



**Réunion du comité de suivi du S3REnR Nouvelle-Aquitaine
18 mai 2021 – Webconférence**

RELEVÉ DES DISCUSSIONS

Annexe : présentations

LISTE DES PARTICIPANTS :

SGAR Nouvelle-Aquitaine

Jonathan Lemeunier

DREAL Nouvelle-Aquitaine

David Santi

Julien Morin

Charlotte Roulaud

Emilien Marthon

ENEDIS

Daniel Guigou

Frédéric Pouts

Bertrand Savajol

Frédéric Trogneux

RTE

Olivier Pauzet

Cécile Blanc

Pierre Saikaly

François Fiancette

Nicolas Juguet

SER

Vincent Vignon

Leroy Pelage

Sean VAVASSEUR

FEE

Maxime Hamard

Jade Aparis

Elise Desprez

Théo André

Syndicat Energie Vienne

Elodie Ribardiere

SRD

Ikram ABOUDA

Fabien Petit

ENERPLAN

Aimé Boscq

GEREDIS

Léo Coutard

Benoît Garet

ORDRE DU JOUR :

1. Présentation de l'état technique et financier 2020 des trois anciens S3REnR avec un focus sur la transition vers le S3REnR Nouvelle-Aquitaine
2. Présentation de l'expérimentation REFLEX dans le département des Landes
3. Questions diverses

10h00 : ouverture de la réunion

Approbation du relevé des discussions du 4 mars 2021

1. PRÉSENTATION DE L'ÉTAT TECHNIQUE ET FINANCIER 2020 DES TROIS ANCIENS S3RENr AVEC UN FOCUS SUR LA TRANSITION VERS LE S3RENr NOUVELLE-AQUITAINE :

cf. présentation

ETF S3REnR Limousin

ENERPLAN : quelle échéance pour une libération des capacités de raccordement sur la zone de Bellac (87) ?

RTE : les échéances de mise en service des ouvrages sont identiques à celles prévues dans le S3REnR Nouvelle-Aquitaine qui vient d'être approuvé.
[NDLR : 2027 pour les postes HAUT LIMOUSIN et OUEST LIMOUSIN]

SER : il serait intéressant d'avoir le détail du calcul du solde afin d'identifier les montants et ouvrages abondés dans le S3REnR Nouvelle-Aquitaine. Les termes de ce calcul pourraient être précisés ainsi que les montants des quotes-parts perçues et à percevoir.

RTE : le bilan qui a servi à calculer la quote-part ne sera pas présenté car les ETF sont dissociés du bilan. Le bilan est détaillé dans le S3REnR Nouvelle-Aquitaine. Aujourd'hui est surtout abordé la transition entre les trois anciens schémas et le nouveau en terme de projets.

SER : regret sur le fait que le bilan ne soit pas présenté afin de comprendre plus clairement cette transition.

RTE : un éclairage pourra être apporté mais il y a un décalage temporel entre l'état technique et financier et le calcul du solde car ce dernier a été fait sur la base des éléments disponibles au 1^{er} novembre 2020. Ce calcul tient compte des quotes-parts perçues ou à percevoir en prenant en compte les projets mis en service ou en file d'attente. L'état technique et financier a été produit au 31 décembre 2020 ce qui explique un premier décalage et ne présente que les montants financiers effectivement perçus.

SER : y aura-t-il une postériorité à prévoir vis-à-vis des projets en file d'attente dont la quote-part à percevoir a été incluse dans le calcul de la quote-part du S3RENr Nouvelle-Aquitaine si ces projets sortent de file d'attente ?

RTE : la question est légitime et des discussions génériques doivent avoir lieu au niveau national afin de définir si un terme doit être fixé pour prendre en compte le décalage entre le solde calculé et le véritable solde. Aujourd'hui ce n'est pas prévu car il s'agissait des premiers schémas.

SER : ce décalage est d'autant plus flagrant du fait que les gestionnaires ont perçu au 31 décembre 2020 pour le Limousin 2 M€ sur 30 M€ même si des engagements existent. Ce point sera évoqué au niveau national par le SER.

ETF S3REnR Aquitaine

SER : interrogation sur la faible dynamique de raccordement en 2020, 30 MW pour 150 MW en 2019. Est-ce lié à la COVID ?

