



# **Groupe de travail « référentiel climatique »**

## **Représentation des effets du climat sur le système électrique**



Document de cadrage n°3 :  
Modélisation et évolution de la production  
hydraulique

## Table des matières

1.	Rappel du contexte et objectifs du groupe de travail.....	3
1.1	Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050 .....	3
1.2	Rappel des objectifs du groupe de travail sur le référentiel climatique .....	3
1.3	Les enjeux sur la modélisation de la production hydraulique à long terme .....	5
2.	Rappel sur le cadre d'étude général : les liens entre les variables climatiques et le fonctionnement du système électrique .....	6
2.1	La prise en compte des effets climatiques dans la modélisation du système électrique à long terme .....	6
2.2	L'hydroélectricité fait partie des filières dont la production dépend des variables climatiques et météorologiques .....	8
3.	Les principes de modélisation de la production hydraulique .....	9
3.1	Les principaux types d'installations hydrauliques.....	9
3.2	Vue d'ensemble de la chaîne de modélisation du productible hydraulique.....	11
3.3	La représentation des débits des rivières (données Météo-France) .....	11
3.4	Détermination des apports France à partir de données de débit.....	12
3.5	Extrapolation des apports Europe à partir de données historiques .....	14
3.6	Optimisation de la répartition des apports hydrauliques pour assurer l'équilibre offre-demande.....	15
4.	L'évolution du productible hydraulique entre 2000 et 2050 .....	17
4.1	L'évolution de la situation globale en France pour l'hydraulique.....	17
4.2	L'évolution de la répartition mensuelle des apports hydrauliques .....	21
4.3	L'évolution des apports au niveau local.....	22
4.4	Les événements extrêmes.....	26
4.5	L'analyse sur les variables climatiques : les débits.....	28
4.6	Synthèse des observations à la maille France .....	33
4.7	Evolution du productible hydraulique à l'échelle européenne.....	33
	Annexe : détails sur les évolutions possibles d'apports mensuels en fonction des zones électriques.	39

## 1. Rappel du contexte et objectifs du groupe de travail

### 1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)<sup>1</sup> qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et les 28 février et 25 septembre 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **des groupes de travail** réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- **une consultation publique** très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé à l'automne 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu en 2019 et 2020 ou sont programmées pour la fin de l'année 2020. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

### 1.2 Rappel des objectifs du groupe de travail sur le référentiel climatique

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, l'élaboration des scénarios s'appuie sur une modélisation explicite du fonctionnement du système électrique, et en particulier sur des simulations détaillées de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour un grand nombre de situations possibles.

---

<sup>1</sup> Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

Ces simulations visent à reproduire le fonctionnement du système électrique dans des situations particulières, et notamment pour différentes chroniques météorologiques. Elles permettent de tester la résilience du système aux situations extrêmes et d'évaluer les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Dans le cadre de ses différentes missions de gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE attache une importance toute particulière à la représentation des aléas météorologiques. Ces aléas sont considérés à la fois pour des échéances de long terme (bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande, études décisionnelles pour l'adaptation du réseau...) et de court terme (prévisions de marges, ajustement de l'équilibre offre-demande et exploitation du réseau en temps réel...). Cette représentation s'appuie en grande partie sur l'exploitation de données météorologiques et climatiques.

**La transformation en cours du système électrique, et notamment le développement des énergies renouvelables et des interconnexions, renforce le besoin de disposer d'un référentiel climatique robuste et intégrant l'ensemble des corrélations temporelles et spatiales.** Les principes de dimensionnement du système électrique évoluent et sont désormais également déterminés par les aléas sur le vent ou l'ensoleillement qui affectent la production renouvelable, en France et en Europe. Les questions adressées à RTE par de nombreux acteurs dans le cadre du débat public sur l'évolution du mix électrique illustrent l'état du débat : de nombreuses interrogations portent notamment sur l'occurrence des périodes « sans vent » et la capacité du système électrique à couvrir la demande lors de ces périodes, sur la corrélation des régimes de vent entre les différents pays et la probabilité qu'il existe des périodes d'absence de vent simultanément dans tous les pays de la plaque européenne, ou encore sur la corrélation entre les vagues de froid et les périodes faiblement venteuses.

**Les travaux de modélisation menés depuis plusieurs années par RTE, en partenariat avec Météo-France, permettent aujourd'hui de répondre à ces questions en fournissant plusieurs référentiels climatiques complets, qui tiennent compte des effets du changement climatique (selon plusieurs trajectoires possibles).**

Le groupe de travail sur le référentiel climatique s'inscrit dans une démarche de transparence et de concertation qui vise à alimenter la construction des scénarios à l'horizon 2050. Son objectif est de permettre des échanges avec les parties prenantes sur la méthodologie et les données utilisées pour la représentation des variables climatiques dans les scénarios de long terme, ainsi que les effets sur les données de production (productible éolien, solaire, hydraulique et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires) et de consommation.

Le premier document de cadrage diffusé en juin 2019 a permis de présenter les éléments méthodologiques sur la construction du référentiel climatique (chroniques de température, vent, rayonnement, nébulosité, précipitations...), issu des travaux de Météo-France en partenariat avec RTE.

Le deuxième document diffusé en décembre 2019 portait sur la modélisation de la production éolienne et solaire, et plus précisément la conversion des données climatiques en données énergétiques. Les remarques reçues à date sur ces deux premiers documents ont été intégrées au programme de travail.

**Le présent document porte sur la modélisation de la production hydraulique, et plus particulièrement des apports aux ouvrages de production, ainsi que de leur évolution à l'horizon 2050.** Il s'agit d'une version de travail, qui pourra être progressivement enrichie au fur et à mesure de la concertation.

**La modélisation des effets du climat sur le nucléaire fera l'objet d'un prochain document.**

### 1.3 Les enjeux sur la modélisation de la production hydraulique à long terme

**La production électrique d'origine hydraulique constitue aujourd'hui la deuxième source de production d'électricité en France, derrière le nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable.** Elle compte pour environ 11% de la production d'électricité annuelle de la France, soit environ 60 TWh par an, avec une variabilité selon les années en fonction des conditions météorologiques (années sèches vs années humides).

La production hydroélectrique constitue également une des principales sources de flexibilité du système électrique français. Les grands barrages et les stations de pompage-turbinage (STEP) peuvent constituer des stocks hydrauliques et ainsi optimiser leur utilisation et moduler leur production en fonction des conditions de marché et des besoins du système électrique. De plus, ces installations possèdent des délais de mobilisation courts (production mobilisable en quelques minutes) et sont donc largement utilisés pour équilibrer l'offre et la demande en temps réel via les mécanismes de réserves et d'équilibrage (mécanisme d'ajustement).

Le parc de capacités hydrauliques installées en France est globalement stable depuis de nombreuses années (environ 25 GW installés au total), étant donné que la quasi-totalité des sites propices sont déjà équipés. A long terme, le parc hydraulique français pourrait s'accroître encore légèrement avec quelques nouvelles petites installations (micro-hydraulique au fil de l'eau), des suréquipements sur des sites existants et / ou éventuellement quelques nouvelles stations de pompage-turbinage. L'évolution du parc d'installations hydroélectriques installées ne devrait toutefois pas représenter un enjeu de premier ordre par rapport aux évolutions attendues sur les autres filières (fin du thermique, croissance très élevée de l'éolien et du solaire, déclassement du nucléaire existant et éventuellement nouveau programme nucléaire).

En revanche, le débat public sur l'évolution du système électrique à long terme embarque des questions importantes sur les effets du changement climatique sur l'évolution du productible hydraulique (énergie pouvant être produite par les installations hydrauliques, qui dépend des débits des rivières) et sur la place de l'hydraulique dans la flexibilité du système. Plus précisément, les questions qui émergent portent principalement sur deux problématiques principales :

- 1) **Quels sont les effets attendus du changement climatique sur la production hydraulique française et européenne à long terme, en particulier à l'horizon 2050 ? Ces effets conduisent-ils à de nouvelles situations spécifiques pour l'hydraulique (sécheresse...) ?** Le changement climatique a ainsi des effets importants qu'il convient de prendre en compte dans la modélisation et le fonctionnement du système.
- 2) **Quelle est la place et le rôle de l'hydraulique dans le système électrique à long terme, notamment en matière de flexibilité dans un contexte marqué par une croissance forte des énergies renouvelables ?** La flexibilité des installations hydrauliques et leur capacité à stocker de l'énergie peut en effet s'avérer un atout important dans la gestion de l'équilibre du système à long terme (sécurité d'approvisionnement, modulation lors des périodes de vent faible...).

La suite du document porte essentiellement sur la méthodologie de simulation des apports hydrauliques tenant compte des effets du changement climatique, permettant ainsi d'apporter des éléments de réponse à la première question.

S'agissant de la seconde question sur la place de l'hydraulique dans la flexibilité du système électrique futur, celle-ci sera abordée dans le cadre des groupes de travail sur les scénarios (GT3) et sur la flexibilité du système (GT7).

## 2. Rappel sur le cadre d'étude général : les liens entre les variables climatiques et le fonctionnement du système électrique

### 2.1 La prise en compte des effets climatiques dans la modélisation du système électrique à long terme

Les éléments généraux sur la prise en compte des effets climatiques dans la modélisation du système ont déjà été présentés en détails dans les précédents documents de cadrage du groupe de travaux n°1 (accessibles sur le site de la concertation).

Le dimensionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, déterminé par des situations climatiques spécifiques : les situations extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid, de chaleur ou de tempête, jouent ainsi un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Sur le plan réglementaire, ceci se traduit par un critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics comme une durée de défaillance devant être inférieure à trois heures par an en espérance. Ce critère signifie que sur l'ensemble des configurations d'approvisionnement (configurations météorologiques – température, vent, nébulosité, rayonnement, etc. – disponibilités des moyens de production pilotables – thermiques, nucléaires, hydrauliques), le système électrique ne doit pas présenter plus de trois heures de déséquilibre entre l'offre et la demande en moyenne.

En conséquence, les analyses de sécurité d'approvisionnement en électricité sont basées sur une approche probabiliste, mise en œuvre dans le cadre des Bilans prévisionnels publiés par RTE. Cette approche consiste à simuler le fonctionnement du système électrique sur un très grand nombre de configurations reproduisant divers aléas (1000 tirages annuels représentant 1000 configurations possibles en matière de conditions météorologiques mais également d'indisponibilité des centrales). Ces simulations permettent par suite d'identifier les configurations conduisant à des risques de déséquilibre entre l'offre et la demande, aussi appelées « défaillance » (aujourd'hui, essentiellement les vagues de froid et / ou les périodes de faible disponibilité nucléaire) et de vérifier que leur fréquence reste dans la limite du niveau de risque défini par le critère public.

**Ce type d'approche nécessite donc de disposer d'une bonne représentation des événements extrêmes, notamment en matière climatique.**

La modélisation probabiliste de l'équilibre offre-demande<sup>2</sup> est découpée en plusieurs étapes de calcul, rappelées sur la Figure 1.

---

<sup>2</sup> La modélisation utilisée par RTE s'appuie sur un outil probabiliste de simulation d'équilibre offre-demande appelé Antares, développé et utilisé par RTE, dans le cadre des simulations liées au bilan prévisionnel. Cet outil permet de modéliser un système énergétique sous forme de zones interconnectées. Au sein de chaque zone sont étudiées la consommation, ainsi que les différents types de production d'électricité, parmi lesquels la production hydraulique. A partir de la modélisation du productible et de la disponibilité des groupes, et des courbes de charge, Antares utilise différents scénarios de consommation, de disponibilité du parc de production thermique et hydraulique pilotable, et de production des énergies renouvelables fatales, afin de simuler un grand nombre de futurs possibles sur lesquels des analyses probabilistes peuvent ensuite être menées (approche Monte-Carlo). Pour plus d'informations sur Antares et pour télécharger l'outil : <https://antares-simulator.org/>

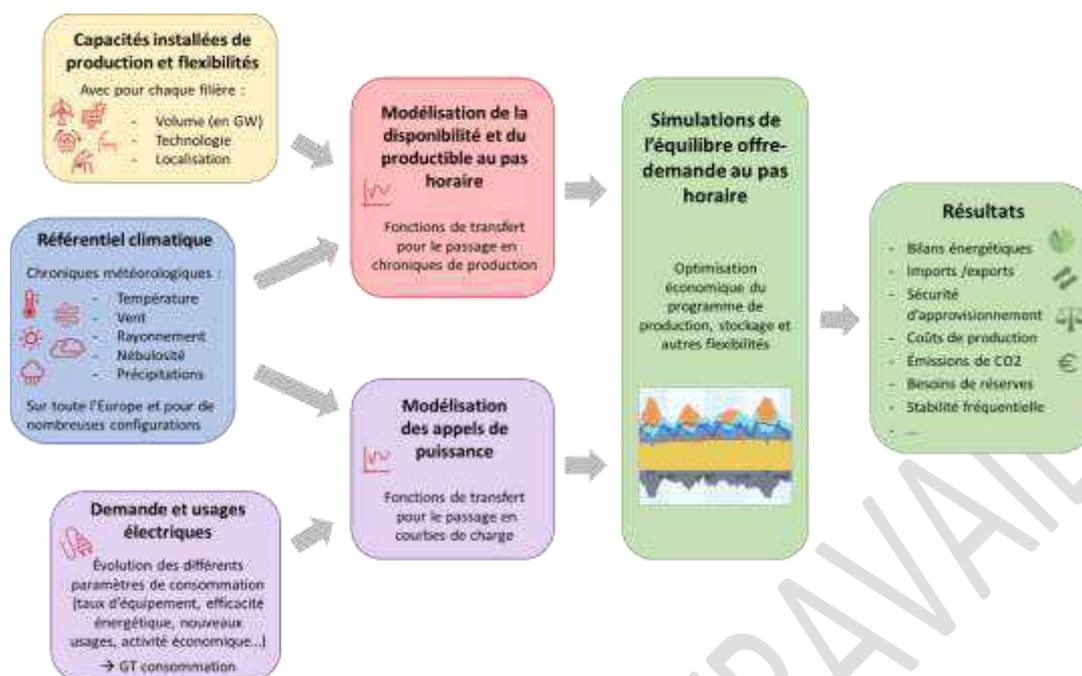


Figure 1: Représentation schématique de l'approche utilisée pour la simulation de l'équilibre offre-demande

- 1) **Une première étape consiste à définir un socle d'hypothèses** pour l'évolution du mix électrique (base climatique, moyens de production, flexibilités, demande d'électricité, couplage avec d'autres vecteurs...) :
  - a) **Référentiel climatique** (ou « base climatique ») : la construction du (ou des) référentiel(s) climatique(s), qui contient un grand nombre de configurations météorologiques possibles sous forme de chroniques de température, de vent, de nébulosité, de rayonnement et de précipitations, est réalisée en partenariat avec Météo France, en s'appuyant sur une modélisation physique des phénomènes météorologiques.
  - b) **Scénarios de capacités installées de production et de flexibilités** : la construction des trajectoires d'évolution du mix énergétique permet de définir les capacités installées des différents moyens de production et solutions de flexibilité (stockage...). Au-delà de la trajectoire d'évolution du volume de capacités installées en gigawatts, le cadrage des scénarios doit également permettre de définir la technologie et la localisation des capacités installées, ces deux paramètres pouvant avoir un impact significatif sur le productible et la courbe de production des différentes installations de production.
  - c) **Scénarios d'évolution de la demande et des usages électriques** : la construction des hypothèses pour l'évolution de la demande en électricité est abordée dans le cadre des groupes de travail « scénarisation » et « consommation ».
- 2) **Une seconde étape consiste à construire des chroniques de données énergétiques** à partir des données climatiques : courbes de charge horaire pour la consommation d'électricité, et courbes de disponibilité et de productible pour les différents moyens de production.
- 3) **Une troisième étape correspond aux simulations de l'équilibre offre-demande**, réalisées pour les différents scénarios de mix énergétique et pour un grand nombre de configurations météorologiques possibles, au pas horaire et à l'échelle européenne.

## 2.2 L'hydroélectricité fait partie des filières dont la production dépend des variables climatiques et météorologiques

La production hydroélectrique fait partie des filières dont la production est fortement dépendante des conditions météorologiques, tout comme l'éolien, le photovoltaïque. Elle dépend donc en grande partie de données climatiques, dont les projections à 2050 s'appuient sur une modélisation physique développée par Météo France. Ce point a fait l'objet d'un document de cadrage spécifique et d'une présentation lors de la première réunion du groupe de travail.

En particulier, plusieurs référentiels climatiques pourront être utilisés pour les simulations du Bilan prévisionnel avec plusieurs hypothèses possibles d'évolution du climat à l'horizon 2050. Ces différents référentiels climatiques pourront ainsi permettre d'évaluer les effets du changement climatique sur le fonctionnement du système électrique.

