Le réseau de transport d'électricité

GT Stockage

AO flexibilités expérimentaux

24 septembre 2021

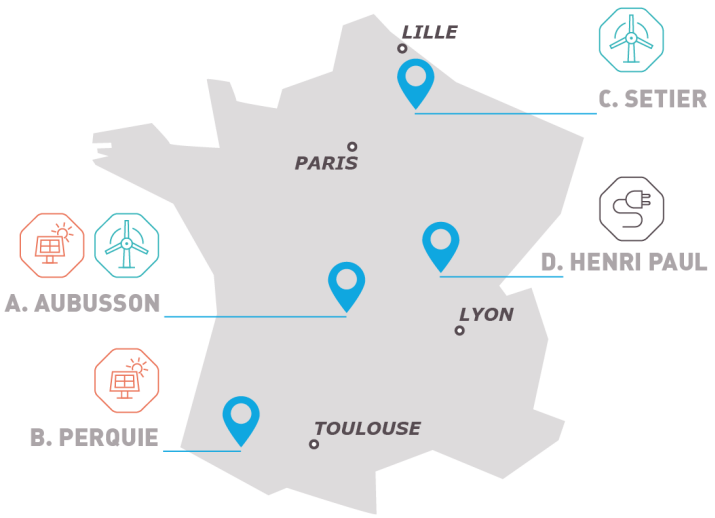
Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Planning et décision relative à la zone d'Aubusson
2. Engagement contractuel
3. Modalités d'activation et conditions du multiservices
4. Rémunération et caractérisation de la défaillance
5. Interclassement et éligibilité
6. Caractérisation de la contrainte sur Sétier et Perquie
7. Prochaines étapes

1 Planning et décision relative à la zone d'Aubusson

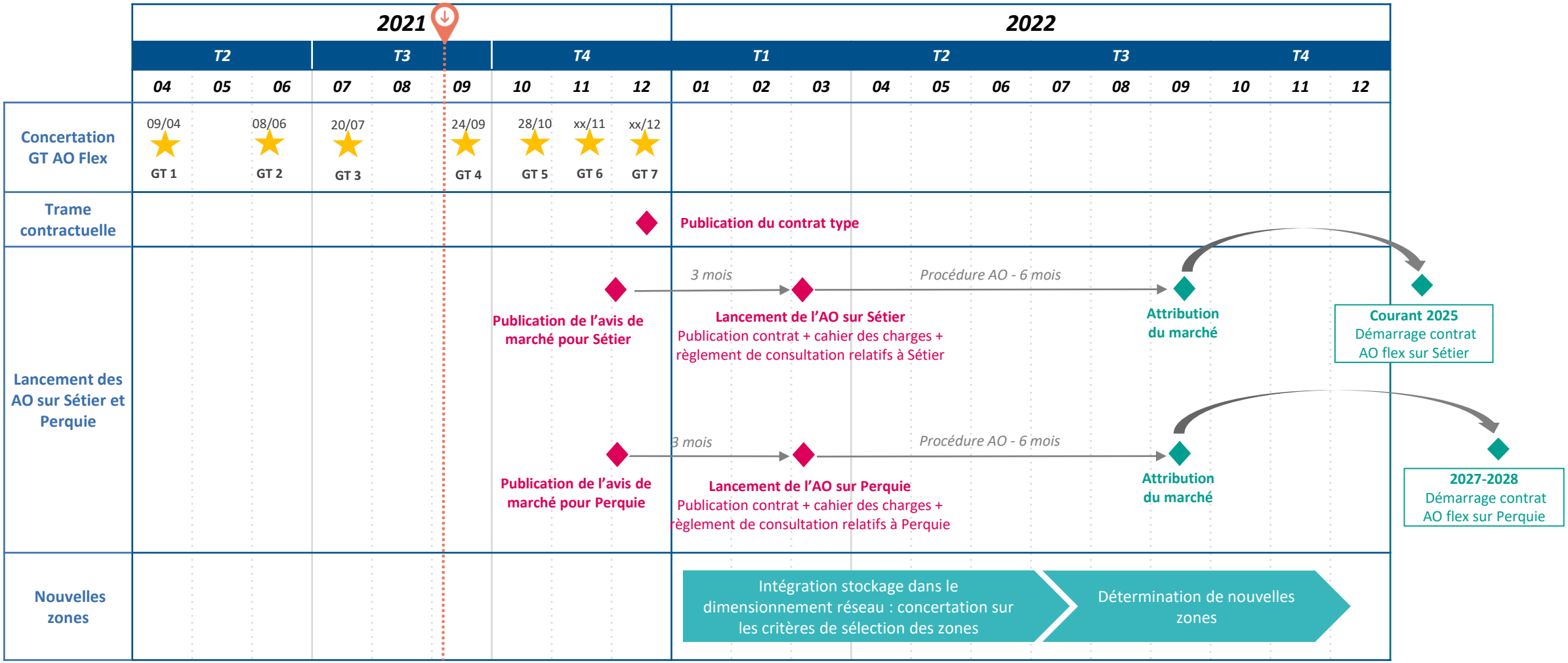
Retrait de la zone d'Aubusson



Zones	Mise en service	Statut
Sétier	2025	• Lancement de l'AO début 2022
Perquie	2027 - 2028	• Lancement de l'AO début 2022
Aubusson	?	• Incertitude forte sur la date du seuil de déclenchement qui s'annonce plus tardive qu'initialement envisagée lors du RI • **Retrait de la zone des AO flexibilités**
Henri Paul	2025	• Risque ouvrage fort nécessitant un investissement réseau au plus tôt • **Retrait de la zone des AO flexibilités** (déjà communiquée au GT du 20/07)

- Aujourd'hui, deux zones sont retenues pour les premiers AO flexibilités (Sétier et Perquie).
- Les caractéristiques de la contrainte sur ces deux zones font l'objet d'une présentation au GT de ce jour.
- Afin de trouver de nouvelles zones, une concertation sur les critères de sélection des zones devrait être menée au S1 2022 pour permettre une sélection de nouvelles zones S2 2022.

Planning des AO flexibilités



Lancement progressif des AO flexibilités sur les zones ?

- Rappel des GT précédents : Lancement progressif des AO flexibilités sur les zones
- Les AO pourraient être lancés quasi simultanément (cf planning) sur Sétier et Perquié compte tenu de l'avancée des études sur ces zones.
  - ➢ **Est-ce que cette démarche vous convient ?**
- Dans le cas où le lancement concomitant pose problème, le séquencement suivant sera retenu :
  - **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 flexibilités (cible lancement début 2022 pour attribution du contrat T3 2022).
  - **La zone de Perquié sera la seconde à faire l'objet d'un AO** courant 2022 pour une mise en service attendue entre 2027 et 2028.

2 Engagement contractuel

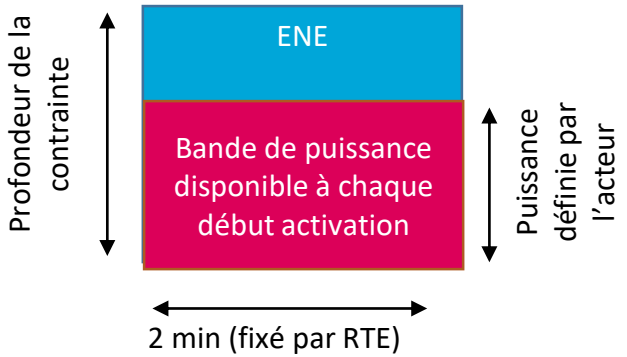
Engagement contractuel

Premier engagement
Fournir un volume d'énergie sur une période d'engagement (en MWh)

- **L'acteur s'engage sur un volume d'énergie (en MWh) sollicitable sur une période.**
- 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
- **RTE n'impose pas un volume minimal d'engagement sur ce service**. *(nouveauté par rapport au GT précédent).* Néanmoins le service non couvert par la flexibilité nécessitera de recourir à l'écrêtement de production : prise en compte de ce coût dans l'interclassement (coût de l'ENE)
- 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

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

- A chaque début d'activation, 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 bande de puissance doit pouvoir être sollicitée au moins 4 fois par jour avec un délai minimum d'une heure depuis la fin de l'activation précédente** *(nouveauté par rapport au GT précédent)*
- Cette bande de puissance est définie par l'acteur. **RTE continue d'instruire la possibilité de demander un volume minimal d'engagement**.
- L'énergie relevant de ces activations 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

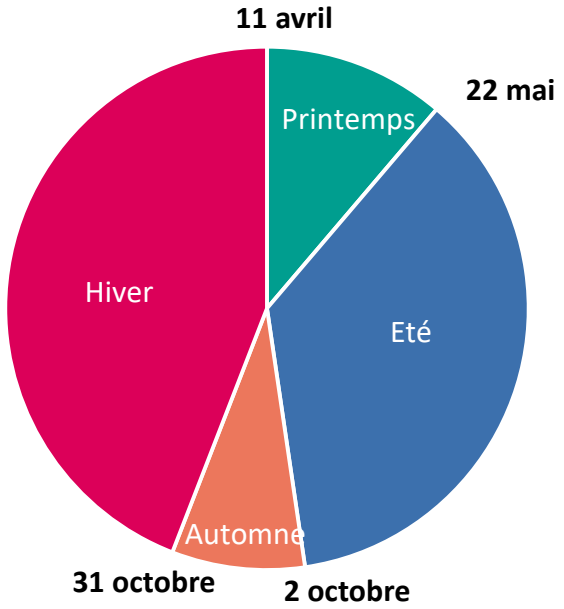


Période d'engagement : fusionner deux saisons électriques

Rappel du GT du 20 juillet

4 saisons électriques → 4 périodes d'engagement par année calendaire

Périodes pour lesquelles les intensités maximales des ouvrages sont définies

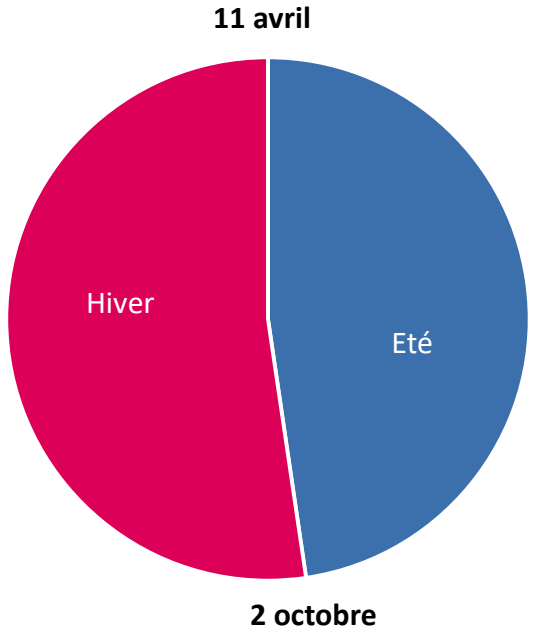


Printemps : 11 avril au 21 mai (984 heures)
Eté : 22 mai au 1 octobre (3192 heures)
Automne : 2 octobre au 31 octobre (720 heures)
Hiver : 31 octobre au 10 avril (3864 heures)

Nouvelle proposition

Fusionner deux saisons électriques pour obtenir 2 périodes d'engagement sur une année calendaire

