



Vivre en Tarentaise (VET)
Le Villard d'Amont
73210 LANDRY

France Nature Environnement Savoie (FNE Savoie)
26 passage Sébastien Charléty
73000 CHAMBERY

Monsieur Roland FRANÇON – Commissaire enquêteur
Mairie de Courchevel
228, rue de la mairie – Saint-Bon
73120 COURCHEVEL

Chambéry, le 22 août 2025

Objet : Participation à l'enquête publique sur l'exploitation du Doron de Bozel pour la production hydroélectrique - Communes de Courchevel et Brides Les Bains - du 23/07 au 25/08/25

Monsieur le commissaire enquêteur,

France Nature Environnement Savoie (ex FRAPNA Savoie) est une association loi 1901, créée en 1970. Elle est agréée pour la protection de la Nature. Son but est « la protection de la Nature et de l'Environnement dans le département de la Savoie » (art.1 des statuts).

Vivre en Tarentaise est une association loi 1901, créée en 1976. Elle est agréée pour la protection de la nature. Elle comprend 130 membres.

La société VOLVER projette de créer deux ouvrages hydroélectriques sur le Doron de Bozel, en amont du bourg de Brides-les-Bains, sur les communes de Courchevel et Brides-les-Bains. Veuillez trouver ci-après les remarques et questions de nos associations sur ce projet.

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIERES	1
Remarques générales sur le dossier	2
1) Impacts sur la nature et l'environnement	2
Milieux aquatiques	2
Habitats naturels terrestres	4
Zones humides	4
Espèces terrestres d'intérêt	5
Etude de variantes (demande de la MRAE)	6
Impacts cumulés	6
Durée de demande d'autorisation	8
Production d'énergie électrique	9
Décarbonation et tonnes de CO2 évitées	14
Rentabilité du projet et aide publique	15
En conclusion :	17

Remarques générales sur le dossier

Le dossier est très complexe à lire et à appréhender dans sa version finale du fait des différents compléments successifs demandés par les différentes instances et qui n'ont pas été intégrés dans les documents initiaux (en ajoutant par exemple un encadré avec les apports nouveaux) mais listés dans au moins 5 documents de plus de 200 pages chacun... Aucun document unique ne compile les enjeux du site, les impacts du projet et les mesures envisagées, accompagnés des cartes de synthèse présentant les enjeux, les travaux prévus et les mesures proposées.

En l'état, il nous semble difficile d'affirmer que ce dossier soit accessible au grand public et lui permette de cerner l'ensemble des enjeux inhérents au projet.

En l'état, il nous semble difficile d'affirmer que ce dossier d'enquête publique soit accessible au grand public, qu'il assure son information et permette de cerner l'ensemble des enjeux environnementaux inhérents au projet, tel que cela doit l'être d'après les articles L 123-1 et L 123-2 du Code de l'environnement.

En particulier, il nous a été impossible de trouver un tableau récapitulatif mis à jour avec l'ensemble des mesures liées à la séquence ERC (éviter, réduire, compenser) et au suivi en phase exploitation avec le descriptif des protocoles détaillés des mesures. Aussi, il nous apparaît impossible en l'état d'émettre un avis sur cet élément primordial pour nous dans une enquête publique : l'application de la séquence ERC du projet.

1) Impacts sur la nature et l'environnement

Milieus aquatiques

Données hydrologiques

Le site dispose d'une richesse de données hydrologiques inhabituelles pour ce genre de projet avec ces 3 stations hydrographiques. On peut constater l'augmentation du débit spécifique avec l'altitude (il est dommage que l'altitude des stations de mesures ne soit pas indiquée).

Par ailleurs les valeurs issues de la station du Planay sont indiquées comme fortement influencées ...mais on ne sait pas par quoi ni comment ... ni comment les valeurs des stations situées à l'aval ne seraient pas également influencées ?