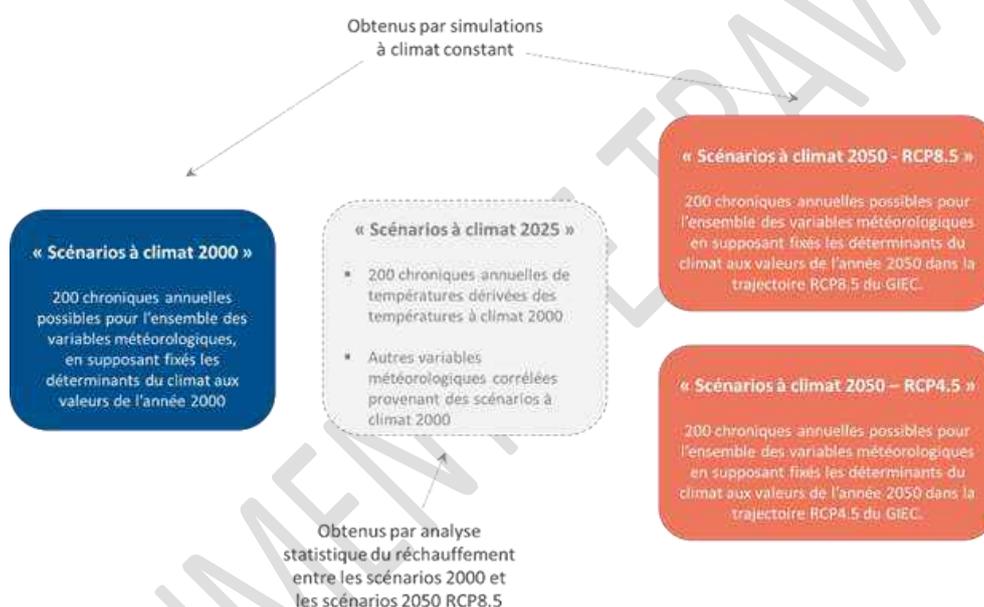


Figure 2. Ensemble des référentiels climatiques utilisables dans les analyses du Bilan prévisionnel

### 3. Les principes de modélisation de la production hydraulique

#### 3.1 Les principaux types d'installations hydrauliques

Le parc hydroélectrique français est constitué de plusieurs grands types d'installations<sup>3</sup> :

- Les installations **fil de l'eau** sont situées principalement dans les plaines. Elles présentent une retenue de faible hauteur, et ont donc une faible capacité de stockage. La production de ces installations dépend donc du débit des cours d'eau sur lesquelles elles sont positionnées.
- Les centrales **éclusées** sont situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes. Elles disposent d'une capacité de stockage légèrement plus importante que les centrales au fil de l'eau, et peuvent ainsi faire l'objet d'un pilotage limité (maille journalière ou hebdomadaire au mieux).
- Les centrales de type « **lac** » sont situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes. Leur capacité de stockage importante (supérieure à 400 heures) leur permet d'être pilotées de manière saisonnière.
- Les centrales **STEP** (Station de transfert d'énergie par pompage), fonctionnent en cycles de pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur grâce des turbines-pompes réversibles. Elles constituent un outil de stockage efficace pour l'équilibre du système électrique. Certaines STEP peuvent être également alimentées par des apports naturels, on parle alors de « pompage mixte ». Dans le cas contraire, on parle de « pompage pur ».
- Enfin, les **centrales marémotrices** exploitent l'énergie issue des marées. Elles utilisent la différence de hauteur d'eau entre marée haute et marée basse (le marnage) pour produire de l'électricité.

La production des centrales hydroélectriques dépend évidemment des conditions météorologiques, en particulier des précipitations mais également de la fonte des neiges (et donc de la température). La modélisation et la projection à long terme du productible hydroélectrique nécessitent donc de s'intéresser à la notion **d'apports**, qui correspond à l'énergie hydraulique utilisable (ou « turbinable ») qui est naturellement apportée aux centrales de production.

Pour une centrale au fil de l'eau, ces apports proviennent du débit du cours d'eau sur laquelle elle est placée, et ils sont directement convertis en énergie électrique.

Dans le cas d'une centrale de type « lac », ces apports correspondent aux arrivées d'eau dans le réservoir amont de la centrale. Cette centrale étant pilotable, ils sont donc convertibles en production électrique ultérieurement, selon le pilotage optimisé de la centrale et en fonction des besoins pour l'équilibre offre-demande.

Type d'installation	Puissance en turbinage	Puissance en pompage	Gestion des stocks
Fil de l'eau / éclusée	oui	non	non, production globalement fatale
Lac	oui	non	oui
STEP	oui	oui	oui

<sup>3</sup> Les définitions des différents types d'installations hydroélectriques sont extraites du Bilan Electrique 2019, publié par RTE et disponible à cette adresse : <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/>

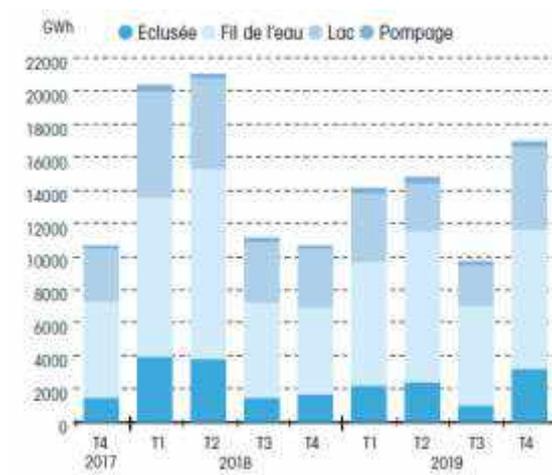


Figure 3. Production hydraulique trimestrielle selon les différents types d'installation (source : panorama des énergies renouvelables)

Ces différentes installations peuvent par ailleurs se répartir selon leur sensibilité ou non aux aléas climatiques. Dans le graphique et le tableau ci-dessous sont présentés pour deux années d'historiques contrastées (2008 : année humide et 2011 : année sèche) la contribution de chaque type d'installation à la production hydroélectrique totale. Celui-ci montre que la partie de la production sensible aux aléas climatiques (90% de la production) présente une variation de production de l'ordre de 30% entre ces deux années, alors que la production non sensible reste stable. Précisons que dans ce tableau la production mentionnée pour les STEP en boucle fermée correspond uniquement à la partie turbinée, la partie pompée n'est pas incluse, sans quoi le bilan serait négatif.

Années	Production hydroélectrique sensible aux aléas climatiques en GWh					Production non sensible en GWh		TOTAL	
	Usines Lac Stockage annuel	Eclusées Stockage hebdo/journa.	Usines Fil de l'eau	Micro-hydro raccordée au réseau HTA	STEP partie boucle ouverte	Sous-TOTAL	STEP partie boucle fermée		Usine marémotrice de La Rance
2008	17 682	9 735	27 666	6 365	1 334	<b>62 782</b>	4 714	500	<b>67 996</b>
2011	12 472	6 065	20 373	4 616	851	<b>44 378</b>	4 749	521	<b>49 648</b>
Variation	-29%	-38%	-26%	-27%	-36%	-29%	1%	4%	-27%

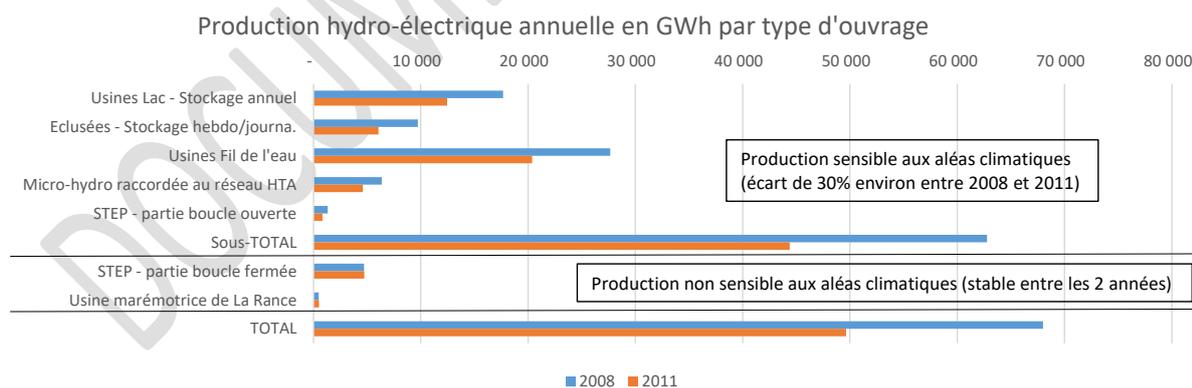


Figure 4: Illustration sur deux années contrastées de la production hydroélectrique par type d'ouvrage

La suite de cette note se concentrera exclusivement sur les apports hydrauliques dépendants de paramètres climatiques (ici, les débits). Les STEP de type « pompage pur » ou les centrales marémotrices ne seront donc pas prises en compte dans l'étude du productible hydroélectrique des paragraphes suivants.

### 3.2 Vue d'ensemble de la chaîne de modélisation du productible hydraulique

La Figure 5 récapitule les différentes briques et modèles mis en œuvre pour élaborer les scénarios de productible hydraulique, en France et en Europe, puis pour les utiliser au sein de simulations de l'équilibre offre-demande. Ces composants sont décrits plus en détail dans les paragraphes suivants.

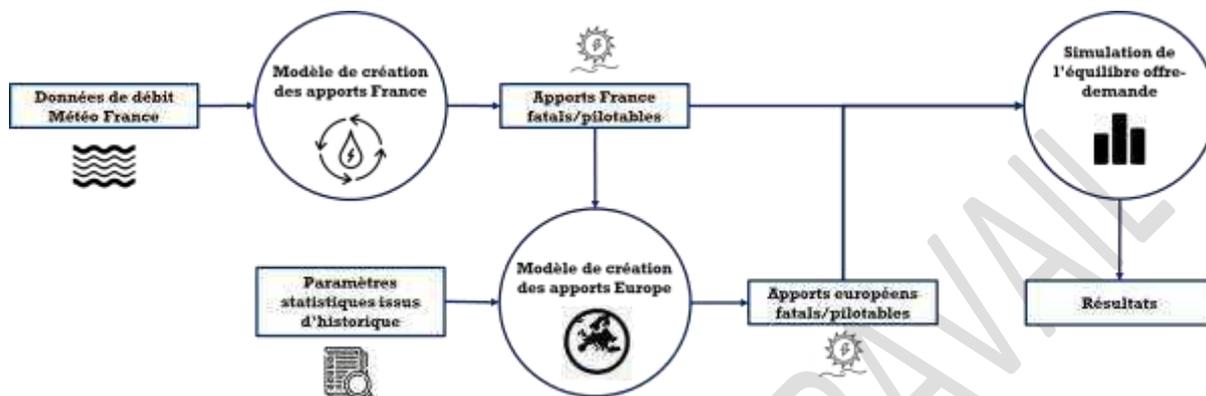


Figure 5: Vue d'ensemble de la chaîne de modélisation du productible hydraulique

### 3.3 La représentation des débits des rivières (données Météo-France)

La modélisation des apports aux ouvrages hydroélectriques nécessite une information clé que sont les débits des fleuves et rivières.

Les débits pour la France ont été simulés par Météo-France en alimentant la chaîne SIM2 (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) par les données météorologiques issues des simulations climatiques à climat 2000 d'une part et climat 2050 avec les 2 référentiels climatiques RCP4.5 et 8.5 d'autre part. Les paramètres en entrée de SIM2 sont la vitesse et la direction du vent à 10 m, les précipitations liquides et solides, les flux de rayonnement solaire direct et diffus, le rayonnement thermique, la pression atmosphérique, la température à 2 m, l'humidité de l'air et la nébulosité. Toutes ces données sont recalées au préalable sur la climatologie SIM2 (ré-analyse SAFRAN). 1163 sites sont traités par le module hydrogéologique MODCOU. Les données de débit en sortie de MODCOU montrent qu'un recalage supplémentaire est indispensable.

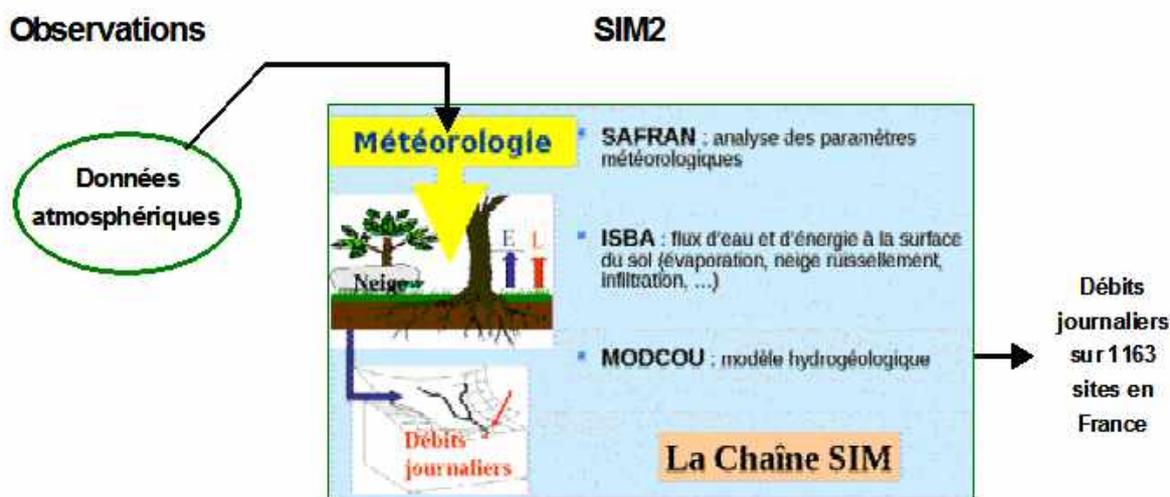


Figure 6: Schéma de principe de la réanalyse SIM2: de la météorologie aux débits. Source: Météo-France

Le recalage des débits a été effectué par la méthode quantile-quantile, en utilisant avec comme climatologie de référence l'ensemble de données de débits MODCOU de la ré-analyse SIM2 sur la période 1981-2015. La méthode de recalage a été adaptée au cas particulier des données de débit de façon à s'accorder avec l'ordre de grandeur des débits sur le site considéré et à éviter les valeurs extrêmes irréalistes. Le recalage donne des résultats cohérents avec la référence climatologique et respecte le cycle des saisons. L'ajustement empirique du traitement des queues de distribution permet d'obtenir des valeurs extrêmes réalistes.

### 3.4 Détermination des apports France à partir de données de débit

Afin de pouvoir créer des données d'apports en énergie hydraulique (fatale et pilotable) à partir de données climatiques pour la France, un modèle de détermination de ces apports à partir de données de débits sur les cours d'eau français a été élaboré.

La méthodologie de ce modèle est résumée dans la Figure 7.