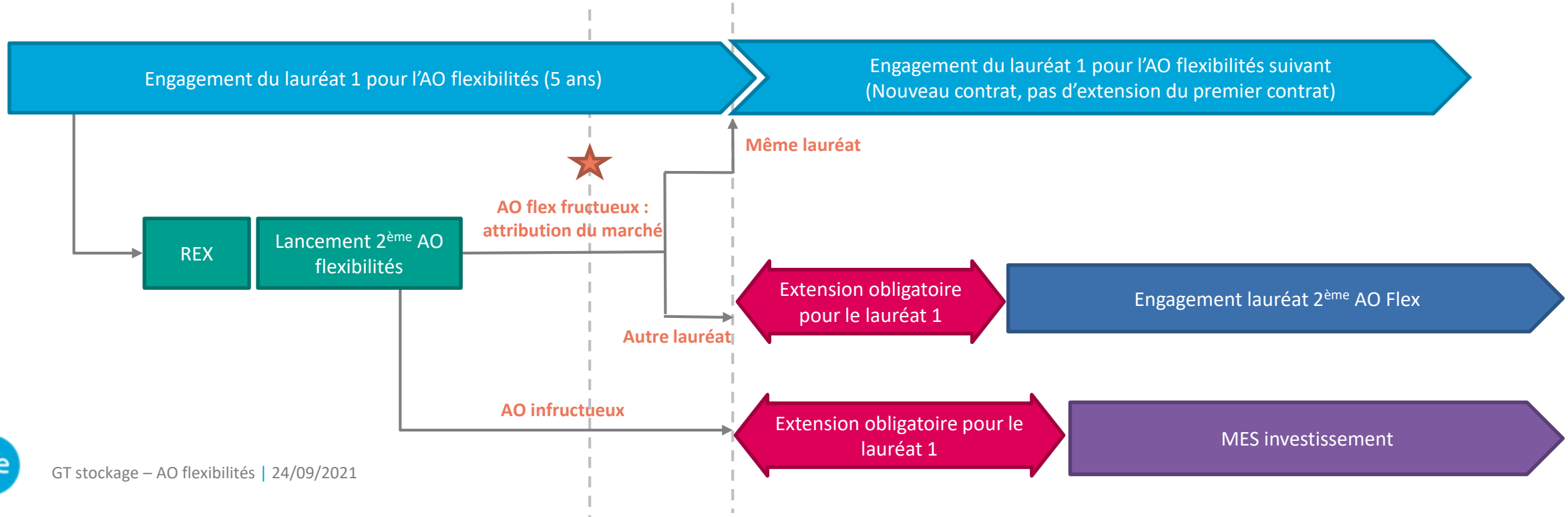
- Une période d'engagement « été »
- Une période d'engagement « hiver »



Eté : 11 avril au 1er octobre (4176 heures)
Hiver : 2 octobre au 10 avril (4584 heures)

Durée et extension du contrat

- Rappel des précédents GT : Pour le lauréat de l'AO flexibilités, la durée du contrat est de 5 ans
- Une extension du contrat sera obligatoire si, après le REX et éventuellement le lancement de l'appel d'offre suivant, la sollicitation de la flexibilité peut être nécessaire sur une période transitoire entre :
  - d'une part, la fin du contrat du 1er lauréat
  - d'autre part, le début de l'engagement du nouveau lauréat ou de l'investissement
- La durée maximale de l'extension et le délai de prévenance de l'extension seront définies dans le contrat
- L'extension sera basée sur les mêmes conditions que le contrat initial (mêmes prime fixe et prime variables)



3 Modalités d’activation et conditions du multiservices

Principes encadrant le service de gestion de congestion

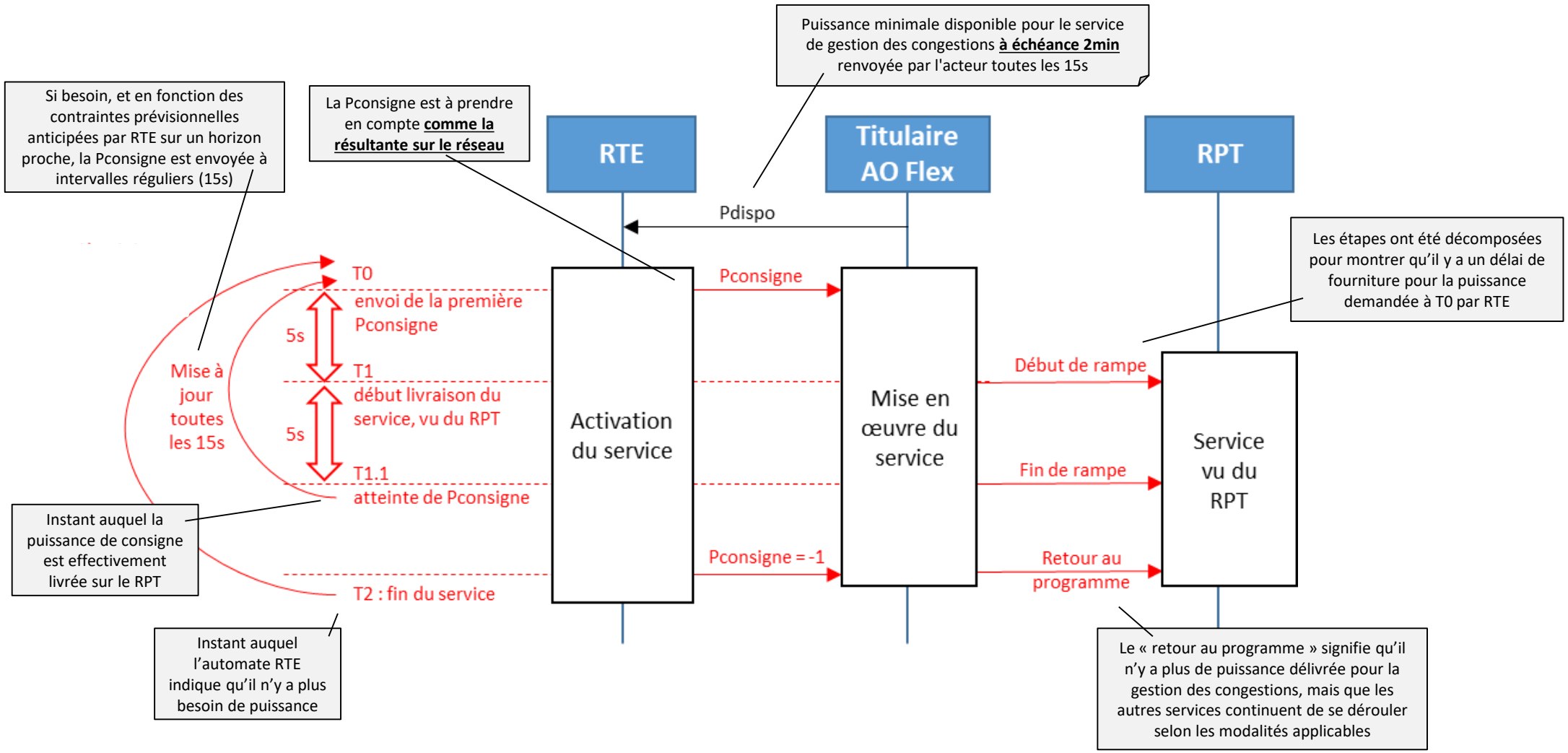
Rappels des points clés mentionnés lors du précédent GT

- **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 flexibilités, ni sur les limitations stipulées dans l'offre de raccordement optimisée
- Par ailleurs, l'acteur sera soumis à des **limitations liées à l'offre de raccordement optimisée**

Proposition pour la spécification des offres à soumettre

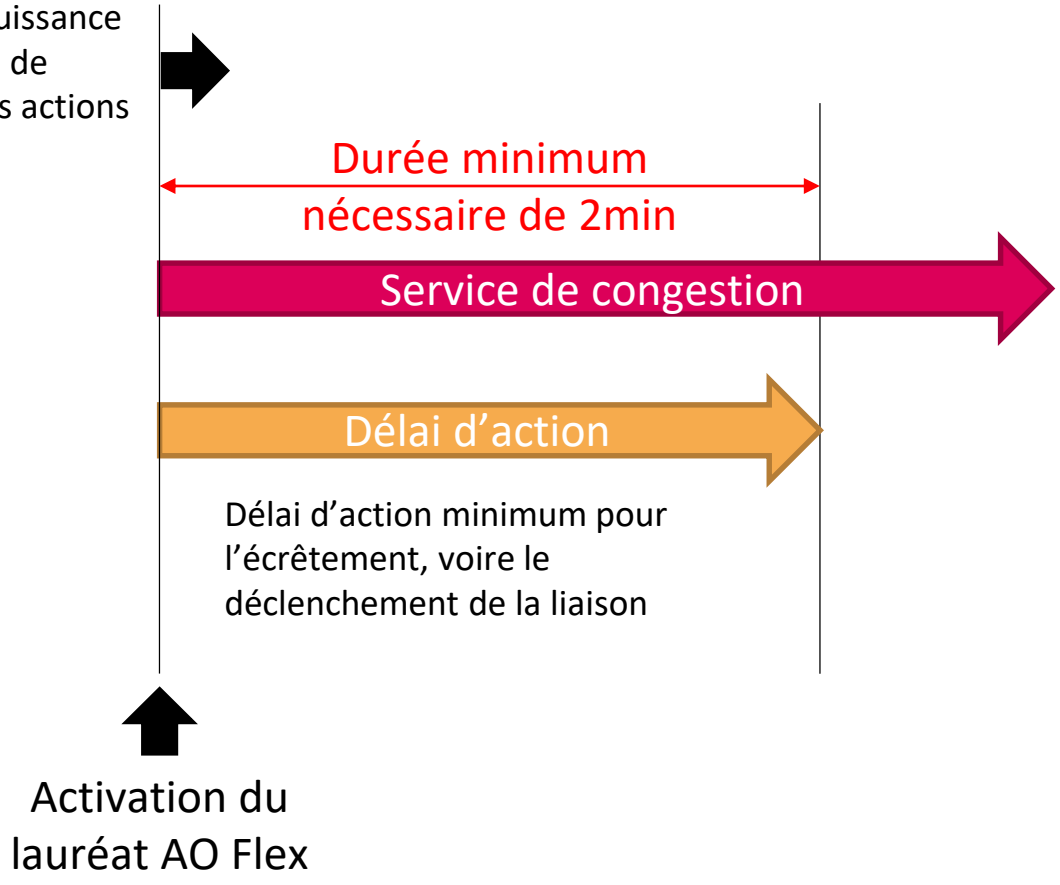
	Attribut	Description
Caractéristiques techniques de la batterie	**Puissance installée**	Puissance maximale (Pmax) sollicitée par RTE pour l'AO flexibilités dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MW
	Rendement *Critère d'interclassement*	Pourcentage d'énergie non réinjecté ultérieurement dans le réseau : entre 2 actifs qui absorbent le même volume mais qui n'en réinjectent pas le même pourcentage sur le réseau, l'actif qui réinjecte moins sera pénalisé
	Stock installé	Stock maximal pouvant être sollicité par RTE pour l'AO flexibilités dans le sens de la contrainte (toujours en absorption), par ex. 10MWh
Exigences techniques de RTE	**Délai de mise en œuvre du signal et échanges de données** *Critère de qualification*	- Mise en œuvre du service 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) - Transmission de la Pdispo à échéance 2 min toutes les 15 s par l'acteur - Réception de la mise à jour de Pconsigne (ordre d'activation) toutes les 15 s à partir de T0 - Prise en compte de l'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 (en distinguant période d'engagement « hiver » et « été ») dans le sens de la contrainte *(1er engagement contractuel AO flexibilités)*
	Energie d'activation sollicitable *Critère d'acceptation*	Bande sollicitable pendant 2 min *(2e engagement contractuel AO flexibilités)*

