



HAL
open science

Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques

Anthony Lemoine, Maria-Helena Ramos, Vazken Andréassian

► To cite this version:

Anthony Lemoine, Maria-Helena Ramos, Vazken Andréassian. Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques. *LHB Hydrosience Journal*, 2022, 10.1080/27678490.2022.2101393 . hal-03990359

HAL Id: hal-03990359

<https://hal.inrae.fr/hal-03990359>

Submitted on 15 Feb 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Distributed under a Creative Commons Attribution 4.0 International License



Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques

Anthony Lemoine, Maria-Helena Ramos & Vazken Andréassian

To cite this article: Anthony Lemoine, Maria-Helena Ramos & Vazken Andréassian (2022): Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques, LHB, DOI: [10.1080/27678490.2022.2101393](https://doi.org/10.1080/27678490.2022.2101393)

To link to this article: <https://doi.org/10.1080/27678490.2022.2101393>



© 2022 The Author(s). Published by Informa UK Limited, trading as Taylor & Francis Group.



Published online: 22 Aug 2022.



Submit your article to this journal [↗](#)



Article views: 194



View related articles [↗](#)

Impacts des changements climatiques sur la gestion par courbes guides des réservoirs hydroélectriques

Anthony Lemoine , Maria-Helena Ramos  and Vazken Andréassian 

Université Paris-Saclay, INRAE, UR HYCAR, Antony, France

RÉSUMÉ

Le secteur hydroélectrique est sensible aux variables climatiques qui affectent la production et la consommation d'énergie. Des services climatiques se développent et fournissent des renseignements sur les variations hydroclimatiques pour différents scénarios. Ces informations sont essentielles pour optimiser la gestion des réservoirs et planifier la production future. Dans cette étude, nous examinons les changements de débits futurs sur la gestion des réservoirs en nous appuyant sur huit GCM/RCM et deux horizons futurs : 2050 et 2080 avec les RCP 4.5 et 8.5. Ces horizons sont comparés à une période référence (1976–2005). Nous avons extrait les projections de température et de précipitations pour deux bassins français. Les débits, simulés avec le modèle hydrologique GR6J, ont été utilisés pour évaluer les courbes guides de remplissage des réservoirs qui représentent le compromis entre un objectif de niveau minimal estival, un débit réservé et le volume disponible pour la production. Nous évaluons les différences entre les volumes d'eau potentiels actuel et futur pour la production. L'augmentation de la température et la diminution des précipitations dans le futur modifieraient les régimes hydrologiques des apports. L'exploitation des réservoirs est impactée avec moins d'eau disponible pour la production et une flexibilité moindre dans la gestion saisonnière.

Climate change impacts on the management of hydropower reservoirs using guide curves

ABSTRACT

The hydropower sector is sensitive to climate variables as they directly affect energy production (supply) and consumption (demand). Climate services are growing today to provide information on hydroclimatic variations for different scenarios. This information is essential for optimizing reservoir management and planning future production. In this study, we examine future riverflow changes on reservoir management based on eight GCM/RCMs and two future horizons: 2050 and 2080 with RCP 4.5 and 8.5. These horizons are compared to a reference period (1976–2005). We extracted temperature and precipitation projections for two catchments in France. The riverflows, simulated with the GR6J hydrological model, were used to evaluate reservoir filling guide curves that represent the trade-off between a target minimum reservoir level during the summer season, a minimum daily release and the volume available for hydropower generation. We evaluate the differences between current and future potential water volumes for production. Increasing temperature and decreasing precipitation in the future would change the hydrological regimes of inflows. Reservoir operations are impacted with less water available for production and less flexibility in seasonal management.

MOTS-CLÉS

Hydroélectricité ; ressources en eau ; changement climatique ; services climatiques ; gestion des réservoirs ; courbe guide

KEYWORDS

Hydropower; Water Resources; Climate Change; Climate Services; Reservoir Management; Guide Curve

1. Introduction

Dans le contexte de la transition énergétique et de la lutte contre le réchauffement climatique, le secteur hydroélectrique a un rôle de premier plan à jouer. Les centrales hydroélectriques produisent la quantité d'électricité la plus importante parmi toutes les sources d'énergie renouvelables (IEA, 2020). Elles occupent également une place stratégique dans l'équilibre du réseau électrique en répondant efficacement à la demande et en offrant la possibilité de stocker de l'énergie. La flexibilité de la gestion des réservoirs pour la production d'énergie offre une meilleure capacité pour s'adapter aux changements climatiques

mais aussi une meilleure intégration des énergies intermittentes (François et al., 2016; Ranzani et al., 2018). Engeland et al. (2017) soulignent que, dans un système électrique, l'hydroélectricité est un complément utile à l'énergie éolienne et solaire car elle peut être utilisée pour équilibrer le réseau électrique (hydroélectricité de type réservoir) et pour stocker de l'énergie (station de transfert d'énergie par pompage). Dans les systèmes hydrauliques de type lac-réservoir, le stockage et le déstockage pour la production d'énergie ne représentent que des utilisations singulières de l'eau. Ces usages cohabitent, le plus souvent, avec d'autres besoins en eau comme

l'irrigation, l'approvisionnement en eau potable ou les activités récréatives (Ducloux, 1989). La gestion de l'eau disponible est donc cruciale pour planifier une production optimale, maximiser les revenus et s'affranchir des conflits éventuels entre les usagers (Dobson et al., 2019). Cet aspect est d'un intérêt capital, particulièrement dans les régions où il est attendu une diminution de la ressource en eau sous l'influence du changement climatique ou dans celles où l'occurrence des événements extrêmes devrait augmenter (Masson-Delmotte et al., 2018). En effet, la dépendance des installations hydroélectriques vis-à-vis des débits d'apports les rend sensibles aux variations des précipitations, des surfaces enneigées et des glaciers (Majone et al., 2016 ; Schaeffli et al., 2007).

L'objectif de cette étude est d'évaluer comment une gestion classique par courbes guides des réservoirs hydroélectriques (Jain et al., 1998; Labadie, 2004) peut fournir des indicateurs d'impacts des changements climatiques. L'approche de gestion par courbes guides est notamment utilisée pour la gestion des Grands Lacs de Seine à l'amont de Paris (Dorchies et al., 2012). La gestion d'un réservoir dépend fortement de la trajectoire du stock d'eau sur une période de gestion donnée. La trajectoire est aussi dépendante des objectifs et des contraintes de gestion et s'appuie souvent sur des courbes d'objectifs, dédiées aux opérations de remplissage (courbe guide de remontée ou de remplissage) et de vidange (courbe guide de descente ou de vidange) du réservoir. Dans un premier temps, nous examinons comment le changement climatique modifie les températures et les précipitations à l'échelle des bassins versants étudiés : l'Ain et la Durance. L'enjeu consiste également à analyser les conséquences de ces modifications sur les régimes hydrologiques de ces deux rivières, d'intérêt hydroélectrique, sur la période 1976–2100. Dans un deuxième temps, nous quantifions l'impact des changements de régimes hydrologiques sur les règles de gestion des deux grandes réserves en eau associées aux rivières étudiées (Vouglans et Serre-Ponçon). Nous simplifions la gestion de ces réservoirs en ne prenant en compte que les contraintes de cote estivale et de débits réservés, afin d'illustrer l'évaluation proposée, qui s'appuie sur les différences en stocks d'eau (sur une période de temps donnée) potentiellement disponibles pour la production hydroélectrique en climat passé (période historique 1976–2005) et futur (horizons 2050 et 2080). Cette étape offre la possibilité de caractériser approximativement la flexibilité (marge de manoeuvre), en climat futur, de ces réserves situées dans des régions avec un relief contrasté à l'aide d'une approche de gestion simple, fondée sur les courbes guides de remplissage d'un réservoir.

2. Données hydroclimatiques et modèles

Notre approche repose sur la mise en place d'une chaîne de modélisation (Figure 1) constituée de trois parties. La première partie se compose du service climatique DRIAS (<http://www.drias-climat.fr/>) d'où sont extraites les simulations climatiques des températures et des précipitations pour deux bassins versants en France, l'Ain à Vouglans et la Durance à Serre-Ponçon. Cette chaîne s'appuie sur huit couples de GCM/RCM (sous scénarios RCP 4.5 et RCP 8.5) sur une période historique de référence (1976–2005) et deux horizons futurs : l'horizon centré en 2050 (2036–2065) et l'horizon centré en 2080 (2066–2095). Ces bassins ont été choisis car on y trouve les réservoirs hydroélectriques parmi les plus importants de France et aussi en raison du contraste climatique de leurs régions (Jura et Alpes du Sud). La deuxième partie de cette chaîne concerne la modélisation hydrologique. Les débits à l'exutoire de chaque bassin versant ont été simulés avec le modèle hydrologique GR6J (package airGR : <https://hydrogr.github.io/airGR/> ; Coron et al., 2022, 2017), avec sa composante Cema-Neige pour la prise en compte des précipitations sous forme de neige, en particulier pour les bassins avec un relief élevé comme la Durance. Les débits simulés ont ensuite été utilisés dans un modèle de gestion de réservoir par courbes guides. Ce modèle de gestion constitue la troisième partie de la chaîne de modélisation.

