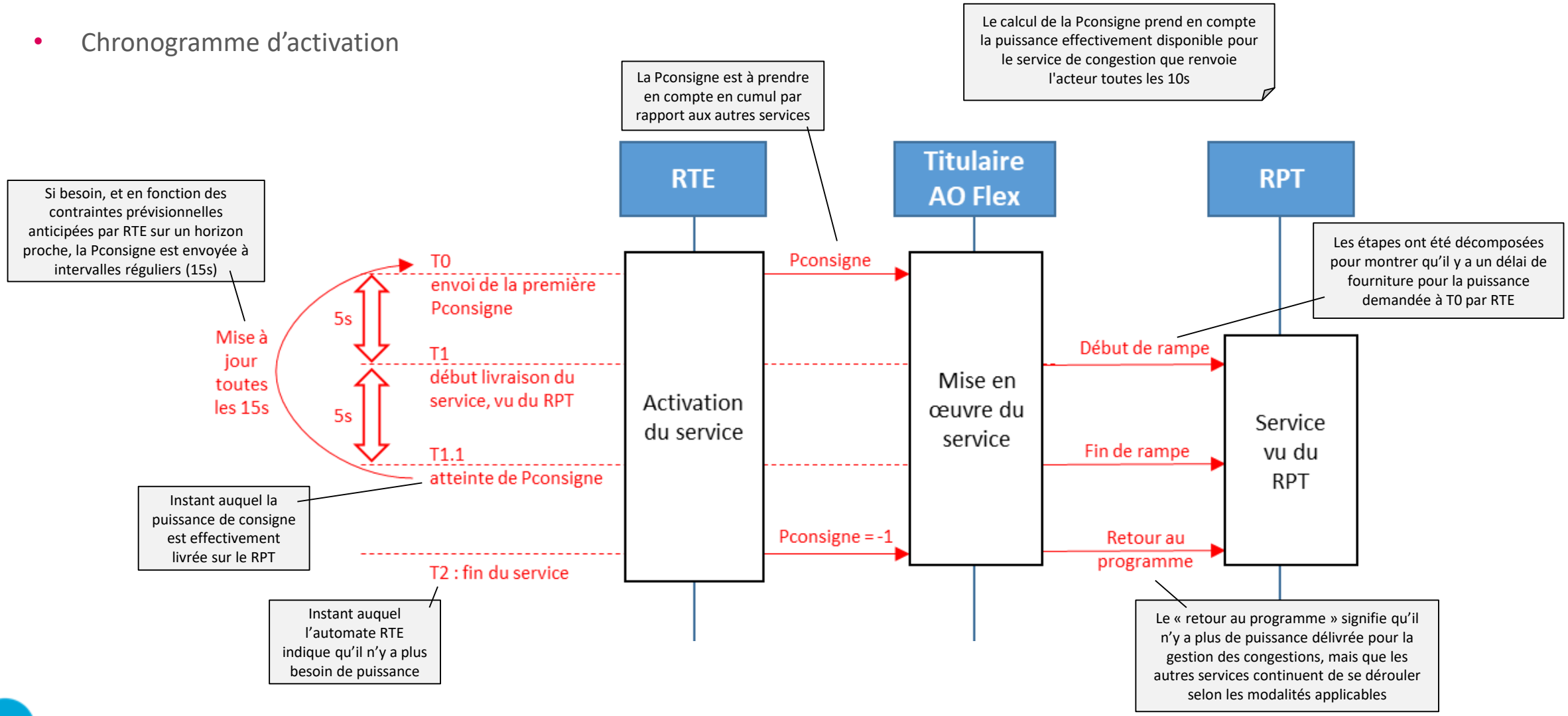
Spécification des offres

- Evolutions par rapport au GT précédent où on mentionnait que les offres seraient transmises sous la forme d'un couple puissance/stock à exprimer pour chacune des 4 saisons électriques et des 4 plages horaires
- **Proposition pour la spécification des offres à soumettre**

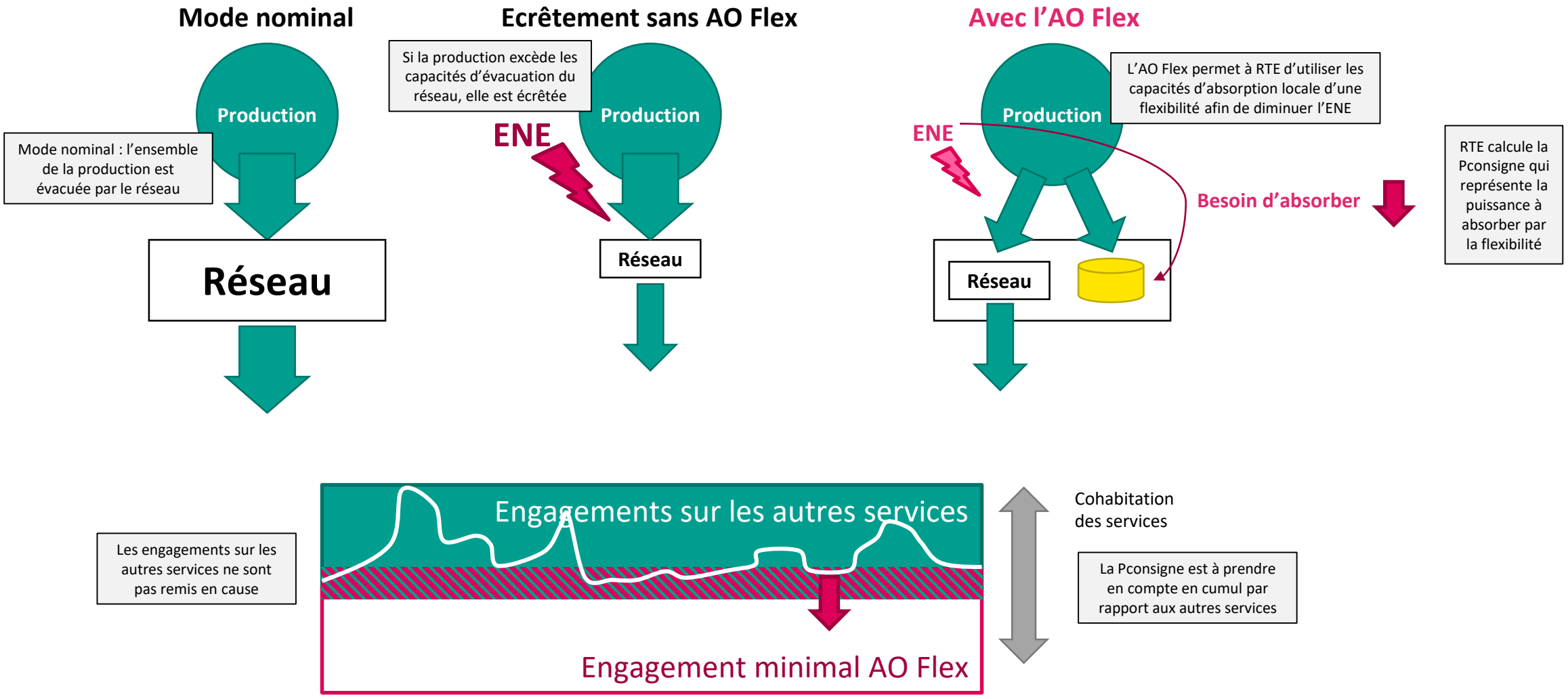
	Attribut	**Description**
Caractéristiques techniques de la batterie	Puissance installée	Puissance maximale (Pmax) sollicitée par RTE pour l'AO Flex dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MW
	Stock installé	Stock maximal pouvant être sollicité par RTE pour l'AO Flex dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MWh
Exigences techniques de RTE	Délai de mise en œuvre du signal	Exigences : - Mise en œuvre en 10s : nécessaire pour conserver des marges acceptables sur le seuil de déclenchement de l'action de levée de contrainte (par les lauréats de l'AO Flex) - Mise à jour Pconsigne toutes les 15s à partir de T0 - Arrêt du service : envoi d'une Pconsigne « -1 » à T2
Engagement contractuel de la flexibilité	Engagement de volume sollicitable sur l'année **Critère d'interclassement**	Volume d'énergie sollicitable sur l'année (à définir par saison électrique) dans le sens de la contrainte (1er engagement AO Flex)
	Energie d'activation sollicitable **Critère d'acceptation**	Bande sollicitable (2e engagement AO Flex): - Durée > nécessairement supérieure à la durée de mise en œuvre de l'écrêtement EnR (2min) - Pengagement > nécessairement supérieure à un seuil par site, par exemple 4 MW

