

12 mars 2020

GT Réserves rapide et complémentaire

2020

Sommaire

1. Planning
2. Verdissement
3. Indicateurs
4. DOmin courts
5. Evolutions complémentaires
6. Cas d'insuffisance d'offres et modes de repli

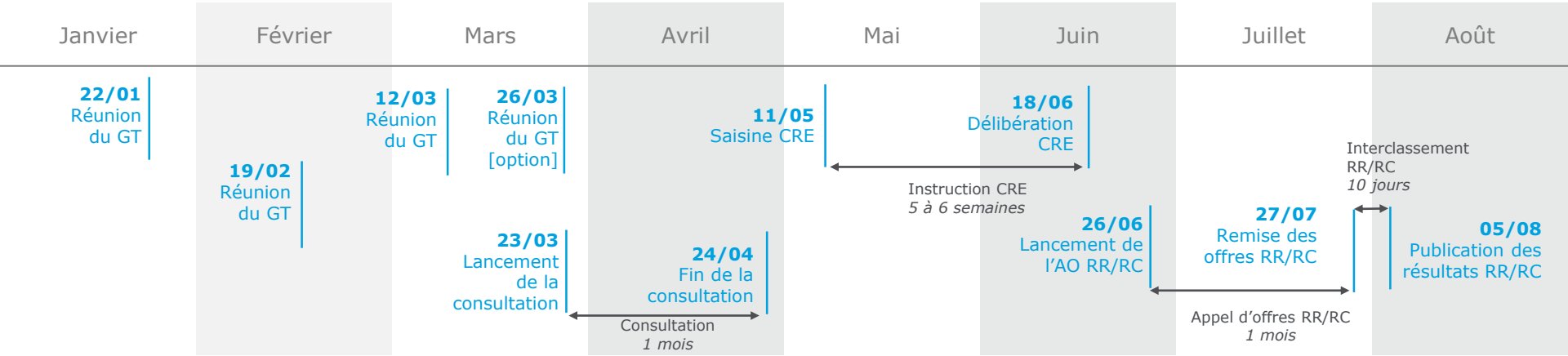


1

Planning

Planning proposé pour l'AO RR/RC annuel 2021

Dates indicatives

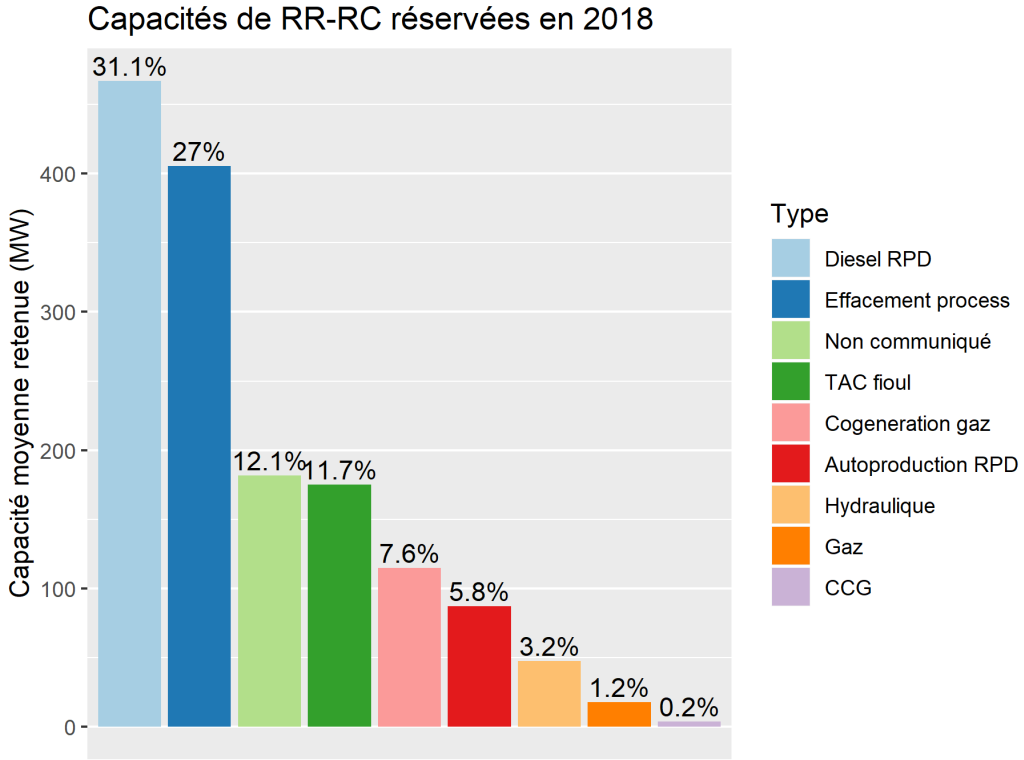


- La consultation portera notamment sur le passage en jeu de règles ainsi que sur les modalités de contractualisation de l'AO annuel et également de l'AO journalier à compter du 1er janvier 2021