L'assimilation du site de prise d'eau projetée à la station de Vignotan est tout à fait recevable, cependant les données commencent à dater (plus de 20 ans) et il n'est pas certains que les effets du changement climatique ne viennent pas infléchir les valeurs statistiques qui pourraient en être directement tirées.

Il est dommage que le pétitionnaire n'ait pas profité de cette richesse pour explorer les effets de la dérive climatique.

Valeur du débit réservé : Le débit réservé proposé est de $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$, ce qui correspond au plancher réglementaire imposé (10ème du module). Nous avons bien noté dans le dossier que ce débit

réservé de $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ ne sera effectif que sur un linéaire réduit de 55 m mais il est inexact d'affirmer, comme cela est écrit dans le résumé non technique (synthèse des différents scénarii, cas N°3), que la longueur du tronçon court-circuité du projet N°3 retenu ne fait que 55 m. Les 245 m suivants seront aussi court-circuités même si le débit réservé est dans cette portion de $4,8 \text{ m}^3/\text{s}$.

Concernant le peuplement et les habitats piscicoles, la MRAE a recommandé de réaliser un état hydrobiologique et piscicole afin de mieux caractériser l'état initial des populations du cours d'eau. Le dossier fait état du constat lors d'une visite sur place qu'en période de hautes eaux, ce serait trop dangereux. Le dossier affirme que les vitesses d'écoulement et les profondeurs en eaux du Doron sont incompatibles même en étiage avec la réalisation de pêches d'inventaire.

Plusieurs résultats d'inventaires sont présentés à proximité du site. On notera notamment le PDGP qui indique que « *Le tronçon court-circuité de Vignotan abrite une population de Truites de souche méditerranéenne ; de nombreux individus de souche atlantique ou hybrides menacent cette population. La Truite de rivière est bien représentée sur le Doron ; les populations sont fonctionnelles et présentent des structures équilibrées. Le constat est plus mitigé sur les affluents. Globalement, le peuplement piscicole est cependant qualifié de peu perturbé* » (Compléments v3 p 13).

L'enjeu piscicole est donc fort sur ce site.

Gestion des ouvrages mobiles et priorité des usages de l'eau :

➔ Cf Résumé non technique p. 22 « Tableau de répartition des débits et modalités de gestion des ouvrages mobiles »

On note que pour la valeur $5,90 \text{ m}^3/\text{s}$ le débit entre la restitution de la turbine amont et celle de la turbine aval le débit passe de $5,9 (1,3 + 4,6 \text{ m}^3/\text{s})$ à $4,8 \text{ m}^3/\text{s} (1,3 + 3,5 \text{ m}^3/\text{s})$ soit une diminution (respectivement une augmentation) brutale de 18,6 % ($1,1/5,9$) (respectivement) de 22,9 % ($1,1/4,8$).

Or, ce débit de $5,90 \text{ m}^3/\text{s}$ est un débit qui se produira très souvent durant les mois de novembre à avril (mois critiques pour la reproduction de la Truite fario) si on se réfère à la table des débits moyens mensuel du Doron au droit de la prise d'eau projetée (Complément v1.21 Page 17 Figure 7 : Débits mensuels et débits caractéristiques).

L'impact de ces variations brutales de débits sur la faune aquatique (invertébrés et poissons) n'a pas été exploré, en particulier sur les effets d'exondations ennoiment de frayère et les risques d'échouage d'alevins et de larve avant résorption de la vésicule.

On note également que ces variations de débit pourront se faire sentir à l'aval de la restitution de la turbine aval du fait du temps de parcours de l'eau dans la conduite de 300 m ... cela n'a pas été quantifié.

Concernant l'indication de la priorité de débit à la turbine amont : il n'y a pas de priorité à la turbine amont puisque la turbine aval est mise en fonctionnement alors qu'elle n'entonne que 3,5 m³/s et que sa capacité maximale d'entonnement est de 12 m³/s (voir plage de débits 5,90 10,30 m³/s). Cette priorisation est limitée à la délivrance du débit de 4,80 m³/s en aval de l'exutoire de la turbine amont.