La Figure 2 indique la localisation des deux bassins versants étudiés. Le bassin versant de l'Ain, affluent du Rhône, se trouve au pied du massif du Jura. Il couvre une surface de 1 120 km². Son altitude évolue de 338 m au lac de Vouglans jusqu'à 1 381 m. Le réservoir de Vouglans est l'un des plus grands réservoirs artificiels de France, avec un volume de plus de 605 millions de m³ et le régime de l'Ain est majoritairement pluvial bien que le réservoir soit alimenté par les précipitations solides du Jura. En effet, sur le bassin, la neige reste à l'état solide sur une courte période, ce qui ne permet pas d'enregistrer un régime hydrologique avec des caractéristiques nivales marquées. Le deuxième bassin versant, celui de la Durance à Espinasses (Serre-Ponçon), est localisé dans le massif des Alpes du Sud. A cet endroit, cet affluent du Rhône a une superficie de 3 580 km², dont l'altitude s'échelonne de 753 m à Serre-Ponçon jusqu'à 3 997 m. L'exutoire du bassin versant est le lac de Serre-Ponçon, qui se situe à la confluence du cours d'eau principal de la Durance et de l'affluent Ubaye. Le réservoir de Serre-Ponçon est le plus grand réservoir de France métropolitaine, avec une capacité à retenue normale de 1 270 millions de m³. Parmi les deux réservoirs étudiés, c'est le seul à avoir une vocation multi-usage très marquée. A la production hydroélectrique, s'ajoute notamment la fourniture d'eau à l'aval pour des besoins en irrigation

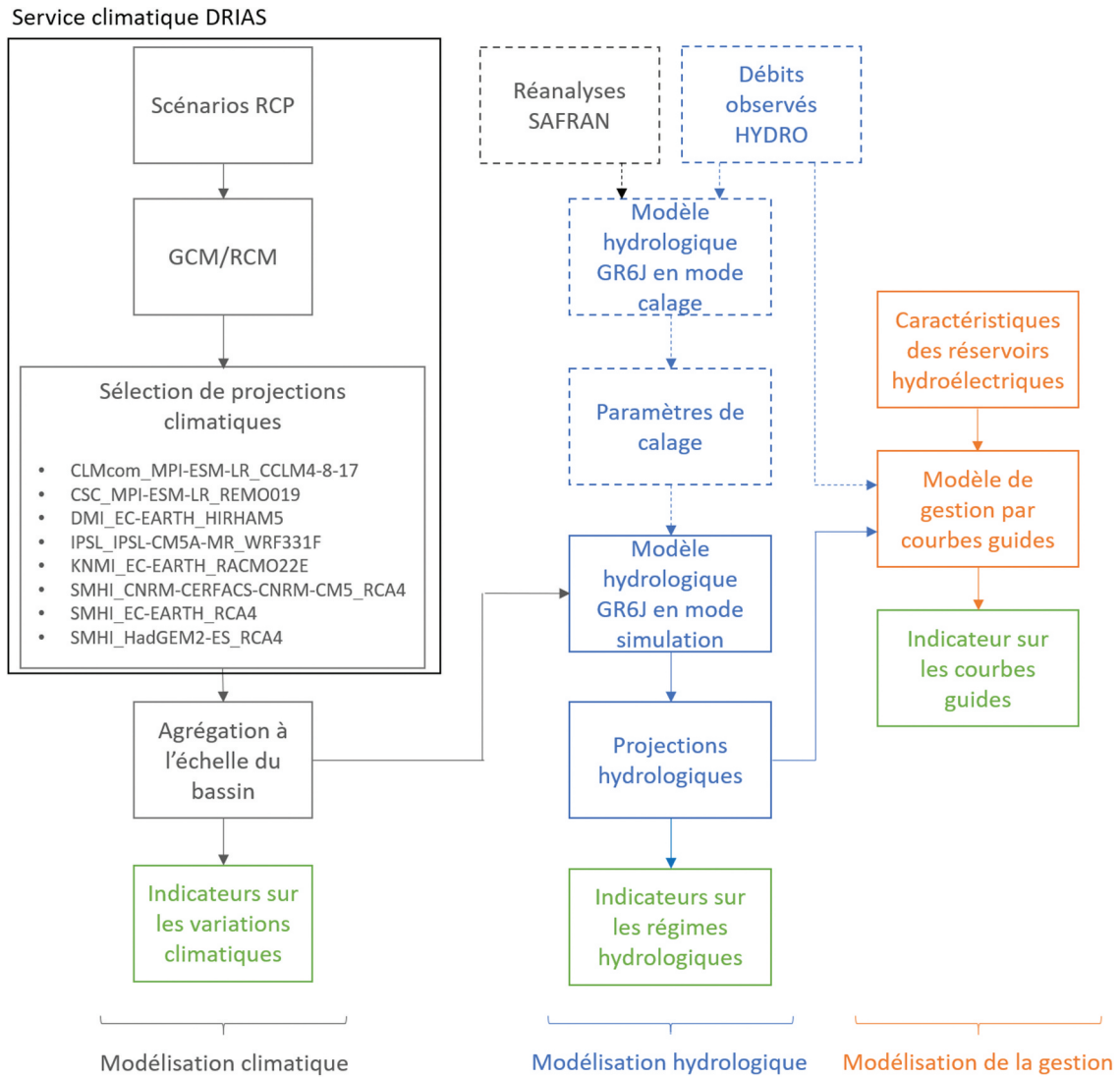


Figure 1. Chaîne de modélisation mise en place dans le cadre de cette étude, présentant les principales étapes liées à la modélisation climatique (en gris), à la modélisation hydrologique (en bleu) et à la modélisation de la gestion d'un réservoir hydroélectrique (en Orange). Les indicateurs d'impacts sont indiqués en vert.

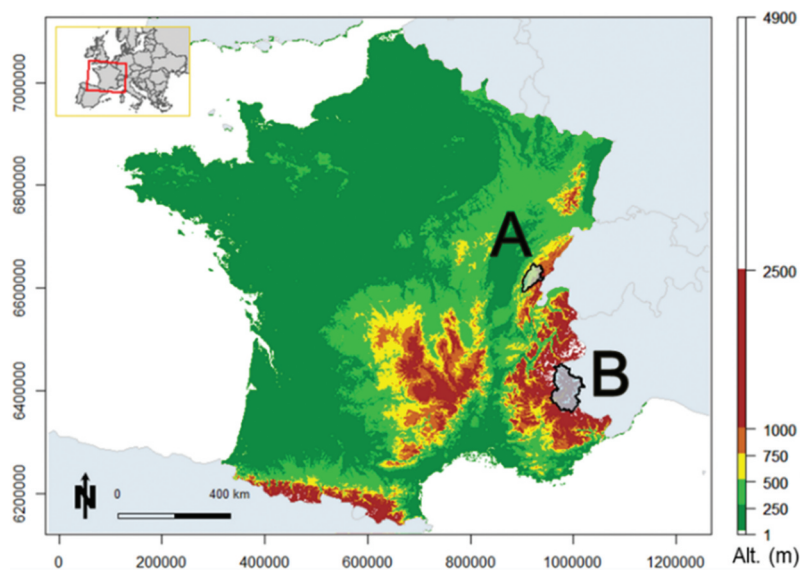


Figure 2. Localisation des deux bassins versants étudiés en France : l'Ain à Vouglans (A) et la Durance à Serre-Ponçon (B).

(principalement durant la saison d'été). Le lac joue également un rôle important pour les activités touristiques en été, qui se traduit par un niveau minimal à respecter au sein du réservoir pendant les mois de juillet et août (contrainte de cote estivale; François, 2013 ; Sauquet et al., 2015).

Nous avons utilisé des données de températures, de précipitations et de débits observés au pas de temps journalier. Les températures et les précipitations sont des produits des réanalyses atmosphériques SAFRAN fournies par Météo-France sur la période 1958–2018 (Vidal et al., 2010). SAFRAN est un système d'analyse utilisant des observations et des données de modèles météorologiques qui sont ensuite interpolées sur une maille régulière de 8 km par 8 km. Les chroniques de débits observés proviennent de la base nationale de données hydrométriques HYDRO (Leleu et al., 2014). Les données climatiques sont issues du service climatique DRIAS (Lémond et al., 2011). Ce service fournit, à l'échelle de la France, des projections climatiques de températures et de précipitations issues de différents consortiums de modélisation du climat. Dans l'étude présentée ici, nous avons utilisé huit simulations de modèles climatiques régionaux issues de l'initiative EURO-CORDEX disponibles pour le RCP 4.5 et pour le RCP 8.5, à savoir : CLMcom_MPI-ESM-LR_CCLM4-8-17, CSC_MPI-ESM-LR_REMO019, DMI_EC-EARTH_HIRHAM5, IPSL_IPSL-CM5A-MR_WRF331F, KNMI_EC-EARTH_RACMO22E, SMHI_CNRM-CERFACS-CNRM-CM5_RCA4, SMHI_EC-EARTH_RCA4 et SMHI_HadGEM2-ES_RCA4. Le service DRIAS a l'avantage de permettre d'utiliser des données dont le biais a déjà été corrigé par l'approche CDF-t (Cumulative Distribution Function-transform; Michelangeli et al., 2009) et qui sont disponibles sur la même grille que les réanalyses SAFRAN. Les projections sur la période 1971–2100 ont été spatialement agrégées pour obtenir les températures et les précipitations moyennes à l'échelle des bassins versants étudiés. Ces données ont été ensuite utilisées en entrée du modèle hydrologique GR6J.