2

Etude économique sur l’impact carbone d’un « verdissement » de l’appel d’offres RR-RC

Verdissement de l'appel d'offres RR-RC



- L'AO RR-RC annuel retient majoritairement des moyens non décarbonés
- Quel serait l'impact d'un verdissement de cet AO ?
- Intuitivement, deux effets contraires :
  - **Diminution des émissions** lors des activations de RR-RC.
  - En-dehors des activations, les capacités décarbonées réservées pour la RR-RC ne tournent pas et sont remplacés par d'autres moyens → **Augmentation des émissions ?** Effet à quantifier

Principe de l'étude

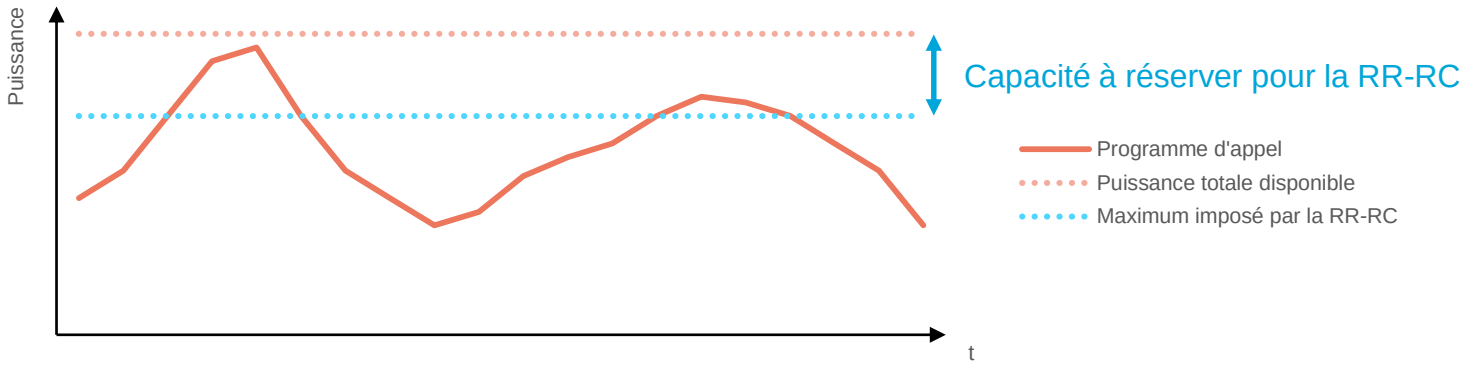
Verdissement par l'hydraulique

- Angle d'attaque choisi dans cette étude :
  - Hypothèse : l'augmentation des capacités RR-RC décarbonées se ferait par de l'hydraulique
  - Pour assurer une certaine marge sur l'hydraulique, sa production doit être écrêtée à certains moments et remplacée par le moyen marginal
  - Cette production écrêtée est replacée ultérieurement et vient réduire la production du moyen marginal à ce moment-là

- Travail sur des chroniques 2018

Modification du programme d'appel hydraulique

- On somme les puissances disponibles et les programmes d'appel sur les groupes hydrauliques capables de fournir de la RR-RC :