ENEDIS : sur l'Aquitaine pas de demande de raccordement non satisfaite malgré la saturation en dehors de l'adaptation. Constat partagé d'une baisse des demandes. Ce phénomène est probablement conjoncturel.

SER : la question porte surtout sur la partie travaux et à l'incidence de la crise sanitaire sur la réalisation des travaux de raccordement.

ENEDIS : effectivement la crise a généré des retards de travaux sans que l'on sache le quantifier précisément.

SER : est-ce qu'un phénomène de rattrapage est à craindre en 2021 ?

ENEDIS : à ce jour aucun élément ne permet de caractériser un tel phénomène. Les raccordements producteurs sont traités prioritairement et aucun chantier 2020 n'a été a priori basculé en 2021.

SER : la mise en service de CANTEGRIT devrait créer un afflux de raccordements. Ce point fera l'objet d'un suivi attentif.

ETF S3REnR Poitou-Charentes

SRD : se questionne sur la capacité réservée en 2020 qui est inférieure à celle de 2019.

RTE : oui car l'ETF est fait au 31 décembre 2020 et n'intègre pas les transferts de capacité notifiés et publiés postérieurement. Cependant, en réalité le schéma est bien saturé depuis le 18 décembre 2020.

SEV : le syndicat accompagne les collectivités sur les PCAET. Sur deux territoires, dans le pays Loudunais et le territoire Vienne et Gartempe, les projets ont été suspendus du fait d'une opposition locale très forte, exprimée lors de la consultation publique notamment en ce qui concerne l'éolien. Les oppositions se structurent et se manifestent de plus en plus.

RTE : un poste est effectivement prévu au niveau du Pays du Loudunais. Ces éléments seront pris en compte dans les études de contexte pour la réalisation des ouvrages sur ces territoires.

FEE : au sujet de l'évolution des coûts au niveau du poste du Laitier (Champagné-Saint-Hilaire - 86), pourquoi une différence importante est constatée entre les coûts prévisionnels et dépenses réelles alors que ce poste est en service ?

SRD : il s'agit d'une erreur dans la présentation. A fin 2020, 95 % des sommes prévisionnelles ont été dépensées.

RTE : effectivement, il s'agit d'une erreur.

Transition vers le S3REnR Nouvelle-Aquitaine

SER : est-ce que les projets listés sont dans l'état initial du S3REnR Nouvelle-Aquitaine ?

RTE : non, il s'agit de projet qui figurent au renforcement ou en création. Ce sont des projets qui n'ont pas pu être engagés préalablement à l'approbation du S3REnR Nouvelle-Aquitaine. Dans le cas de Poitou-Charentes, dans un souci de lisibilité et parce que le schéma de Nouvelle-Aquitaine allait être finalisé, certains projets identifiés lors de l'élaboration du schéma Nouvelle-Aquitaine ont été passés en adaptation du S3REnR Poitou-Charentes.

SER : pour comprendre la mécanique financière, comment a été traité le montant lié à ces projets ?

RTE : pour le solde, seul les dépenses engagées ont été prises en compte pour le calcul du bilan.

SER : pourquoi le poste source de CANTEGRIT se retrouve dans cette liste alors qu'il était identifié de longue date ?

RTE : pour les mêmes raisons que Poitou-Charentes, ce poste a été traité par une adaptation du S3REnR Aquitaine.

SER : en réalité il ne s'agit pas de créer le poste de CANTEGRIT mais d'ajouter deux transformateurs 40 MVA ?

RTE : oui

DREAL : les discussions et échanges montrent l'intérêt de la présentation des échanges. Les questions génériques pourraient utilement être remontées par chaque partie prenante au niveau national (cf. point concernant le mode de calcul des soldes des schémas)

2. PRÉSENTATION DE L'EXPÉRIMENTATION REFLEX DANS LE DÉPARTEMENT DES LANDES :

DREAL : il est précisé que cette expérimentation est un projet qui doit faire l'objet d'une décision dérogatoire (dispositif dit du « bac à sable » créé par la loi du

8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Une demande a été déposée à ce titre par ENEDIS auprès de la DGEC en octobre 2020. A ce jour la décision n'a pas été prise par la directrice de l'énergie.

cf. présentations

FEE : est-ce que les 130 MW supplémentaires annoncés par la mise en œuvre de l'expérimentation prennent en compte les travaux prévus au S3REnR Nouvelle-Aquitaine ?