Chronogramme d'activation

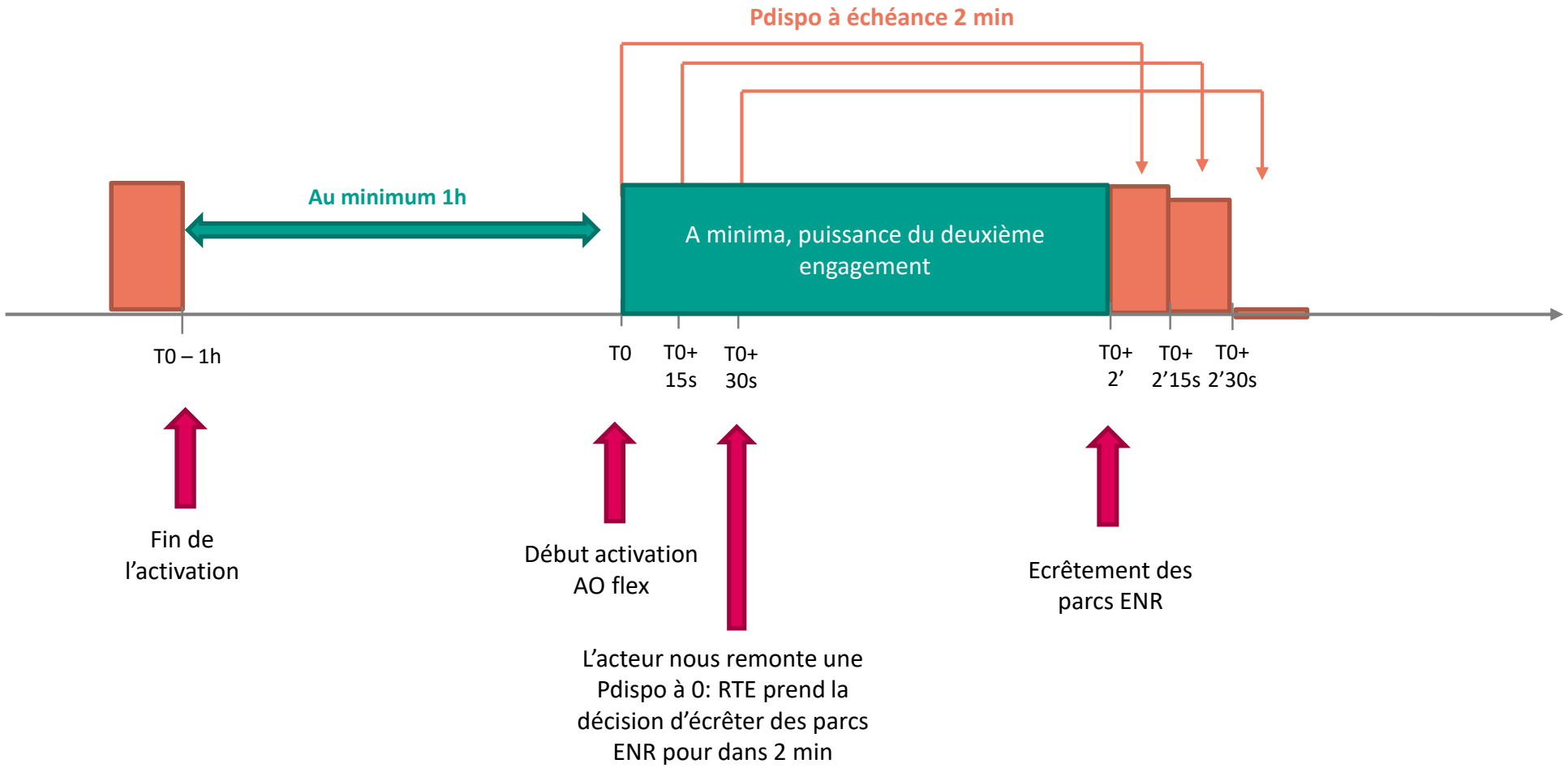


Zoom sur la fenêtre d'activation de 2min

Enjeu sûreté : RTE a besoin de connaître la puissance garantie à échéance deux min pour le service de congestion afin d'avoir le temps d'engager les actions nécessaires avec un préavis de 2 min



Chronogramme d'activation : zoom sur la fenêtre de 2 min



Gestion du multiservices

En « addition de services »
L'effet réel sur le transit est le cumul des différents services

Les cas d'activations antagonistes des services vont majorer l'ENE
Nécessite un système complexe de rémunération et de contrôle du réalisé

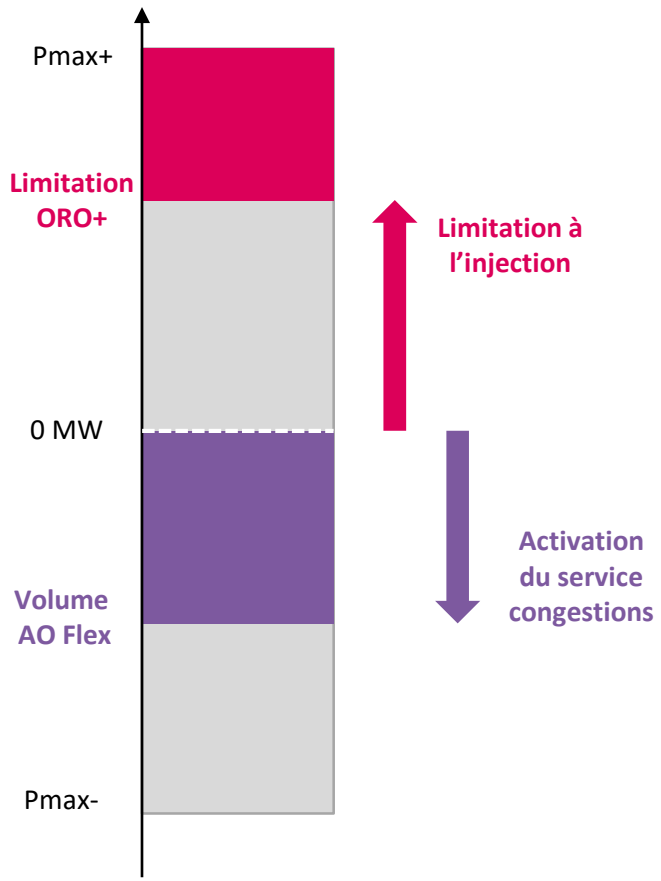
En « résultante transit »
L'activation des autres services ne doit pas perturber la résorption de la contrainte

Cohérent avec l'objectif de l'AO qui est de tester la capacité à tester un service pour maîtriser l'ENE
Approche pragmatique adapté à un mode de fonctionnement « expérimental »

1. Pas de clause de compensation sur les autres services en plus de l'AO Flex
   Ex. : en cas de défaillance dans la fourniture des SSYf (du fait d'une activation AO Flex) l'énergie et la capacité SSYf non fournies ne seront pas payées et l'acteur sera pénalisé comme prévu dans les règles SSYf.

2. Monitoring par RTE de l'impact sur la disponibilité des SSYf pour REX dans le design d'AO ultérieurs

Interactions avec l'Offre de Raccordement Optimisée (ORO)



« Limitation à l'injection »

- Les limitations imposées sont des seuils de x MW de puissance à l'injection, spécifiés dans la PTF (en cas de limitation, l'injection ne doit pas aller au-delà de X MW jusqu'à ce que la limitation soit levée)
- Principe de non aggravation de la contrainte, mais la flexibilité n'est pas appelée pour résoudre la contrainte

« Activation du service congestions »

- Le lauréat de l'AO Flex est activé pour résoudre la congestion
- Le besoin est d'aller au-delà de la simple limitation, et d'absorber de l'énergie

Dans les deux cas, l'activation est réalisée en TR

Pas de clause de compensation particulière en cas de participation à plusieurs services

4 Rémunération et caractérisation de la défaillance

Rémunération et défaillance

Rappel des principes définis lors des GT précédents :

- La rémunération de l'acteur lauréat de l'AO flexibilités sera définie selon deux composantes : une prime fixe (€/an pour un volume d'engagement en MWh) et une prime variable (€/MWh)
- **Les prix sont 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 sur toute la durée du contrat
- La prime fixe (prime fixe/12) et la prime variable (prime variable x volume activé au titre de l'AO flexibilités sur le mois) seraient versées mensuellement, en M+1
- **L'acteur sera pénalisé s'il ne remplit pas son premier engagement**, c'est-à-dire, 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
  - 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 : il ne sera alors pas pénalisé
- **L'acteur sera pénalisé s'il ne remplit pas son deuxième engagement**

Rémunération et défaillance : montant de la pénalité

Proposition pour le calcul de la pénalité pour défaillance

- Sur une période d'engagement, le volume défaillant est égal à la différence entre le volume d'engagement et le volume effectivement réalisé au titre de l'AO flexibilités, calculés avec les méthodes de contrôle du réalisé définies dans les règles MA-RE.
- Montant de la pénalité par MWh défaillant

$$\frac{Prime\ fixe}{Volume\ engagement} + PMP$$

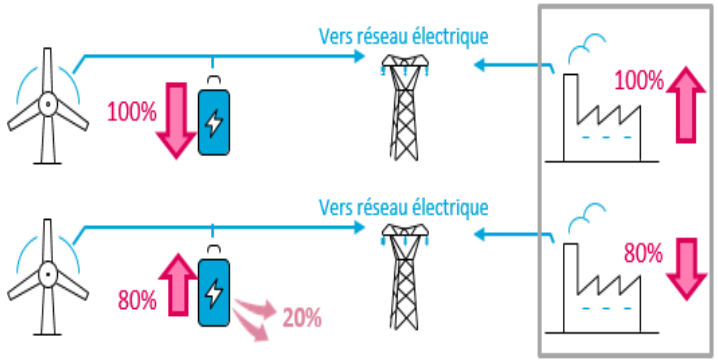
avec le PMP = Prix moyen pondéré défini dans les règles MA-RE sur les heures de congestion

- Le calcul de la pénalité sera effectué à l'issue de chaque période d'engagement

5 Interclassement et éligibilité

Valorisation de la réinjection pour l'interclassement

- Lors du dernier GT Stockage du 20 juillet, **certains acteurs ont suggéré de soumettre des offres sans réinjection** (type résistance)
- Or **l'énergie non écrêtée et stockée a une valeur pour le système électrique**. Cette valeur s'exprime lors de la réinjection.
- Comment prendre en compte cette valeur ?
  - Un écrêtement de production EnR ou une absorption d'EnR via un moyen de stockage conduit à devoir recourir à un moyen compensateur pour l'EOD (principe du P=C)
  - La réinjection ultérieure permet, dans le cas du stockage, de compenser ce coût, modulo un coefficient de perte à prendre en compte.
  - Dans l'interclassement, les offres seront ainsi classées au regard du coût complet suivant :



$$\boldsymbol{Prime}_{\boldsymbol{fixe}} + \boldsymbol{Volume}_{\boldsymbol{engagement}} * \boldsymbol{Prix}_{\boldsymbol{variable}} + \left(\boldsymbol{ENE}_{\boldsymbol{résiduelle}} + \boldsymbol{Volume}_{\boldsymbol{non\ ré-injecté}}\right) * \boldsymbol{Coût}_{\boldsymbol{ENE}}$$

Où $Volume_{non\ ré-injecté} = coeff_{pertes} * Volume_{engagement}$

- Le coefficient de perte sera donné par les acteurs et vérifié pendant les phases de tests.