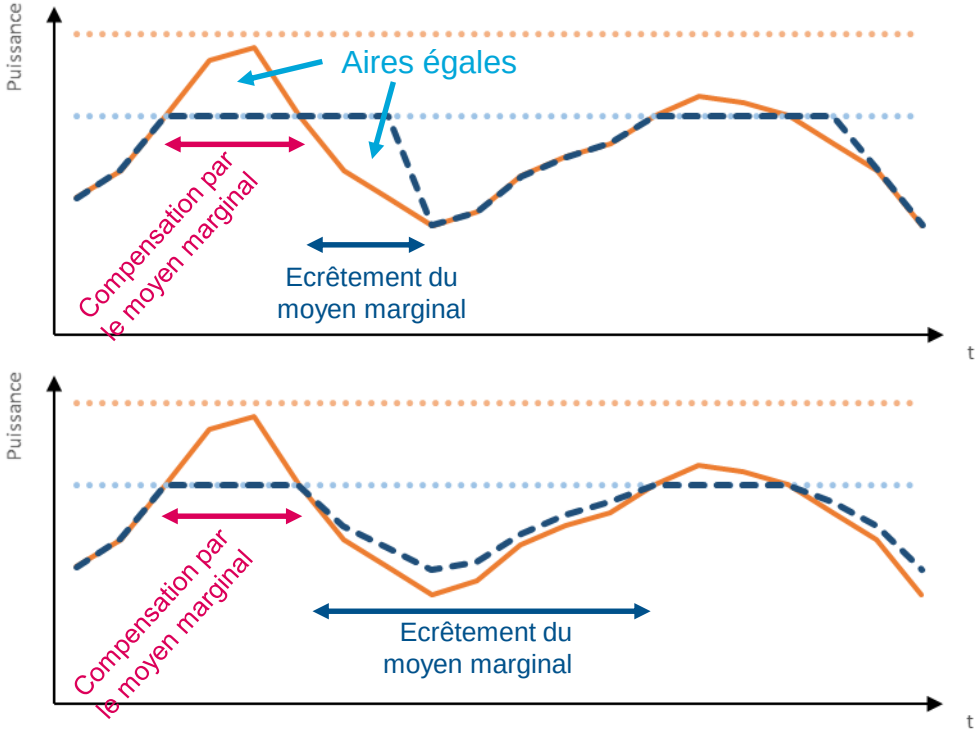


- Réserver de la capacité RR-RC revient à ne pas dépasser un certain programme d'appel

→ comment modifier le programme d'appel du parc hydraulique ?

Modification du programme d'appel hydraulique

En l'absence d'une modélisation fine de l'optimisation hydraulique, on envisage deux manières de reporter l'énergie écrêtée :



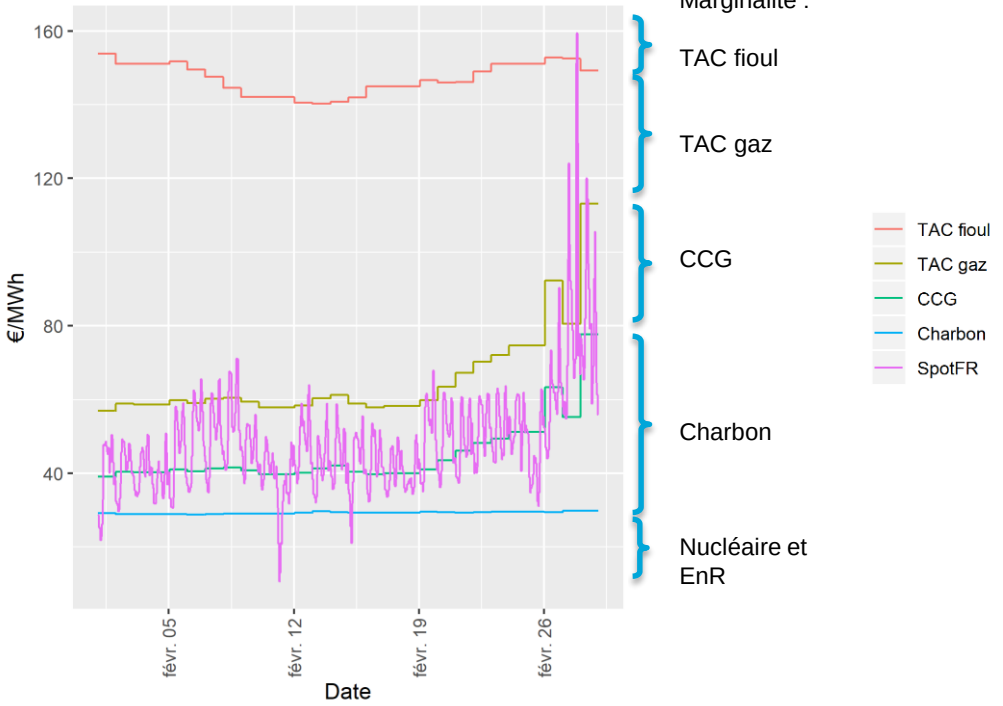
Report immédiat :
L'énergie est turbinée dès que possible après l'écrêtement
(placement de la production aux moments de tension)

Programme d'appel
Puissance totale disponible
Maximum imposé par la RR-RC
Programme d'appel modifié

Report étalé :
L'énergie est turbinée au pro-rata de la marge disponible sur toute la période suivante
(placement de la production au plus proche des chroniques)