Le modèle hydrologique GR6J (Pushpalatha et al., 2011; Tilmant et al., 2020) est issu de la famille des modèles du Génie Rural développés par INRAE (UR HYCAR, Antony). C'est un modèle global, au pas de temps journalier, dont l'objectif principal est de rendre compte du comportement hydrologique général du bassin versant, c'est-à-dire de relier les précipitations et l'évaporation à l'échelle du bassin avec le débit à l'exutoire. Les températures, les précipitations et l'évaporation potentielle moyennes du bassin versant sont utilisées comme données d'entrée du modèle. L'évaporation potentielle est calculée à partir de la formule d'ETP de Oudin et al. (2005). Le modèle hydrologique utilise le module de neige CemaNeige (Valéry, 2010) afin de prendre en compte les processus liés au

stockage et à la fonte de la neige. Le modèle a été utilisé en calage et en simulation. L'étape de calage a concerné la période 1971–2005 et s'est appuyée sur une fonction objectif fondée sur la transformation des débits en racines carrées (Oudin et al., 2006). Le critère d'efficacité de Kling Gupta (KGE; Gupta et al., 2009) indique une bonne reproduction des débits observés dans les bassins étudiés : les valeurs obtenues ont été de 0.96 pour l'Ain et 0.94 pour la Durance. Dans l'étape de simulation, les débits ont été simulés à l'aide de la série de projections des températures et des précipitations extraites du portail DRIAS sur la période 1976–2100. Les débits simulés par le modèle hydrologique ont été utilisés dans le modèle de gestion de réservoirs.

Le modèle de gestion utilisé dans cette étude s'appuie sur la construction de courbes guides de remontée. Celles-ci traduisent le niveau minimal qui doit être maintenu dans le réservoir pour atteindre, avec une probabilité (ou risque de défaillance) donnée, les objectifs de gestion fixés tout au long de l'année. Par exemple, une courbe guide de probabilité de 80 % représenterait un risque de défaillance de 20 %, c'est-à-dire une probabilité de ne pas satisfaire l'objectif de gestion deux années sur dix. Dans cette étude, nous partons du principe que les courbes guides permettent d'établir l'évolution du stock d'eau en fonction des contraintes et des apports, en faisant ressortir le volume (en fonction de l'unité de temps de la modélisation ou d'une période de temps spécifié) qui peut potentiellement être exploité pour la production hydroélectrique, une fois les autres contraintes de gestion prises en compte.

Dans notre échantillon de bassins, nous avons considéré les réservoirs à l'exutoire comme étant contraints par un objectif de maintenir un niveau minimal d'eau pendant la saison estivale (entre le 1^{er} juillet et le 31 août). Ce niveau d'eau permet de conceptualiser la nécessité d'un stock, plus important en été, pour les besoins en eau à l'aval et pour les activités récréo-touristiques pouvant se dérouler sur le lac (Ducloux, 1989). Les réservoirs sont également contraints par un débit minimal de rejet quotidien (débit réservé) pour assurer la continuité écologique du cours d'eau ou pour satisfaire les autres besoins à l'aval (cas de la pêche à l'aval du réservoir de Vouglans ou de la demande agricole à l'aval du réservoir de Serre-Ponçon, par exemple). Nous concentrons l'implémentation de notre analyse sur la partie « remontée » des courbes guides, étant donné le focus sur la contrainte de cote estivale après la forte sollicitation du réservoir en hiver pour la production hydroélectrique.

La construction de courbes de remontée permet de représenter le niveau minimal (ou volume minimal) qui doit être maintenu dans le réservoir pour atteindre les objectifs de gestion. La gestion est effectuée au pas de temps journalier et la courbe de remontée (ou de

remplissage) devient ainsi une contrainte de stock journalier minimal dans la retenue. Ce volume d'eau minimal à respecter est déterminé à partir de l'équation 1 :

$$RMT(t) = \min(V_{Rn}, \max(V_{min}(t), RMT(t+1) - V_Q(t) + V_{Res}(t))) \quad (1)$$

où $RMT(t)$ est le volume minimal d'eau à avoir dans la retenue à l'instant t , V_{Rn} est le volume du réservoir à retenue normale, $V_{min}(t)$ est le volume minimal du réservoir à l'instant t , $RMT(t+1)$ est le volume minimal d'eau à avoir dans la retenue à l'instant $t+1$, $V_Q(t)$ est le volume des apports entrants dans le réservoir à l'instant t , $V_{Res}(t)$ est le volume relâché à l'aval à l'instant t pour le débit réservé.

La Figure 3 présente un schéma illustratif de construction d'une courbe de remontée sur une année hydrologique, entre le 1^{er} septembre et le 31 août. Cette courbe est définie à partir de débits d'apports au réservoir en s'assurant de la prise en compte des contraintes sur le débit réservé et sur la cote estivale. Le calcul de la courbe de remontée se fait de manière récursive. Il débute fin août pour se terminer au 1^{er} septembre de l'année précédente. La chronique des débits d'apports, présentée en illustration à l'intérieur des graphiques, est caractéristique d'un bassin avec un régime hydrologique nival. Nous pouvons observer des débits forts au printemps, marqués par un pic au mois de juin résultant de la fonte des neiges et des étiages plus prononcés en hiver. Nous remarquons que le remplissage du réservoir est plus rapide lorsque les apports entrants sont importants (graphique à gauche) et, à l'inverse, lorsque les débits alimentant le réservoir sont plus faibles, nous constatons un ralentissement de la vitesse de remplissage du réservoir (graphique à droite).

Nous pouvons rencontrer différentes trajectoires de courbes de remontée en fonction des différents apports au réservoir observés au long des différentes

années hydrologiques. Par exemple, si le volume indiqué par la courbe guide est nul au 1^{er} septembre, cela signifie que, pour cette année-là, on peut avoir le volume utile du réservoir à zéro au 1^{er} septembre mais qu'il sera quand même possible de remplir le réservoir. Si, sur une année donnée, le volume minimal d'eau à avoir dans le réservoir est égal à zéro du 1^{er} septembre au 2 mars, par exemple, il est alors possible de laisser le réservoir « vide » (en termes de volume utile) jusqu'au 2 mars et ensuite de le remplir grâce aux apports futurs de cette année-là pour atteindre l'objectif de cote estivale minimale. A l'inverse, si le volume minimal est plus élevé au 1^{er} septembre pour une année donnée par rapport aux autres années, cela veut dire qu'il est nécessaire de commencer l'année hydrologique avec un niveau d'eau assez conséquent pour arriver à atteindre l'objectif de gestion au 1^{er} juillet. C'est donc le signe d'une année qui est plutôt sèche : il sera plus difficile que d'habitude de remplir le réservoir avec les apports qui arrivent entre le 1^{er} septembre et le 1^{er} juillet pendant cette année-là.

3. Impacts du climat futur sur les régimes hydrologiques

La Figure 4 présente l'évolution des anomalies moyennes annuelles des températures ainsi que l'évolution moyenne annuelle du taux de variation des précipitations et des débits par rapport à la moyenne annuelle sur la période de référence 1976–2005. Dans le bassin de l'Ain, l'évolution de la température présente une croissance constante des valeurs annuelles futures par rapport à la moyenne sur la période de référence. Cette croissance est, par ailleurs, plus importante pour le RCP 8.5. Pour le RCP 4.5, l'augmentation des températures est plus renforcée à partir de l'horizon 2050. A la fin du siècle, la hausse des températures serait proche des +2°C pour le RCP 4.5 alors qu'elle serait deux fois plus importante pour le RCP 8.5, avec une hausse supérieure à + 4°C. Pour les précipitations,

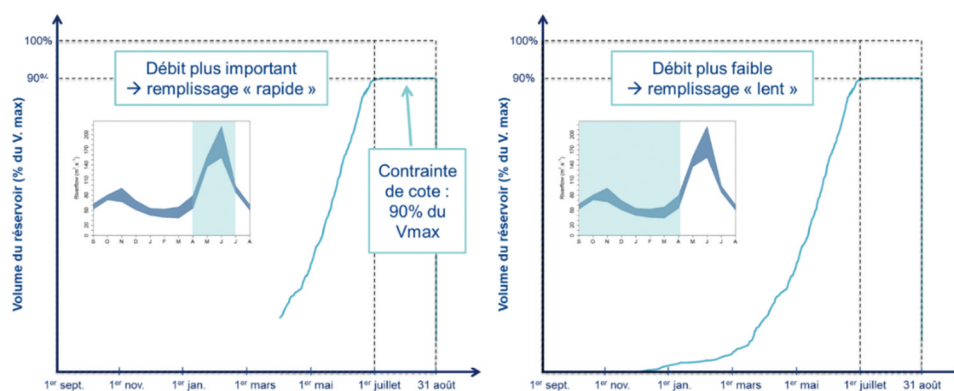


Figure 3. Schéma illustrant le lien entre une courbe de remontée (ligne bleue) et les débits d'apports du réservoir (hydrogrammes à l'intérieur des graphiques) pour un remplissage rapide du réservoir (à gauche) et un remplissage lent (à droite). La courbe de remontée a été construite pour respecter le débit réservé à l'aval du réservoir et le volume minimal requis dans le réservoir pendant les mois de juillet et d'août (contrainte de cote estivale).