Exclusion des offres de consommation

- Les principes encadrant les offres de hausse de consommation ne sont pas définies dans les règles actuelles (NEBEF et MA-RE), notamment sur la question du contrôle ou non de la ré-injection ultérieure. Ainsi, la valorisation de la ré-injection de l'énergie via le coût du moyen compensateur n'est pas possible à ce stade.
- La prise en compte de ces principes dépasse le périmètre de l'AO flexibilités.
- Les AO flexibilités sont expérimentaux.
- **Ainsi, RTE propose que les offres de hausse de consommation ne participent pas aux premiers AO flexibilités**

6 Caractérisation de la contrainte

1. *Zone de Sétier*
2. *Zone de Perquie*

1 Zone de Sétier

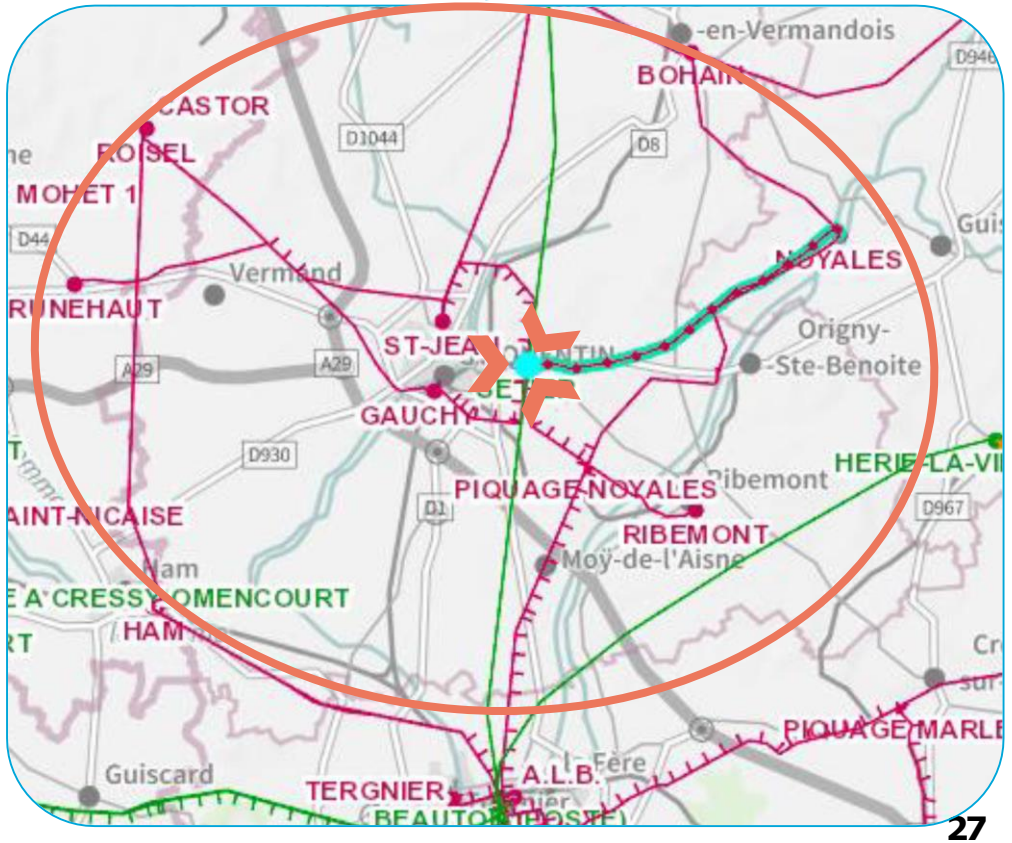
Zone de SETIER



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
- Influence des postes voisins sur la contrainte: Setier (58%), Ribemont (56%), Gauchy (53%), Noyales (46%) et St-Jean (45%)
- Début période d'engagement : 2025
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production éolienne sur les postes de Ribemont et Gauchy
- Evolution du service attendu entre le début et la fin de la période d'engagement: pas d'évolution du service attendu car il n'y a plus de capacité réservée dans le S3REnR en vigueur.
  Les contraintes estimées et donc l'engagement de la flexibilité par an sera le même sur toute la durée d'engagement

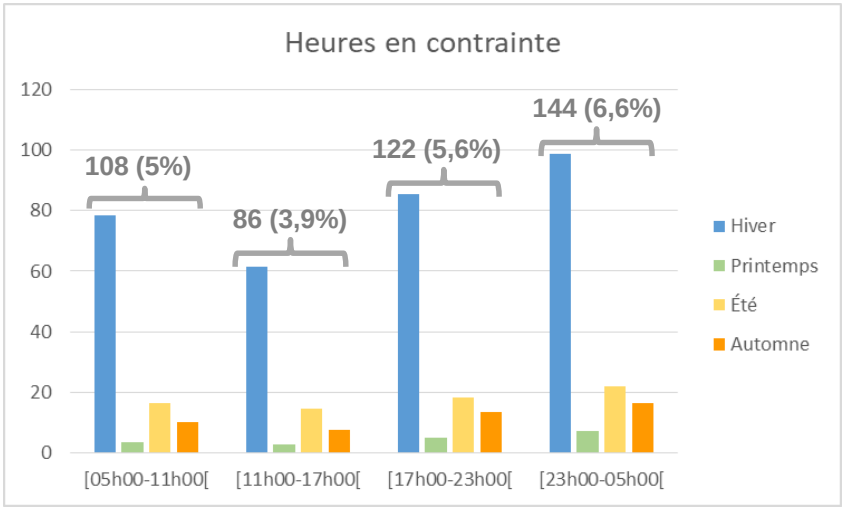
Zone de SETIER

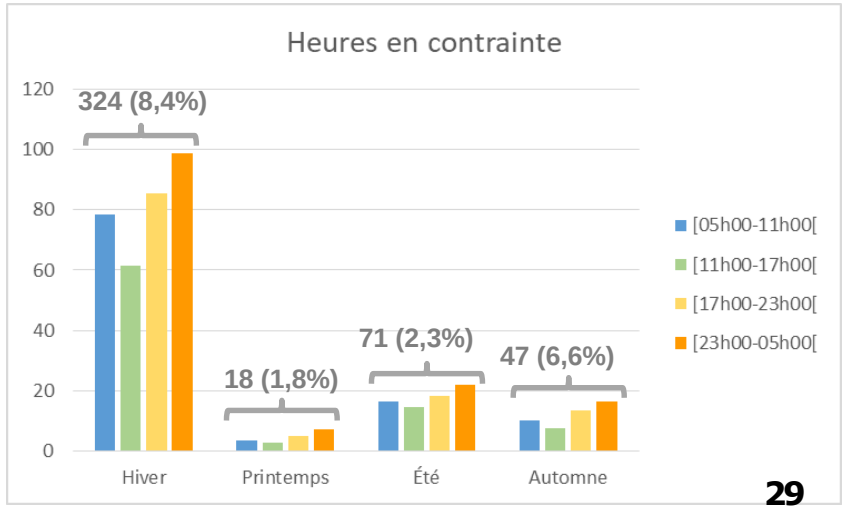
Caractérisation de la contrainte par période

- 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

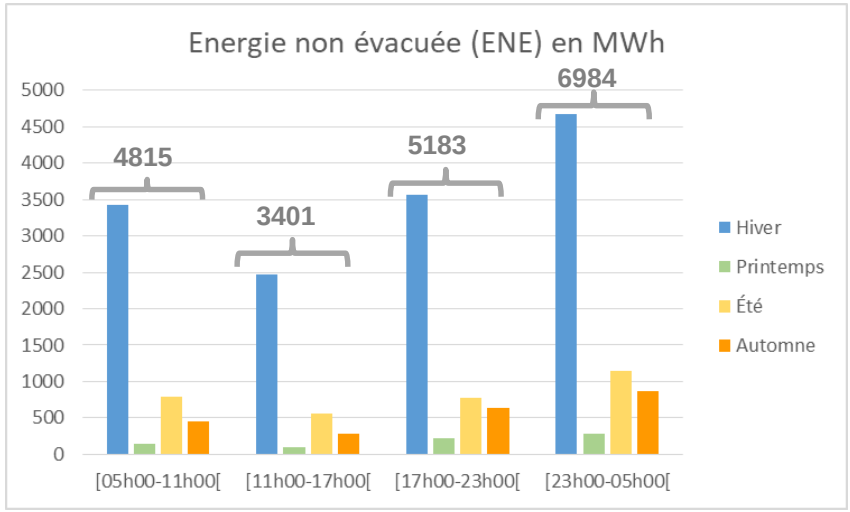
Zone de SETIER

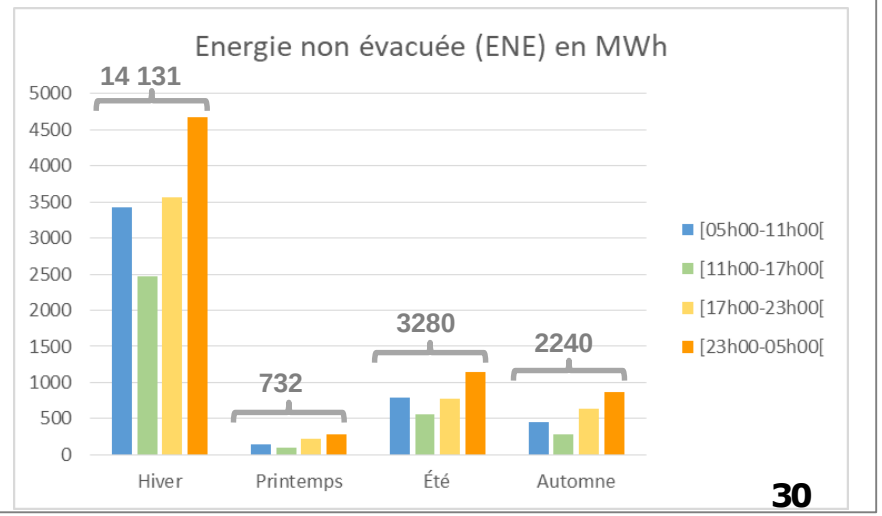
Caractérisation de la contrainte par période

- 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

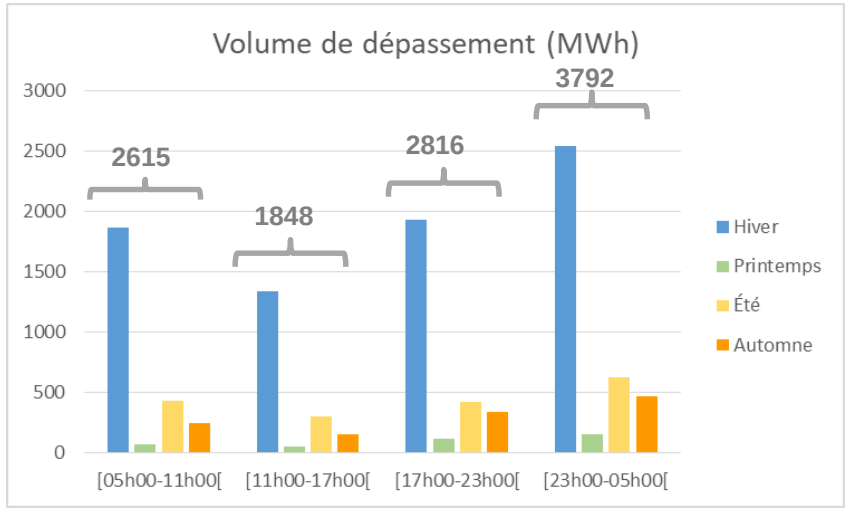
- En l'absence de renforcement de la transformation de Sétier
- A l'horizon de la mise en service des projets en file d'attente

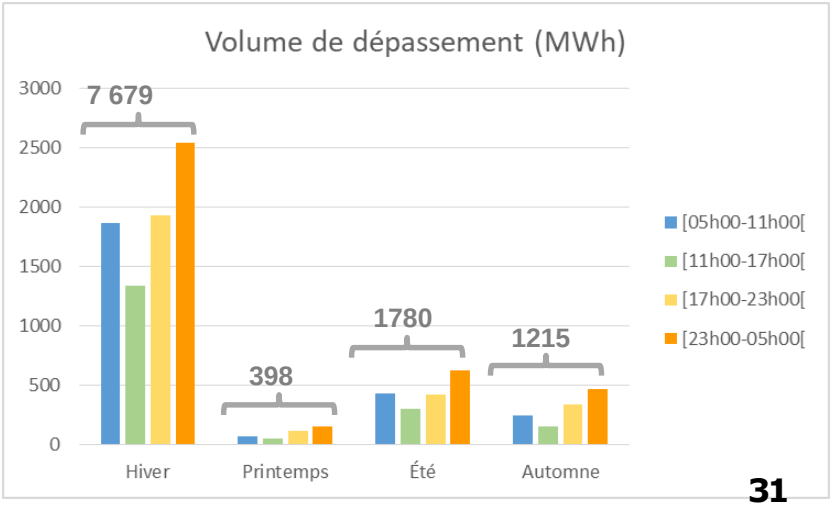
Donnée analysée : Volume de dépassement en MWh