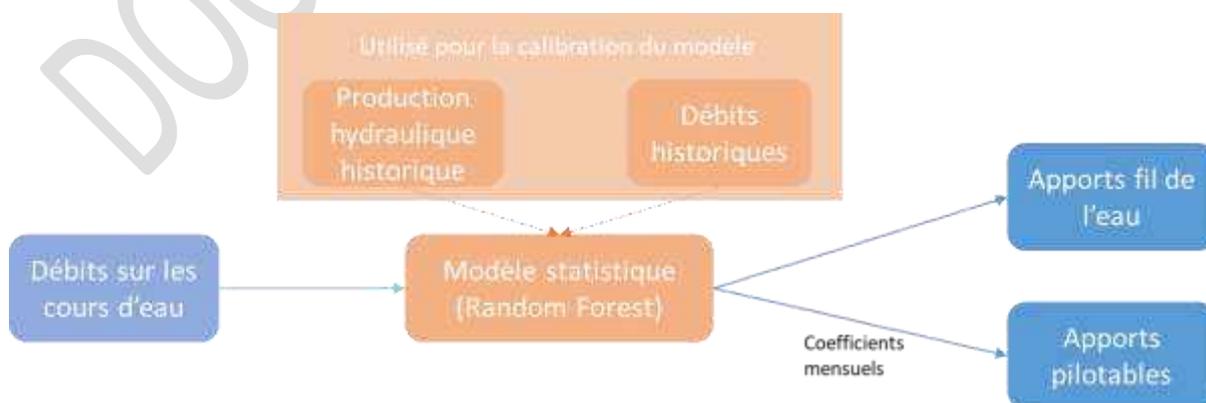


Figure 7: Fonctionnement du modèle d'élaboration d'apports hydrauliques France à partir de débits

Le fonctionnement du modèle est le suivant :

- En premier lieu, il convient de souligner que ce modèle élabore des apports à partir de débits **à la maille d'une zone électrique** : pour réaliser des études plus fines sur le réseau français, RTE découpe la France en 25 zones électriques en fonction de la topologie du réseau de transport d'électricité, dont 15 zones comportant des ouvrages hydrauliques de manière significative. Cette échelle régionale ne permet pas de capter finement les contraintes complexes associées aux différents ouvrages telles que les effets de déversement, les contraintes touristiques ou agricoles ou encore l'influencement entre ouvrages. La modélisation utilisée par RTE semble toutefois adaptée pour capter le bon niveau de production hydroélectrique à la maille régionale, en limitant les imprécisions que pourrait occasionner une étude plus fine à l'échelle de chaque unité de production (pour laquelle les caractéristiques des unités ne sont pas suffisamment connues pour modéliser précisément ces effets complexes). Cela permet de disposer d'une granularité suffisamment fine pour pouvoir réaliser ces études d'équilibre offre-demande à une maille plus détaillée que la maille France.
- L'élaboration d'apports à partir de données de débit se base sur l'utilisation d'un **modèle statistique de type Random Forest**<sup>4</sup>. Celui-ci vise à élaborer des apports hydrauliques fatals pour une zone électrique donnée à partir des débits sur les cours d'eau de cette zone, ainsi que des sommes de débits sur un certain nombre de jours passés, et des variables calendaires (jours ouvrés et numéros de semaines). Le calibrage (aussi appelé « entraînement ») de ce modèle fait intervenir les principes suivants :
  - Pour chaque zone électrique, une **liste de cours d'eau significatifs** pour expliquer les apports en énergie hydraulique sont sélectionnés. Pour chacun de ces cours d'eau, la station météorologique la plus corrélée à la production hydraulique est sélectionnée.
  - Ce modèle est **entraîné** pour chaque zone à partir de données de débits historiques sans intervention humaine (aussi appelés débits naturalisés) sur les années 2001-2015, ainsi que de données de production hydraulique sur cette même période.
- Une fois le modèle entraîné, il peut être utilisé de manière prospective pour prévoir les apports fil de l'eau pour chaque zone électrique à un horizon de temps donné, à partir des données de débit des référentiels climatiques correspondant à cet horizon. Les apports sont déterminés à la maille journalière, et un profil infra-journalier (élaboré à partir du même historique) est ensuite appliqué pour obtenir des apports fil de l'eau à la maille horaire.
- Enfin, pour les installations de type « réservoir », des **apports pilotables** sont déterminés à partir des apports fil de l'eau mensuels, en utilisant des coefficients fixes définis par mois et par zone électrique. Les apports pilotables correspondants sont définis à la maille mensuelle. Cette granularité est jugée suffisante compte tenu de la décorrélation temporelle entre l'arrivée de ces apports et leur utilisation pour la production hydroélectrique.

---

<sup>4</sup> Le Random Forest est une méthode d'apprentissage automatique qui génère un grand nombre d'arbres de décision à l'aide de tirages sur les données d'apprentissage, puis en prédit des valeurs de sortie à l'aide de multiples régressions.

### 3.5 Extrapolation des apports Europe à partir de données historiques

Les données de débit des référentiels climatiques Météo-France ne sont disponibles que sur la France. Du fait du manque de données au niveau des autres pays européens<sup>5</sup>, ainsi que du manque d'informations sur les caractéristiques et la topologie des unités de production hydraulique dans ces pays, l'approche retenue pour élaborer des apports en énergie hydraulique pour les autres pays européens consiste à **extrapoler les données d'apports élaborées à la maille France, selon un modèle statistique**.

Le fonctionnement de ce modèle est résumé dans le diagramme ci-dessous :

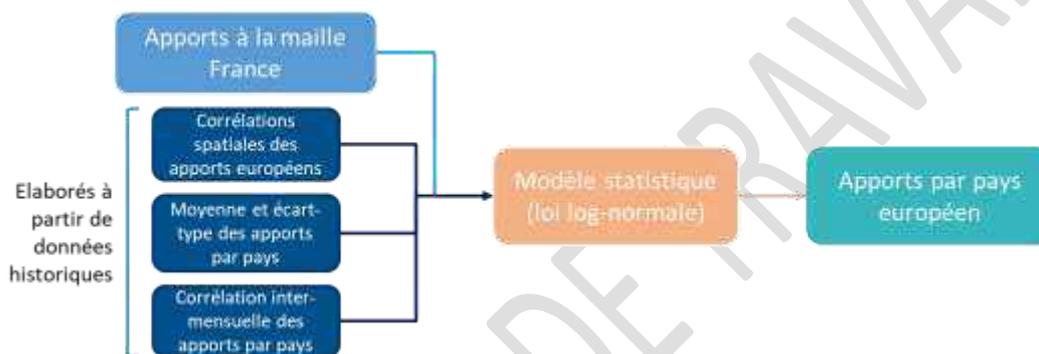


Figure 8: Fonctionnement du modèle d'élaboration d'apports hydrauliques Europe à partir des apports France

Le fonctionnement du modèle est le suivant :

- Un certain nombre de **paramètres des apports européens, obtenus à partir d'observations historiques**, sont fournis au modèle : il s'agit de la moyenne et de l'écart-type des apports des différents pays, de la corrélation inter-mensuelle des apports pour chacun des pays, ainsi que de la corrélation spatiale des apports entre les différents pays européens.
- Les **apports à la maille France obtenus à partir des débits** (selon la méthode décrite dans le §3.4) sont également fournis au modèle, à la maille mensuelle.
- A partir de ces paramètres, le modèle élabore des apports pour les différents pays européens selon une **loi log-normale, en extrapolant les apports français selon une approche d'inférence bayésienne**<sup>6</sup>. Ce modèle va donc compléter les apports à la maille France, qui dépendent directement des données climatiques de débit de Météo-France, pour obtenir des jeux d'apports européens qui respectent les corrélations spatiales avec les apports français fournis en entrée du modèle, ainsi que les autres paramètres fournis.
- Ces apports à la maille de chaque pays européen sont ensuite séparés en une part fatale et une part pilotable, selon des coefficients de répartition mensuels calés à partir d'observations historiques.

<sup>5</sup> Les données partagées par les gestionnaires de réseau européens dans le cadre des études communes à l'échelle européenne (études ENTSO-E), sont aujourd'hui des données « brutes » de production, qui ne vont pas au-delà de 2030 et ne tiennent pas compte des effets du réchauffement climatique. Pour assurer la cohérence des données climatiques utilisées et obtenir des apports corrélés avec les apports France à l'horizon 2050, il est donc nécessaire de développer une approche complémentaire.

<sup>6</sup> Cette méthode vise à compléter des données déjà existantes (ici, les apports hydrauliques à la maille France) en les extrapolant, afin d'obtenir des apports au niveau européen qui respectent les paramètres d'entrée définis (corrélations spatiales et temporelles, moyennes et écarts-type) et suivent une loi de distribution log-normale.

### 3.6 Optimisation de la répartition des apports hydrauliques pour assurer l'équilibre offre-demande

Pour des questions de complexité du problème d'optimisation et de capacités de calcul, il n'est pas possible de représenter de manière parfaite la totalité des caractéristiques et des contraintes sur les installations hydrauliques (par exemple, la gestion des stocks des usines de production éclusée, effets d'influencement pour les stations situées sur le même fleuve, contraintes touristiques...) dans la modélisation du système électrique.

La modélisation utilisée par RTE comporte donc quelques simplifications, notamment sur la catégorisation des groupes de production. Dans cette optique, le modèle utilisé par RTE distingue donc trois grands types de moyens de production hydrauliques :

- La production **fil de l'eau** correspond à des installations dont la production est fatale (au même titre que la production éolienne ou solaire). Pour ces installations, il n'est pas possible de stocker de l'eau et les apports hydrauliques sont donc aussitôt turbinés.
- La production **réservoir ou lac** est considérée comme une production pilotable sur l'horizon annuel. Elle est définie par une puissance maximale, un stock maximum avec des contraintes sur la trajectoire de ce stock, et des apports. Les apports hydrauliques sur les réservoirs (définis en entrée de l'outil de simulation de l'équilibre offre-demande, au pas journalier), peuvent être turbinés à n'importe quel moment de l'année pour remplir l'objectif de minimisation des coûts du système.

Cette production est pilotée selon une approche heuristique : le volume total d'apports annuels à turbiner est **réparti sur chaque semaine de l'année via une heuristique**. Au sein de chaque semaine simulée, la répartition de l'utilisation de ce volume d'apports hebdomadaires est optimisée de manière à répartir au mieux la production et à minimiser les coûts du système sur la semaine.

- Les **stations de pompage** sont des réservoirs ayant la possibilité de pomper et/ou de turbiner de l'énergie en fonction des données de l'équilibre offre-demande. Le pompage peut alors être utilisé en périodes creuses, afin de disposer de plus de productible hydraulique en périodes pleines, si cela minimise les coûts globaux du système. Ces stations de pompage disposent de capacités de stockage variées, pilotables à la maille journalière, hebdomadaire, ou saisonnière.

Le fonctionnement de l'heuristique de répartition des apports de type « lac » vise à refléter le comportement d'un producteur d'énergie hydraulique qui souhaite répartir au mieux sur l'année le turbinage des apports au niveau de ses unités de production, sans pour autant bénéficier d'une information parfaite sur les conditions d'équilibre offre-demande sur l'année à venir. Les étapes de l'heuristique peuvent être résumées comme suit, pour un réservoir donné :

**1. Les apports annuels au niveau du réservoir sont répartis sur les différents mois de l'année en fonction de la consommation résiduelle<sup>7</sup> mensuelle** selon un profil idéal. Ce profil idéal est ensuite modulé afin de respecter des contraintes liées à la capacité maximale du réservoir et à des niveaux cibles fixés en entrée de la modélisation de l'équilibre offre-demande, à la maille journalière, et appelés courbes-guides.

---

<sup>7</sup> La consommation résiduelle est définie comme la consommation totale de laquelle sont soustraites toutes les productions non-pilotables (éolien, solaire, hydraulique fil de l'eau, groupes thermiques en situation de must-run, etc.).

2. Les apports à turbiner au sein de chaque mois ayant été définis à l'étape 1, ceux-ci sont **répartis sur les différents jours de chaque mois en fonction de la consommation résiduelle journalière** (du nœud associé ou d'autres nœuds) selon un profil idéal. Ce profil idéal est ensuite modulé afin de respecter des contraintes mentionnées dans l'étape 1.

3. Ces apports journaliers sont ensuite **agrégés au sein de chaque semaine d'optimisation de l'équilibre offre-demande**, et constituent ainsi le volume d'énergie à turbiner sur cette semaine. Cette énergie sera alors considérée comme de l'énergie gratuite à disposition, à utiliser au meilleur moment au sein de la semaine pour éviter d'utiliser des moyens de production thermique plus coûteux.

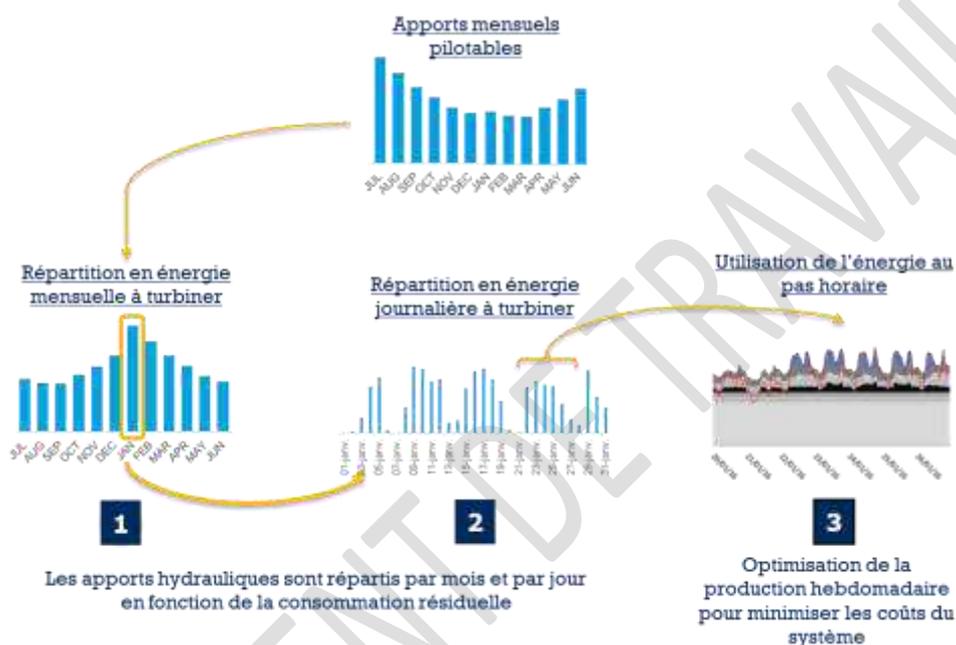


Figure 9: Fonctionnement de la répartition des apports pilotables dans l'outil de modélisation de l'équilibre offre-demande développé et utilisé par RTE (outil Antares)

## 4. L'évolution du productible hydraulique entre 2000 et 2050

Comme décrit précédemment, pour la modélisation des apports hydrauliques à l'horizon 2050, RTE utilise des données de débit fournies par Météo-France, obtenues en forçant le modèle hydrologique SIM (SAFRAN-ISBA-MODCOU).

Pour mémoire, cette modélisation est réalisée sur trois ensembles de 200 tirages annuels simulés dans les conditions suivantes : un premier ensemble représentatif du climat autour de l'année 2000, et deux ensembles pour le climat autour de l'année 2050, selon deux trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre du GIEC (RCP 4.5 et RCP8.5).

Ces trois ensembles (ci-après dénommés « climat 2000 », « climat 2050 RCP4.5 » et « climat 2050 RCP 8.5 ») comportent donc chacun 200 tirages annuels de débits simulés sur un ensemble de 1163 stations réparties sur les cours d'eau français, au pas de temps journalier. Ces dernières sont par conséquent corrélées aux autres données climatiques fournies par Météo France sur ces référentiels (températures, précipitations, vent, rayonnement), permettant à RTE d'élaborer en cohérence des scénarios de production éolienne et solaire et de demande électrique thermosensible.

### 4.1 L'évolution de la situation globale en France pour l'hydraulique

#### 4.1.1 Éléments sur l'évolution des débits de rivière issus de la littérature

L'analyse de la littérature existante apporte des éléments sur l'évolution du productible hydraulique en Europe à long terme. En particulier, une des sources intéressantes correspond aux cartes des débits fournies par le site du Swedish Meteorological and Hydrological Institute (SMHI)<sup>8</sup>.

La Figure 10 présente la moyenne des débits obtenus selon trois modèles climatiques étudiés par le SMHI, sur la période 2036-2065, pour les référentiels RCP4.5 et RCP8.5<sup>9</sup>.

**En première analyse, ces cartes montrent que contrairement à une idée parfois reçue, le réchauffement climatique ne conduit pas systématiquement à une réduction des débits (et donc du productible hydraulique) dans toutes les régions.**

Les effets du réchauffement climatique sur le productible hydraulique s'avèrent en pratique fortement dépendants des régions.

<sup>8</sup> Swedish Meteorological and Hydrological Institute - Europe Climate Change Map – E-Hype Model : <https://hypeweb.smhi.se/explore-water/climate-change-data/europe-climate-change/>

<sup>9</sup> Attention, les simulations présentées ici sont des simulations « standard » du GIEC, et ne sont donc pas « à climat constant » comme celles utilisées par RTE. Elles constituent toutefois un bon point de comparaison en termes de l'évolution moyenne des débits autour de 2050 selon les 2 trajectoires d'émissions des gaz à effet de serre.

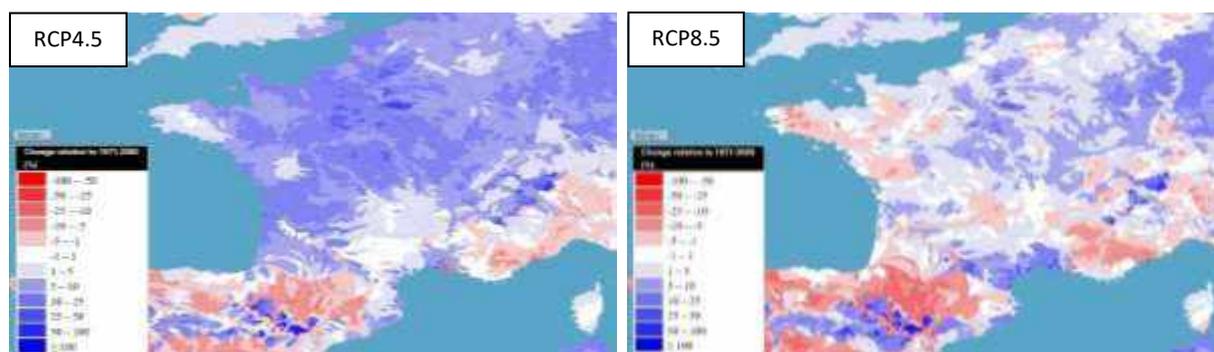


Figure 10. Evolution des débits pour les référentiels RCP4.5 et RCP8.5 pour 2036-2065, relativement à une période de référence (1971-2000), selon les données du SMHI

Dans le détail, ces cartes montrent que dans la projection RCP4.5 (à gauche sur la figure), seuls les Pyrénées et le Sud-Est subissent une baisse des débits moyens annuels (avec une stabilité dans le Massif Central), là où le reste de la France semble connaître une augmentation des débits fluviaux. En revanche, dans le référentiel RCP8.5 (à droite), avec un réchauffement plus marqué, la diminution des débits dans les Pyrénées et le Sud-Est est plus forte, et l'augmentation des débits dans le reste du pays est plus faible (on note même une diminution dans le centre et l'ouest de la France).