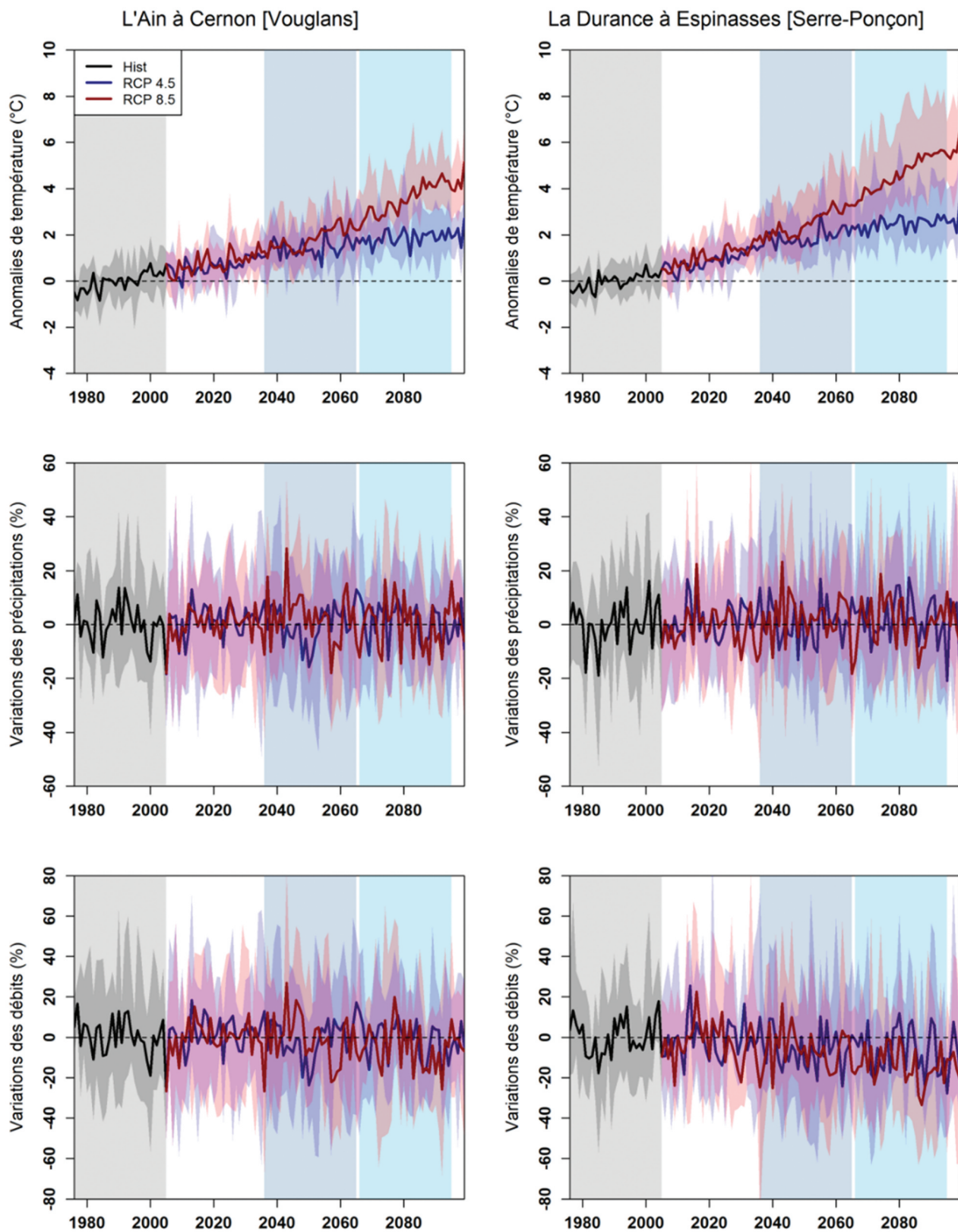


Figure 4. Projections moyennes annuelles pour le bassin versant de l'Ain à Vouglans (colonne de gauche) et de la Durance à Serre-Ponçon (colonne de droite), sur la période 1976–2100, des anomalies de température (haut), des taux de variation des précipitations (milieu) et des débits (bas) par rapport à la moyenne annuelle de la période historique 1976–2005. En noir, la période historique 1976–2005; en bleu, les projections futures pour le RCP 4.5; en rouge, les projections futures pour le RCP 8.5. Les enveloppes colorées indiquent les valeurs minimales et maximales des huit GCM/RCM étudiés. Les zones colorées matérialisent les trois périodes d'étude : historique (1976–2005), horizon 2050 (2036–2065) et horizon 2080 (2066–2095).

nous n'observons pas d'augmentation ou de diminution importante des cumuls annuels au fil du temps. Nous notons que la variabilité augmente légèrement pour les projections futures et cela pour les deux scénarios RCP. Pour les débits, il n'y a pas de tendance marquée non plus au pas de temps annuel. Pour le scénario le plus fort, RCP 8.5, le taux de variation est de l'ordre de -3% par rapport à la moyenne de 1976–2005.

Pour le bassin de la Durance, on observe, comme pour le bassin versant précédent, une augmentation continue de la température moyenne annuelle sur la période 1976–2100. Pour le RCP 4.5, la température atteindrait une augmentation proche de $+2^{\circ}\text{C}$ pour la fin du XXI^e siècle par rapport à la période de référence, soit le même ordre de grandeur que pour l'Ain avec ce même RCP. Pour le RCP 8.5, l'augmentation de la température en fin de siècle serait plus conséquente que sur l'Ain, de l'ordre de $+6^{\circ}\text{C}$. L'amplitude des précipitations a une variabilité inter-annuelle assez similaire entre le RCP 4.5 et le RCP 8.5, comprise entre -30% et $+30\%$ pour la Durance. Cette amplitude n'évolue pas de manière significative au fur et à mesure que l'horizon temporel s'accroît. L'évolution annuelle des débits d'apports est similaire à celle des précipitations, même si nous pouvons relever une tendance à la baisse des débits pour la fin du siècle,

dépassant les -10% pour les deux RCP. L'évolution des variations des précipitations n'étant pas marquée entre 1976 et 2100, la baisse annuelle des débits pourrait s'expliquer par la diminution de la couverture neigeuse ainsi que par l'augmentation de la température et, par conséquent, par la hausse de l'évapotranspiration.

La Figure 5 montre le régime moyen des températures sur trente ans de nos trois périodes d'études pour le RCP 4.5 et pour le RCP 8.5. Sur chacun des graphiques, la ligne noire représente les observations, les enveloppes grises représentent les projections climatiques sur la période historique (1976–2005), les enveloppes bleu foncé correspondent à la période de l'horizon 2050 (2036–2065) et les enveloppes bleu clair correspondent à l'horizon 2080 (2066–2095). Nous constatons que, pour les quatre bassins, les observations de températures (réanalyses SAFRAN) sont bien reproduites par les simulations climatiques historiques. Nous pouvons même souligner que les observations se situent dans l'intervalle des simulations climatiques historiques.

Pour le RCP 4.5, sur l'ensemble des bassins versants, le printemps enregistrerait la hausse de température la plus faible aussi bien en 2050 qu'en 2080. En revanche, pour la saison qui connaîtrait la hausse la plus forte, il y aurait des nuances en fonction de