Concernant les macro-invertébrés, nous ne savons pas quelles sont les données d'inventaires réalisés sur le bassin versant.

Habitats naturels terrestres

Près de 4 500 m² d'habitats naturels seront défrichés dont 630 m² de zones humides détruites, dont des habitats d'intérêt communautaire prioritaires (Aulnaies-frênaies rivulaires).

L'emprise de la piste d'accès qui sera créée apparaît relativement réduite. Compte-tenu du contexte topographique du site, d'importants remblais ne sont-ils pas à prévoir (qui empièteraient davantage sur les milieux naturels)? Quel est le bilan remblais/déblais du chantier ?

Zones humides

Après demande de compléments des différents services de l'Etat, une délimitation des zones humides du site en adéquation avec la réglementation a finalement été réalisée. **630 m² de zones humides seront détruites** par le projet (p.10 complément consolidé) :

- 311 m² pour l'habitat à fort enjeu « *Galleries montagnardes d'Aulne blanc* »,
- 319 m² pour l'habitat à enjeu modéré « *Bancs de graviers végétalisés* ».

Nous nous permettons de rappeler l'importance de ces milieux et de leurs fonctionnalités afin d'assurer notre résilience face au changement climatique (atténuation des phénomène de crue, filtration de l'eau, stockage du carbone, etc.).

La préservation des zones humides est un enjeu majeur du SDAGE Rhône-Méditerranée.

Deux mesures de compensation sont proposées :

- MC1 : enlèvement / traitement d'espèces exotiques envahissantes (EEE) : surface de 850 m²
- MC2 : restauration de ripisylves existantes mais dégradées : surface de 960 m².

Une carte présentant clairement les surfaces concernées pourrait-elle être présentée ? La carte p18 (compléments 6) indique uniquement par des flèches les secteurs concernés par la mesure MC1. Or, si l'on compare ces sites à la cartographie des habitats naturels et aux résultats des sondages, ces secteurs ne concernent pas des zones humides. **Cette mesure de compensation**

à la destruction de zones humides est donc inacceptable. Le pétitionnaire doit trouver d'autres sites de compensation. Si cela est confirmé c'est un manquement grave du dossier.

Espèces terrestres d'intérêt

Avifaune

Il apparaît surprenant que le Cincle plongeur (*Cinclus cinclus*) n'ait pas été répertorié sur le site alors que l'habitat lui semble favorable et qu'il soit connu sur les communes concernées. Aussi, il nous semble important de prendre en compte cette espèce dans les enjeux du projet. Les espèces inféodées au milieu comme les Cincles plongeurs et les Bergeronnettes des ruisseaux sont en effet susceptibles d'être impactées par le projet si celui-ci entraîne une baisse des populations de macro-invertébrés (en lien avec les modifications du régime hydrique du torrent) dont ils se nourrissent.

Arbres à cavités

Au moins 4 arbres à cavités servant potentiellement de gîte pour des chiroptères et/ou de l'avifaune seront abattus lors du chantier.

Une dizaine de gîtes artificiels seront installés en tant que mesure d'accompagnement du projet. Il n'est pas précisé quand leur installation aura lieu. Nous demandons qu'elle soit effective au plus tôt avant l'abattage des arbres.

Amphibiens

Aucun individu d'amphibiens n'a été observé sur site au cours des inventaires de terrain, néanmoins il est plusieurs fois rappelé dans le dossier que certains milieux pourraient leur être favorables. Aussi il devrait être prévu la pose de barrière amphibiens afin d'empêcher l'écrasement d'individus en phase chantier. Cela est-il prévu lors de l'étape de balisage de l'écologie avant le début du chantier ?

Micro-faune

Au vu de la rentabilité économique du projet, il n'est pas tolérable de justifier de « contraintes économiques » (p. 84 du complément 5 Paragraphe : Continuité de déplacement pour la micro-faune) pour l'absence de mise en place de grilles de types COANDA. Ces grilles permettent d'empêcher la micro-faune d'être piégée. Quelles sont les contraintes techniques invoquées ?