La suite du document permettra de confirmer ces tendances au niveau des apports hydrauliques modélisés à l'aide des données Météo-France.

#### 4.1.2 Résultats sur le productible hydraulique annuel simulé par RTE

Le productible hydraulique est simulé pour les différents référentiels climatiques mentionnés plus haut, en utilisant un modèle statistique. Un modèle de forêts aléatoires (Random Forest) a été utilisé. Il est calibré par apprentissage sur un certain nombre d'années passées, à l'aide des productions et des débits historiques, puis simule les apports pour les référentiels de débits fournis, séparés entre la partie dite « fatale » et celle « pilotable » (cf. partie 3).

A partir des données de débits des ensembles de simulations de Météo-France, RTE a donc obtenu trois ensembles de tirages annuels de productible hydraulique correspondant à chaque référentiel climatique fourni par Météo-France et appelés respectivement « climat 2000 », « climat 2050 RCP4.5 » et « climat 2050 RCP8.5 ».

Les résultats obtenus permettent d'évaluer l'influence du changement climatique sur les apports hydrauliques.

La Figure 11 ci-dessous présente le tracé en monotones des apports annuels obtenus pour chacun des 200 tirages annuels des trois référentiels climatiques, en comparaison avec l'historique de production sur les années 1985-2015.

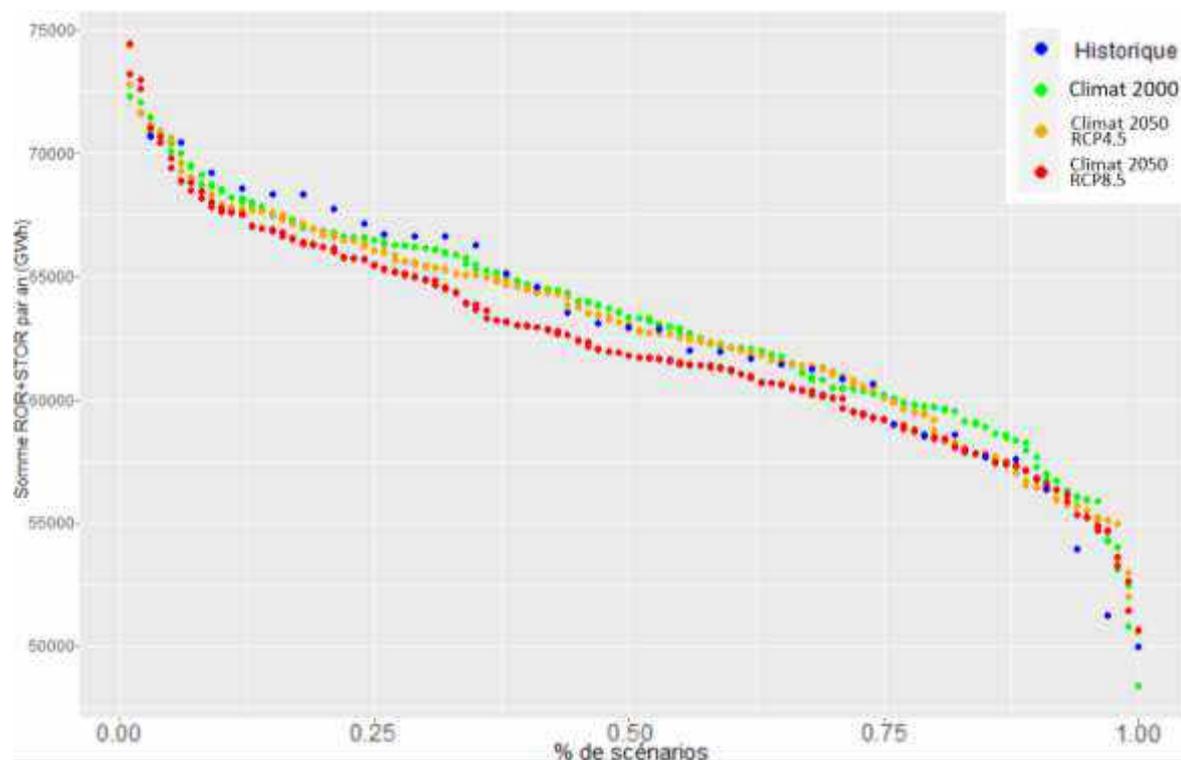


Figure 11 : Monotones des apports annuels (GWh) selon différents référentiels climatiques

Les trois référentiels ont sensiblement la même pente évoluant, hors valeurs extrêmes, entre 53 et 72 TWh. La comparaison entre les différentes courbes montre par ailleurs une bonne cohérence globale entre les données simulées à l'aide des projections Météo-France et les données issues de l'historiques.

S'agissant des projections à 2050, le référentiel 2050 RCP 4.5 apparaît en moyenne légèrement plus sec que le référentiel 2000 avec un écart d'environ 0,3 TWh, à l'instar du référentiel 2050 RCP8.5 plus sec de près d'1 TWh en moyenne toujours par rapport au référentiel 2000.

**Ceci représente donc une baisse limitée du productible hydraulique annuel moyen, d'environ 0,4% dans la trajectoire 2050 RCP4.5 et d'environ 1,5% dans la trajectoire 2050 RCP8.5**

Référentiel	Apports moyens (GWh)	Apport minimum (Q5%) (GWh)	Apport maximum (Q95%) (GWh)	Ecart-type (GWh)
Climat 2000	63177	55982	70016	4379
Climat 2050 RCP4.5	62915	55533	69719	4406
Climat 2050 RCP8.5	62211	55269	68924	4355

Cette tendance globale à la baisse des apports annuels, est davantage marquée pour le référentiel 2050 RCP8.5. Ceci est cohérent avec les cartes d'évolution des débits publiées par le SMHI (voir paragraphe 4.1.1), dans la mesure où l'essentiel des ouvrages est concentré dans un grand quart Sud-Est, qui est une région plus marquée par la baisse des débits que le reste de la France.

Les résultats obtenus montrent également que les référentiels à l'horizon 2050 incluent des tirages annuels plus humides (plus de 72,5 TWh annuels) que toutes ceux du référentiel à climat 2000. En revanche, les années très sèches (avec moins de 52,5 TWh annuels) semblent provenir des trois référentiels. Sur ces années très sèches, l'historique présente une queue de distribution légèrement « plus épaisse » (points bleus sur la Figure 11), avec une production inférieure à 55 TWh pour 8% des années, contre environ 3% pour les référentiels climatiques fournis par Météo-France.

La Figure 12 illustre ces résultats de dispersion des apports annuels sous une autre forme, de type « boîte à moustaches ».

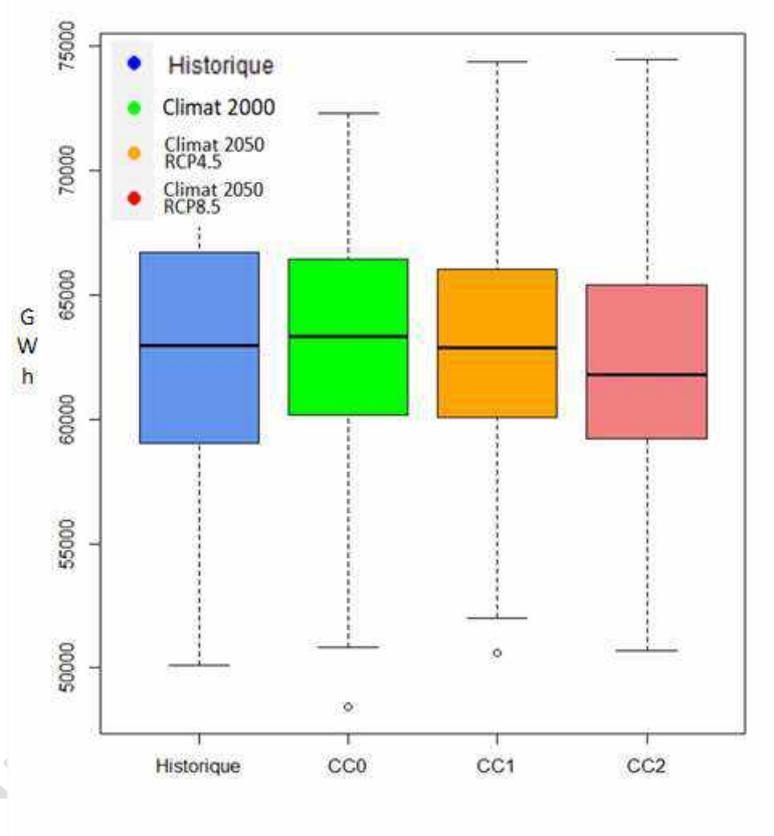


Figure 12. Boîtes à moustaches des apports annuels (GWh) selon différents référentiels. La barre noire centrale représente la médiane de la distribution. Les limites supérieures et inférieures de la boîte correspondent aux quantiles 25% et 75% de la distribution, alors que les pointillés et barres horizontales hautes et basses correspondent à 1.5 fois l'écart interquartile

Les trois référentiels ont des interquartiles similaires et, même si le référentiel 2050 RCP8.5 semble posséder une dispersion un peu plus importante que les autres projections, celles-ci restent sensiblement les mêmes, tant pour les années humides que pour les années sèches.

En résumé, l'analyse montre donc qu'à la maille France et à la granularité annuelle, le changement climatique semble avoir une influence limitée, plutôt à la baisse, sur la production hydroélectrique française, que ce soit en termes d'apports hydrauliques moyens, ou de distribution. Une analyse plus détaillée de la répartition temporelle et spatiale de ces apports va permettre d'identifier des résultats éventuellement plus contrastés entre les référentiels climatiques.

## 4.2 L'évolution de la répartition mensuelle des apports hydrauliques

Dans un premier temps, l'analyse temporelle est affinée en passant d'une maille annuelle à une maille mensuelle. Cette analyse est d'autant plus pertinente que la sollicitation du réseau électrique présente des contraintes plus ou moins fortes selon les mois, la période hivernale pouvant être particulièrement critique du fait des pics de consommation, augmentant la tension sur le système, là où l'été la consommation est moindre et la production solaire plus importante.

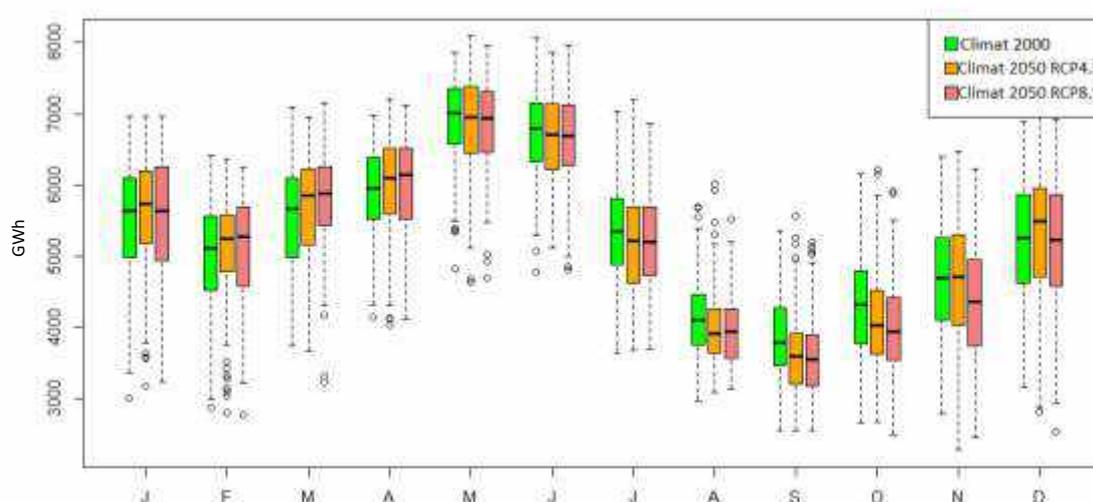


Figure 13 : Comparaison mensuelle des apports France (GWh)

La Figure 13 présente la saisonnalité des apports selon les différents mois de l'année en fonction des différents référentiels climatiques utilisés. **Celle-ci montre que la répartition mensuelle des apports est davantage contrastée que la version annuelle, selon le référentiel climatique considéré.**

**Sur le début d'année (janvier à avril), les projections à climat 2050 présente des apports moyens légèrement supérieurs à ceux observés dans le référentiel 2000.** Ceci peut s'expliquer par :

- une augmentation des précipitations au détriment des chutes de neige, du fait du réchauffement des températures et de la remontée en altitude de la limite pluie-neige (en particulier sur les premiers mois) ;
- une fonte plus précoce de la neige, en particulier à basse/moyenne altitude, sous l'effet de l'augmentation des températures en fin d'hiver/début de printemps.

**A l'inverse, à la fin de l'été et à l'automne (juillet à novembre), une nette baisse des apports mensuels est observée dans les référentiels 2050, de manière particulièrement marquée pour le référentiel 2050 RCP8.5.** Ceci peut s'expliquer par :

- des sécheresses plus intenses et / ou plus fréquentes, en parties dues à une baisse des précipitations automnales ;
- une évaporation plus forte en période de températures élevées.

Ces variations saisonnières pourraient avoir des conséquences sur le mix électrique français : en effet, la situation pourrait conduire un moindre remplissage des réservoirs hydrauliques à la fin de l'automne et au début de l'hiver, une période où la tension sur le réseau peut déjà être importante. D'autres types d'unités de production devraient donc être sollicités pour compenser cette perte d'énergie

pilotable, accompagnés d'une gestion des stocks plus prudente de la part des producteurs hydrauliques en début d'hiver.

A l'inverse, des apports plus importants dès le milieu de l'hiver et au début du printemps devraient permettre une utilisation plus importante du parc hydraulique en fin d'hiver, tout en garantissant la reconstitution des stocks exigés pour la saison touristique de l'été suivant.

### 4.3 L'évolution des apports au niveau local

Le changement climatique ayant des conséquences globales mais aussi contrastées localement, il est également pertinent d'en étudier les impacts sur les apports hydrauliques en distinguant les différents territoires.

Dans le cadre de la modélisation du fonctionnement du réseau, un des découpages utilisés par RTE correspond à des « Zones Electriques », territoires regroupant les unités de production électrique françaises numérotés de 1 à 26 selon la nomenclature présentée sur la Figure 14. Certaines zones ne contiennent pas ou très peu de production hydraulique, et ne seront donc pas considérées dans le reste de cette note (et sont grisées sur les cartes suivantes).

La carte de la Figure 15 indique les capacités hydrauliques installées dans les différentes régions administratives françaises.

Le croisement des deux cartes présentées sur la page suivante montre finalement que les zones 1, 2, 4, 5 et 6 sont celles qui possèdent l'essentiel des capacités installées (20 GW sur 25 GW au total en France).



Figure 14: Carte des zones électriques en France



Figure 15. Puissance hydraulique raccordée par région au 31 Décembre 2018

Les deux graphiques de la Figure 16 présentent les variations des apports hydrauliques moyens (en GWh) sur les différents mois par rapport au climat 2000, pour le référentiel 2050 RCP4.5 (à gauche) et le référentiel 2050 RCP8.5 (à droite), pour chaque zone électrique.