Modalités d'activation

- Chronogramme d'activation



Gestion du multi-services



Gestion du multi-services

Ce qu'il reste à définir:

- Mise en œuvre effective de ces propositions
- Détail des informations échangées entre RTE et la flexibilité (télémesures, informations sur la puissance disponible…)
- Modalités de qualification (délai de mise en œuvre, informations échangées entre RTE et la flexibilité…)

5 Rémunération et caractérisation de la défaillance

Rémunération

La rémunération de l'acteur lauréat de l'AO flexibilités sera définie selon deux composantes, avec **des prix définis pour chaque composante par l'acteur au moment de la soumission de sa réponse à l'AO flexibilités :** les prix sont fixés dès l'AO et constants sur la période d'engagements des MWh, sur toute la durée du contrat

L'acteur est libre de déterminer la part de revenus de la composante de réservation et de celle d'activation

Prime fixe
en €/an (pour un volume d'engagement en MWh donné par l'acteur)

- Cette composante vient rémunérer la disponibilité de la flexibilité
- La prime fixe pourrait être versée mensuellement

Prime variable
en €/MWh

- Cette composante vient rémunérer l'activation de la flexibilité
- Il est proposé de ne pas rémunérer de manière distincte le volume qui serait activé au-delà du volume d'engagement. Si l'acteur a rempli son engagement, il peut choisir de privilégier d'autres mécanismes et par conséquent de ne pas répondre à la consigne de RTE (signal NAZA), aucune pénalité ne sera alors appliquée.
- Il est proposé de ne pas rémunérer de manière distincte le volume qui relèverait de la bande minimale de puissance (deuxième engagement). Le coût de ce service doit être intégré par l'acteur dans son offre, dans le coût fixe ou le coût variable.
- La prime variable pourrait être versée à chaque fin de saison électrique

Caractérisation de la défaillance et pénalités

- **L'acteur sera pénalisé s'il ne remplit pas son premier engagement** (volume en MWh sur la saison électrique), c'est-à-dire, pour chaque saison électrique, si le volume activé au titre de l'AO flexibilités est inférieur au volume d'engagement.

  L'acteur doit internaliser dans le volume d'engagement ses différentes indisponibilités :

  - Indisponibilité technique de son actif, par exemple maintenance : ces périodes doivent être prises en compte dans les MWh d'engagement.
  - Indisponibilité économique, par exemple : gestion de sa batterie non optimisée pour le traitement de la congestion (i.e. l'acteur n'a pas déchargé la batterie quand il en avait l'occasion).

- **S'il s'avère que la contrainte est moins importante que prévue dans le cahier des charges**, et que l'acteur ne parvient pas à remplir son engagement du fait de la contrainte moindre, RTE le prendra en compte en vérifiant que les caractéristiques techniques de la contrainte et de la flexibilité ne permettaient pas à l'acteur de respecter son engagement.

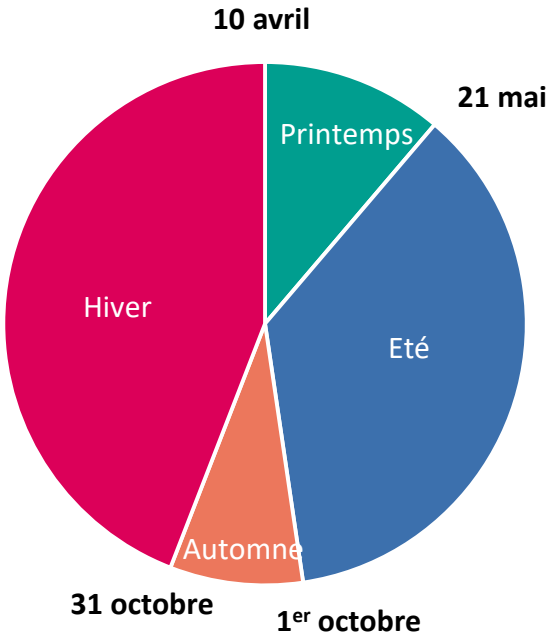
- **L'acteur lauréat de l'AO flexibilités sera pénalisé s'il ne remplit pas son deuxième engagement** (volume minimal à chaque activation)

- Le prix lié à ces deux pénalités n'est pas encore défini à ce stade, mais il devra permettre à RTE de couvrir l'ensemble des coûts nécessaires pour faire face à la défaillance de l'acteur

Les saisons électriques

Les saisons électriques RTE ne correspondent pas aux saisons calendaires, mais aux périodes pour lesquelles les intensités maximales des ouvrages sont définies, à savoir :

- Hiver: 31 octobre au 10 avril (3864 heures)
- Printemps: 11 avril au 21 mai (984 heures)
- Eté: 22 mai au 1 octobre (3192 heures)
- Automne: 2 octobre au 31 octobre (720 heures)



Vision d'ensemble - proposition (1/3)

Processus générique	Exemple
Caractérisation de la contrainte par RTE - Partage des courbes avec les acteurs	*Contrainte caractérisée en moyenne à 500 MWh sur la saison été* *Min à 350 MWh, max à 700 MWh*
Soumission des offres par les acteurs - Un **volume d'engagement (MWh)** par saison électrique - Une bande de puissance (en MW sur 2 minutes) par activation - Leurs **caractéristiques techniques** (Pmax, Stock)	*Engagement de l'acteur à 300 MWh sur la saison été* *Bande de puissance de 4 MW pendant 2'* *Pmax à 20 MW, Stock à 100 MWh*
Validation des offres côté RTE puis interclassement • Pour chaque offre : - Calcul du V_{algo} à partir des contraintes techniques fournies par les acteurs (V_{algo} est le volume qu'une flexibilité ne faisant pas de multiservice pourrait réaliser avec les mêmes contraintes techniques) - **Vérification que le volume d'engagement < V_{algo}** • **Interclassement des offres** en utilisant le volume d'engagement (Coût fixe + Volume engagement * Coût variable)	V_{algo}= *400 MWh* *V engagement < V_{algo}* *→ Offre validée* *Interclassement des offres validées*

Vision d'ensemble – proposition (2/3)

Processus générique

Exemple

En temps réel

- RTE **envoie à intervalle régulier une puissance de consigne de charge** en fonction de l'état du réseau et de la puissance disponible remontée par l'acteur (cf partie activation)
- La puissance disponible remontée par l'acteur prend en compte le positionnement de l'acteur sur d'autres services

A la fin du mois

- Facturation et **rémunération de la prime fixe/12**

Rémunération du mois 1 :
Prime fixe /12

A la fin d'une période d'engagement (saison électrique) :