	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

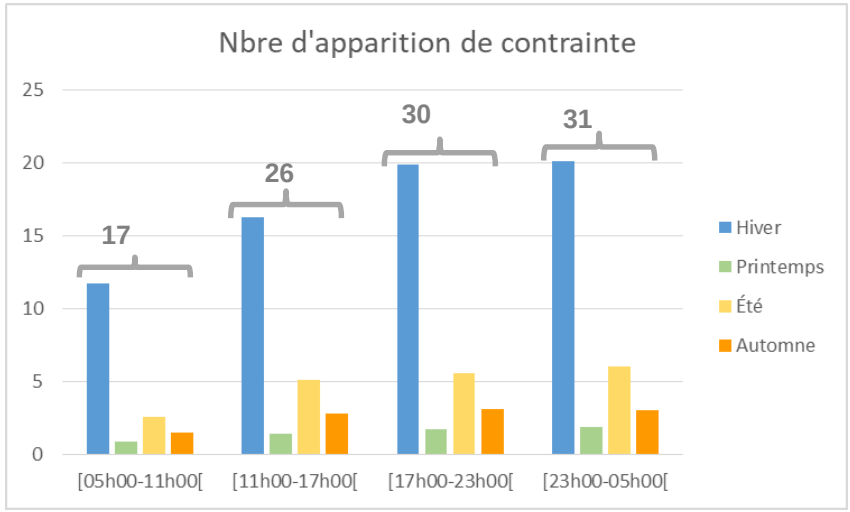
Donnée analysée : Nombre d'apparition de contrainte*

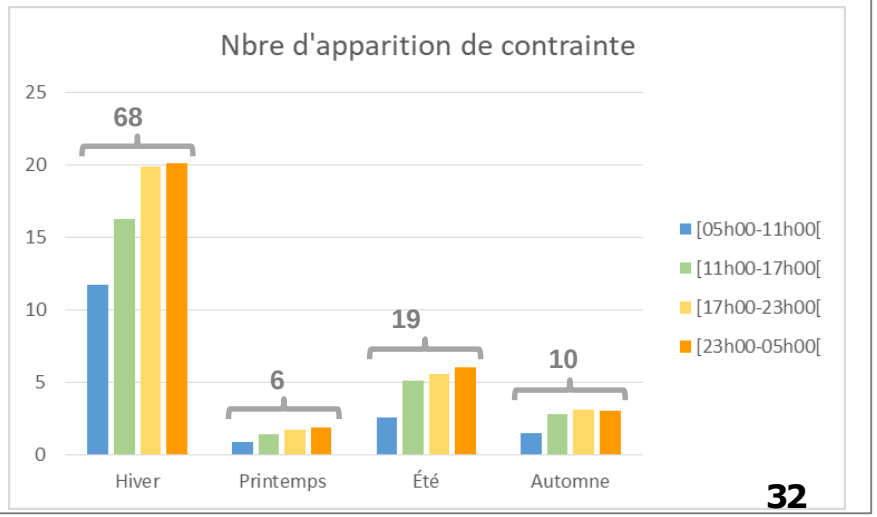
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

	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





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)

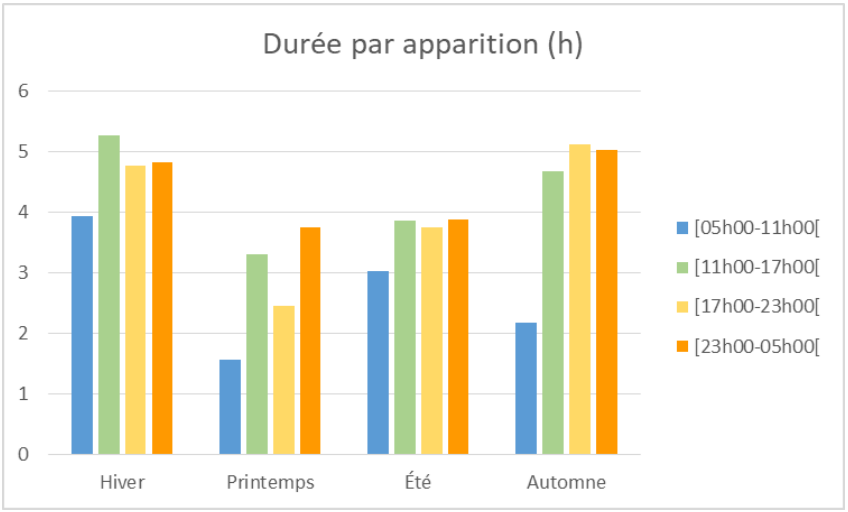
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

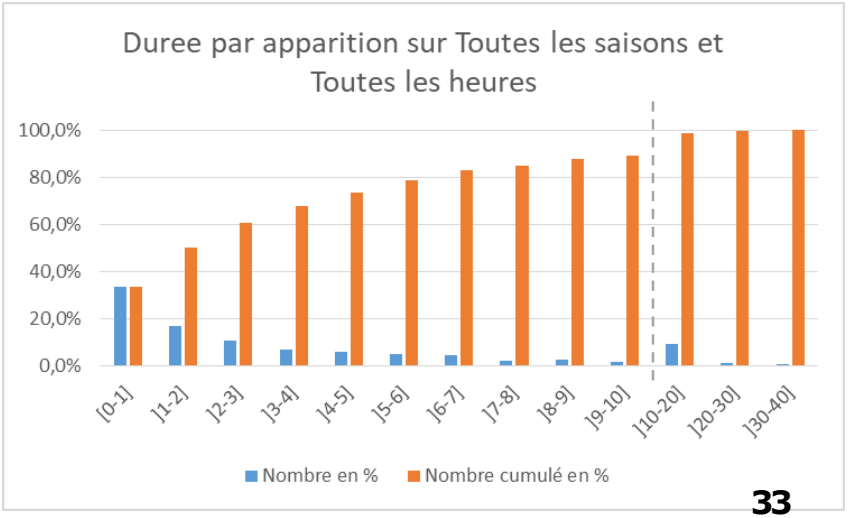
- La durée de la contrainte par apparition par an est estimée à 4,4 heures, avec un maximum sur les 11 années simulées de 39 heures

- Les contraintes apparaissant en Hiver et en Automne durent un peu plus longtemps que celles apparaissant au printemps et en été.

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

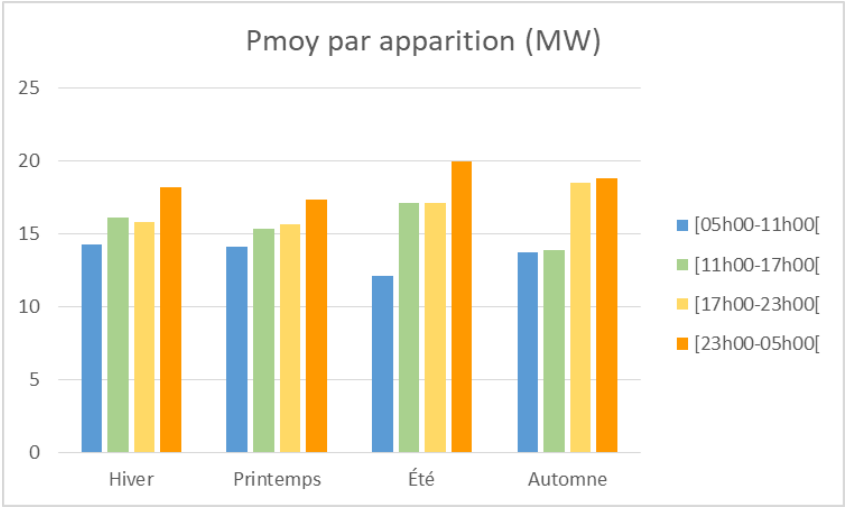
Donnée analysée : Puissance par apparition (MW)

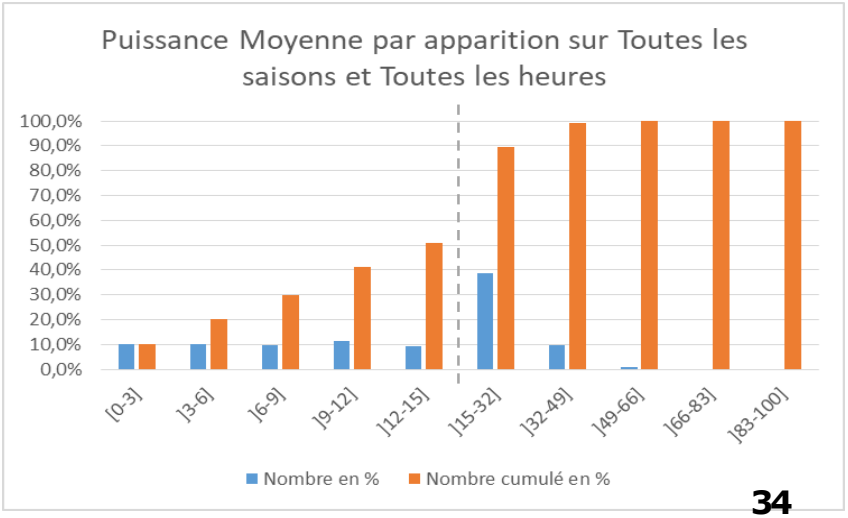
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

- 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 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)

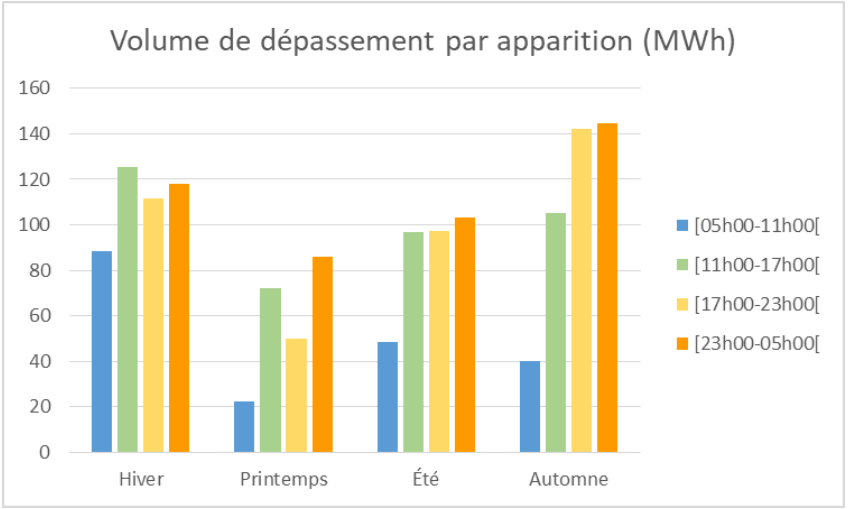
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

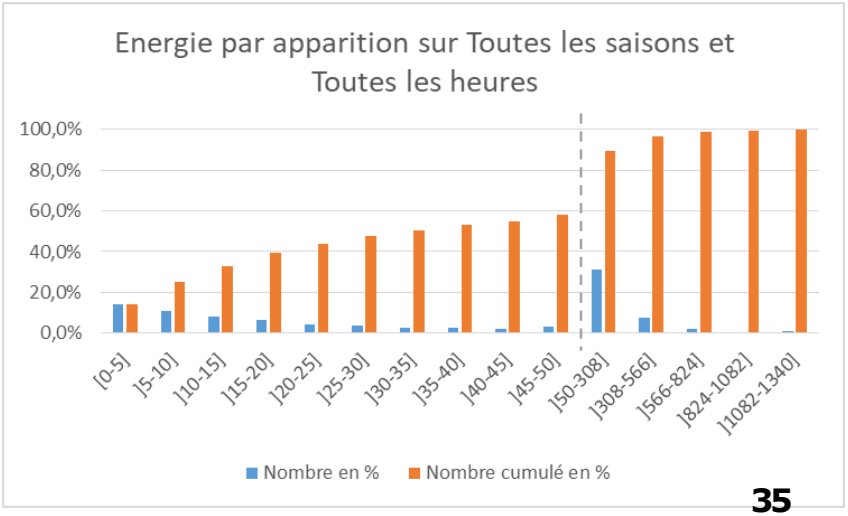
- Le volume de dépassement par apparition par an est estimé en moyenne à 107 MWh, avec un maximum sur les 11 années simulées de 1339 MWh