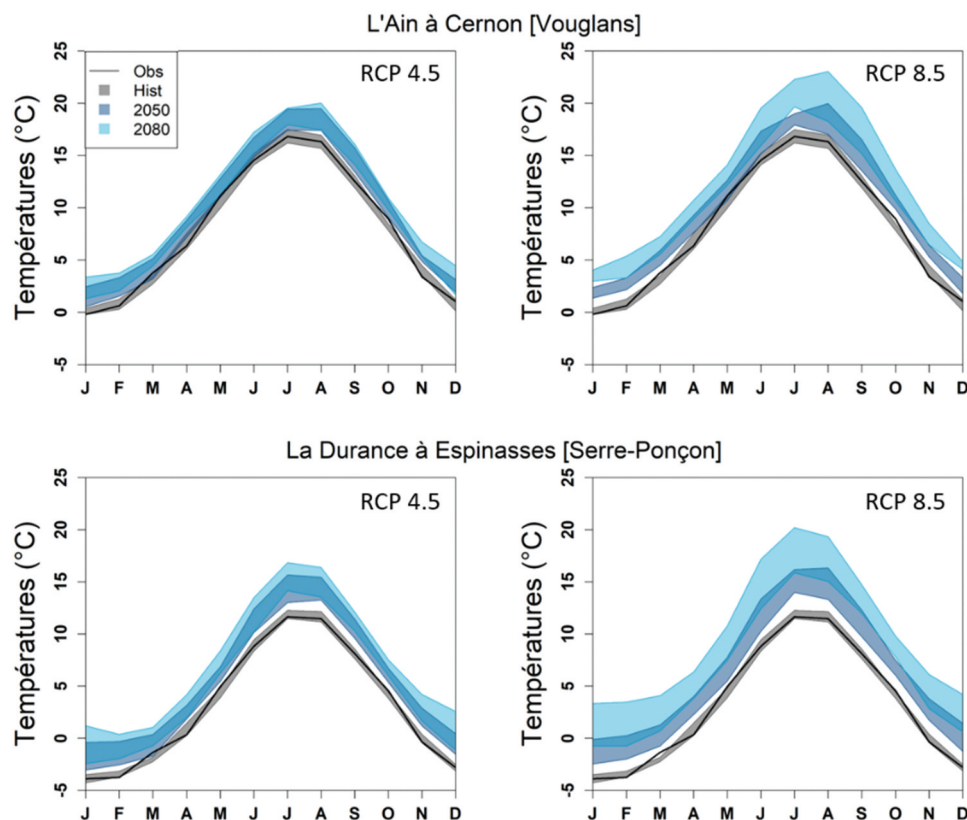


Figure 5. Régimes mensuels des températures de L'Ain à Vouglans (haut) et de la Durance à Serre Ponçon (bas) sur la période historique 1976–2005 (Hist, en gris) et les horizons futurs 2050 (bleu foncé) et 2080 (bleu clair) pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite). L'enveloppe des courbes correspond aux valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM. Le trait noir correspond aux débits observés sur la période 1976–2005.

l'horizon temporel. Pour l'Ain, en 2050, ce seraient les saisons d'été et d'hiver avec $+1.6^{\circ}\text{C}$, tandis qu'en 2080, il s'agirait de l'hiver, avec $+2.1^{\circ}\text{C}$. Pour la Durance, la saison avec la plus forte hausse de température serait l'été, pour les deux horizons futurs, avec une augmentation qui atteindrait $+2.3^{\circ}\text{C}$ en 2050 et $+2.8^{\circ}\text{C}$ en 2080.

Pour le RCP 8.5, il y aurait des similitudes avec le RCP 4.5, notamment pour le printemps qui serait la saison où la température évoluerait le moins. Sur cette saison, la température augmenterait de $+1.5^{\circ}\text{C}$ pour l'Ain en 2050 et de $+3^{\circ}\text{C}$ en 2080. Pour le bassin de la Durance, la hausse en 2050 avoisinerait $+1.5^{\circ}\text{C}$, et dépasserait $+3.9^{\circ}\text{C}$ pour l'horizon 2080. Les saisons qui subiraient les augmentations les plus notables seraient l'été et l'automne. L'Ain connaîtrait une hausse de $+2^{\circ}\text{C}$ pour l'automne en 2050 et une hausse de $+3.7^{\circ}\text{C}$ pour l'été et l'automne à l'horizon 2080. Les évolutions pour la Durance seraient plus conséquentes, principalement en été, avec une hausse de $+2.8^{\circ}\text{C}$, en 2050 et de $+5.3^{\circ}\text{C}$ en 2080.

La Figure 6 présente les régimes mensuels des précipitations pour les trois périodes d'étude et les deux scénarios RCP (RCP 4.5 et RCP 8.5). Nous constatons que le régime saisonnier des précipitations modélisées par les huit couples de GCM/RCM

est globalement bien reproduit par rapport au régime des précipitations observées. Nous pouvons cependant relever que les précipitations d'octobre pour le bassin de montagne (Durance) sont parfois sous-estimées (entre -8% et -20%) par les simulations climatiques par rapport aux valeurs des observations (cas des simulations avec le RCP 4.5). En comparant les simulations en période historique avec les projections, nous relevons, de manière générale, une hausse des précipitations en hiver et au printemps et une diminution importante des précipitations en été. Les variations peuvent être importantes dans le cas du RCP 8.5 à l'horizon 2080. Ces signaux contraires confortent les constatations faites sur le manque d'un signal clair d'évolution de variations des précipitations à l'échelle annuelle (Figure 4).

Avec le RCP 4.5, pour le bassin de l'Ain, les saisons du printemps et de l'automne connaîtraient les augmentations futures les plus grandes en 2050 avec environ $+4\%$ en 2050 et la saison du printemps en 2080 avec $+5.9\%$. Pour le bassin de la Durance, la saison hivernale enregistrerait les hausses les plus notoires avec $+9\%$ en 2050 et de l'ordre de $+12\%$ en 2080. La saison d'été rencontrerait, quant à elle, les déficits les plus importants

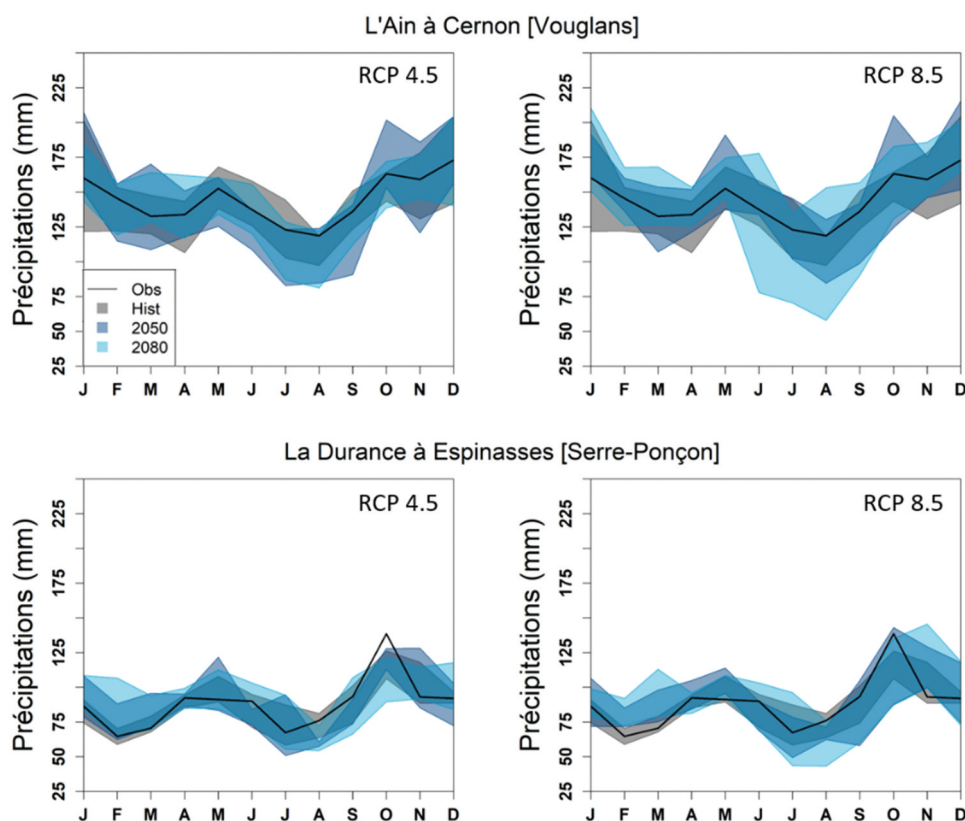


Figure 6. Régimes mensuels des précipitations de l'Ain à Vouglans (haut) et de la Durance à Serre Ponçon (bas) sur la période historique 1976–2005 (Hist, en gris) et les horizons futurs 2050 (bleu foncé) et 2080 (bleu clair) pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite). L'Enveloppe des courbes correspond aux valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM. Le trait noir correspond aux débits observés sur la période 1976–2005.

par rapport à la moyenne des précipitations sur la période historique de référence. L'Ain subirait des diminutions de -7.8% pour 2050 et de -6.5% pour 2080. Pour la Durance, la baisse à l'horizon 2050 serait de -8.2% et de -2.9% en 2080. Ainsi, pour l'évolution saisonnière des précipitations sur les deux bassins versants, la Durance connaîtrait la baisse la plus forte pour 2050 alors qu'il s'agirait de l'Ain pour 2080 ; les deux cas en saison estivale.

Pour le RCP 8.5, la saison d'hiver connaîtrait ainsi les plus fortes hausses et l'été enregistrerait les diminutions les plus importantes. Cependant, il existerait tout de même des différences entre les deux scénarios RCP. En effet, en moyenne sur les deux bassins, à l'horizon 2050, les plus fortes baisses et augmentations seraient rencontrées avec le scénario RCP 4.5, alors que, pour l'horizon 2080, elles sont plutôt simulées avec le scénario RCP 8.5. À l'échelle saisonnière, l'été resterait majoritairement déficitaire sur l'ensemble des bassins. L'Ain enregistrerait des pertes de -4.5% pour 2050 et de -15.6% pour 2080. Les précipitations à l'échelle de la Durance diminueraient, quant à elles, de -6.5% et de -14% en 2080.