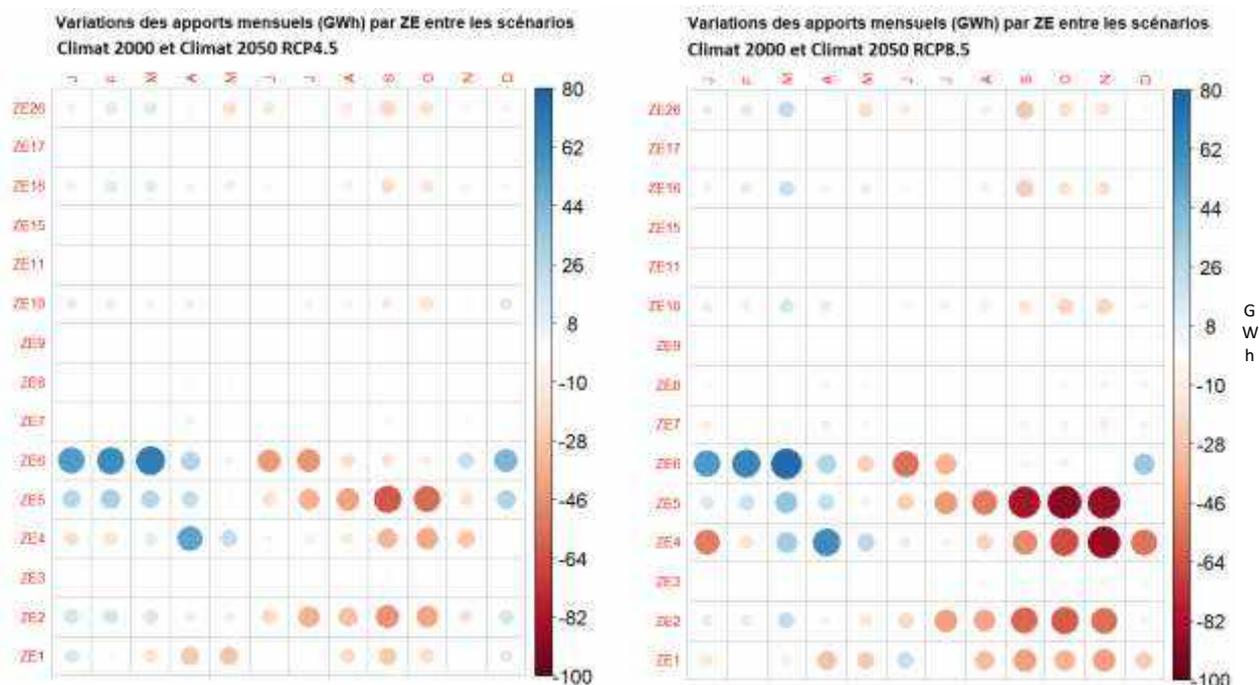


Figure 16 : Variations locales mensuelles d'apports entre le référentiel 2050 RCP4.5 et le référentiel 2000 (à gauche, et entre le référentiel 2050 RCP8.5 et le référentiel 2000 (à droite)

Il apparaît tout d'abord clairement que certaines zones seront plus touchées que d'autres concernant ces variations saisonnières. Les zones 2, 4, 5 et 6 du modèle (qui correspondent sommairement au quart sud-est avec les Alpes et le Massif-Central) sont celles présentant la plus forte variabilité entre les référentiels climatiques (en valeur absolue des apports). Pour ces 4 zones, la première moitié de l'année est plus humide, tandis que la deuxième moitié paraît beaucoup plus sèche, avec une baisse mensuelle des apports de l'ordre de 65 GWh entre le référentiel 2000 et le référentiel 2050 RCP4.5, et de l'ordre de 100 GWh entre le référentiel 2000 et le référentiel 2050 RCP8.5.

Ceci est cohérent avec les observations faites précédemment sur la saisonnalité des apports à la maille France. Il convient également de noter que les mois avec le maximum de variations ne sont pas les mêmes selon les zones, ce qui sera développé dans la suite du document.

Les autres zones semblent beaucoup moins touchées, avec peu d'effet saisonnier : par exemple la zone pyrénéenne (ZE1) voit une baisse, bien que limitée, de ses apports sur presque toute l'année. Pour plus de détails, l'annexe 1 présente les variations relatives constatées zone par zone, permettant, pour les autres zones moins équipées, d'identifier les effets différentiels entre référentiels climatiques.

Ces résultats sont résumés dans les quatre cartes suivantes, décrivant les variations moyennes des apports hydrauliques (en GWh) par saison entre les référentiels 2000 et 2050 RCP4.5 d'une part, puis 2000 et 2050 RCP8.5 d'autre part (les zones grises, ayant une production hydroélectrique négligeable, sont non considérées dans cette étude) pour l'année 2050.

Le choix des périodes, décembre-mai d'une part, juin-novembre d'autre part, résulte des observations faite à partir de la Figure 17 où il s'agit de périodes respectivement plus humide et plus sèche pour le climat futur :

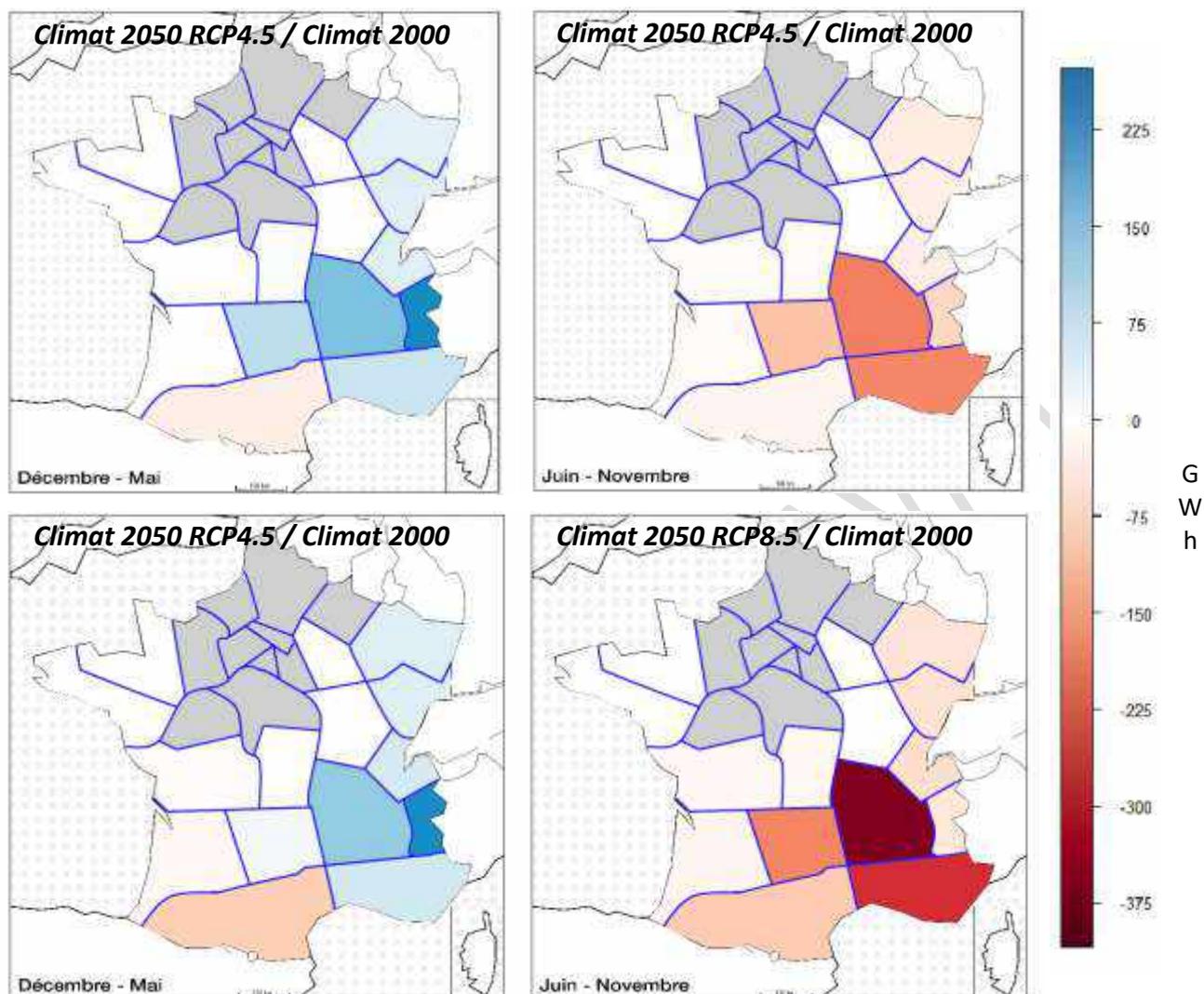


Figure 17 : Cartes des variations des apports (GWh) entre les scénarios 2000 et 2050 RCP4.5 (en haut), et 2000 et 2050 RCP8.5 (en bas), pour deux semestres humides et secs

Les cartes de gauche (période de décembre à mai) font apparaître une hausse quasi généralisée des apports, sauf en ZE1 (zone Pyrénées - Cévennes), allant jusqu'à 255 GWh de hausse en ZE6 (zone Hautes-Alpes - Savoie). Cette hausse est relativement identique entre les référentiels 2050 RCP 4.5 et RCP8.5.

Sur les cartes de droite (période de juin à novembre), une forte baisse des apports hydrauliques estimés est observée, avec cette fois une amplification des résultats entre les référentiels RCP4.5 et RCP8.5, ce qui est cohérent avec les observations faites à la maille France. Les zones les plus impactées sont la ZE2 (Provence - Côte d'Azur) et la ZE5 (Est Massif Central – Couloir Rhodanien et Préalpes). Sur ces deux zones, alors que la baisse est d'environ 225 GWh pour le référentiel RCP4.5, elle atteint presque 400 GWh pour le référentiel RCP8.5.

Ces résultats montrent qu'en termes d'hydraulicité, le Sud-Est de la France devrait davantage être impacté par le changement climatique que le reste du pays, comme l'illustre la Figure 17, même si cela est en partie amplifié par une plus forte concentration d'ouvrages hydroélectriques dans cette région, visible sur la Figure 15.

Les disparités régionales constatées ne seront pas sans conséquences pour l'exploitation du réseau puisque ces variations pourront induire des changements dans les flux énergétiques entre les territoires.

#### 4.4 Les événements extrêmes

Comme décrit précédemment, une augmentation du nombre et de l'intensité des sécheresses est potentiellement prévisible pour les deux référentiels à l'horizon 2050 (voir notamment les éléments présentés dans le premier rapport du groupe de travail). Il est donc intéressant de se pencher sur les années les plus extrêmes des différents référentiels pour comparer les occurrences des situations les plus tendues.

L'identification des périodes de sécheresse n'est toutefois pas aisée, car celle-ci nécessite de définir des critères spécifiques pour repérer de telles périodes dans les référentiels climatiques utilisés.

A titre d'exemple, une brève analyse a été menée en utilisant un critère de -15% (resp. +10%) d'apports annuels par rapport à la moyenne du référentiel 2000 pour définir une année de sécheresse (resp. une année très humide). Avec ces critères, les résultats suivants ont été obtenus :

Référentiel	Climat 2000	Climat 2050 RCP4.5	Climat 2050 RCP8.5
Nombre d'années très humides (% du nombre total d'années)	13 (6.5%)	11 (5.5%)	9 (4.5%)
Nombre d'années de sécheresse (% du nombre total d'années)	4 (2%)	4 (2%)	5 (2.5%)

Ceci montre que l'augmentation du forçage radiatif pourrait amener une légère augmentation des années de sécheresse tout en diminuant la fréquence des années très humides.

Pour mieux caractériser les périodes de sécheresse au sein de l'année, il apparaît également pertinent de se pencher sur la saisonnalité moyenne<sup>10</sup> des 5 années les plus humides et les plus sèches de chaque référentiel. Le résultat est représenté sur la Figure 18.

<sup>10</sup> Les graphs des années "brutes" sont disponibles en annexe

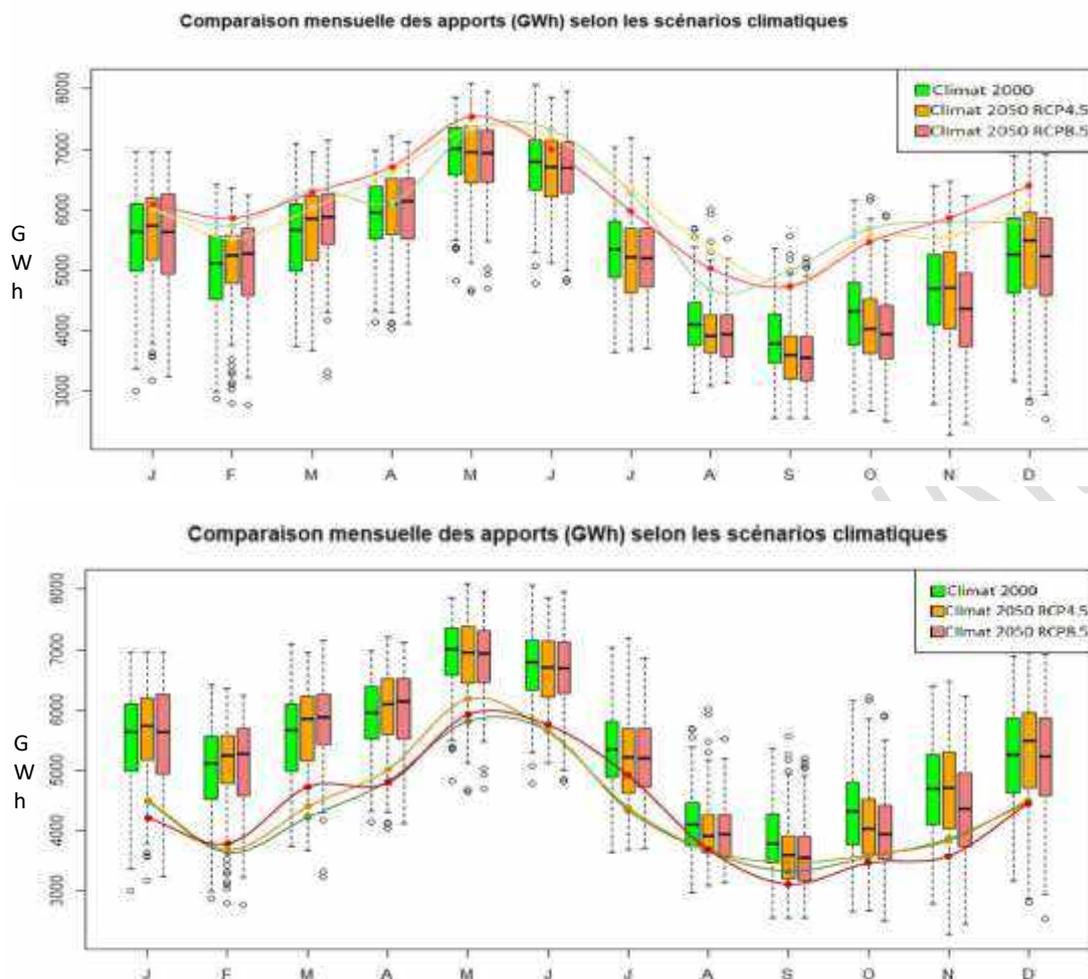


Figure 18: Comparaison mensuelle des apports pour la moyenne des 5 années les plus sèches (en bas) et la moyenne des 5 années les plus humides (en haut) de chaque référentiel (GWh)

En ce qui concerne les années les plus humides, les trois référentiels climatiques présentent des apports sensiblement plus importants que la médiane sur les mois d'août à novembre, là où ils sont plus proches du 3ème quartile sur le reste de l'année. Cela pourrait révéler un automne particulièrement plus humide que la normale.

Les années les plus sèches présentent, elles, des effets saisonniers différents : l'analyse montre une chute conséquente des apports pendant l'hiver et le printemps (janvier – juin), et des périodes été-automne relativement normales par rapport aux autres années climatiques (avec des apports proches du 1er quartile), pour les trois référentiels.

Bien qu'il faille garder à l'esprit les limites de cette comparaison, basée sur quelques années particulières des référentiels climatiques Météo France, il semblerait que dans certains cas extrêmes, les apports hydrauliques pendant la période hivernale pourraient être faibles, ce qui, en cette période plus tendue pour le système électrique, obligerait à gérer plus prudemment les stocks, ou à mettre en service d'autres unités de production pour pallier à ce déficit.

**L'analyse des événements extrêmes de type sécheresse sera approfondie dans la suite des travaux, en lien avec la modélisation des effets du climat sur la disponibilité nucléaire et avec la définition des stress-tests climatiques qui seront utilisés pour la simulation du système électrique.**

## 4.5 L'analyse sur les variables climatiques : les débits

### 4.5.1 Variations des débits selon les zones électriques

Les données d'entrée (débits) fournies au modèle de simulation des apports hydrauliques ont une importance capitale vis-à-vis des sorties de ce dernier. Pour confirmer l'analyse des données d'apports hydrauliques au niveau local, une analyse des données de débits journaliers de différents cours d'eau (données Météo-France en entrée de la modélisation RTE) est également présentée.

Ces analyses sont déclinées pour quelques zones spécifiques.

En tout premier lieu, la Figure 19 indique les variations de débits pour les stations de mesure sélectionnées par le modèle dans une des zones les plus impactées par le changement climatique (ZE2, PACA) entre les simulations 2000 et 2050.