- Le volume de dépassement moyen 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)

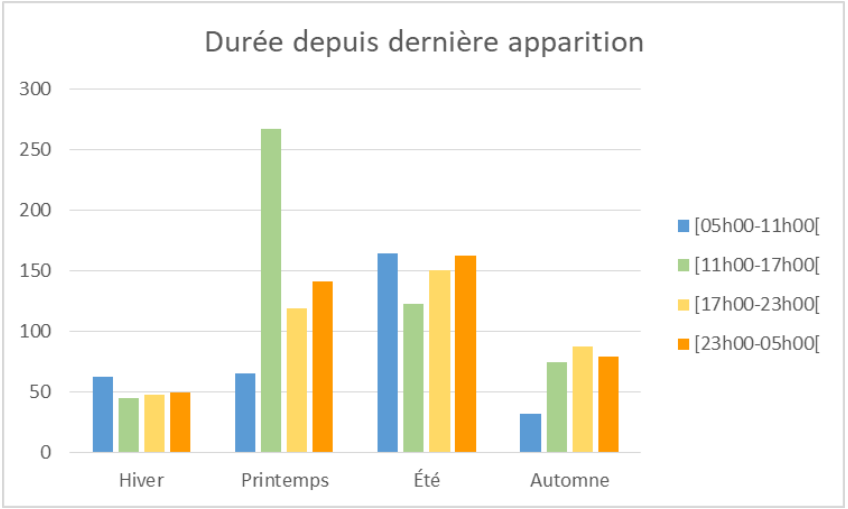
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

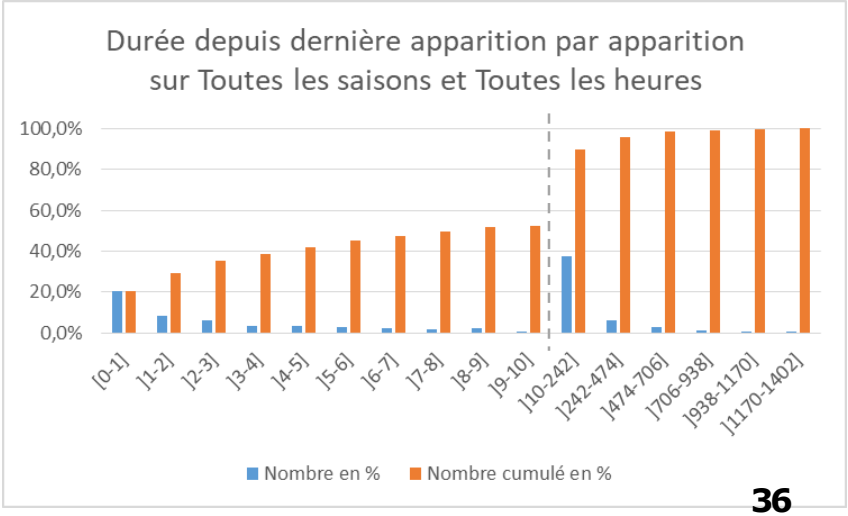
- La durée depuis la dernière apparition par apparition, par an, est estimée en moyenne à 77 heures, avec un maximum de 1401 heures

- **Sur toutes les périodes il existe des contraintes apparaissant 1 heure après la fin de la contrainte précédente**

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**

- 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 jeu de barres 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 jeu de barres et sans surcoût particulier a priori
  ➔ Poste en antenne, (pas de secours)

- Gauchy 63 kV
  ➔ Cellule libre sans besoin d'extension de jeu de barres (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.

2 Zone de Perquie

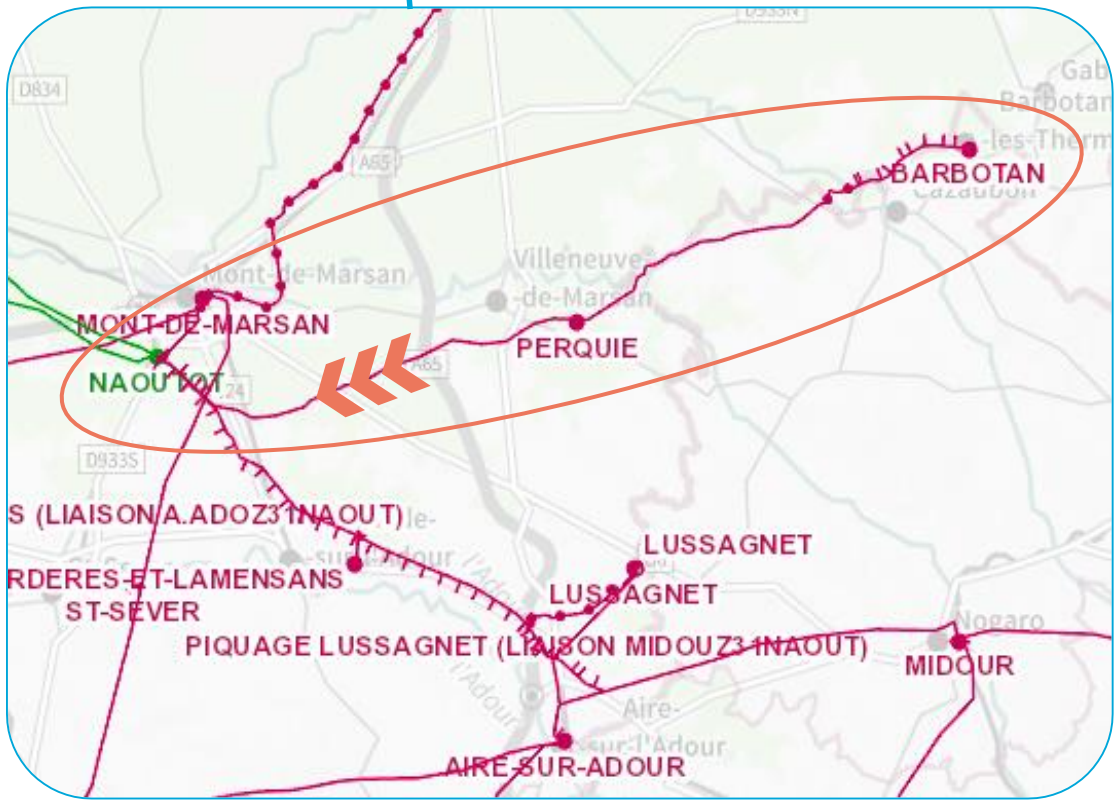
Zone de PERQUIE

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 (≈ 100% car antenne)
- 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

B. Zone de PERQUIE

Service de flexibilité attendu

- Soutirage d'énergie active, pendant les pics de production photovoltaïque
- Influence des postes voisins sur la contrainte: postes de Perquié (100%) et/ou de Barbotan (99%)
- Début période d'engagement : 2027/2028
- L'indisponibilité ou la défaillance du service de flexibilité conduirait à des limitations importantes de la production EnR sur les postes de Barbotan et Perquié
- Les contraintes estimées évoluent pendant la durée d'engagement selon l'arrivée effective des productions photovoltaïques prévues dans le S3REnR

Zone de PERQUIE

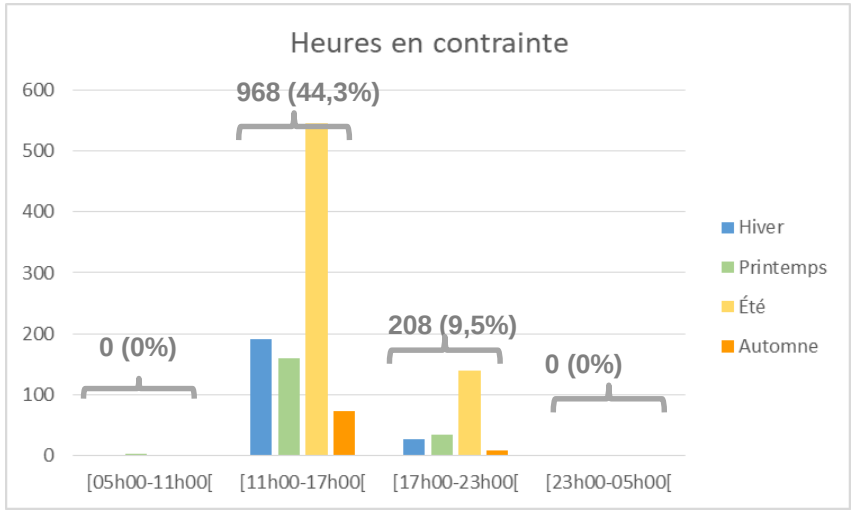
Caractérisation de la contrainte par période

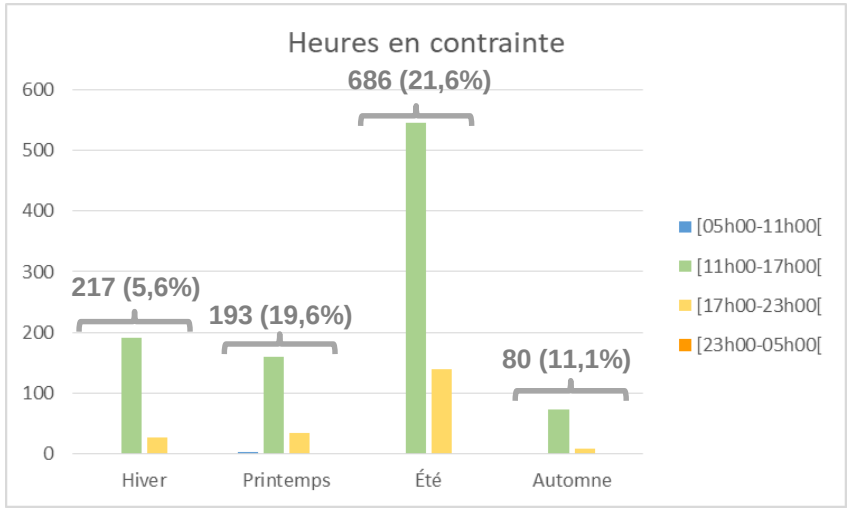
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

Donnée analysée: heures en contraintes

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	217	298	175
Printemps	193	217	145
Été	686	751	606
Automne	80	120	48
[05h00-11h00[	0	1	0
[11h00-17h00[	968	1040	891
[17h00-23h00[	208	236	178
[23h00-05h00[	0	0	0
Total année	**1176**	**1276**	**1086**

- Le nombre d'heures en contrainte par an en 2030 (horizon S3REnR) est de 1176 heures (13,5%), avec un maximum sur les 11 années simulées de 1276 heures (14,6%) et un minimum de 1086 heures (12,4%)
- L'analyse sur les saisons électriques montre que les heures de contraintes sont principalement localisées en été
- L'analyse sur les plages horaires montre que les contraintes sont en grande majorité localisées entre 11h00 et 17h00





Zone de PERQUIE

Caractérisation de la contrainte par période

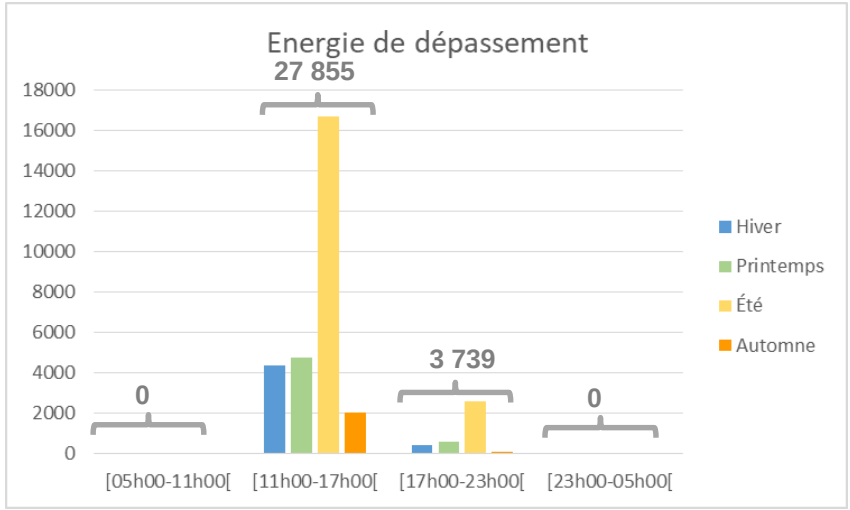
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