- Récupération de la **courbe de contrainte réalisée**
- **Comptabilisation du volume activé** chez l'acteur (en réponse à notre signal)
- **Facturation et rémunération du volume activé**

Contrainte réalisée à 350 MWh

Activation de l'acteur à hauteur de 250 MWh sur la saison électrique

250 MWh x 10€/MWh

Vision d'ensemble – proposition (3/3)

Processus générique

Exemple

A la fin d'une période d'engagement (saison électrique) :

- **Vérification des engagements**
  - A chaque activation, l'acteur a-t-il répondu avec **une bande minimale** (engagement sur les 2 minutes) ?
    - Oui : ok
    - Non : pénalité
  - Sur la saison**, vérification que V activation ≥ V engagement :**
    - Oui : ok
    - Non : l'acteur était-il en mesure de le faire ? On calcule le V_{algo} sur la contrainte réalisée
      - Si V_{algo} > V réalisé : pénalité sur les MWh d'engagement non réalisés qu'il aurait pu faire.
      - Si V_{algo}< V réalisé : pas de pénalité, l'acteur ne pouvait pas faire mieux.
- **Facturation des pénalités**

A chaque activation, vérification que 0,3 MWh ont bien été activés

*Il manque **50 MWh** par rapport à l 'engagement (300 MWh)*

*Calcul du V_{algo}: volume qu'une batterie avec les mêmes caractéristiques que celle de l'acteur, aurait pu faire sur la contrainte réalisée. **Modélisation simple** (pas de gestion anticipative, uniquement charge et décharge dès que possible)*

Si V_{algo} = 310 MWh → pénalisation des 50 MWh

Si V_{algo}= 275 MWh → pénalisation des 25 MWh

Si V_{algo}= 230 MWh → pas de pénalisation

Pénalités engagement 1 + pénalités engagement 2

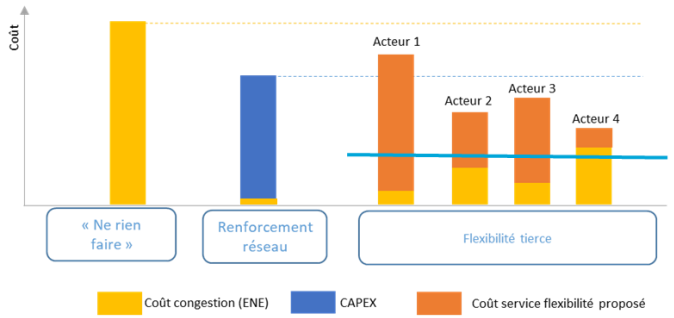
Schéma de synthèse

Interclassement et choix de la solution de flexibilité

Modélisation ex-ante de la solution qui minimise le coût pour la collectivité en considérant, sur plusieurs années de contraintes simulées :

- le coût complet de la solution de flexibilité (prime fixe + coût variable x volume d'engagement de l'acteur)
- le coût des congestions restantes (ENE)

Tout en restant inférieur à la stratégie d'investissement du réseau



Engagement contractuel

Premier engagement
Fournir un volume d'énergie par saison électrique (en MWh)

Deuxième engagement
Fournir une bande de puissance à chaque activation (en MW pendant 2 min)

Rémunération

Prix défini par l'acteur, pour chaque composante, au moment de la soumission de sa réponse à l'AO

Prime fixe (€/an)
Rémunère la disponibilité de la flexibilité

Prime variable (€/MWh)
Rémunère l'activation de la flexibilité

Pas de rémunération distincte pour le volume qui relève de la bande de puissance à chaque activation (inclus dans la prime variable)

Caractérisation de la défaillance

Pénalisation liée au non respect du premier engagement

Pénalisation liée au non respect du deuxième engagement

6 Caractérisation de la contrainte

Zone de Sétier

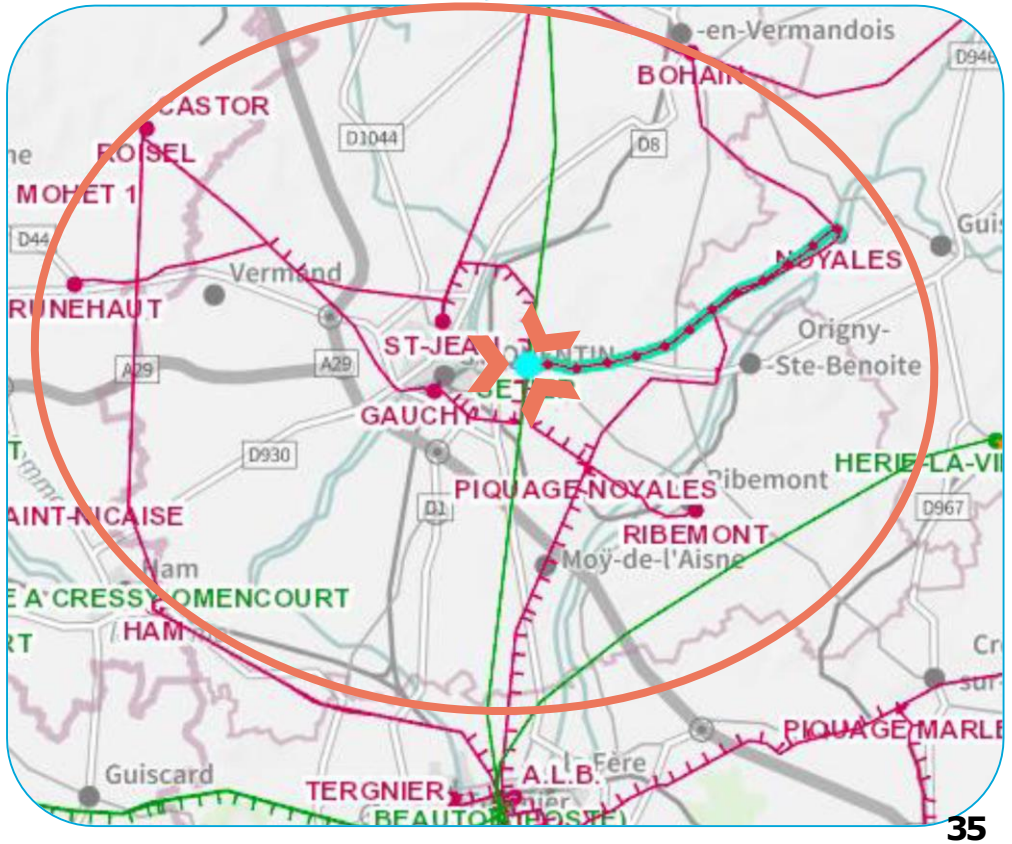
Zone de SETIER



02 - Aisne

Localisation de la zone

- Poste 225/63 kV de Sétier (commune de Harly), en coupure de l'axe 225kV Mastaing-Beautor.