ENEDIS : il faut regarder au cas par cas. REFLEX peut par exemple éviter l'ajout d'un transformateur mais aussi permettre de créer de la flexibilité supplémentaire sur un transformateur ajouté. Des éléments seront communiqués sur ce point.

FEE : il serait intéressant d'avoir les ratios en fonction des cas car ce qui est intéressant du point de vue des producteurs ce sont les MW libérés sans travaux.

SRD : par rapport à la capacité technique, disposez-vous de chiffres sur l'augmentation prévue ?

ENEDIS : le pourcentage exprimé est un optimum qui dépend des sources d'énergie (PV ou éolien) et des postes eux-mêmes. Ces éléments seront donnés poste par poste et seront publiés par souci d'équité au début de l'expérimentation. Il s'agit de valeurs variables qui peuvent aller par exemple de +5 % à + 30 %. A chaque fois le calcul prend en compte le différé d'investissement et la valeur de l'énergie non injectable résultant des limitations.

SEV : question sur les projets éligibles à l'appel au marché. Devront-ils être purgés de tous recours ? Comment seront gérés les projets qui ne se concrétiseront pas ?

ENEDIS : pour l'appel au marché il y aura une contractualisation et le seul engagement demandé sera d'être raccordé à la date à laquelle le besoin de flexibilité est prévu par Enedis. Des producteurs existants pourront également prétendre à l'appel au marché. Dans la phase d'expérimentation, les producteurs déjà raccordés qui seraient limités seront indemnisés.

SEV : cette indemnisation est-elle justifiée par le fait que les producteurs déjà raccordés ne peuvent escompter d'économie sur leur coût de raccordement ?

ENEDIS : c'est effectivement un des arguments. Les producteurs qui bénéficieront des capacités supplémentaires libérées pourront bénéficier dans certains cas d'un raccordement plus rapide, mais la quote-part qu'ils paieront ne sera pas affectée par l'expérimentation. Diminuer la quote-part en cours de schéma aurait nécessité de passer par une adaptation et n'aurait pas permis de libérer de la capacité rapidement.

SEV : dans quel document seront fixées les règles relatives à cette expérimentation ?

ENEDIS : les règles seront rédigées par la DGEC dont par exemple le fait de ne pas passer par une adaptation du S3REnR ou de ne pas modifier la quote-part. Elles seront publiées au journal officiel. Par ailleurs, Enedis publiera sur son site un document décrivant la méthode utilisée pour calculer la capacité supplémentaire optimale libérée.

ENERPLAN : est-ce que des travaux ont été menés concernant le processus d'indemnisation des producteurs par ENEDIS ? Cette question fait suite notamment à des ordres de limitation d'injection transmis aux producteurs en France par ENEDIS l'été dernier où les taux de demandes de remboursement ont été très faibles du fait de l'impossibilité d'identifier les producteurs impactés. Ainsi, seuls les producteurs proactifs ont été en partie indemnisés.

ENEDIS : Les limitations en question ont été envoyées par Enedis à ces producteurs à la demande de RTE pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport. La difficulté dans le processus d'indemnisation est qu'Enedis procède habituellement sur la base d'une demande émanant des producteurs, alors que ces derniers s'attendaient à recevoir directement cette indemnisation. L'objectif d'une automatisation du processus d'indemnisation a bien été identifié par ENEDIS. Il va être intégré à une liste de questions ouvertes pour qu'il soit traité par un groupe de travail constitué des fédérations de producteurs et d'ENEDIS. D'ailleurs au prochain comité de concertation des producteurs du 27 mai 2021, ENEDIS proposera aux membres une liste de sujets dont celui de l'indemnisation pour engager un travail conjoint.

ENERPLAN : pourquoi aucune limitation n'est à prévoir avant 2023 ?

ENEDIS : les premiers besoins de flexibilité de REFLEX n'interviendront qu'en 2023 ce qui laisse un peu de temps pour optimiser le dispositif d'indemnisation.

ENERPLAN : pourquoi aucun processus d'indemnisation ne sera engagé avant 2023 ?