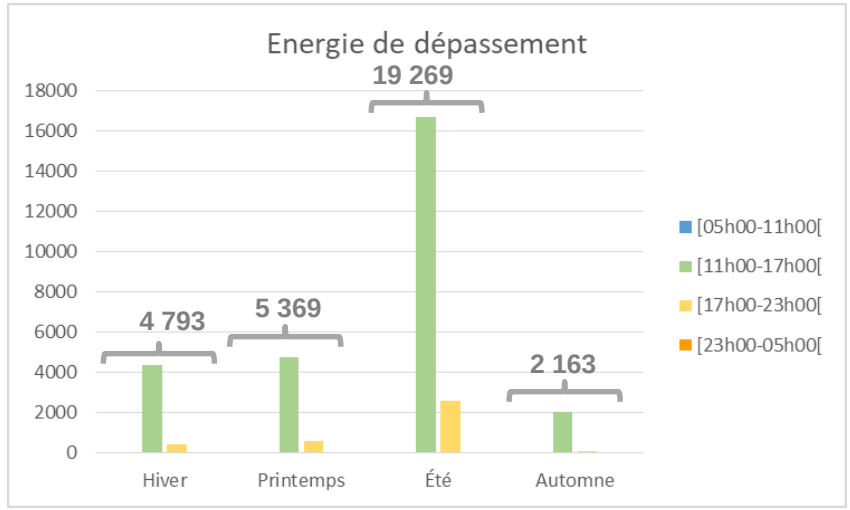
Donnée analysée : Volume de dépassement en MWh
≈ 100% Volume d'Energie Non Evacuée (ENE) en MWh

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	4792,8	6954,0	3561,4
Printemps	5369,4	7319,3	4125,7
Été	19268,8	22464,6	16130,2
Automne	2162,8	3354,5	892,9
[05h00-11h00[	0,2	1,5	0
[11h00-17h00[	27855,1	30488,4	25128,8
[17h00-23h00[	3738,5	4334,2	3021,0
[23h00-05h00[	0	0	0
Total année	**31593,8**	**34715,7**	**28302,1**

- L'ENE par an sans réalisation de l'investissement est estimé à 31,6 GWh à l'horizon S3REnR, avec un maximum sur les 11 années simulées de 34,7 GWh et un minimum de 28,3 GWh

- 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 localisée en été et entre 11h00 et 17h00





Zone de PERQUIE

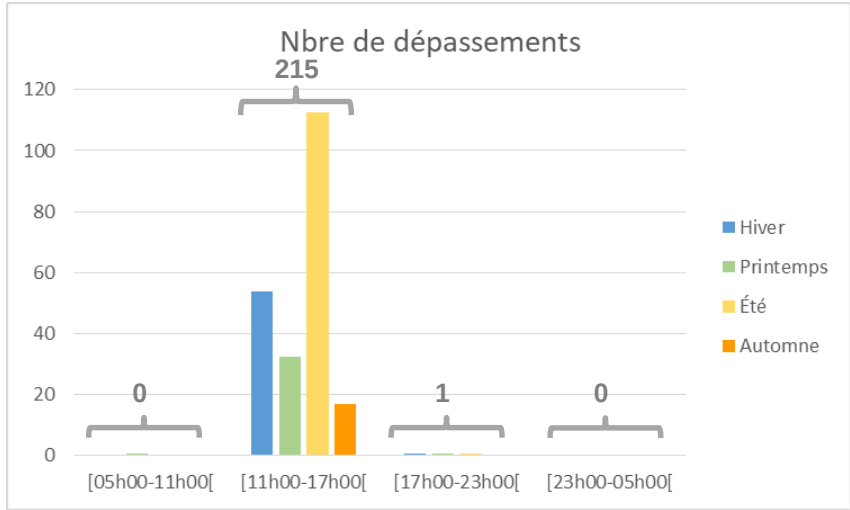
Caractérisation de la contrainte par période

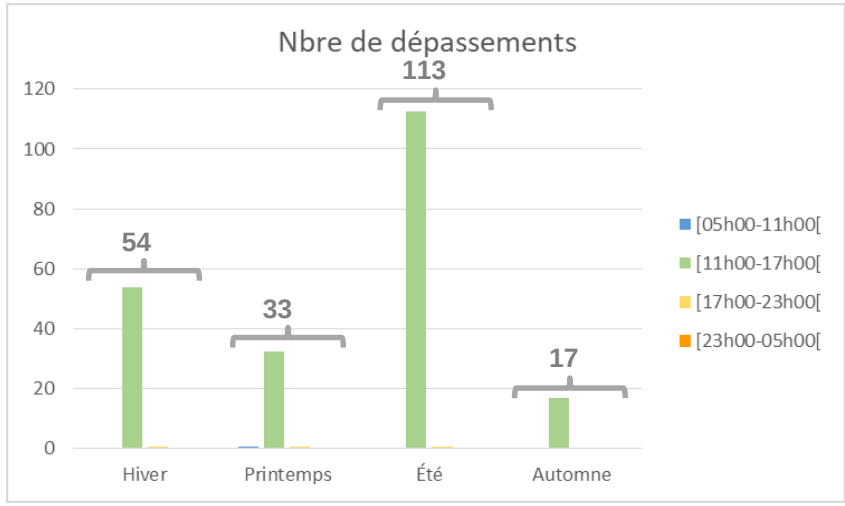
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

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	53,8	69	45
Printemps	32,8	36	25
Été	112,9	122	103
Automne	16,6	23	11
[05h00-11h00[	0,2	1	0
[11h00-17h00[	215,2	233	197
[17h00-23h00[	0,7	3	0
[23h00-05h00[	0	0	0
Total année	**216,1**	233	198





- On estime le nombre d'apparitions de contraintes par an à 216 apparitions à l'horizon S3REnR, avec un maximum sur les 11 années simulées de 233 apparitions et un minimum de 198 apparitions
- Même tendance: concentration en été (113) et entre 11h00 et 17h00 (215)
- Le nombre d'apparition sur l'hiver électrique est plus important que sur l'intersaison du fait notamment de la durée plus grande de la saison électrique

Zone de PERQUIE

Caractérisation de la contrainte par apparition

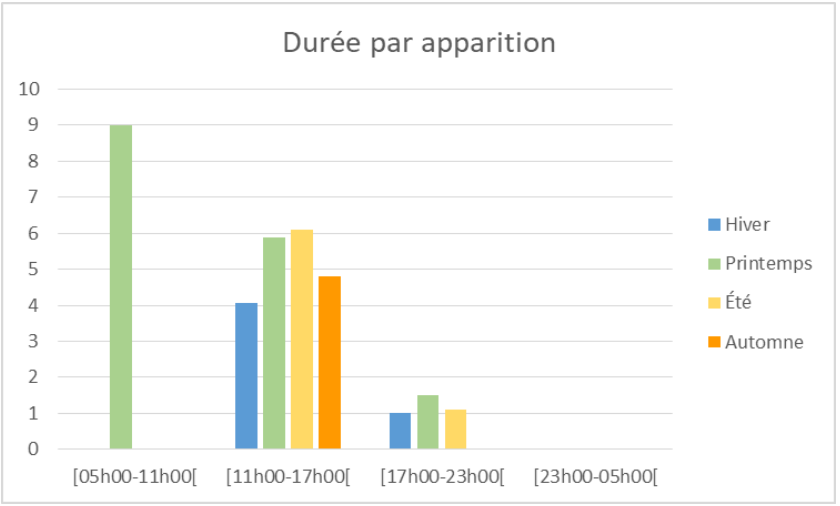
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

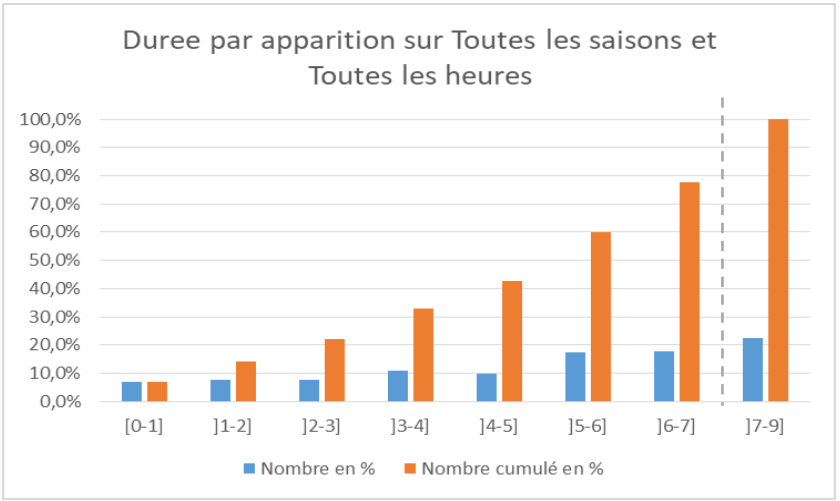
Donnée analysée : durée de contrainte par apparition (h)

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 5,4 heures, avec un maximum sur les 11 années simulées de 9 heures
- Celles apparaissant en été et au printemps durent plus longtemps que celles apparaissant au automne et en hiver.

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	4	8
Printemps	5,9	9
Été	6,1	8
Automne	4,8	8
[05h00-11h00[	9	9
[11h00-17h00[	5,5	8
[17h00-23h00[	1,2	2
[23h00-05h00[	0	0
Total année	**5,4**	9





- Sur les 216 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Environ 1/3 des contraintes (71) ont une durée ≤ 4 heures
  - 27% des contraintes (58) ont une durée de 5 à 6 heures
  - 40% des contraintes (58) ont une durée entre 7 et 9 heures

Zone de PERQUIE

Caractérisation de la contrainte par apparition

- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

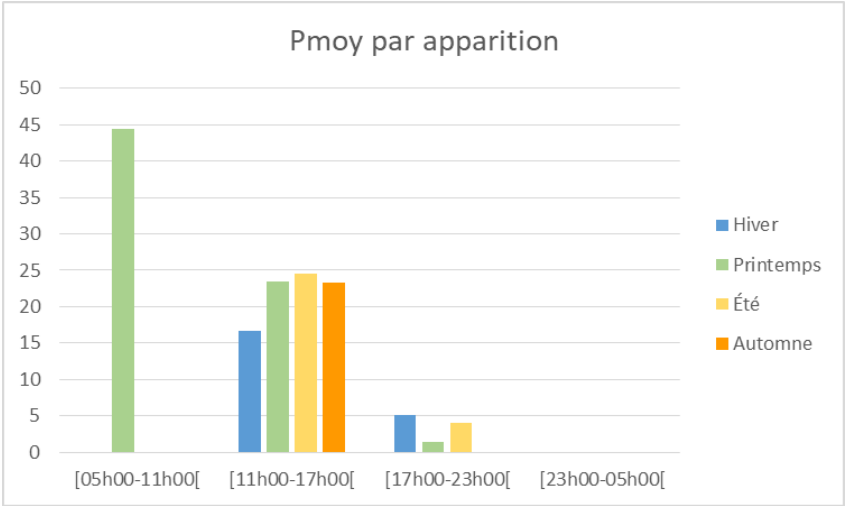
Donnée analysée : Puissance par apparition (MW)