Détermination du moyen marginal

Prix spot et coût variable des technologies considérées

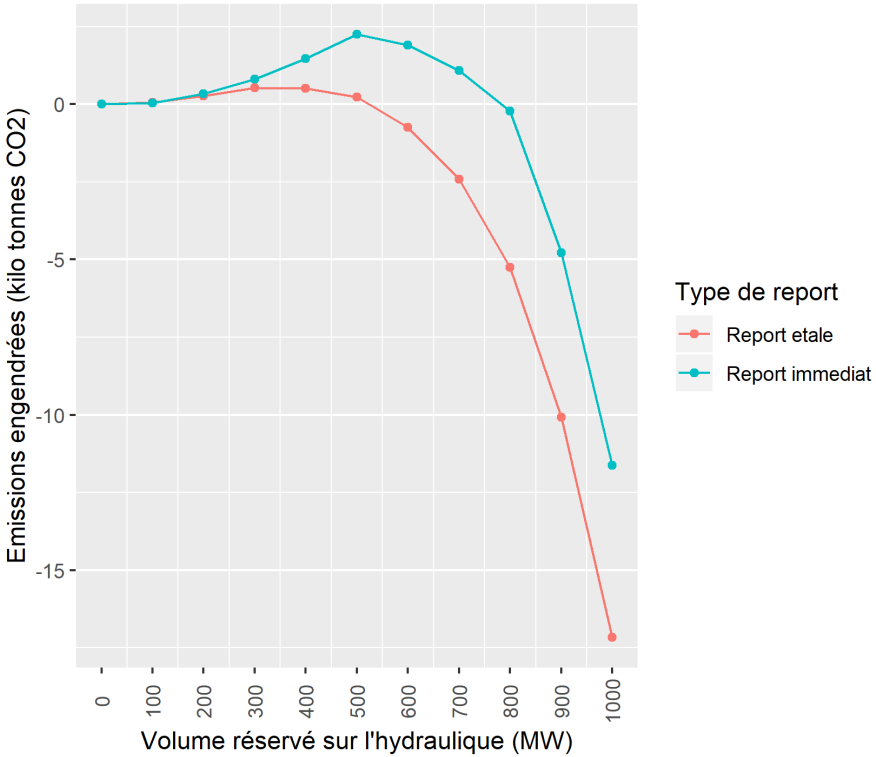


Le moyen marginal est déterminé par simple comparaison entre le prix Spot et les coûts variables des différentes technologies, recalculés à partir des prix du combustible et du CO_2.

Limites :

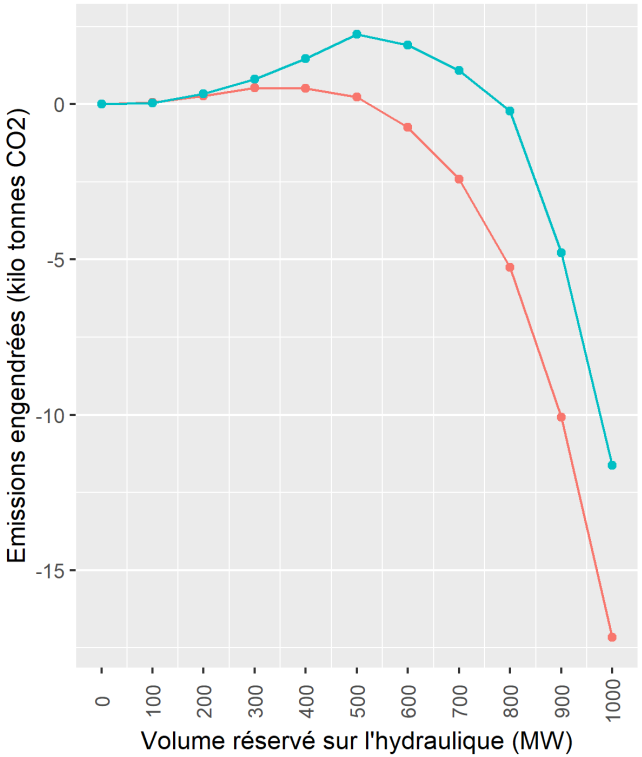
- Pas de prise en compte de la marginalité de l'hydraulique ni de celle des échanges aux frontières
- Les coûts variables ne suffisent pas à expliquer le plan de démarrage