ENEDIS : il est possible que cela intervienne avant 2023 mais lorsque l'on observe les files d'attente des postes concernés par l'expérimentation, en considérant des délais de raccordement moyens, les besoins de flexibilité devraient intervenir à partir de 2023. Néanmoins, pour des producteurs déjà raccordés, qui s'engageraient par exemple dans un processus de repowering, peut-être que cela fera apparaître un besoin de flexibilité avant cette date. ENEDIS n'est pas maître des demandes de raccordement mais s'adaptera au contexte local pour chaque poste.

GEREDIS : est-ce que ce dispositif peut permettre de traiter les contraintes liées au raccordement en plein réseau de type élévation de tension ?

ENEDIS : dans les cas d'usages de REFLEX, il n'est pas prévu de traiter cette problématique. Ce cas d'usage est néanmoins traité par un autre dispositif

expérimental constitué par les offres de raccordement intelligentes (ORI) ou offres de raccordement alternatives avec modulation de puissance. Une expérimentation est actuellement menée sur trois sites en Vendée. Là encore une décision de la DGEC est attendue afin de permettre l'industrialisation de ce dispositif par la publication d'un arrêté ministériel.

GEREDIS : quels engagements seront pris par ENEDIS au stade de la PTF dans le cadre de REFLEX ou de l'ORI ?

ENEDIS : pour les ORI, il y aura bien un engagement d'ENEDIS puisque la dernière version du projet d'arrêté ministériel prévoit deux conditions :

1. la puissance minimale garantie injectable toute l'année doit correspondre à 70 % de la puissance raccordée
2. le volume d'énergie non injectable du fait des limitations ne doit pas dépasser 5 % du productible totale de l'installation. Ces offres pourront être personnalisées, selon les résultats de l'étude de raccordement, par exemple en réduisant ce dernier taux à 3 %.

Pour les ORI, il y aura indemnisation si une de ces conditions se trouve dépassée une fois l'installation raccordée.

Pour REFLEX, une estimation du volume de limitations sera transmise au producteur mais toutes les limitations seront indemnisées dans la phase d'expérimentation. Cela sera donc relativement transparent pour le producteur.

FEE : quel est l'intérêt de mettre en œuvre une flexibilité, de la part d'un producteur déjà raccordé ?

ENEDIS : effectivement pas d'intérêt économique individuel pour le producteur mais plutôt dans le cadre d'une approche collective. Cela pourrait permettre par exemple le raccordement d'un autre projet. Autre intérêt, celui de s'habituer à une gestion de la flexibilité en se créant son propre retour d'expérience.

FEE : dans ce cas, est-ce que cela passera par des avenants au CARD-I [*NDLR : Contrat d'Accès au Réseau public de Distribution en Injection*] ?

ENEDIS : effectivement une version projet de lettre avenant au CARD-I a été rédigée. Néanmoins, il sera noté qu'à la lecture du CARD-I actuel, dans la mesure où les limitations sont systématiquement et totalement indemnisées, cet avenant pourrait ne pas être indispensable. Cependant, dans le cadre de la démarche relationnelle avec les producteurs, il semble opportun de formaliser cette offre.

FEE : est-ce que les DEIE [*NDLR : Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation*] seront utilisés ?

ENEDIS : oui mais uniquement les DEIE IP à liaison permanente déployés depuis 2018. Les producteurs équipés de DEIE RTC [*NDLR : Réseau Téléphonique*

Commuté] ou non équipés de DEIE (< 5MW) et qui souhaitent participer à l'expérimentation devront donc faire l'objet d'une intervention sur site.

FEE : ce dispositif ne permet pas aux producteurs d'anticiper et même parfois de voir les consignes d'effacement automatiques. Est-il prévu une information du producteur par un autre canal ?

ENEDIS : non, a priori seul le DEIE sera utilisé.

DREAL : cette expérimentation, si elle est mise en œuvre, fera l'objet d'un suivi lors des réunions du comité de suivi.

3. QUESTIONS DIVERSES :

DREAL : il est rappelé aux membres du comité qu'une réunion peut-être provoquée sur leur proposition. A défaut, une prochaine réunion sera organisée en fin d'année 2021 ou début 2022.

Fin de la réunion à 12h05