Mesures de suivis

Des éléments de suivi sont cités par le pétitionnaire (p. 105 du complément 3) sans réels engagements ni description de protocole précis.

Notamment, comment l'écologue évaluera le « maintien de conditions hydrologiques favorables à la Truite » ?

Aucune mesure de suivi hydraulique, ni d'étude de la faune aquatique ne seront réalisées : comment s'assurer alors de l'absence d'impact sur le compartiment aquatique et sur la non-dégradation de la masse d'eau ? Ceci constitue un gros manquement de l'étude. Les populations de Cincle plongeur (présence probable) et Bergeronnette des ruisseaux devront en particulier faire l'objet d'attention dans le suivi considérant leur lien avec le milieu aquatique.

Concernant les zones humides, il est à préconiser un suivi de l'évolution des zones humides au moyen de la boîte à outils Rhoméo (suivi floristique en particulier).

Les mesures de suivis ne sont proposées que sur 5 ans ce qui apparaît clairement insuffisant. Comme le demande la MRAE, elles doivent s'échelonner sur **l'ensemble de la période d'exploitation** des centrales.

« L'Autorité environnementale recommande au maître d'ouvrage

- d'allonger la durée des suivis à toute la durée de l'exploitation de la centrale ;
- de décrire le dispositif mis en place pour analyser l'ensemble des données de suivi recueillies et réajuster le cas échéant les mesures d'évitement, de réduction et de compensation. »

Les effets à long terme du projet doivent être étudiés pour justifier d'un impact nul à faible sur l'environnement. Ce serait au bureau d'étude de démontrer qu'en cas de dégradation d'une population animale, le projet n'est pas responsable mais que cela est dû à une autre cause, par exemple le contexte général de changement climatique.

Etude de variantes (demande de la MRAE)

Si on peut considérer que la liste des variantes est pertinente, leur étude et leur motif de mise à l'écart ne l'est pas. Elle confirme le fait que la définition des projets est réalisée sans prendre en compte l'environnement naturel qui apparaît bien comme une variable d'ajustement, la contrainte fondamentale étant la maîtrise foncière.

Impacts cumulés

Dans son mémoire en réponse à l'avis de la MRAE (p.11), le pétitionnaire indique : « En tout état de cause, il n'y a pas de raison de penser que le projet tel qu'il est envisagé puisse avoir des incidences sur l'environnement supérieures à celle du barrage de Vignotan, géré par EDF. Cet ouvrage présente un débit d'équipement sensiblement supérieur ($20 \text{ m}^3/\text{s}$), présente un débit réservé limité à la valeur

réglementaire ($1.06 \text{ m}^3/\text{s}$, modulé annuellement entre 700 et 1400 L/s) sur un linéaire beaucoup plus long (5 km), n'est à priori pas équipé pour la dévalaison.

Pour autant, ces caractéristiques semblent être compatibles d'une part avec l'article L.214-18 du Code de l'Environnement et d'autre part ont permis le maintien d'une population de Truites fonctionnelle au sein du Doron.

Il n'y a ainsi pas de raison de penser qu'un projet avec un débit dérivé inférieur, présentant un débit réservé 4 fois supérieur sur un linéaire 20 fois plus court, et associé à des mesures relatives à la dévalaison piscicole et l'effacement d'un autre ouvrage, soit de nature à dégrader sensiblement le milieu aquatique local. »

La question n'est cependant pas de savoir si le projet serait plus ou moins pénalisant pour l'environnement que les ouvrages existants, ni même de savoir si ces ouvrages existants respectent ou non les lois et règlements en vigueur ... au surplus le seraient-ils, ce qui est probable, cela ne constituerait aucunement une justification pour une illégalité, même de moindre ampleur, pour l'ouvrage projeté !