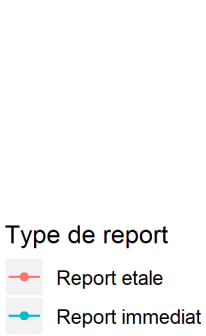
Résultats

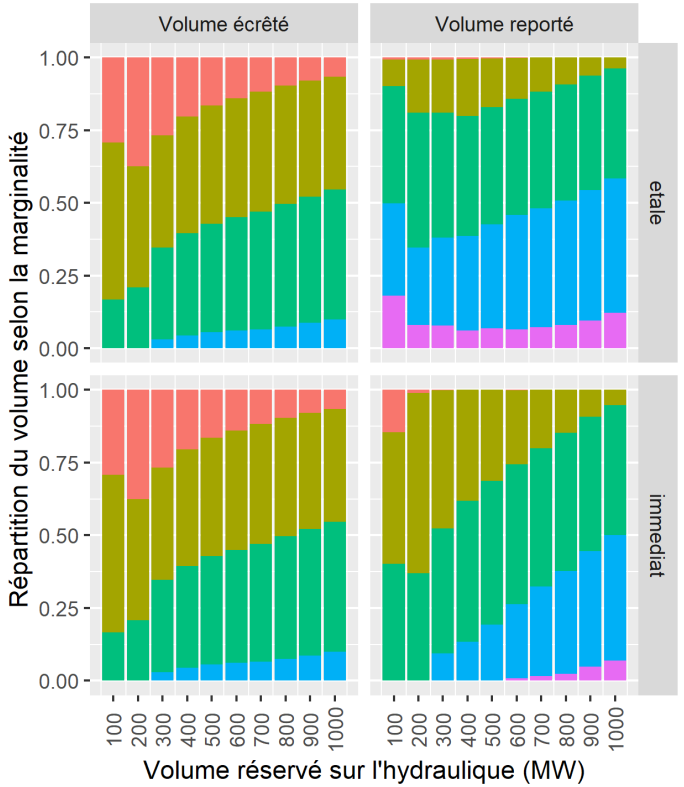


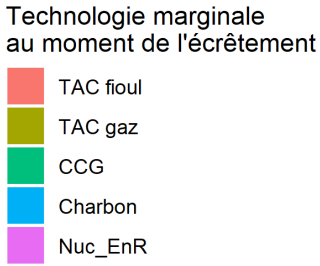
- Les deux méthodes de report dégagent une même tendance
- Au vu de la modélisation choisie, les résultats deviennent moins fiables lorsque le volume réservé augmente
- L'impact carbone dépend de la marginalité lors des moments d'écrêtement et de report

Résultats


Emissions engendrées (kilo tonnes CO2)
0
-5
-10
-15
0
100
200
300
400
500
600
700
800
900
1000
Volume réservé sur l'hydraulique (MW)


Type de report
Report etale
Report immediat


Volume écrêté
Volume reporté
etale
immediat
Répartition du volume selon la marginalité
1.00
0.75
0.50
0.25
0.00
100
200
300
400
500
600
700
800
900
1000
Volume réservé sur l'hydraulique (MW)

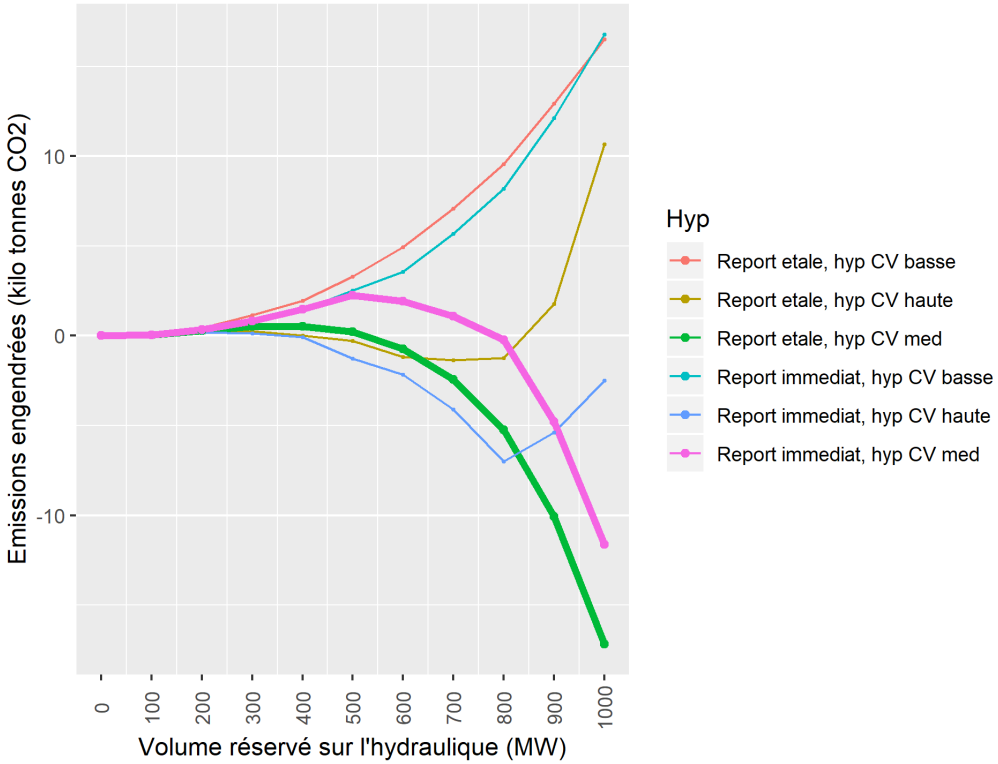

Technologie marginale
au moment de l'écrêtement
TAC fioul
TAC gaz
CCG
Charbon
Nuc_EnR