Inducteurs de la contrainte

Production EnR raccordée sur les postes 63kV à proximité de Sétier (*Ribemont, Gauchy, Noyales, St-Jean , Roisel, Bohain)*

Raccordé	*Raccordé + en développement*	*Horizon S3REnR*
~300 MW	~500 MW	~500 MW
		Plus de capacité réservée dans le S3REnR en vigueur

0% 100%

Ouvrage en contrainte

Capacité de transformation au poste de Sétier (2 x 100 MVA) en contrainte à réseau complet et sur aléa réseau

Zone de SETIER

Service de flexibilité attendu

- Soutirage d'énergie active, pendant les pics de production éolienne
- Localisation sur les postes les plus influençants : Setier (35 %), Ribemont (33 %), Gauchy (32 %), Noyales (27 %) et St-Jean (26 %)
- Début période d'engagement : ≤ 2025
- Conditions d'activation : à réseau complet ou sur aléa réseau, avec activation < 1 min
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production EnR

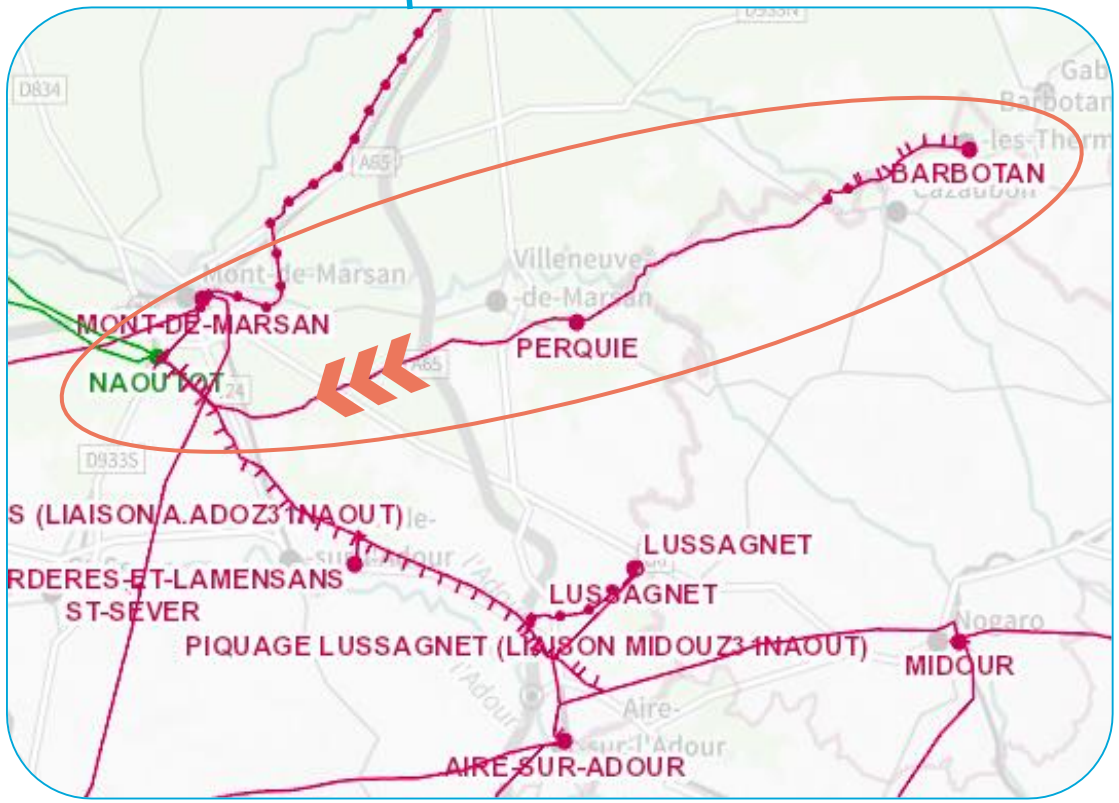
Zone de PERQUIE

Localisation de la zone

- Liaisons 63 kV reliant les postes de Barbotan (commune de Cazaubon) et de Naoutot (commune St Pierre du Mont), via Perquié.



40 - Landes



Inducteurs de la contrainte

Production EnR raccordée sur les postes de Perquié et Barbotan

Raccordé	*Raccordé + en développement*	*Horizon S3REnR (2030)*
18 MW	84 MW	130 MW

100% 0%

Ouvrage en contrainte

Liaison 63 kV Perquié ⇨ Naoutot en contrainte à réseau complet

Zone de PERQUIE

Service de flexibilité attendu

- Soutirage d'énergie active, pendant les pics de production photovoltaïque
- Localisation : postes de Barbotan et/ou de Perquié
- Début période d'engagement : à préciser en fonction des études réseau
- Conditions d'activation : à réseau complet
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production EnR

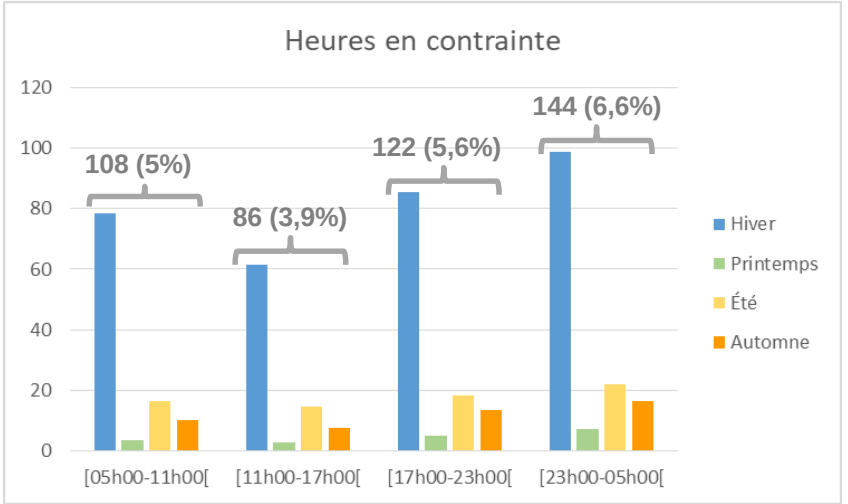
Zone de SETIER

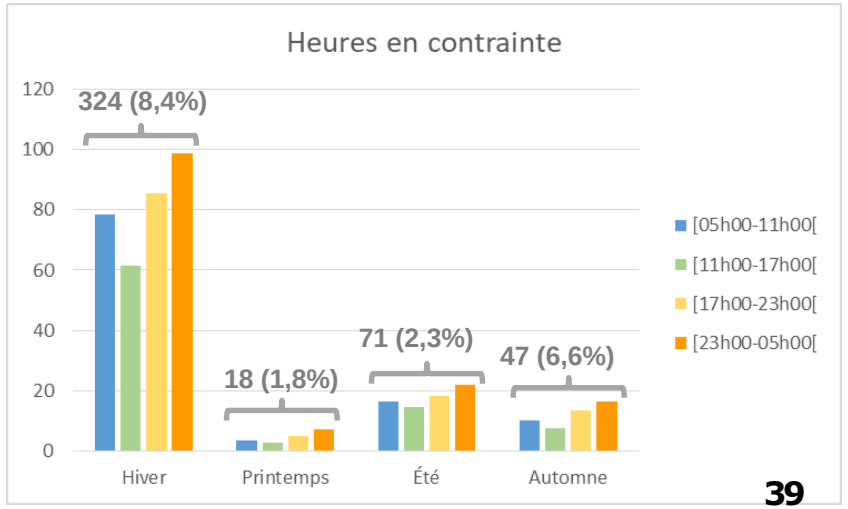
Caractérisation de la contrainte par période

- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

Donnée analysée: heures en contraintes

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	324	430	177
Printemps	18	36	3
Été	71	134	9
Automne	47	95	5
[05h00-11h00[	108	141	70
[11h00-17h00[	86	118	47
[17h00-23h00[	122	159	85
[23h00-05h00[	144	209	76
Total année	**461**	**560**	**286**





- Le nombre d'heures en contrainte par an est estimé à 461 heures (5,3%), avec un maximum sur les 11 années simulées de 560 heures (6,4%) et un minimum de 286 heures (3,3%)
- L'analyse sur les saisons électriques montre que les heures de contraintes sont principalement localisées en hiver
- L'analyse sur les plages horaires montre que la répartition sur les plages horaires est proche, avec un peu plus d'heures en contraintes entre 23h00 et 05h00 et un peu moins d'heures en contrainte entre 11h00 et 17h00