Le pétitionnaire ne répond donc pas à la question posée, à savoir si l'installation qu'il projette présentera des **impacts qui, cumulés avec ceux des ouvrages existants, ne conduira pas à dégrader l'état DCE** de la masse d'eau sur laquelle il est construit ou de lui interdire l'accès au bon état DCE qui sont les deux objectifs recherchés par cette directive.

Un exemple concret d'impact cumulé possible : la limitation de la production biologique vers l'aval. Dans un cours d'eau naturel les invertébrés aquatiques sont soumis à une dérive vers l'aval, dérive qui est modulée par les variations de débits. Ainsi les tronçons amont fournissent un flux continu de production biologique qui est mise à profit par les biocénoses aval. Le tronçon équipé va voir sa production diminuée par l'effet de l'exploitation et il en est de même pour sa contribution à l'aval. Cet effet va se cumuler avec celui des nombreuses installations hydrométriques de l'amont (Glière, Planay, Vignotan) et sur les affluents (Doron des Allues). Quelles seront alors les conséquences sur les populations exerçant une prédation sur ces invertébrés ? Ne seront-elles pas de nature à remettre en question les éléments de qualité DCE des masses d'eau situées à l'aval ?

Ces nouvelles microcentrales risquent donc de s'opposer à l'objectif de retour au bon état écologique du Doron de Bozel, équipé ainsi que ses affluents de multiples centrales ou microcentrales. **L'effet cumulatif avec ces équipements déjà existants n'est ainsi pas évalué.**

Le fonctionnement du bassin versant est pourtant déjà très influencé :

-Le Doron de Champagny (affluent du Doron de Bozel) est doté d'une centrale au Villard du Planay. Deux de ses affluents, le Reclard et Les Airolées en sont aussi dotés. Deux autres projets existent sur des affluents en rive droite : partie aval du Reclard et Remous.

-Le Doron de Pralognan dispose de prises d'eau au niveau de Pralognan, eaux turbinées à la centrale de Ballandaz au Villard du Planay. Deux autres microcentrales existent aussi, l'une à Pralognan (microcentrale de la Glière), l'autre au Planay (microcentrale du Gorret). A Pralognan, une microcentrale supplémentaire sur le ruisseau des Nants a été autorisée récemment.

Les Dorons de Champagny et de Pralognan se réunissent au Villard du Planay pour former le Doron de Bozel. Il est doté d'une microcentrale réalisée par le même pétitionnaire et la société Adonis à Bozel et de la centrale EDF de Vignotan située 200 m en amont du projet actuel. Deux affluents du Doron de Bozel sont aussi équipés au niveau de Bozel : microcentrale du Bonrieu et la centrale des Moulins sur le torrent de la Rosière. Il existerait un projet EDF entre le Villard du Planay et Bozel, ainsi qu'un projet sur un affluent, le ruisseau de Mongellaz à Courchevel.

Durée de demande d'autorisation

Comme le demande la MRAE dans son avis (p. 11), il est nécessaire de « *réduire de manière très significative, la durée d'exploitation envisagée afin de pouvoir réévaluer les caractéristiques de l'aménagement en fonction de la modification des écoulements induits par le changement climatique.* »

On rappelle que la limitation de la durée d'autorisation impose la procédure de renouvellement qui permet de réexaminer l'équilibre entre la poursuite de l'exploitation et les impacts sur le milieu (gestion équilibrée de l'article L 211-1). A défaut (maintien d'une longue durée inhabituelle pour ce genre d'installation) d'une part, le suivi biologique doit être particulièrement précis et régulier, et, d'autre part, le futur arrêté d'autorisation doit mentionner explicitement la possibilité de modifier les conditions d'exploitations sur des paramètres sensibles : débit réservé, période de fonctionnement, limitations des débits dérivés...