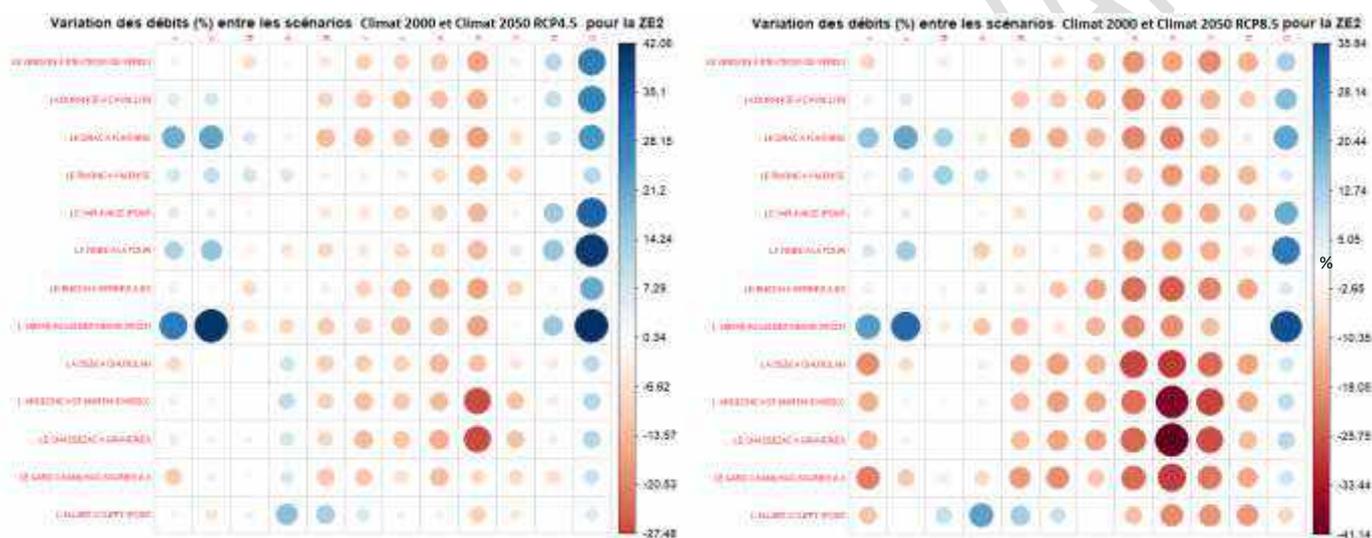


Figure 19 : Variations de débits pour la ZE2. A gauche : entre 2000 et 2050 RCP4.5. A droite, entre 2000 et 2050 RCP8.5

Ces graphiques mettent en évidence, sur les données Météo-France, une saisonnalité des variations, semblable à celle des apports : la période comprise entre décembre et avril apparaît comme bien plus humide, avec une hausse allant jusqu'à plus de 40% pour le référentiel 2050 RCP4.5, alors que la période entre mai et novembre est beaucoup plus sèche, avec un pic de sécheresse au mois de septembre où les débits chutent jusqu'à 25% environ dans le référentiel RCP4.5 et près de 40% dans le référentiel RCP8.5, selon les stations.

Une autre zone intéressante à analyser est la ZE4, qui correspond au Massif-Central, dont les données sont présentées sur la Figure 20 : une saisonnalité légèrement différente est ainsi observée. La plus forte hausse d'apports se situe en avril (contre février/mars pour la majorité des zones) et la plus forte baisse s'étale sur septembre-novembre (contre une baisse plus concentrée sur septembre pour la majorité des autres zones).

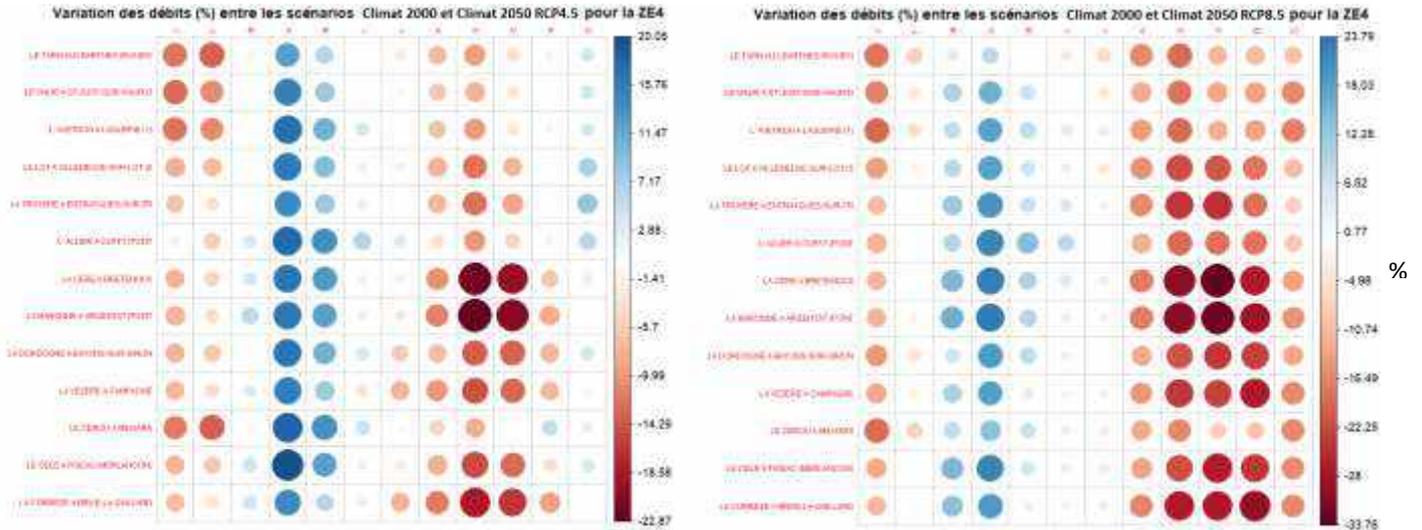


Figure 20 : Variations de débits pour la ZE4

Enfin, une dernière zone importante à analyser est la ZE5 (Rhône-Alpes, Figure 21) : elle comporte un nombre conséquent d'unités de production hydroélectrique et son bassin versant couvre le Jura et une majorité des Alpes françaises.

La plus forte hausse des débits se situe aux alentours de février, tandis que la plus forte baisse se situe en septembre.

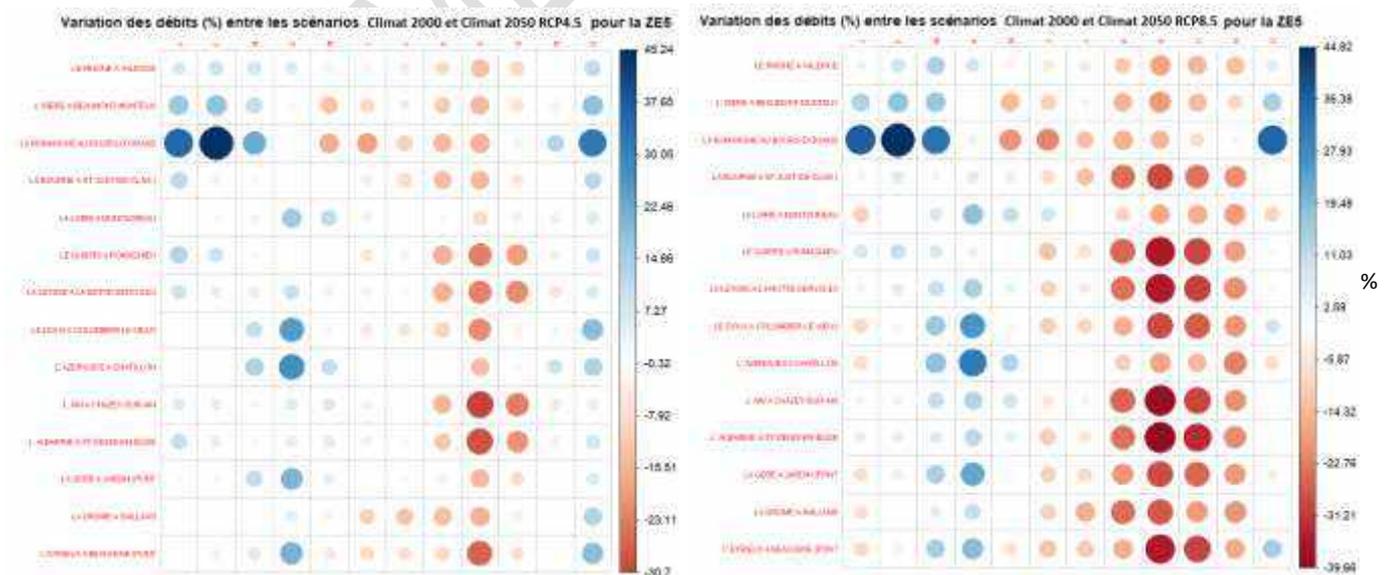


Figure 21 : Variations inter-scénaristiques des débits pour la ZE5

Il semblerait donc qu'il y ait une différence marquée entre les Alpes et le Massif-Central. Celle-ci peut également être observée sur les deux graphes de débits mensuels de la Figure 22, correspondant à des stations spécifiques, qui couvrent respectivement des bassins versants dans les Alpes et dans le Massif-Central :

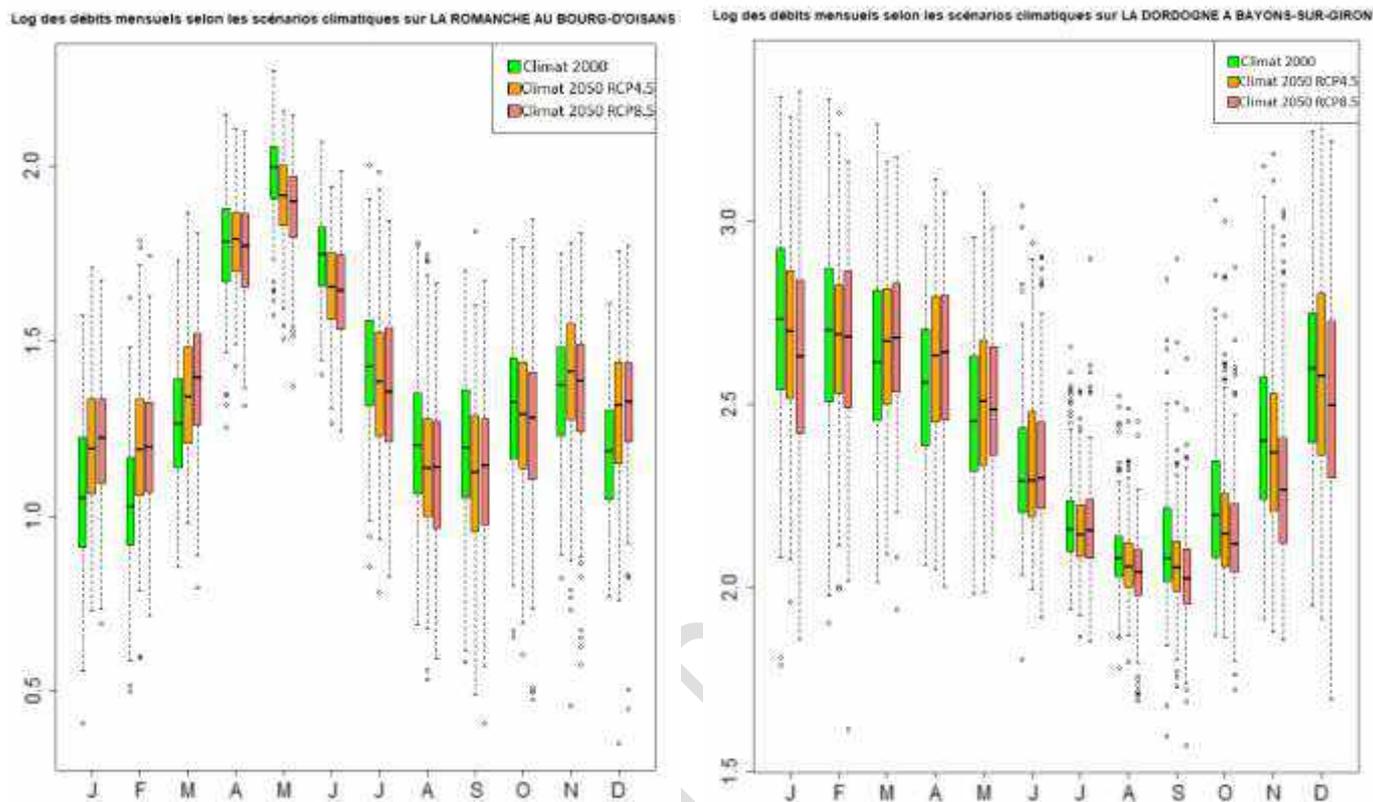


Figure 22: Répartition mensuelle du débit moyen (échelle log) selon les scénarios, pour deux stations (à gauche la Romanche dans les Alpes, à droite la Dordogne dont le bassin versant correspond à l'ouest du Massif-Central)

Les différences observées précédemment sont aussi visibles sur ces graphes : dans les Alpes, sur les référentiels 2050 une fonte précoce des neiges ou des précipitations (davantage sous forme de pluie que de neige), est observée dès janvier-février, mais s'établit à un niveau moindre pendant l'été. Dans le Massif-Central, c'est un autre phénomène qui apparaît : une hausse des débits est observée sur mars et avril, sans doute due à de plus fortes précipitations, et en revanche une baisse de ceux-ci en été et à l'automne.

#### 4.5.2 Comparaison des référentiels climatiques Météo-France avec d'autres modèles

Afin de comparer les hypothèses de débit fournies par Météo France avec celles obtenues via l'utilisation d'autres modèles, l'analyse est focalisée sur quelques stations précises. Les données de débits Météo-France sont comparées à trois modèles : E-Hype<sup>11</sup> du SMHI, VIC<sup>12</sup> de l'Université de Washington, et enfin Lisflood<sup>13</sup> de la Commission européenne.

Les deux graphes de la Figure 23 présentent une comparaison des variations attendues du débit du Rhône à Valence, selon différents modèles (à partir des simulations de Météo-France, et d'autres modèles hydrologiques fournis par le SMHI). Le Rhône est en effet un fleuve avec un débit important, sur lequel se trouvent de nombreuses installations de production et dont le bassin versant s'étend sur le Jura et une majeure partie des Alpes françaises. Observer les hypothèses de débit sur ce fleuve permet donc de comparer différents modèles de manière significative vis-à-vis des apports hydroélectriques français.

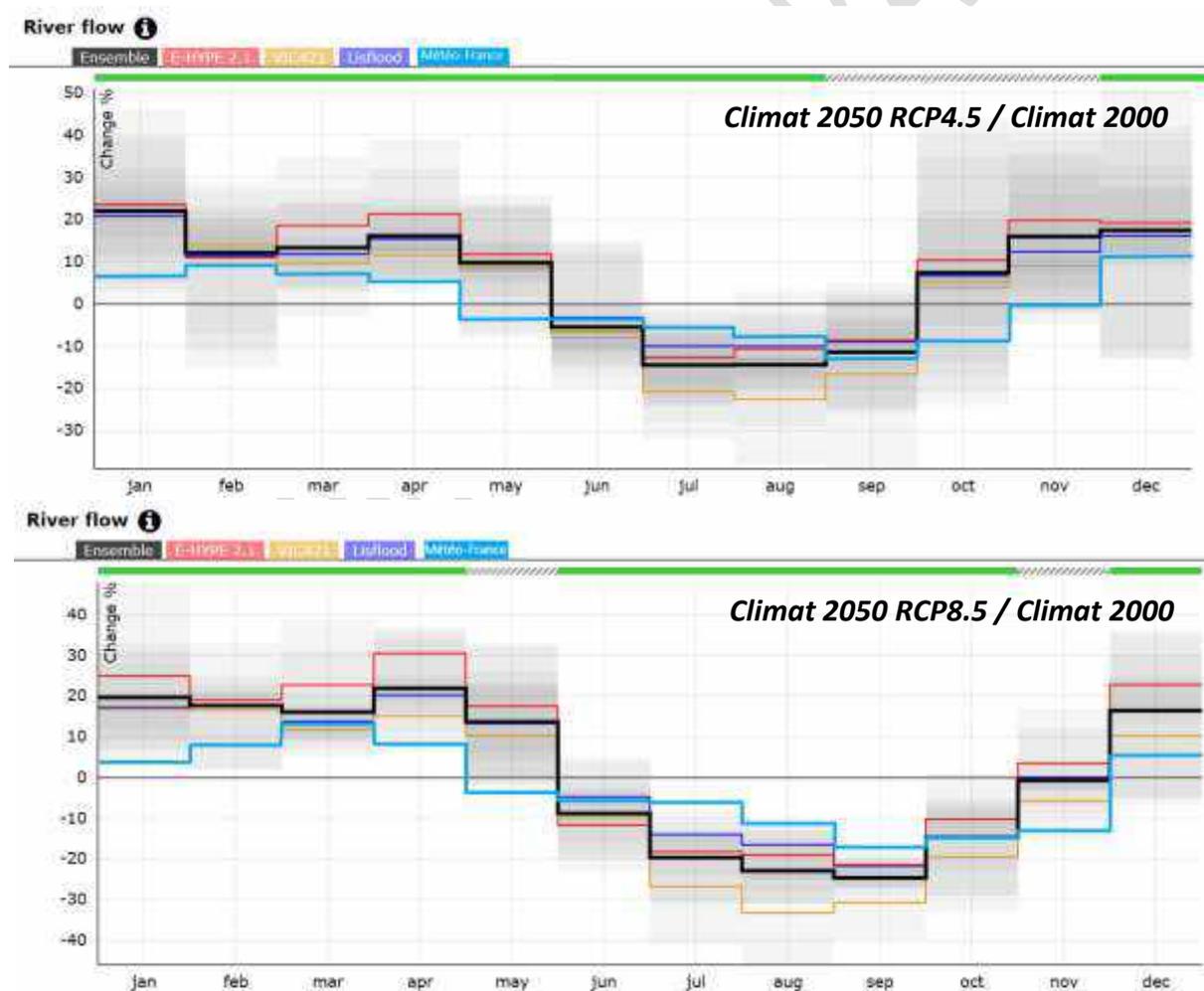


Figure 23: Variations des débits mensuels pour différents modèles, sur le Rhône à Valence

<sup>11</sup> E-HYPE ©SMHI - Lindström, G., Pers, C.P., Rosberg, R., Strömquist, J., and Arheimer, B. (2010): Development and test of the HYPE (Hydrological Predictions for the Environment) model – A water quality model for different spatial scales. Hydrology Research 41.3-4:295-319. : <https://hypeweb.smhi.se/model-water/about-hype-code/>

<sup>12</sup> VIC Model - Liang, X., D. P. Lettenmaier, E. F. Wood, and S. J. Burges (1994), A simple hydrologically based model of land surface water and energy fluxes for general circulation models, J. Geophys. Res., 99(D7), 14415–14428, doi:10.1029/94JD00483 : <https://vic.readthedocs.io/en/master/>

<sup>13</sup> Lisflood © Joint Research Centre (JRC) of the European Commission : <https://ec-jrc.github.io/lisflood-model/>

La comparaison met en évidence des tendances globalement similaires à la fois sur les variations moyennes du productible à l'échelle annuelle et sur la répartition des variations de débits selon les différents mois de l'année.