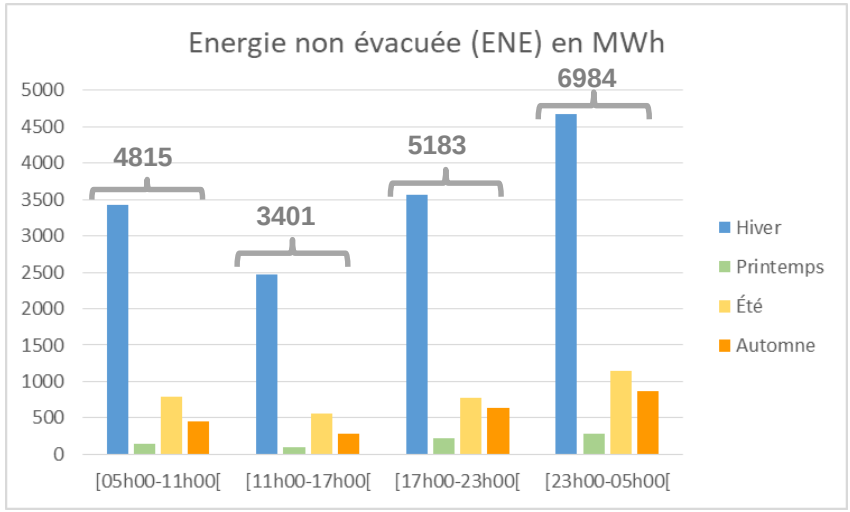
Zone de SETIER

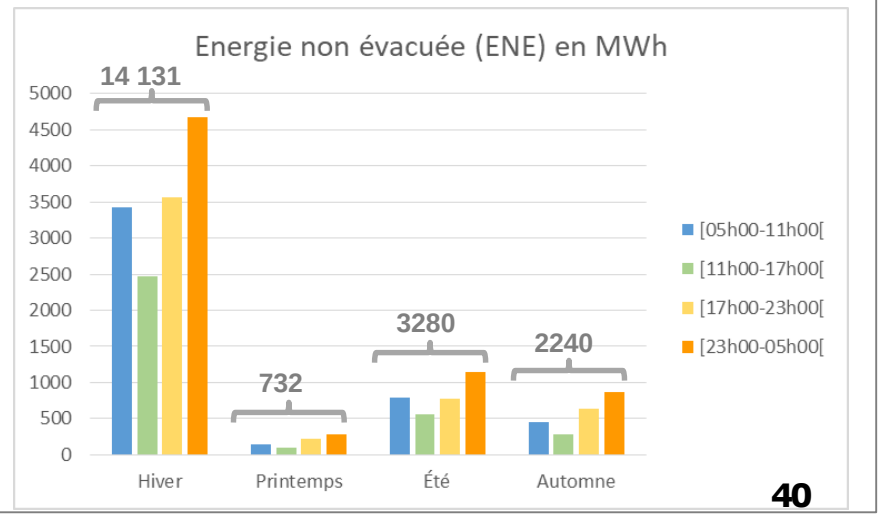
Caractérisation de la contrainte par période

- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

Donnée analysée : Volume d'Energie Non Evacuée (ENE) en MWh

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	14131,2	19684,8	6464,1
Printemps	732,2	1762,7	61,8
Été	3280,1	6156,0	209,4
Automne	2240,4	5396,5	82,5
[05h00-11h00[	4815,4	6308,2	2463
[11h00-17h00[	3401,3	4870,4	1752,3
[17h00-23h00[	5183,2	6916,0	3069,3
[23h00-05h00[	6984,0	10387,7	3464,6
Total année	**20383,9**	**26660,0**	**11827,2**





- L'ENE par an sans réalisation de l'investissement est estimé à 20,4 GWh, avec un maximum sur les 11 années simulées de 26,7 GWh et un minimum de 11,8 GWh
- L'ENE représente 4,9% de l'ensemble de la production annuelle sur Ribemont et Gauchy
- La répartition de l'ENE selon les saisons électriques et les plages horaires est globalement identique à la répartition des heures en contrainte, à savoir:
  - Une ENE principalement localisées en hiver
  - Une ENE répartie sur l'ensemble des plages horaires, avec un volume légèrement supérieur entre 23h00 et 05h00 et un légèrement inférieur entre 11h00 et 17h00

Zone de SETIER

Caractérisation de la contrainte par période

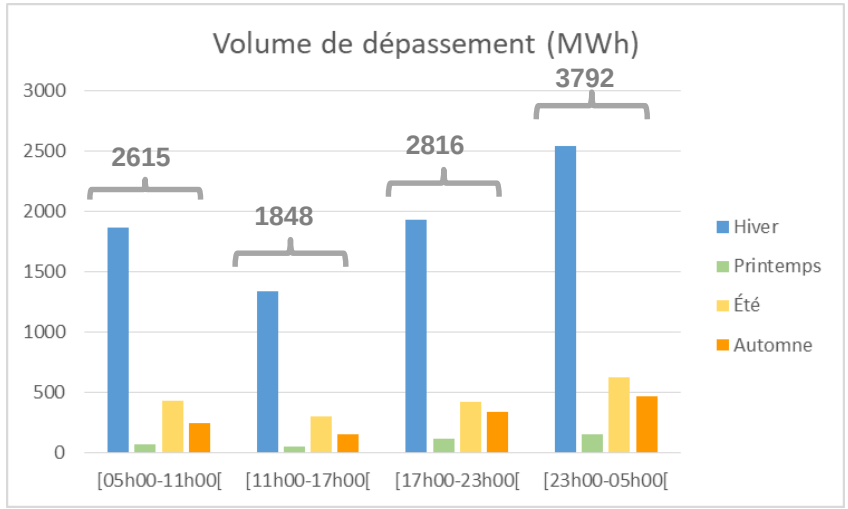
- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

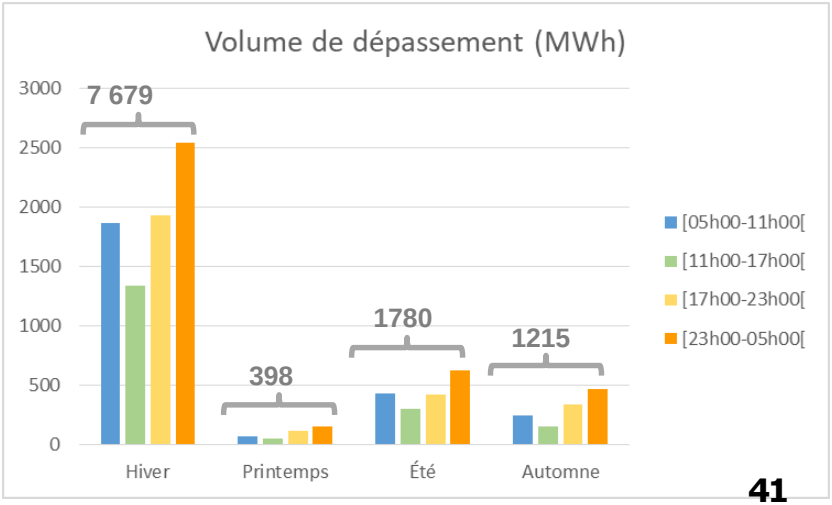
Donnée analysée : Volume de dépassement en MWh

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	7679,2	10692,9	3513,3
Printemps	397,8	956,0	33,6
Été	1780,2	3342,8	113,9
Automne	1215,4	2924,6	44,9
[05h00-11h00[	2615,1	3426,5	1338,9
[11h00-17h00[	1848,7	2647,5	952,7
[17h00-23h00[	2816,6	3752,3	1668,5
[23h00-05h00[	3792,2	5640,2	1883,7
Total année	**11072,6**	**14473,8**	**6428,9**