Résultats

Sensibilité à la marginalité

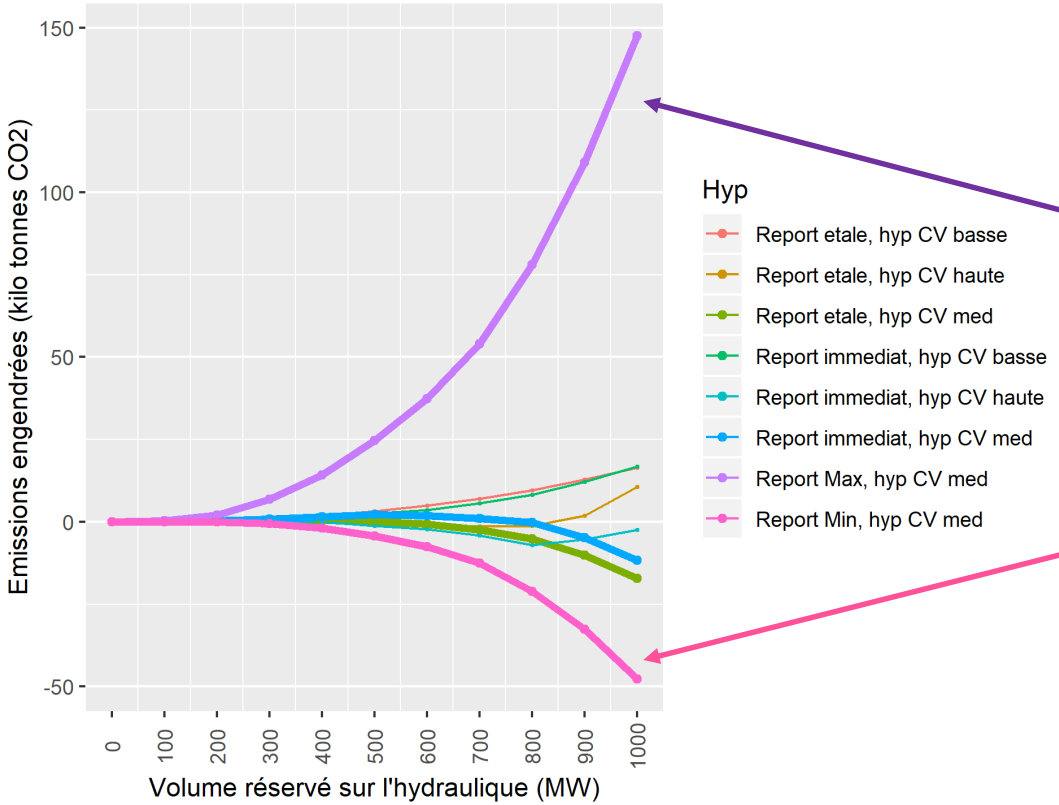
- On rejoue la détermination du moyen marginal en faisant des variantes sur les hypothèses de coût variable (-10 €/MWh, +10 €/MWh)
- Ces variantes permettent d'avoir une idée de la sensibilité des résultats à la qualité de la détermination de la marginalité

→ Le calcul de la marginalité est fondamental



Résultats

Encadrement de l'impact carbone



- Encadrement avec des hypothèses de marginalité « à la main » lors des périodes de report

- Hypothèses défavorables : le report se fait
  - À 30% en replacement de CCG
  - À 70% en remplacement de nucléaire / EnR

- Hypothèses favorables : le report se fait
  - À 30% en remplacement de CCG
  - À 70% en remplacement de charbon

Conclusions

- Une étude plus approfondie nécessiterait de franchir deux « marches » de complexité :
  - Détermination du moyen marginal
  - Modélisation du report hydraulique

- L'étude permet de donner un encadrement de l'impact carbone, mais sans certitude sur son signe : **entre -50 et +150 ktonnes de CO_2** avec les hypothèses prises ici

- Cela représente au mieux une diminution de 0,3% des émissions de CO_2 associées à la production d'électricité en France et au pire une augmentation de 0,8% des émissions

- Au regard de cette incertitude et du faible impact potentiel en termes de réduction des émissions de la production électrique française, **RTE préconise de ne pas modifier les conditions de l'appel d'offres RRRC**



3

Indicateurs

Indicateurs relatifs à l'activation

- Sour réserve de validation juridique et hors activations pour tests, RTE pourrait publier avant le lancement de l'AO annuel, un indicateur à une maille mensuelle relatif :
  - ✓ Au nombre d'offres activées à la hausse sur le MA d'EDA engagées en RR RC a eu lieu
  - ✓ Au volume cumulé d'énergie activée sur le mois pour ces EDA