Elle montre par ailleurs des variations saisonnières un peu moins importantes (en moyenne) dans le modèle Météo-France que pour les autres modèles.

Le modèle VIC semble plus pessimiste, surtout sur la période « sèche », alors que le modèle E-Hype prédit de plus forts débits sur la saison « humide ». Il peut également être noté que les maxima de variation des modèles ne correspondent pas aux mêmes mois.

Ces différences entre les modèles ont certainement une incidence sur la génération des apports hydrauliques, ce qui suggérerait de développer des approches multi-modèles dans de futurs travaux pour mieux apprécier la variabilité des résultats.

De même, une analyse comparative de ces modèles a été réalisée à la station de Bayons-sur-Gironde, sur la Dordogne, proche de la confluence avec la Garonne (Figure 24).

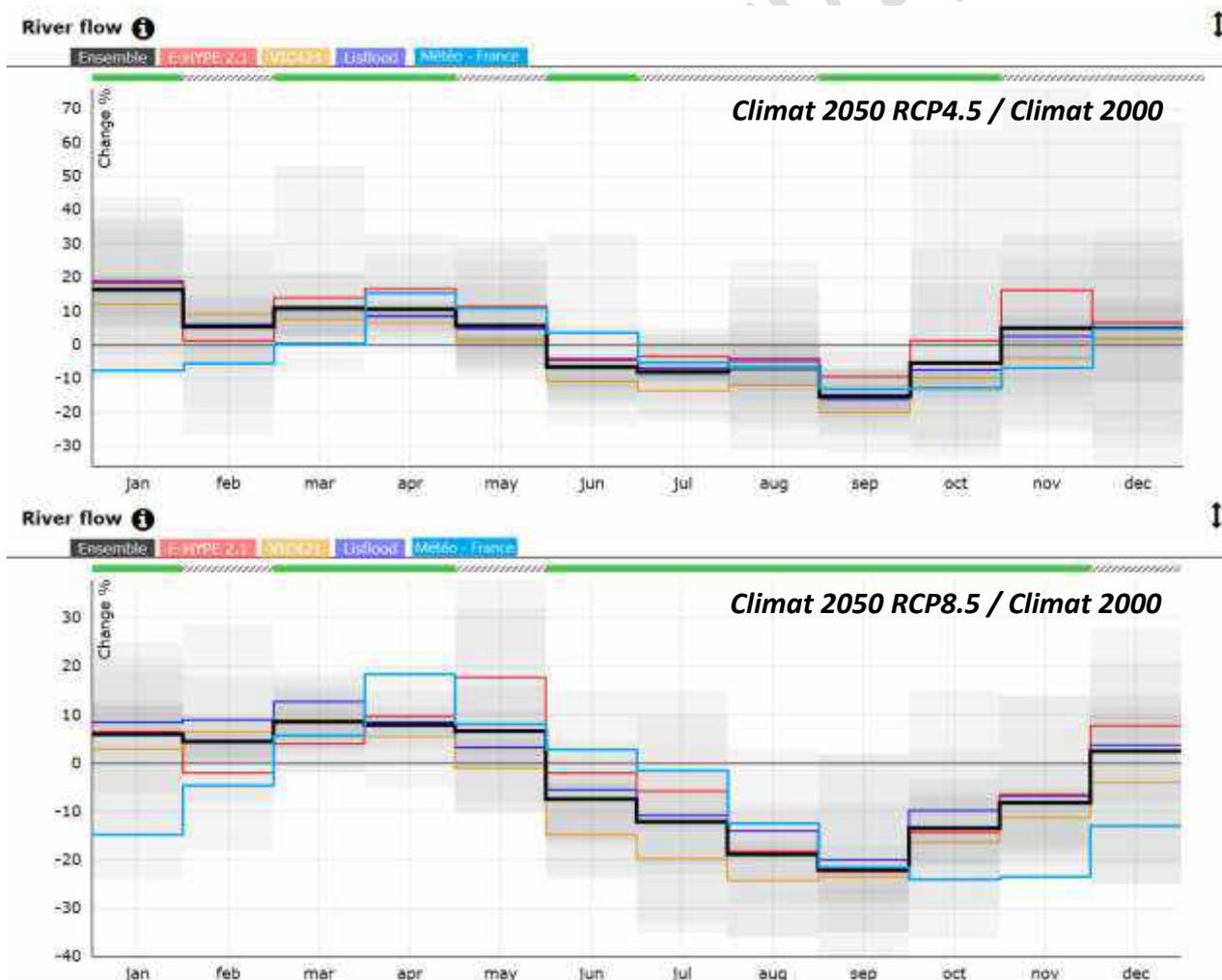


Figure 24 : Variations des débits mensuels pour différents modèles, sur la Dordogne à Bayons-sur-Gironde ©SMHI

Les variations pour le modèle de Météo-France sont ici plus conséquentes, avec près de 20% d'augmentation de débit moyen sur le mois d'avril et une baisse de 23% en octobre entre le référentiel 2000 et le référentiel 2050 RCP8.5. L'analyse met à nouveau en évidence que les extrema ne se situent pas exactement sur les mêmes mois.

Selon les régions, les données des différents modèles hydrologiques présentent donc des différences marquées. Des analyses complémentaires seront toutefois nécessaires pour évaluer l'impact et les incertitudes sur les données d'apports hydrauliques globaux. La tendance générale est toutefois assez cohérente entre les différents modèles, avec une augmentation des apports en hiver et une baisse en été et en automne.

**Ces premiers éléments d'analyse comparative seront progressivement approfondis et enrichis au cours des prochains mois.**

## 4.6 Synthèse des observations à la maille France

**Le changement climatique semble avoir un effet limité sur les apports français totaux annuels. Il existe en revanche une influence plus conséquente sur la saisonnalité des apports : l'analyse met en évidence une hausse de ces derniers en hiver et au début du printemps (décembre-mai), liée à une hausse des débits, et à l'inverse une nette baisse pendant la seconde partie de l'année (juin-novembre). Certaines zones du territoire, en particulier le quart sud-est, seront aussi plus affectées que d'autres, avec une période « sèche » au second semestre particulièrement marquée.**

Ces résultats, obtenus uniquement à partir des données fournies par Météo-France pourront, dans de futurs travaux, être consolidés en exploitant d'autres sources de données qui peuvent présenter des profils de débits différents comme constaté sur les deux stations sélectionnées au paragraphe précédent.

## 4.7 Evolution du productible hydraulique à l'échelle européenne

### 4.7.1 Introduction

Une fois les apports à la maille France élaborés et analysés, et étant donné le périmètre géographique du Bilan prévisionnel, il est nécessaire de construire des apports à la maille des autres pays européens qui soient également corrélés aux référentiels climatiques fournis par Météo France.

La méthodologie présentée au §3.5 permet de créer, à partir d'un modèle statistique, des tirages annuels d'apports européens corrélés aux apports français élaborés et analysés plus tôt. Il est important de noter que le paramètre permettant principalement de corréliser ces apports européens aux référentiels climatiques est la corrélation spatiale, qui lie les apports français aux apports des pays voisins. Il est donc pertinent d'étudier plus en détail les pays dont les apports sont corrélés spatialement aux apports français : l'Autriche, l'Allemagne, et la région Italie Nord<sup>14</sup>. Les résultats présentés dans les paragraphes suivants concerneront donc ces trois zones.

---

<sup>14</sup> Cette étude sur les corrélations spatiales a été réalisée à partir de données d'historique lors de précédents travaux.

#### 4.7.2 Evolution des débits européens

Il est tout d'abord intéressant de se pencher sur l'évolution des débits à l'échelle européenne à l'horizon 2050 à partir des cartes du SMHI mentionnées plus tôt, et dont les projections à 2050 pour les référentiels RCP4.5 et RCP8.5 sont présentées sur le Figure 25.

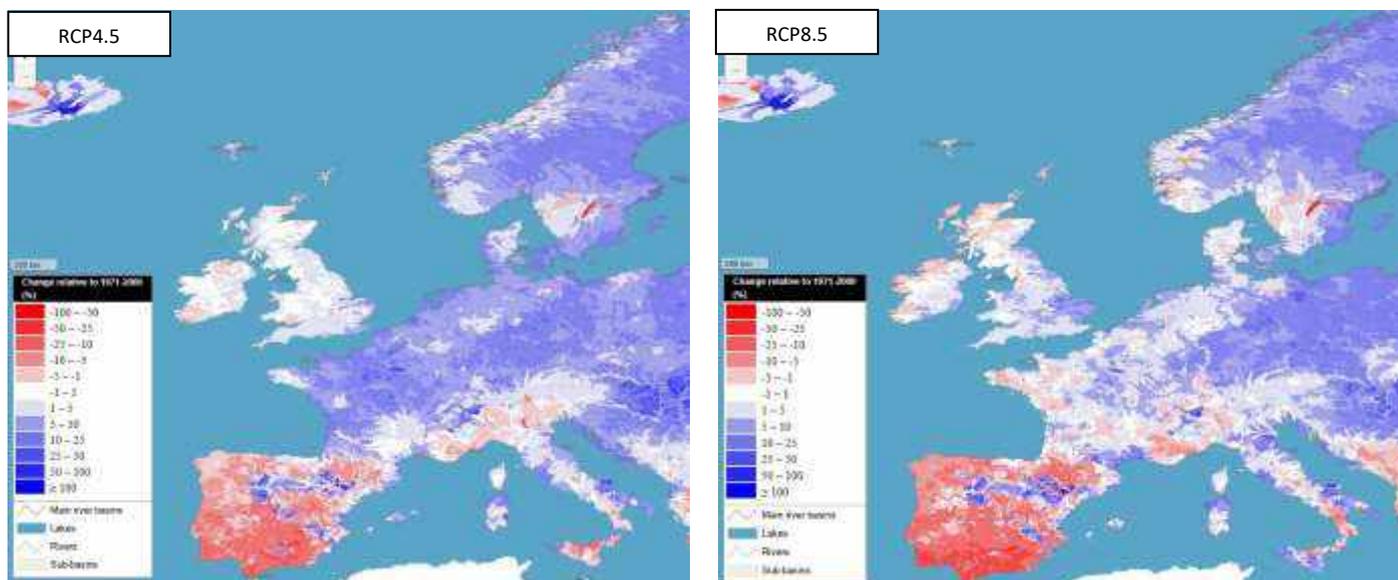


Figure 25 : Evolution des débits pour les référentiels RCP4.5 et RCP8.5 pour 2036-2065 en Europe, relativement à une période de référence (1971-2000)

Ces cartes montrent que l'évolution prévue du débit en 2050 est très variable selon les pays considérés : dans les pays du Sud de l'Europe (principalement l'Espagne), une diminution importante des débits sur une grande partie du pays est prévue en 2050 pour les deux référentiels. Au contraire, dans les pays du Nord, dont la Scandinavie, les débits moyens sont globalement supérieurs à la situation actuelle pour les deux référentiels.

En ce qui concerne les zones étudiées par la suite, l'Allemagne et l'Autriche connaissent une augmentation globale des débits, là où le Nord de l'Italie connaît en moyenne une légère diminution dans le référentiel RCP4.5, et une légère augmentation dans le référentiel RCP8.5.

#### 4.7.3 Evolution du productible annuel à l'échelle des zones Autriche, Allemagne, et Italie Nord

A partir des apports France déterminés et analysés dans les paragraphes précédents, pour les trois référentiels 2000, 2050 RCP4.5 et 2050 RCP8.5, les 3 x 200 tirages annuels d'apports corrélés ont été générés pour les pays pris en compte dans le périmètre du Bilan Prévisionnel. La Figure 26 représente les monotones des apports annuels obtenus pour chacune des 200 années des 3 référentiels climatiques, pour les zones Autriche, Allemagne, et Italie Nord.

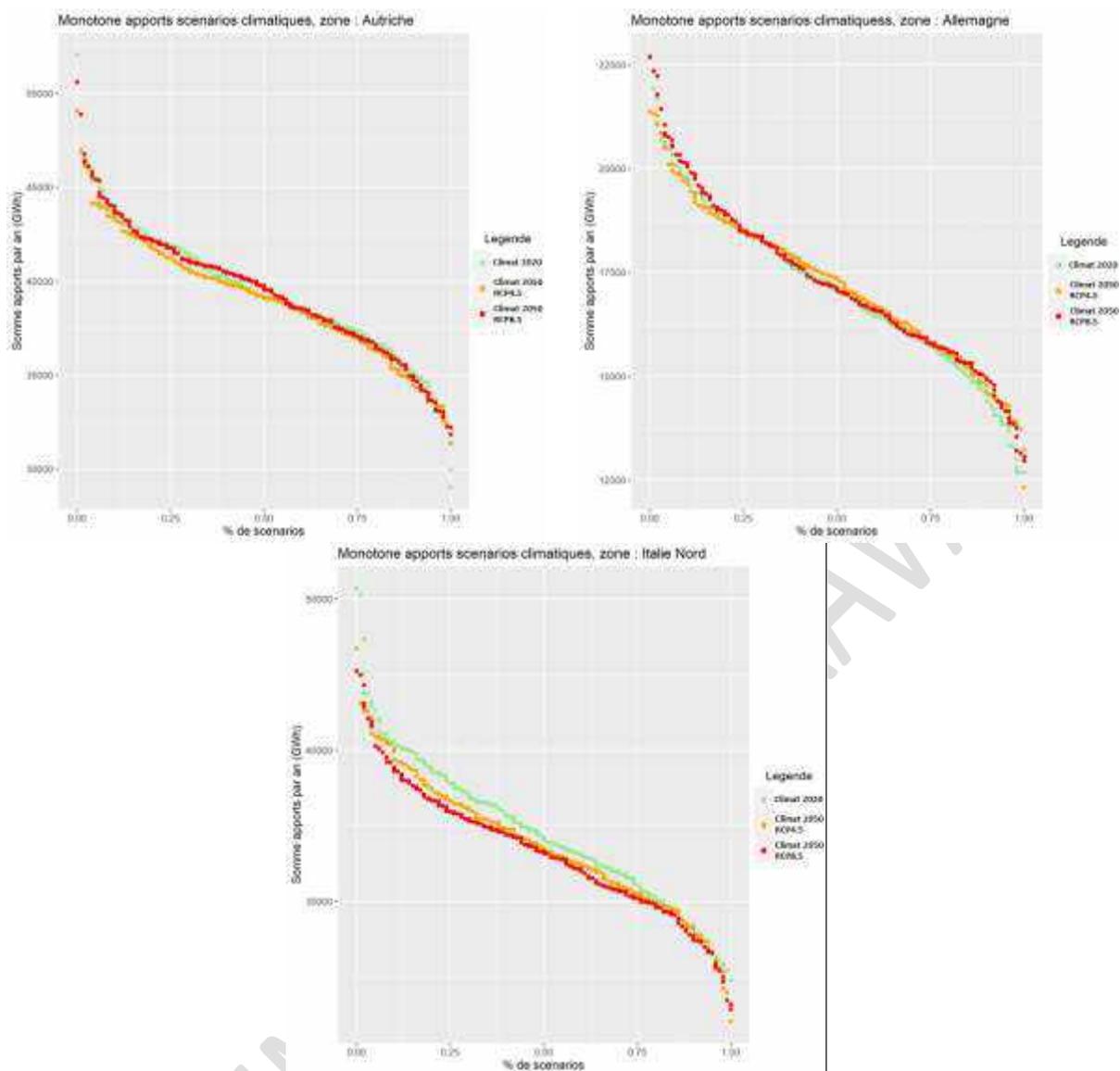


Figure 26 : Monotone des apports annuels pour les zones Autriche, Allemagne, Italie Nord (GWh) selon différents référentiels

Pour ces trois zones, les apports obtenus suivent globalement la même distribution dans tous les référentiels. La pente des différentes monotones, ainsi que leur dispersion aux extrêmes, semblent similaires, ce qui est en cohérence avec les résultats obtenus au niveau des apports France.