- Les volumes de dépassement sur les différentes périodes sont de manière générale proportionnels à l'ENE

- Le rapport entre volumes de dépassement et ENE est d'environ 54%, un chiffre compris entre les coefficients d'influencement de Ribemont (55,7 %), Gauchy (53,4%), postes sur lesquels les écrêtements de production ont lieu





Zone de SETIER

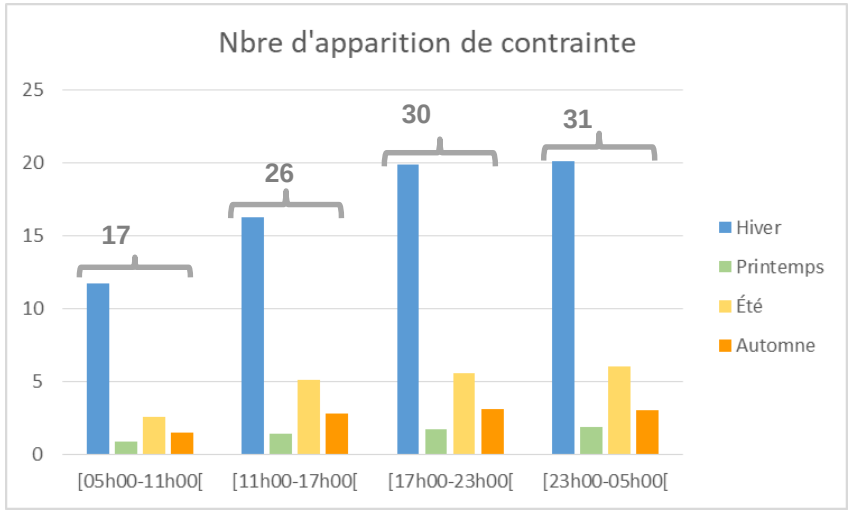
Caractérisation de la contrainte par période

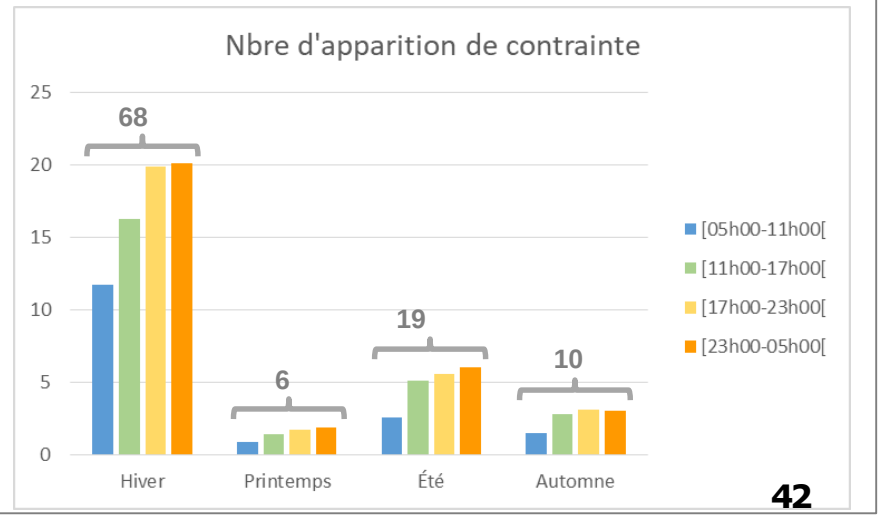
- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

Donnée analysée : Nombre d'apparition de contrainte*

L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	68	88	38
Printemps	6	11	2
Été	19	40	7
Automne	10	21	2
[05h00-11h00[	17	23	12
[11h00-17h00[	26	32	18
[17h00-23h00[	30	48	14
[23h00-05h00[	31	43	21
Total année	**104**	**134**	**67**





- On estime 104 apparitions de contraintes par an , avec un maximum sur les 11 années simulées de 134 apparitions et un minimum de 67 apparitions
- La répartition de l'apparition selon les saisons électriques est globalement identique à la répartition des heures en contrainte, à savoir une concentration en hiver
- Néanmoins, le nombre d'apparition est moins important sur la plage [05h00 et 11h00[que [11h00-17h00[ce qui s'explique par le fait que des apparitions de contraintes dans la plage [23h00-05h00[durent certainement au-delà de 05h00

Zone de SETIER

Caractérisation de la contrainte par apparition

- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

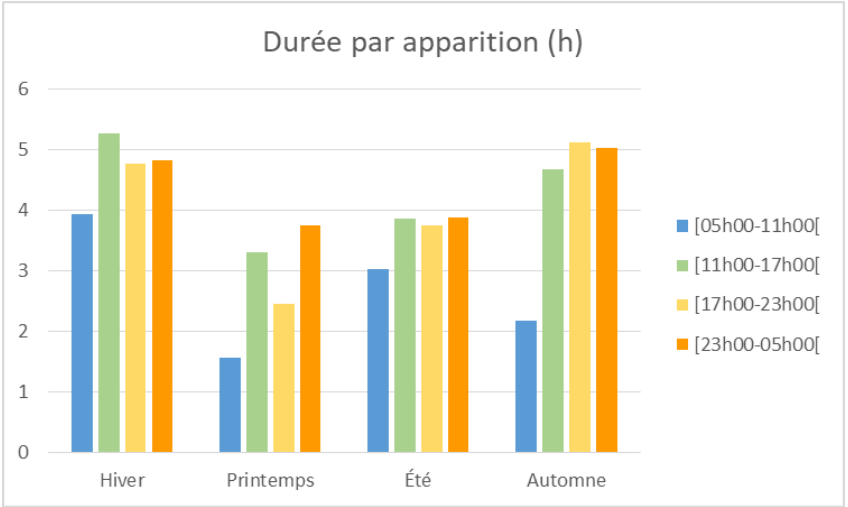
Donnée analysée : durée de contrainte par apparition (h)

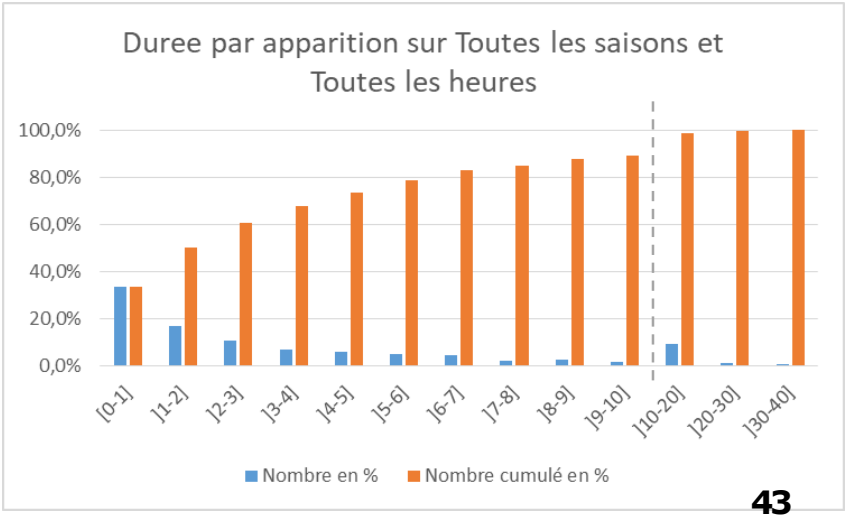
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