Mois	Nb d'offres activées	Energie activée (MWh)
01/2019	x	x
02/2019	x	x
03/2019	x	x
04/2019	x	x
…	x	x
12/2019	x	x



4

DO min courts

DO min courts – Constats

- Un type de caractéristique de **produit peu liquide** engendrant :
  - Une activation « systématique et récurrente » des mêmes types de capacités
  - Un risque de désengagement des acteurs (lié aux impacts agrément + pénalités à l'activation) pour ces types de produits, au détriment des acteurs et de RTE

- Un **besoin qui devrait être dé-corrélé des problématiques purement RR-RC** :
  - Des caractéristiques du produit « idéal » éloignées des caractéristiques du produit RR-RC
  - Un besoin « prévisible » à certains moments de la journée, en réponse à un besoin lié aux problématiques de fréquence

- Face à ce constat, RTE souhaite proposer une **approche en deux étapes** concernant les produits à DOmin courts:

1. **Une reconduction des produits à DOmin courts pour l'année 2021 dans l'AO RR-RC**

2. **Une mise en place de produits « fréquence » dédiés, hors RR-RC, à partir de 2022**

DO min courts – proposition pour 2021

Reconduction des produits à DOmin courts pour l'année 2021 dans l'AO RR-RC

- **Eléments <u>inchangés</u> par rapport à 2020, directement reconduits pour 2021 :**
  - **Principe général pour les offres à DO min 15':** dépôt des offres à DO min 15' via l'AO RR-RC, avec bonus à l'interclassement
  - **Bonus à l'interclassement :** sans retours des acteurs, le bonus reste à 5€/MW
- **<u>Evolutions</u> par rapport à 2020, et bénéfices attendus pour 2021:**
  - **Sollicitation par RTE uniquement en cas jugés critiques :** diminution sensible du nombre d'activations qui pouvaient s'avérer récurrentes sinon
  - **Possibilité de déposer des offres en AO J-1 :** possibilité de prévision améliorée pour les acteurs quant à leur capacité à livrer les produits pour une journée donnée
  - **Evolution des dispositions concernant l'agrément :** risque de perte d'agrément pour cause d'activation pour DO min 15' faible voire nul favorisant le « risque » pris à l'activation

RTE considère que les évolutions prévues pour 2021 permettraient d'assurer une liquidité suffisante en solution transitoire, et un risque lié à l'activation amoindri pour les acteurs comparé à 2020

DO min courts – proposition post 2021

Mise en place de produits « fréquence » dédiés, hors RR-RC, à partir de 2022

- **Premiers éléments – à détailler en concertation sur l'AO 2022 :**
  - **Des besoins spécifiques fréquence** nécessitant une contractualisation dédiée hors RR-RC, à la hausse et à la baisse
  - **Un produit encore à définir**
  - **Des discussions en cours dans le cadre du prochain tarif (TURPE 6)**

Sous réserve d'un accord de la CRE, RTE propose de concerter les modalité liées à la mise en place d'un AO dédié pour les problématiques fréquence à partir de S2 2020

5

Evolutions complémentaires pour 2021

AO J-1 – Offres < 10 MW

Proposition RTE pour 2021

- **RTE entend les demandes liées à la nécessité de pouvoir soumettre des offres inférieures à 10 MW dans le cadre de RR-RC** et envisage de **profiter de la mise en place de l'AO J-1** pour mettre en œuvre une **solution temporaire de contournement** :
  - Lorsqu'au moins une offre a été sélectionnée à l'AO Annuel, RTE envisage d'ouvrir la possibilité pour un acteur de déposer une Offre J-1 comprise entre 1 et 10 MW
  - Dans ce cas, l'engagement de l'acteur pour la journée J serait bien supérieur à 10 MW (engagement annuel + journalier)

- **Points d'attention concernant la proposition :**
  - Cette proposition **n'est pas** une ouverture aux « petites EDA » dans le cas général (côté MA-RE ou RR-RC)
  - Une LE avec **un engagement inférieur strictement à 10 MW sera considérée comme défaillante**

Publication des résultats pour l'AO J-1

Proposition RTE pour 2021

- Conformément aux dispositions actuelles, **RTE prévoit de communiquer les résultats de l'interclassement pour une journée J entre 10h et 10h30 en J** (via une mise à disposition sur a plateforme informatique)

- **A date, ces délais sont estimés comme un optimum** :
  - Des **temps techniques** SI (intégration des données, transferts aux acteurs, etc.)
  - Du **temps d'optimisation** (algorithme)
  - Des **temps de processus** interne (validation des résultats et publication)