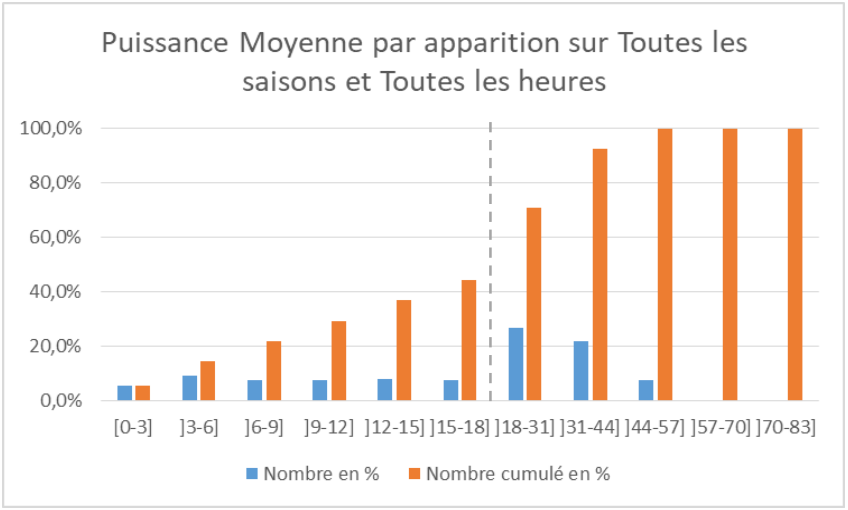
L'apparition est affectée à la saison électrique et plage horaire de la 1ère heure où la contrainte apparaît

- La puissance moyenne de la contrainte par apparition par an est estimé à 22 MW, avec un maximum sur les 11 années simulées de 80 MW
- La puissance maximale de contraintes est plus élevée en été et au printemps; ainsi qu'entre 11h00 et 17h00
- Puissance maximale observée est en été entre 11h00 et 17h00

	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	**16,6**	73,1
Printemps	**23,6**	77,3
Été	**24,5**	80,3
Automne	**23,3**	72,1
[05h00-11h00[	**44,5**	77,3
[11h00-17h00[	**22,3**	80,3
[17h00-23h00[	**3,4**	9,1
[23h00-05h00[	**0**	0
Total année	**22,3**	80,3

- Sur les 216 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Moins d'1/3 des contraintes (63) ont une puissance moy ≤ 12 MW
  - Environ 40% des contraintes (90) ont une puissance moy entre 13 MW et 31 MW
  - Moins d'1/3 des contraintes (63) ont une puissance ≥ 32 MW





Zone de PERQUIE

Caractérisation de la contrainte par apparition

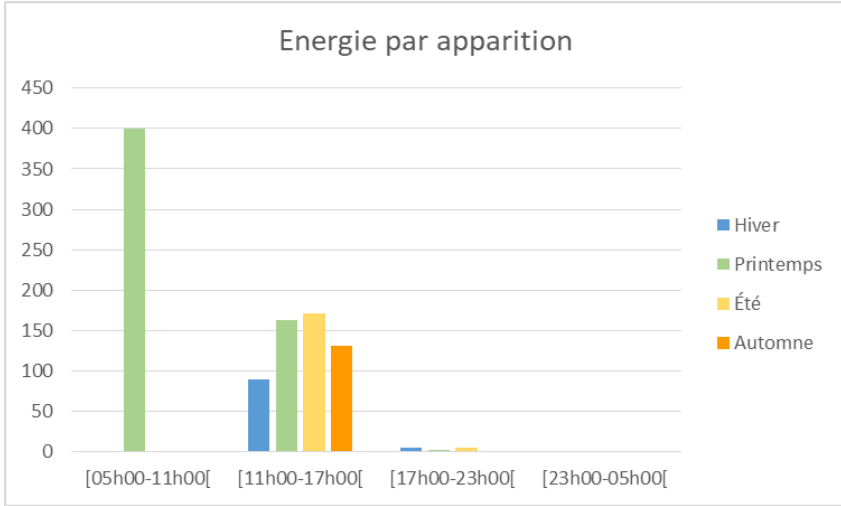
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

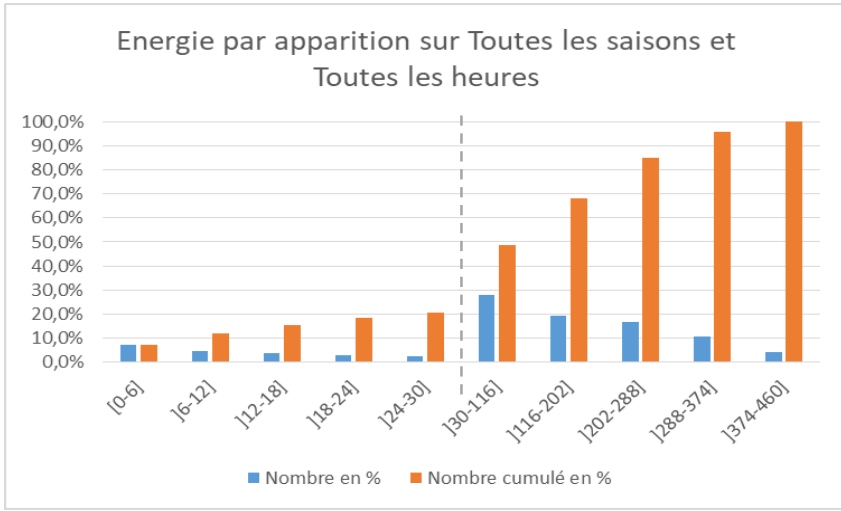
Donnée analysée : Volume de dépassement par apparition (MWh)

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 146 MWh, avec un maximum sur les 11 années simulées de 456 MWh
- Le volume de dépassement moyen et maximal par apparition sont les plus élevés en été et au printemps
- En espérance, les contraintes apparaissant entre 05h00 et 17h00 sont les plus élevées car la contrainte n'a pas tendance à disparaitre rapidement (continue sur la plage suivante 11h00-17h00)

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années
Hiver	**89,1**	415
Printemps	**163,7**	455,6
Été	**170,7**	455
Automne	**130,1**	359,9
[05h00-11h00[	**400,1**	435
[11h00-17h00[	**146,4**	455,6
[17h00-23h00[	**4,1**	14,6
[23h00-05h00[	**0**	0
Total année	**146,2**	455,6





- Sur les 216 apparitions de contraintes estimées par an:
  - Moins d'1/4 des contraintes (45) ont un volume de dépassement ≤ 30 MWh
  - Presque la moitié des contraintes, (102) ont un volume de dépassement entre 31 MWh et 202 MWh
  - Environ 1/3 des contraintes (69) ont un volume de dépassement supérieur à 202 MWh

Zone de PERQUIE

Caractérisation de la contrainte par apparition

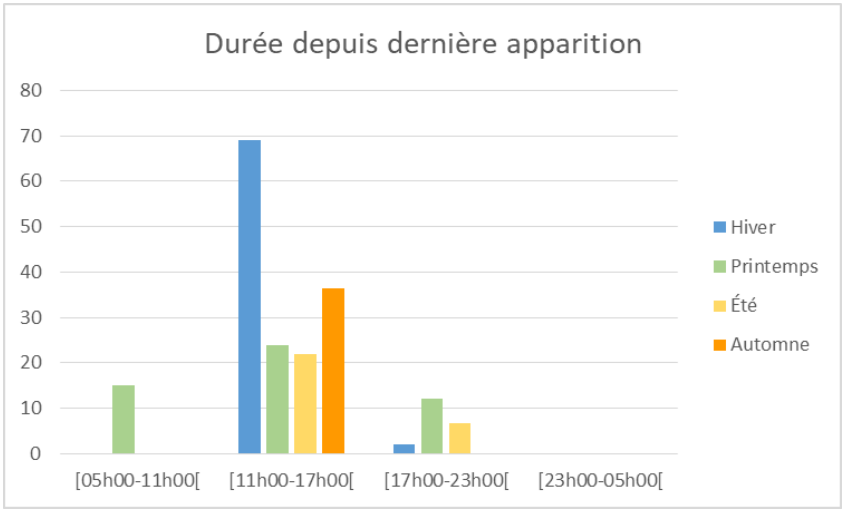
- En l'absence de l'investissement prévu dans la zone
- A l'horizon de la mise en service **à l'horizon S3REnR (2030)**

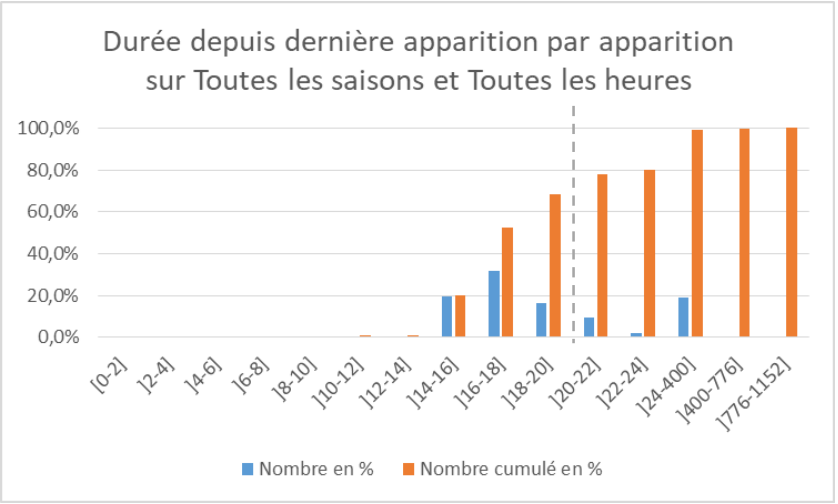
Donnée analysée : Durée depuis la dernière apparition (h)

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

- La durée depuis la dernière apparition par apparition, par an, est estimée en moyenne à 35 heures
- En hiver la durée depuis la dernière apparition est la plus élevée
- il existe des contraintes apparaissant 1 à 2 heures après la fin de la contrainte précédente (des contraintes qui disparaissent et réapparaissent en journée)

Créneau	Espérance sur 11 années	Max sur les 11 années	Min sur les 11 années
Hiver	**68,9**	1151	2
Printemps	**23,8**	188	1
Été	**21,8**	141	1
Automne	**36,3**	211	16
[05h00-11h00[	**15**	15	15
[11h00-17h00[	**35,1**	1151	1
[17h00-23h00[	**7,5**	47	1
[23h00-05h00[	**0**	0	0
Total année	**35**	1151	1





- Sur les 55 apparitions de contraintes estimées par an:
  - **99% ont une durée depuis la dernière apparition de plus de 15 heures**
  - Environ 19% des contraintes (28) ont une valeur située entre 15 h et 16 h
  - Environ 1/3 des contraintes (46) ont une valeur située entre 17 h et 18 h
  - Environ 1/3 des contraintes (40) ont une valeur entre 19h et 24h00
  - Moins d'1/4 des contraintes (29) ont une valeur supérieur à 24h

Zone de PERQUIE

Disponibilité de cellules

Concernant la disponibilité sur les postes pour raccorder une éventuelle flex :

- Perquie 63kV
  ➔ Pas de cellules dispo : extension du jeu de barres nécessaire
  ➔ extension foncier nécessaire.
  ➔ coefficient d'influencement 100%

- Barbotan 63 kV
  ➔ Pas de cellule disponible: extension du jeu de barres nécessaire
  ➔ limitations plus fortes qu'à Perquie – capacité de transit de la liaison Barbotan-Perquie plus faible
  ➔ coefficient d'influencement 99%

Perquie et Barbotan sont situés dans des zones rurales

7 Prochaines étapes

Prochain GT et sujets à traiter

Les prochaines étapes

Dates des prochains GT

- Jeudi 28 octobre 2021, de 9h30 à 12h

Contact

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

Sujets à traiter

- Point raccordement : des précisions sur les limitations et des ordres de grandeur sur les coûts de raccordement seront partagés avec les acteurs.
- Modalités de qualification (délai de mise en œuvre, informations échangées entre RTE et la flexibilité…)
- Retour sur l'instruction de la bande de puissance minimum
- Retours sur les éléments structurants de la trame contractuelle
- Conditions d'extension et clauses de résiliation

Le réseau de transport d'électricité

Merci

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)