- La durée de la contrainte par apparition par an est estimée à 4,4 heures, avec un maximum sur les 11 années simulées de 39 heures
- Les contraintes apparaissant en Hiver et en Automne durent un peu plus longtemps que celles apparaissant au printemps et en été.
- Les contraintes apparaissant entre 05h00 et 11h00 ont tendance à durer moins longtemps que celles apparaissant sur les autres créneaux horaires

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	**4,8**	39
Printemps	**2,9**	18
Été	**3,7**	31
Automne	**4,6**	30
[05h00-11h00[	**3,5**	35
[11h00-17h00[	**4,8**	29
[17h00-23h00[	**4,5**	39
[23h00-05h00[	**4,6**	33
Total année	**4,4**	**39**

- Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Environ 1/3 des contraintes (35) ne durent qu'une heure
  - Environ la moitié (52) ont une durée de contrainte de moins de 3 heures
  - Environ 10% des contraintes (11) durent plus de 10 heures





Zone de SETIER

Caractérisation de la contrainte par apparition

- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

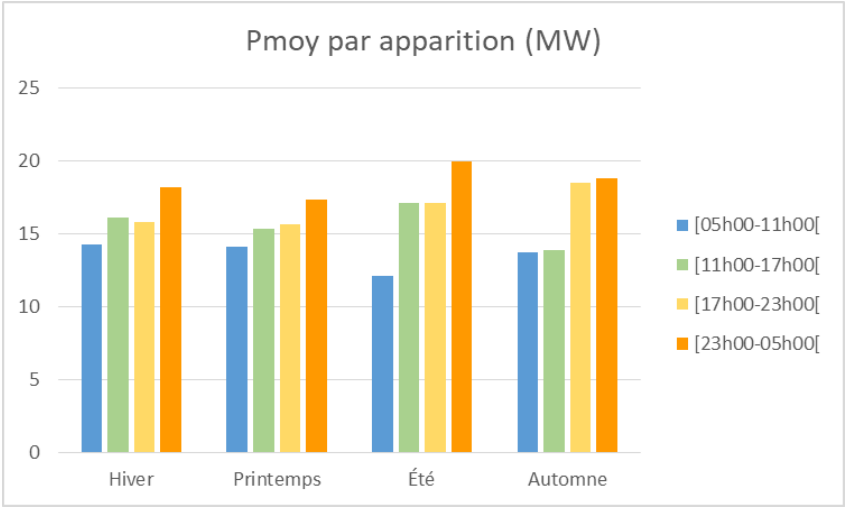
Donnée analysée : Puissance par apparition (MW)

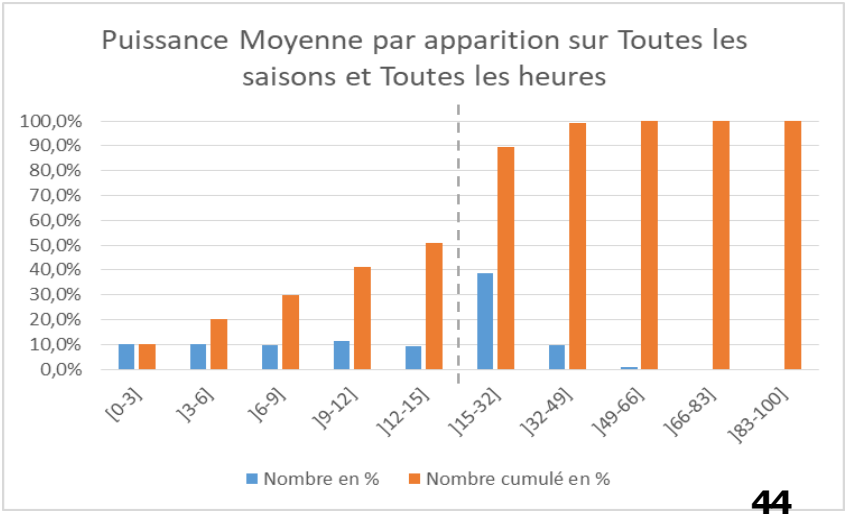
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

- La puissance moyenne de la contrainte par apparition par an est estimé à 16,5 MW, avec un maximum sur les 11 années simulées de 98,4 MW
- La puissance maximale de contraintes est moins élevée pour les contraintes apparaissant au printemps
- La puissance maximale de contraintes est plus élevée pour les contraintes apparaissant entre 17h00 et 05h00

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	**16,3**	86,4
Printemps	**15,9**	83
Été	**17,4**	98,4
Automne	**16,7**	96
[05h00-11h00[	**13,9**	82,2
[11h00-17h00[	**16**	82,2
[17h00-23h00[	**16,3**	96
[23h00-05h00[	**18,5**	98,4
Total année	**16,5**	**98,4**

- Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Environ 1/3 des contraintes (35) ont une puissance moyenne ≤ 9 MW
  - Environ la moitié (52) ont une puissance moyenne ≤ 15 MW
  - Environ 10% des contraintes (11) ont une puissance moyenne supérieure à 32 MW





Zone de SETIER

Caractérisation de la contrainte par apparition

- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

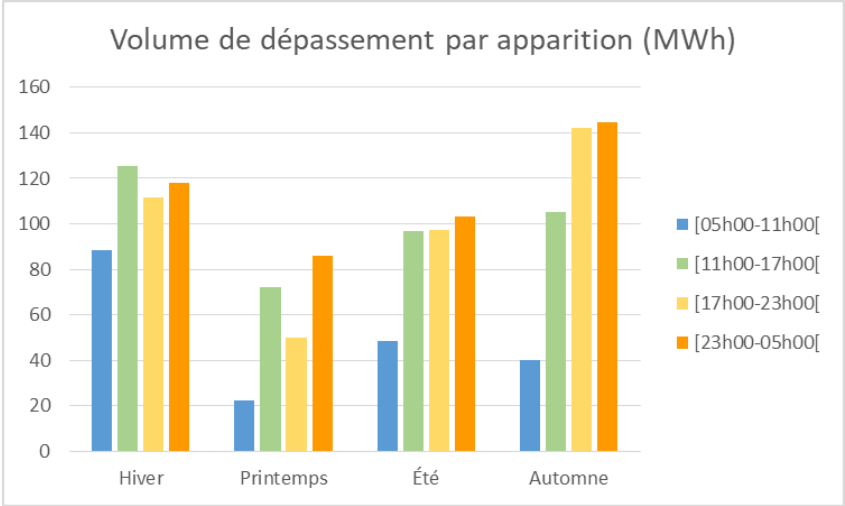
Donnée analysée : Volume de dépassement par apparition (MWh)

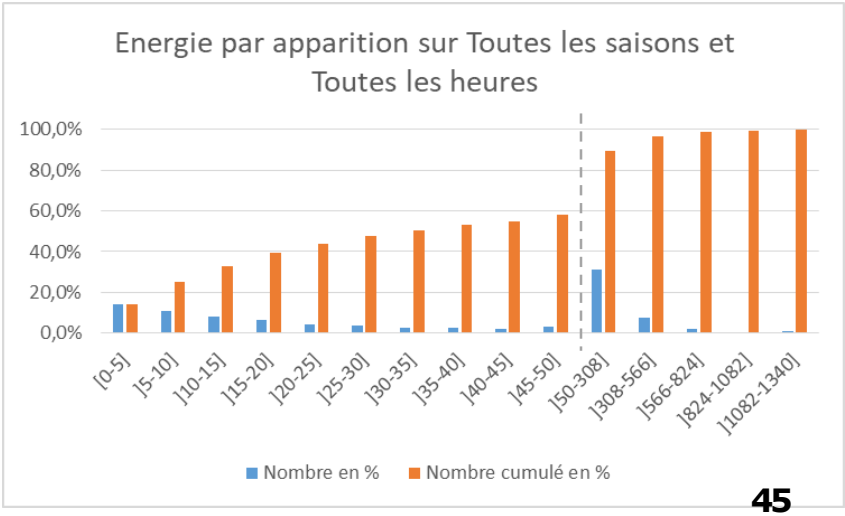
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