La Figure 7 présente les régimes au pas de temps mensuel des débits pour les trois périodes d'étude et les deux scénarios RCP (RCP 4.5 et RCP 8.5). Les taux de variation des débits pour les horizons 2050 et 2080, par rapport à la période de référence, sont

donnés dans le Tableau 1 au pas de temps saisonnier et également en terme de variations annuelles. Nous observons que, globalement, le régime des débits observés est bien représenté par le régime des débits simulés sur la période de référence (Hist) de 1976 à 2005. Pour l'Ain, l'écart minimal entre le débit observé et la moyenne des débits simulés est de $0.2\text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ (en novembre) et l'écart maximal est de $7.3\text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ (en mai). Concernant la Durance, l'écart le plus faible est de $0.6\text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ (en mars) alors que l'écart le plus important est de $26\text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ (en mai). Pour les débits du bassin de l'Ain, sur l'ensemble des RCP, les changements dans la forme générale du régime hydrologique sont peu visibles. Cependant, des évolutions en termes de magnitude des débits se produisent. En hiver, nous observons une augmentation des débits pouvant aller jusqu'à $+10\%$ (RCP 8.5, 2050). En été, des étiages plus prononcés seraient attendus aux horizons 2050 et 2080, avec des taux de variation des débits mensuels compris entre -10% et -26% . Pour le bassin de la Durance, avec un régime initialement nival sur la période de référence, la modification du régime hydrologique est nettement visible avec l'atténuation du pic de la fonte des neiges au printemps, traduisant la transition d'un régime nival vers un régime pluvial. Ainsi, la saison printanière serait impactée par une baisse du débit de pointe, qui est également marquée par une manifestation de ce

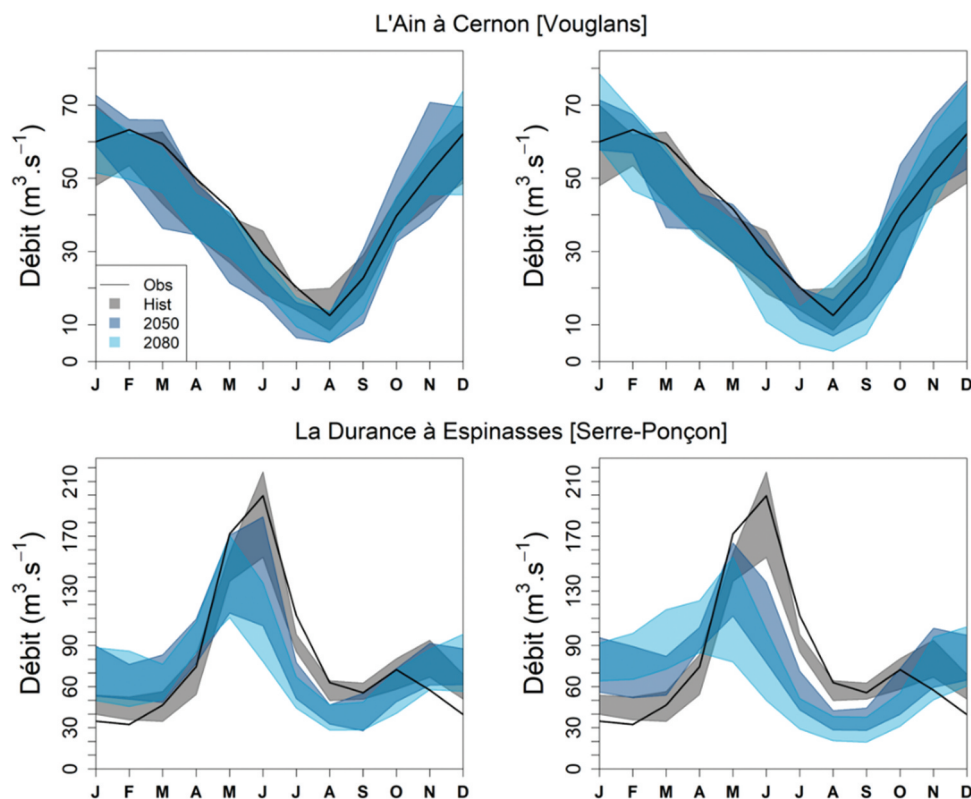


Figure 7. Régimes mensuels des débits de l'Ain à Vouglans (haut) et de la Durance à Serre Ponçon (bas) sur la période historique (Hist, en gris) et les horizons futurs 2050 (bleu foncé) et 2080 (bleu clair) pour le RCP 4.5 (à gauche) et le RCP 8.5 (à droite). L'enveloppe des courbes correspond aux valeurs minimales et maximales de l'ensemble des huit GCM/RCM. Le trait noir correspond aux débits observés sur la période 1976–2005.

Table 1. Taux de variation saisonniers et annuels des débits, exprimés en pourcentage, pour les bassins de l'Ain à Vouglans et de la Durance à Serre Ponçon, entre la période historique de référence (1976–2005) et les horizons futurs de 2050 et 2080 pour les RCP 4.5 et 8.5.

Variations des débits (%)	L'Ain à Vouglans		La Durance à Serre-Ponçon	
	2050	2080	2050	2080
RCP 4.5				
DJF	6.1	6.5	26.4	36.9
MAM	-2.8	-4.6	12.5	14.3
JJA	-18.1	-12.2	-27.5	-33.1
SON	4.6	-4.1	-13.2	-20.7
Annuel	+0.4	-1.3	-4.5	-5.9
RCP 8.5				
DJF	10.0	9.9	35.1	54.4
MAM	-4.0	-7.4	14.4	15.3
JJA	-9.3	-26.1	-35.5	-54
SON	-4.4	-6.4	-17.6	-32.5
Annuel	+0.4	-3.1	-6.3	-12.5

pic plus tôt dans la saison. Pour la période 1976–2005, le pic de fonte printanière est observé au début du mois de juin, alors qu'il se produirait à la fin du mois d'avril pour l'horizon 2080.

Pour les deux bassins versants, sous scénario RCP 4.5, la période subissant les diminutions les plus conséquentes est la période estivale aussi bien pour l'horizon 2050 que pour l'horizon 2080. Les pertes de l'Ain en été atteindraient -18.1 % pour 2050 et -12.2 % pour 2080. Pour le bassin de la Durance, les diminutions des débits estivaux seraient encore plus importantes, avec des baisses, par rapport à la période de référence, supérieures à -20 % (-27.5 % en 2050 et -33.1 % en 2080). La diminution des débits serait compensée, en partie, par la saison hivernale qui enregistrerait des hausses de débits importantes. Pour le bassin de l'Ain, ces hausses seraient de l'ordre de +6 % sur les deux horizons futurs. Pour le bassin de la Durance, les hausses de débits hivernaux seraient de +26.4 % pour 2050 et +54.4 % pour 2080 avec le changement climatique par rapport à la période historique de référence.

Pour le RCP 8.5, les modifications du régime hydrologique pour le bassin à dominance pluviale (Ain à Vouglans) seraient en moyenne plus importantes que celles observées avec le RCP 4.5 pour ce même bassin. Les différences entre les deux RCP s'accroîtraient notamment pour l'horizon 2080, avec une diminution plus importante, par rapport à la période de référence, que celles faites sur l'horizon 2050. Par ailleurs, la transition d'un régime nival vers un régime pluvial (Durance à Serre-Ponçon) serait renforcée par rapport au RCP 4.5. Nous observons à la fois une diminution et une augmentation des débits :

- il y aurait une très forte diminution du pic de la fonte printanière de la neige, pour les deux horizons futurs sur la Durance. Sur les deux bassins, les baisses de débit les plus importantes auraient lieu pendant la saison estivale. L'Ain verrait ses débits diminuer de -9.3 % pour 2050 et de -26.1

% pour 2080. La baisse des débits serait encore plus marquée sur le bassin avec un régime de type nival où les débits diminueraient de -35.5 % à l'horizon 2050 et de -54 % à l'horizon 2080.

- les augmentations de débits seraient plus importantes pendant la saison hivernale. Plus précisément, pour l'Ain, les hausses en hiver seraient très proches sur les deux horizons avec +10 % pour 2050 et +9.9 % pour 2080 et, pour la Durance, elles seraient de +35.1 % en 2050 et de +54.4 % en 2080.

4. Impacts du climat futur sur la gestion des réservoirs

La Figure 8 présente les courbes guides de remplissage de probabilité 80 % des huit paires GCM/RCM considérées dans cette étude, pour les trois périodes d'étude et le cas du RCP 8.5, et pour les deux réservoirs étudiés. La courbe guide construite à partir des observations est matérialisée par la ligne pointillée noire. Les simulations historiques sur la période de référence sont montrées en gris, tandis que celles à l'horizon 2050 sont en bleu foncé et celles à l'horizon 2080 sont en bleu clair. L'axe des abscisses indique les mois de l'année hydrologique et l'axe des ordonnées correspond au volume du réservoir exprimé en pourcentage du volume utile du réservoir. Nous observons que les courbes guides historiques (Hist) de probabilité de 80% et issues des simulations des GCM/RCM représentent correctement l'évolution de la courbe guide de même probabilité, construite à partir des observations de débits (Obs). Les courbes guides de remplissage pour les deux périodes futures (2050 et 2080) illustrent l'impact du changement climatique sur l'évolution future des courbes guides et, par conséquent, l'impact sur la gestion des stocks d'eau des réservoirs.