Au niveau des apports sur la région Italie Nord, une légère diminution des apports est observée dans le référentiel RCP4.5, accentuée dans le référentiel RCP8.5, par rapport au référentiel 2000. Ceci est cohérent avec les observations formulées précédemment sur la diminution des débits dans cette région à l'horizon 2050. A titre d'exemple, la médiane des apports sur la région Italie Nord diminue de 2% entre les référentiels 2000 et 2050 RCP4.5, et de 2,6% entre les référentiels 2000 et 2050 RCP8.5.

Ces résultats peuvent également s'analyser à l'aide d'une autre représentation graphique sous forme de boîtes à moustache, pour ces différentes zones (Figure 27).

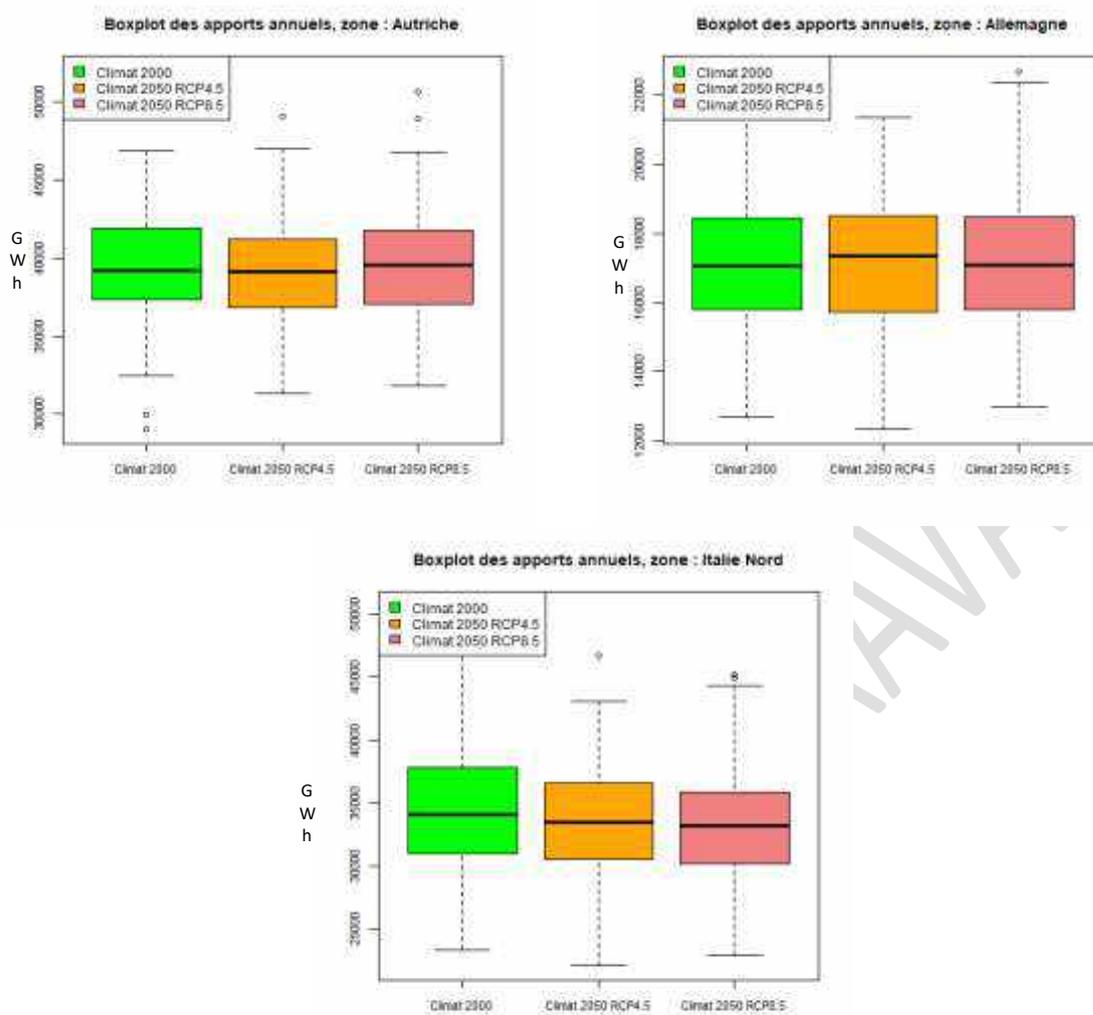


Figure 27 : Boîtes à moustaches des apports annuels sur les zones Autriche, Allemagne, Italie Nord (GWh) selon différents référentiels climatiques

Cette figure met en évidence le fait que, même si la dispersion des années climatiques sur ces zones est supérieure à ce qui a été constaté sur la France, la dispersion des résultats reste similaire entre les référentiels 2000 et 2050 (écarts interquartiles et médianes similaires), avec une légère diminution des apports sur la zone Italie Nord.

#### 4.7.4 Evolution mensuelle des apports sur les zones Autriche, Allemagne, et Italie Nord

La Figure 28 illustre la saisonnalité des apports pour les zones Autriche, Allemagne et Italie Nord, pour les trois référentiels climatiques.

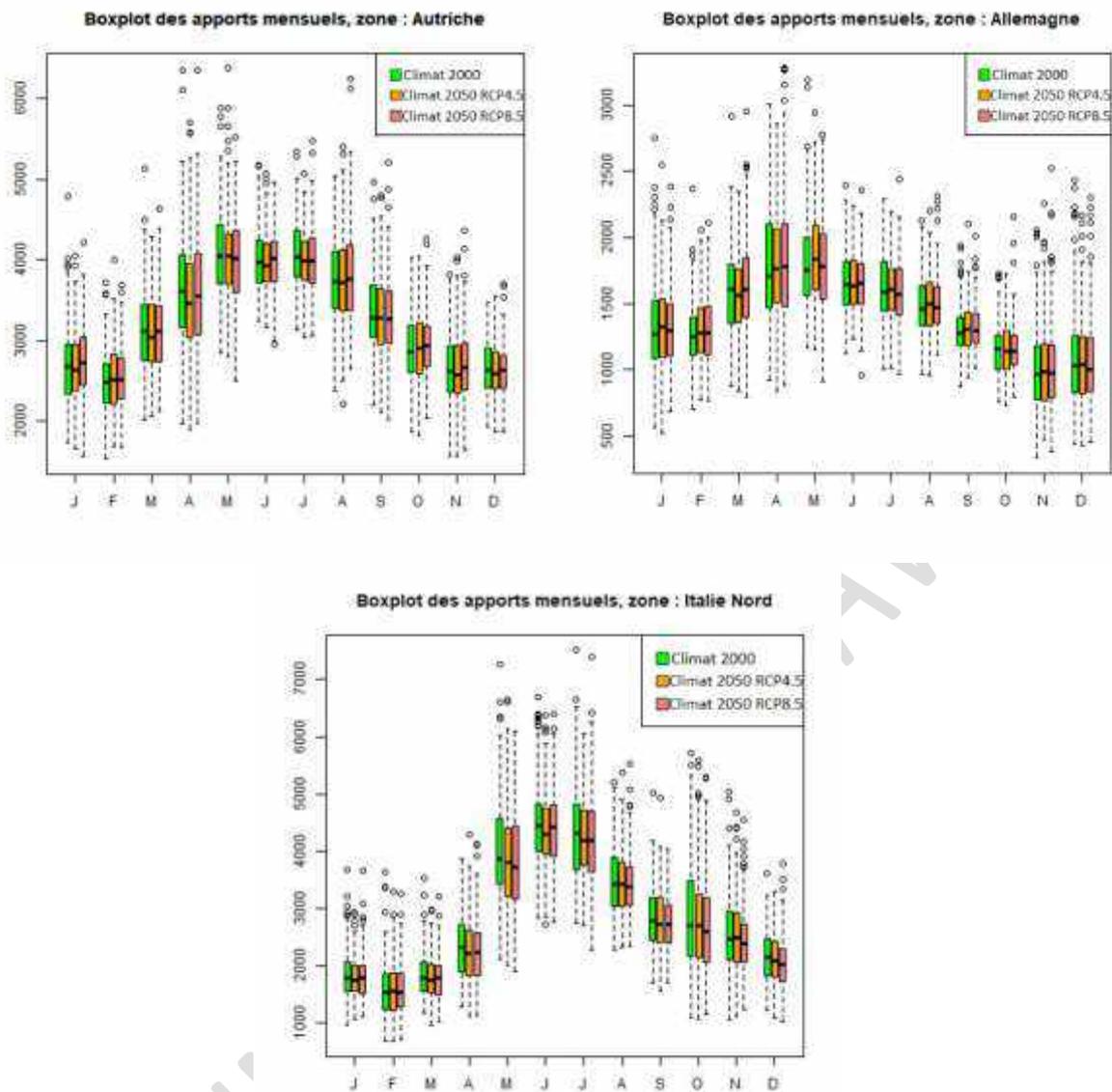


Figure 28 : Comparaison mensuelle des apports sur les zones Autriche, Allemagne, Italie Nord (GWh)

Ces éléments mettent en évidence une grande similarité entre les référentiels climatiques sur la répartition mensuelle des apports pour les trois zones considérées. La saisonnalité observée au niveau des apports France ne montre donc pas, d’après ces résultats, d’équivalence au niveau des autres pays européens.

Les variations introduites par les référentiels climatiques RCP4.5 et RCP8.5 par rapport au référentiel 2000 peuvent être plus particulièrement mises en évidence pour les trois zones étudiées, à l’aide de la Figure 29.

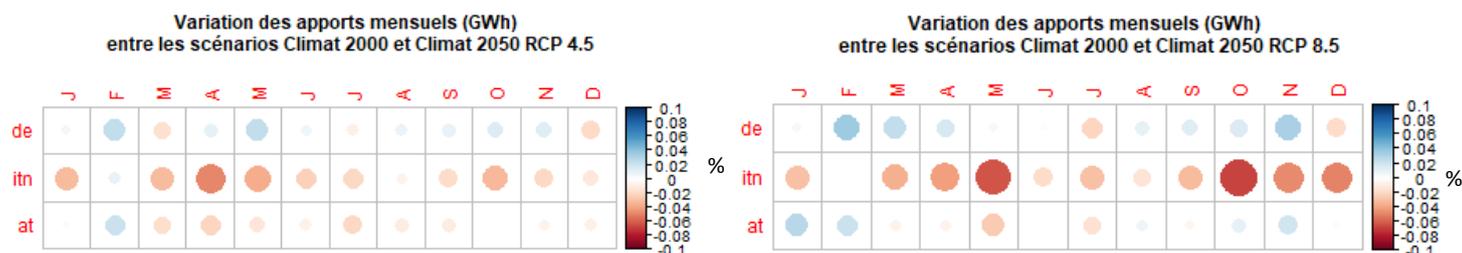


Figure 29 : Variations locales d'apports par rapport au référentiel 2000 pour le référentiel 2050 RCP4.5 (à gauche), et le référentiel 2050 RCP8.5 (à droite) en GWh

Comme observé précédemment, la zone sur laquelle les modifications sont les plus significatives correspond à la région Italie Nord, avec une diminution des apports pour les référentiels 2050 plus particulièrement marquée sur les mois de printemps et d'automne (jusqu'à 7% pour les mois de mai et octobre). Sur les autres régions, les variations des apports entre climat 2000 et climat 2050 sont globalement peu significatives.

#### 4.7.5 Synthèse des observations à la maille Europe

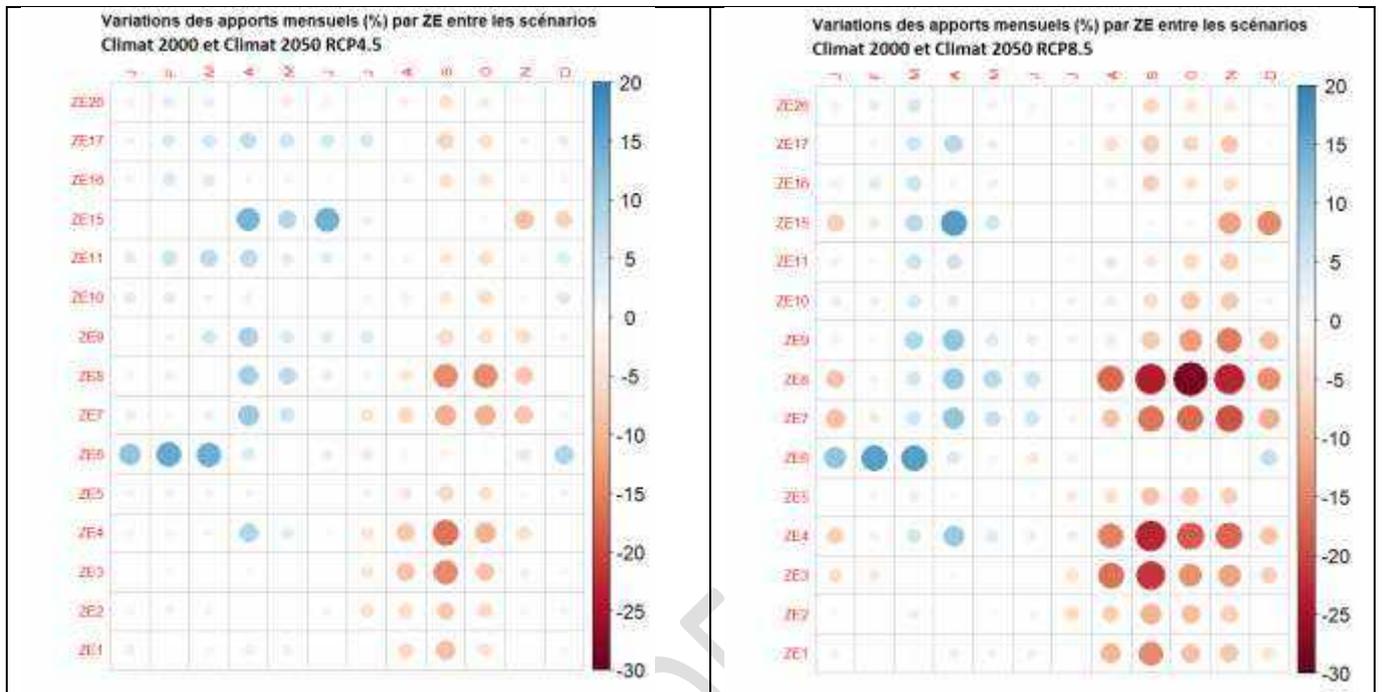
Les résultats obtenus sur les apports des autres pays européens montrent une faible variabilité entre les différents référentiels climatiques. Cependant, la méthodologie d'obtention de ces apports, largement corrélée à l'observation d'historiques, peut en partie expliquer les faibles différences constatées entre les référentiels 2000 et 2050.

Une baisse sensible des apports est néanmoins observée pour la région Italie Nord, confirmée par les prévisions de débits dans cette région à l'horizon 2050.

Il est important de noter que la méthode employée pour déterminer ces apports européens, décrite dans le §3.5, se base pour beaucoup sur des paramètres issus d'observations historiques. Elle présente donc certaines limites pour simuler les évolutions à long-terme des apports hydrauliques, qui se traduiront certainement par des évolutions marquées par rapport aux années passées.

Un workshop sur la modélisation hydrologique pour les modèles d'énergie a eu lieu en juillet 2020, avec différents acteurs de la communauté hydrologique française et européenne. Il a permis de confirmer la pertinence des approches actuelles de RTE, d'identifier des pistes prometteuses pour de futurs travaux, qui pourront déboucher sur la mise en place d'un modèle hydrologique de génération des apports européens, de la même manière que ce qui a été réalisé à la maille France.

## Annexe : détails sur les évolutions possibles d'apports mensuels en fonction des zones électriques



Annexe 1 : Variations locales mensuelles relatives d'apports par rapport au référentiel 2000 pour le référentiel 2050 RCP4.5 (à gauche), et le référentiel 2050 RCP8.5 (à droite) en %