- Le volume de dépassement par apparition par an est estimé en moyenne à 107 MWh, avec un maximum sur les 11 années simulées de 1339 MWh
- Le volume de dépassement moyen et maximal par apparition est moins élevée pour les contraintes apparaissant au printemps
- Le volume de dépassement moyen est moins élevé pour les contraintes apparaissant entre 05h00 et 11h00

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	**112,7**	1338,8
Printemps	**63,1**	565,7
Été	**92,7**	992,6
Automne	**118,2**	1160,1
[05h00-11h00[	**74,5**	1153,3
[11h00-17h00[	**114,6**	1183,7
[17h00-23h00[	**108,5**	1338,8
[23h00-05h00[	**115,9**	1255,6
Total année	**106,8**	**1338,8**

- Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Environ 1/3 des contraintes (35) ont un volume de dépassement ≤ 15 MWh
  - Environ la moitié (52) ont un volume de dépassement ≤ 35 MWh
  - Environ 1/3 des contraintes (31%) ont un volume de dépassement situé entre 50 MWh et 308 MWh
  - Environ 10% des contraintes (11) ont un volume de dépassement supérieur à 308 MWh





Zone de SETIER

Caractérisation de la contrainte par apparition

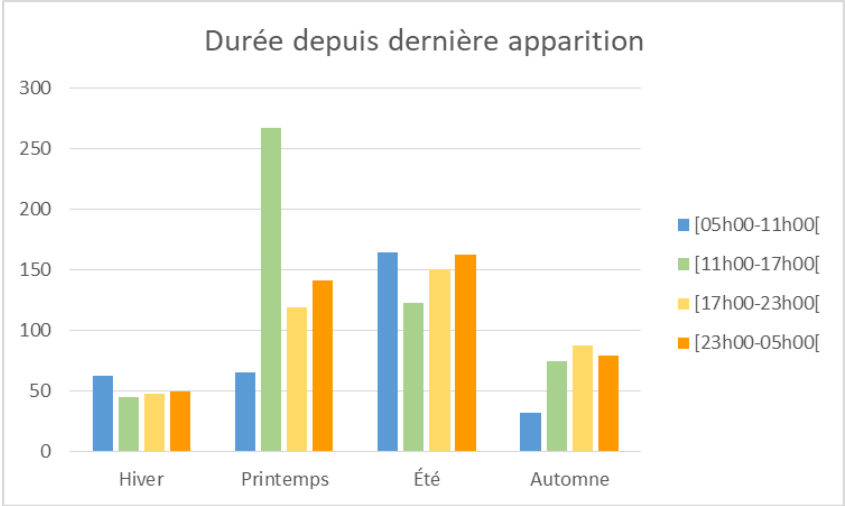
- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

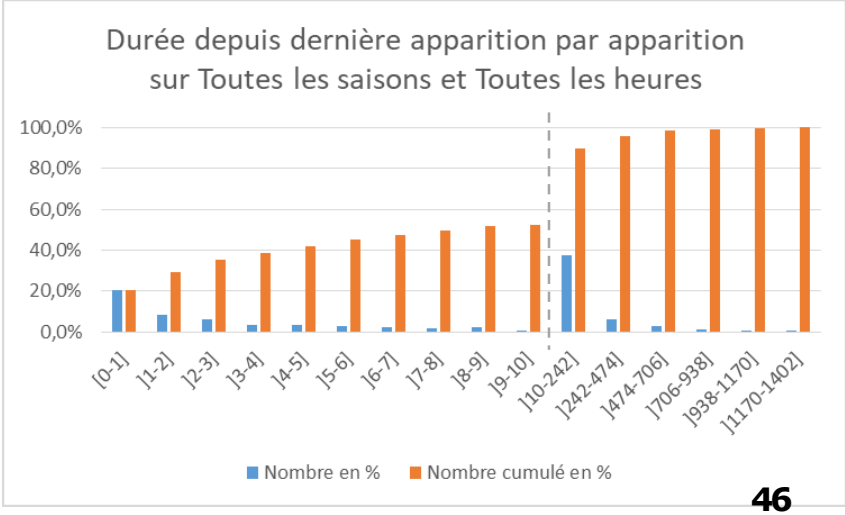
Donnée analysée : Durée depuis la dernière apparition (h)

L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	**50,2**	1149	1
Printemps	**153,7**	982	1
Été	**148,8**	1401	1
Automne	**73,5**	1028	1
[05h00-11h00[	**75,4**	1189	1
[11h00-17h00[	**76**	982	1
[17h00-23h00[	**74,8**	977	1
[23h00-05h00[	**79,9**	1401	1
Total année	**76,7**	**1401**	**1**

- La durée depuis la dernière apparition par apparition, par an, est estimée en moyenne à 77 heures, avec un maximum de 1401 heures
- Elle est plus élevée pour les contraintes apparaissant au printemps et en été. Cependant, en valeur maximale, le printemps possède la plus petite durée entre 2 apparitions parmi les 4 saisons
- Sur toutes les périodes il existe des contraintes apparaissant 1 heure après la fin de la contrainte précédente
- Le croisement entre saisons et plages horaires donne des informations plus détaillées avec une valeur plus élevée sur le croisement printemps et [11h00-17h00[
- Sur les 104 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Plus d'1/3 des contraintes (35) ont une durée depuis la dernière apparition ≤ 3 h
  - Plus de la moitié (52) ont une durée depuis la dernière apparition ≤ 9 h
  - Environ 1/3 des contraintes (37%) ont une valeur située entre 10 h et 242 h
  - Environ 10% des contraintes (11) ont une valeur supérieur à 242 h





Zone de SETIER

Disponibilité de cellules

Concernant la disponibilité de cellules sur Setier 63 kV ou sur les postes à proximité pour raccorder une éventuelle flex :

- Setier 63kV
  ➔ Cellule libre sans besoin d'extension de JdB et
  sans surcoût particulier a priori➔
  potentielles contraintes en lien avec la loi sur l'eau à proximité de Sétier

- Ribemont 63 kV
  ➔Cellule libre sans besoin d'extension de JdB et sans surcoût particulier a priori
  ➔ poste en antenne, (pas de secours)

- Gauchy 63 kV
  ➔ Cellule libre sans besoin d'extension de JdB (pourrait être remis en question par un potentiel projet)
  ➔ Surcoût d'ordre (x2)
  ➔Zone plus urbaine que les deux autres postes

Setier et Ribemont sont situés dans des zones rurales et sont les deux postes les plus influents donc il semble préférable de privilégier ces emplacements, même si sur Gauchy ce serait également techniquement possible.

7 Prochaines étapes

Prochain GT et sujets à traiter

Les prochaines étapes

Dates des prochains GT

- 24 septembre, de 10h à 12h

Sujets à traiter

- Eléments complémentaires sur la caractérisation de la contrainte – zone de Sétier
- Instruction du volume d'engagement et de la bande de puissance minimum
- Retours sur les éléments structurants de la trame contractuelle
- D'autres sujets à traiter en priorité ? Montant des pénalités, conditions d'extension, clauses de résiliation

Contact

- Pauline GELIS : pauline.gelis@rte-france.com
- Claire ROUSSEL : claire.roussel@rte-france.com

Le réseau de transport d'électricité

Merci

Très bonnes vacances à tous !

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)