- Afin d'offrir une meilleure visibilité aux acteurs, notamment pour les marchés IJ, **RTE propose de faire un REX sur les temps effectifs** après les **premiers mois d'opération de l'AO J-1** pour:
  - **Challenger** les hypothèses prises sur les **temps estimés**
  - Ouvrir à la possibilité d'une **communication anticipée des résultats** (avant 10h30)

Modification des engagements initiaux

Proposition RTE pour 2021

- Aujourd'hui, **une modification des engagements initiaux** (de l'AO_{annuel}) **est possible** si les conditions cumulatives suivantes sont réunies :
  - ✓ L'acteur justifie d'une défaillance technique sur le périmètre agréé d'une EDA avec l'impossibilité d'engager d'autres EDA
  - ✓ L'acteur doit justifier de 2 échanges de réserves infructueux
  - ✓ La défaillance est notifiée avec un délai d'au moins 6 semaines avant la journée de défaillance considérée

- Dans ce cas, RTE revoit le montant de la prime fixe (en la diminuant des engagements résiliés) et applique une pénalité égale à 10% de la différence entre la prime fixe initiale et la prime fixe révisée

- **Proposition de RTE :**

  - **Supprimer la notion de défaillance technique** et les justifications associées, y compris la justification des échanges de réserves infructueux
  - **Diminuer le délai de 6 semaines à X jours** avant la journée de livraison (cf. slide suivante)
  - **Revoir la pénalité associée** de la façon suivante:

$Pénalité_J$ = max (($Prix\ marginal\ AO_J$ – $Prix\ marginal\ Ao_{annuel}$) *V résiliés; 10% ($Prime\ fixe\ initiale_J$ – $Prime\ fixe\ révisée_J$))

Ouverture de l'enchère et publication du besoin

Proposition RTE pour 2021

- L'ouverture de l'enchère journalière (GOT) est prévue 7 jours avant la fermeture de l'enchère (GCT), fixée à 10h en J-1
- Cette échéance n'est aujourd'hui pas alignée avec la GOT de l'appel d'offres FCR (J-14)
- De plus, RTE a aujourd'hui prévu de publier le besoin final recherché pour une journée donnée en amont de l'ouverture de l'enchère
- Ceci implique que les demandes de modification d'engagements initiaux issus de l'AO annuel ne seraient acceptées que jusqu'à 10 jours avant la journée de défaillance concernée (cf. slide précédente), de façon à pouvoir mettre à jour et publier le besoin avant la GOT

- **RTE demande aux acteurs :**
  - **s'ils souhaitent un alignement de la GOT de l'AO_J RRRC avec d'autres mécanismes**, comme la FCR
  - **s'ils préfèrent :**
    - ✓ disposer de la **possibilité de déclarer des défaillances** dans le cadre de ce processus **après la GOT** et quelques jours avant le guichet de fermeture de l'enchère, **sans actualisation en temps réel de la publication du besoin** de RTE
    - ✓ ou s'ils préfèrent **disposer à tout instant d'une information précise sur le besoin** de RTE, auquel cas le **processus de déclaration des défaillances** serait possible seulement jusqu'à **quelques jours avant la GOT**



6

Cas d’insuffisance d’offres & modes de repli

Cas d'insuffisance d'offres

Proposition RTE

- RTE considère le **risque d'insuffisance d'offres faible**, et propose de distinguer les situations de manque d'offres des situations de repli :
  - **Pour l'AO Annuel** : le volume non retenu lors de l'AO Annuel serait directement contractualisé dans l'AO J-1
  - **Pour l'AO J-1 :**
    - Le volume manquant lors de l'AO J-1 ne serait pas contractualisé – dans ce cas RTE utiliserait les autres moyens (de secours ou non) à sa disposition
    - Le volume « partiel » des offres disponibles serait sélectionné (en fonction des besoins RR et RC)

Modes de repli

Proposition RTE

- **RTE envisagent des situations de repli**, notamment en cas de **problèmes informatiques**
  - **Pour l'AO Annuel :** RTE propose de réorganiser une enchère annuelle dès que possible, après notification aux acteurs
  - **Pour l'AO J-1 :**
    - **Cas 1 : décalage de la publication des résultats :** RTE propose d'autoriser un décalage de la publication des résultats jusqu'à 11h30 au plus tard, après notification à 10h30 au plus tard, sans nouveau guichet acteur (les données acteurs restent inchangées)
    - **Cas 2 : nouveau guichet de dépôt d'offres :** si le cas 1 échoue, RTE propose d'organiser un nouveau guichet entre 12h45 et 16h00, après notification à 11h30 au plus tard

Merci de votre attention