Pour le réservoir situé sur un bassin versant à régime pluvial (Vouglans), les courbes construites à partir des observations et des simulations GCM/RCM sur la période historique (Figure 8, colonne de gauche) suggèrent que le réservoir commencerait à être rempli à partir du mois de février, dans l'objectif de répondre aux contraintes de débit réservé et de volume minimal estival. Dans le cas du réservoir associé à un bassin à régime hydrologique nival (Serre Ponçon), les opérations de remplissage débuteraient en février. Pour ce réservoir, la vitesse de remplissage est plus importante à partir du mois de mai car il est alimenté alors par l'onde de fonte des neiges au printemps.

En ce qui concerne l'évolution future des courbes de remontée, le début du remplissage commencerait plus tôt qu'au cours de la période historique pour les deux réservoirs étudiés. A l'horizon 2080 (Figure 8, colonne de droite), la constitution du stock débiterait un à trois mois plus tôt, particulièrement pour le réservoir avec des apports dominés par la neige. En effet, pour la Durance, la date de début de remplissage

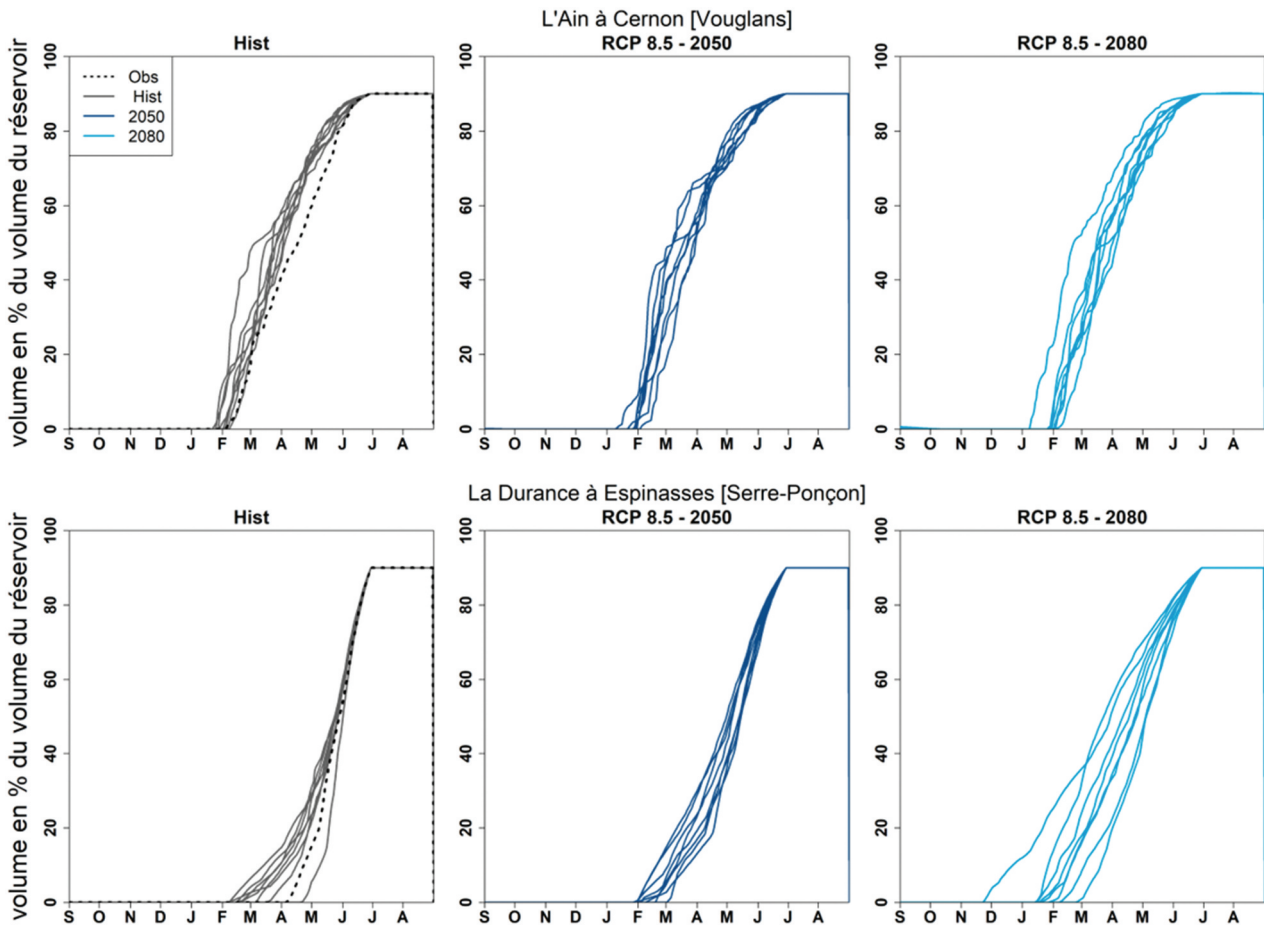


Figure 8. Courbes guides de remplissage de probabilité 80 % pour les observations (Obs, pointillés noirs), la période historique (Hist, lignes noires) et les périodes futures 2050 (lignes bleu foncé) et 2080 (lignes bleu clair) sous RCP 8,5, pour Vouglanges (haut) et Serre Ponçon (bas). Chaque courbe correspond au quantile 80% des 30 courbes de remplissage annuelles de chaque période pour une projection climatique issue d'un GCM/RCM.

passerait de début février à début décembre. Cela indique que des années hydrologiques plus sèches par rapport à la période historique de référence sont attendues en 2080. L'anticipation de la constitution d'un stock d'eau dans le réservoir s'explique par la diminution des débits d'apports qu'il est nécessaire de compenser. Cette anticipation peut être vue comme une diminution du degré de flexibilité du réservoir (marge de manoeuvre par rapport à l'usage de l'eau stockée), notamment dans la gestion du remplissage. Cela reflète également le fait que l'exploitation des turbines serait plus limitée au printemps en climat futur si les règles de gestion de la période historique sont maintenues, car il y aurait moins de volume disponible pour l'exploitation hydroélectrique.

5. Conclusions

Nous avons mis en place une chaîne de modélisation allant des projections climatiques à un modèle de gestion de réservoirs fondé sur les courbes guides de remplissage de probabilité donnée (ou niveau de

risque du non-respect des objectifs ou contraintes de gestion). Dans cette étude, nous avons pris en compte un objectif cible de niveau minimal du réservoir pendant la saison estivale (juillet-août) et un débit minimal de lâcher journalier (débit réservé à l'aval). Sur la base des trajectoires des courbes guides de probabilité de 80% obtenues pour huit GCM/RCM, nous avons évalué les différences entre les courbes guides en périodes historique (1976–2005) et futures (centrées sur les horizons 2050 et 2080).

Les projections hydroclimatiques ont permis de caractériser les impacts des changements climatiques sur l'évolution des températures, des précipitations et des débits d'apports de deux bassins versants français présentant un fort intérêt pour la production hydroélectrique. Pour la température, nous avons observé une hausse continue de cette dernière jusqu'en 2100. L'accroissement de la température s'intensifie avec le scénario de forçage radiatif le plus fort, c'est-à-dire le RCP 8.5. Pour ce RCP, le réchauffement moyen annuel à l'horizon 2080 serait proche de +3.5°C pour le bassin de l'Ain, et de l'ordre de +4.6°C pour le bassin de la Durance, en comparaison avec la période historique

(1976–2005). Dans le régime des précipitations, nous avons constaté, sur les différents scénarios et périodes, une hausse de ces dernières. Pour les débits, des baisses ont principalement été simulées pour la fin du siècle sur les deux RCP. Les pertes enregistrées à l'échelle annuelle seraient de l'ordre de -3% pour l'Ain et comprises entre -4.5% et -12.5% pour la Durance selon l'horizon et le scénario RCP. Le régime hydrologique futur du bassin alpin de la Durance serait particulièrement impacté par une forte atténuation du pic de fonte des neiges au printemps. Pour l'Ain, nous n'avons pas observé de changements aussi conséquents dans l'évolution future de son régime hydrologique.

Les résultats de cette étude ont montré que, de manière générale, en climat futur, nous observons un début des opérations de remplissage des réservoirs plus précoce que dans la période historique. À l'horizon 2080, la constitution du stock commencerait 2 à 3 mois plus tôt que dans la période historique, en particulier pour les réservoirs dominés par des apports marqués par un régime nival en période historique. Ce résultat illustre l'impact des périodes futures plus sèches en projection climatique par rapport à la période historique. Une anticipation de la constitution du stock d'eau conduirait également à une diminution du degré de flexibilité du réservoir dans la gestion du remplissage puisqu'il y aurait moins de volume potentiellement disponible pour la production hydroélectrique, une fois les contraintes strictes de gestion prises en compte.

Notre analyse a été proposée dans un cadre de modélisation simplifié en ayant eu recours à un modèle de courbes guides de remplissage. L'usage des courbes guides de vidange (liées directement à la production d'énergie) permettrait de compléter notre démarche dans le cadre d'une approche plus complexe, à condition de disposer d'informations plus précises sur les installations hydroélectriques et plus particulièrement sur celles de la centrale.

Cette approche de modélisation constitue une première étape dans la recherche du lien entre indicateurs hydroclimatiques et indicateurs de gestion hydroélectrique pour caractériser l'impact du changement climatique sur la gestion des systèmes eau-énergie. Cependant, elle ne permet pas d'analyser précisément les performances énergétiques du système en contexte multi-usage plus détaillé et en faisant intervenir les prix de l'électricité. Giuliani et al. (2021) soulignent le fait que les courbes guides, bien qu'elles soient un outil très utilisé par les gestionnaires des réservoirs, sont intrinsèquement limitées, notamment lorsque le système s'écarte des conditions typiques considérées dans la conception des courbes guides, ce qui peut-être le cas sous des régimes hydrologiques futurs de plus en plus variables. Il conviendrait alors de se porter vers un modèle de gestion de réservoir plus complexe, permettant la recherche

d'une gestion optimale et une modélisation plus fine des contraintes et impacts des changements climatiques (Lemoine, 2021).

Remerciements

Ce travail a été financé par le projet AQUACLEW, qui fait partie d'ERA4CS, une initiative ERA-NET initiée par JPI Climate, et financée par FORMAS (SE), DLR (DE), BMWF (AT), IFD (DK), MINECO (ES), ANR (FR) avec un cofinancement de la Commission européenne [n° 690462] (<http://www.aquaclew.eu>).

Disponibilités des données

Les données qui étayent les conclusions de cette étude sont disponibles auprès des auteurs sur demande.

ORCID

Anthony Lemoine  <http://orcid.org/0000-0003-1939-5762>

Maria-Helena Ramos  <http://orcid.org/0000-0003-1133-4164>

Vazken Andréassian  <http://orcid.org/0000-0001-7124-9303>

Références

- Coron, L., Thirel, G., Delaigue, O., Perrin, C., & Andréassian, V. (2017). The suite of lumped GR hydrological models in an R package. *Environmental Modelling & Software*, 94, 166–171. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.05.002>
- Coron, L., Delaigue, O., Thirel, G., Dorchies, D., Perrin, C., & Michel, C. (2022). airGR: Suite of GR Hydrological Models for Precipitation-Runoff Modelling. doi: 10.15454/EX11NA, R package version 1.7.0, <https://CRAN.R-project.org/package=airGR>
- Dobson, B., Wagener, T., & Pianosi, F. (2019). An argument-driven classification and comparison of reservoir operation optimization methods. *Advances in Water Resources*, 128, 74–86. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.04.012>
- Dorchies, D., Bourgin, F., Perrin, C., Astruc, A., Rizzoli, J. L., & Thépot, R. (2012). *Impacts des changements climatiques sur la gestion des barrages-réservoirs du bassin de la Seine - Premiers résultats du projet Climaware* (pp. 4). GLOBAL CHANGE.
- Ducloux, D. (1989). Conséquences énergétiques de la sécheresse pour la production d'électricité. *La Houille Blanche*, 75(7–8), 544–552. <https://doi.org/10.1051/lhb/1989054>
- Engeland, K., Borga, M., Creutin, J.-D., François, B., Ramos, M.-H., & Vidal, J.-P. (2017). Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review. *Renew. Sustain. Energy Review*, 79, 600–617. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>
- François, B. (2013). *Gestion optimale d'un réservoir hydraulique multiusages et changement climatique. Modèles, projections et incertitudes : Application à la réserve de Serre-Ponçon*. Thèse de doctorat, Université de Grenoble. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00997012>

- François, B., Hingray, B., Raynaud, D., Borga, M., & Creutin, J. D. (2016). Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix, *Renew. Energy*, 87, 686–696. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.064>,
- Giuliani, M., Lamontagne, J. R., Reed, P. M., & Castelletti, A. (2021). A state-of-the-art review of optimal reservoir control for managing conflicting demands in a changing world. *Water Resources Research*, 57(12). <https://doi.org/10.1029/2021WR029927>,
- Gupta, H. V., Kling, H., Yilmaz, K. K., & Martinez, G. F. (2009). Decomposition of the mean squared error and NSE performance criteria: Implications for improving hydrological modelling. *Journal of Hydrology*, 377(1–2), 80–91. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2009.08.003>
- IEA: *World energy outlook 2020*, IEA <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- Jain, S. K., Goel, M. K., & Agarwal, P. K. (1998). Reservoir operation studies of Sabarmati System, India. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 124(1), 31–37. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9496\(1998\)124:1\(31\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9496(1998)124:1(31))
- Labadie, J. W. (2004). Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 130(2), 93–111. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9496\(2004\)130:2\(93\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9496(2004)130:2(93))
- Leleu, I., Tonnelier, I., Puechberty, R., Gouin, P., Viquendi, I., Cobos, L., Foray, A., Baillon, M., & Ndimba, P.-O. (2014 25–32). La refonte du système d'information national pour la gestion et la mise à disposition des données hydrométriques. *La Houille Blanche*, 100(1), 25–32. <https://doi.org/10.1051/lhb/2014004>
- Lemoine, A. (2021). *Indicateurs d'impacts des changements hydroclimatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques*. Thèse de doctorat, Sorbonne Université. URL <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-03416740>
- Lémond, J., Dandin, P., Planton, S., Vautard, R., Pagé, C., Déqué, M., Franchistéguy, L., Geindre, S., Kerdoncuff, M., Li, L., Moisselin, J. M., Noël, T., & Tourre, Y. M. (2011). DRIAS: A step toward Climate Services in France. *Advances in Science and Research*, 6 (1), 179–186. <https://doi.org/10.5194/asr-6-179-2011>
- Majone, B., Villa, F., Deidda, R., & Bellin, A. (2016). Impact of climate change and water use policies on hydropower potential in the south-eastern Alpine region. *Science of the Total Environment*, 543, 965–980. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.05.009>,
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J. B. R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M. I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., & Waterfield, T. (edited by Eds.). (2018). *IPCC: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, (IPCC), (pp. 360).
- Michelangeli, P.-A., Vrac, M., & Loukos, H. (2009). Probabilistic downscaling approaches: Application to wind cumulative distribution functions. *Geophysical Research Letters*, 36 (11). <https://doi.org/10.1029/2009GL038401>,
- Oudin, L., Hervieu, F., Michel, C., Perrin, C., Andréassian, V., Anctil, F., & Loumagne, C. (2005). Which potential evapotranspiration input for a lumped rainfall-runoff model? *Journal of Hydrology*, 303(1–4), 290–306. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2004.08.026>
- Oudin, L., Andréassian, V., Mathevet, T., Perrin, C., & Michel, C. (2006). Dynamic averaging of rainfall-runoff model simulations from complementary model parameterizations, *Water Resour. Research*, 42. <https://doi.org/10.1029/2005WR004636>,
- Pushpalatha, R., Perrin, C., Le Moine, N., Mathevet, T., & Andréassian, V. (2011). A downward structural sensitivity analysis of hydrological models to improve low-flow simulation. *Journal of Hydrology*, 411(1–2), 66–76. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2011.09.034>
- Ranzani, A., Bonato, M., Patro, E., Gaudard, L., & De Michele, C. (2018). Hydropower future: Between climate change, renewable deployment, carbon and fuel prices. *Water*, 10(9), 1197. <https://doi.org/10.3390/w10091197>
- Sauquet, E., Arama, Y., Blanc-Coutagne, E., Bouscasse, H., Branger, F., Braud, I., Brun, J.-F., Cherel, J., Cipriani, T., & Et Detry, T.: *Le partage de la ressource en eau sur la Durance en 2050: Vers une évolution du mode de gestion des grands ouvrages duranciens ?*, SHF – Water Tensions in Europe and in the Mediterranean: water crisis by 2050? pp. 25–31, URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01299129> (SHF)
- Schaeffli, B., Hingray, B., & Musy, A. (2007). Climate change and hydropower production in the Swiss Alps: Quantification of potential impacts and related modelling uncertainties, *Hydrol. Hydrology and Earth System Sciences*, 11(3), 1191–1205. <https://doi.org/10.5194/hess-11-1191-2007>
- Tilmant, F., Nicolle, P., Bourgin, F., Besson, F., Delaigue, O., Etchevers, P., François, D., Le Lay, M., Perrin, C., Rousset, F., Thiéry, D., Magand, C., Leurent, T., & Jacob, É. (2020). PREMHYCE: Un outil opérationnel pour la prévision des étiages. *La Houille Blanche*, 106(5), 37–44. <https://doi.org/10.1051/lhb/2020043>
- Valéry, A. (2010). *Modélisation précipitations – Débit sous influence nivale Elaboration d'un module neige et évaluation sur 380 bassins versants*. AgroParisTech.
- Vidal, J.-P., Martin, E., Franchistéguy, L., Baillon, M., & Soubeyroux, J.-M. (2010). A 50-year high-resolution atmospheric reanalysis over France with the Safran system. *International Journal of Climatology*, 30(11), 1627–1644. <https://doi.org/10.1002/joc.2003>