Au vu du retour sur investissement annoncé (temps de retour brut de 7 ans, p. 56 présentation générale du projet) une demande d'autorisation sur 50 ans n'est pas justifiable. **Nous demandons une réduction de la durée d'autorisation à 20 ans afin de permettre de réévaluer les enjeux du site et les impacts du projet sur ceux-ci.**

2) Bénéfices de production énergétique et de décarbonations

Les bénéfices environnementaux d'un projet de microcentrale hydroélectrique comprennent deux volets :

- 1 - Les bénéfices pour la neutralité énergétique du territoire et au regard des besoins de RTE ;
- 2 - Les bénéfices de décarbonation évalués en "tonnes de CO2 évitées" relativement à d'autres activités et sur la durée de la Stratégie Nationale Bas Carbone vers 2050.

FNE évalue également le financement public probable de la tonne de CO2 évitée.

Production d'énergie électrique

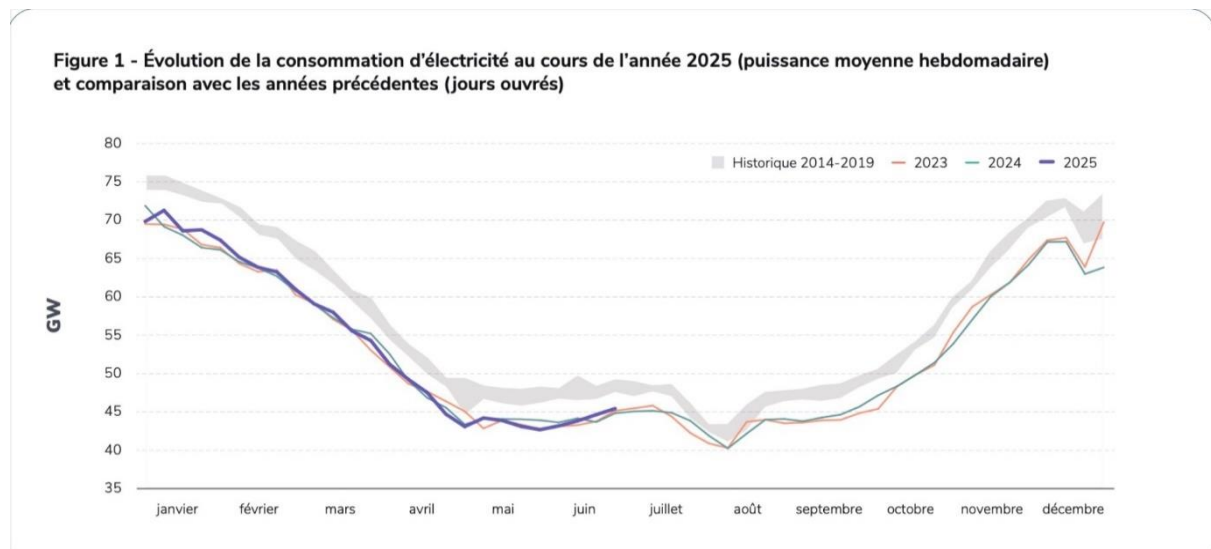
En France, la production électrique est relativement peu carbonée par rapport à nos voisins européens du fait de nos centrales nucléaires et de nos grands barrages. L'intérêt d'une nouvelle production électrique supplémentaire peu carbonée n'est pas de remplacer de l'électricité d'origine déjà peu carbonée : grande hydraulique, éolienne ou solaire mais de remplacer d'une part : 1-l'électricité produite dans une centrale à charbon (moins de 1 % de la production , utilisée lors des pics hivernaux de consommation) ou au fuel, voire au gaz , mais ce sera peu le cas ici, en hiver, et, d'autre part, 2-de remplacer progressivement dans le mix énergétique des Français les chaudières au fuel et aussi au gaz ainsi que la consommation d'essence des moteurs thermiques de nos véhicules.

Le principal intérêt de ces nouvelles microcentrales est la notion du nombre de nouveaux habitants pouvant effectivement être desservis en électricité décarbonée à l'avenir par la production de cette microcentrale, en remplacement de leur mix énergétique actuel. Ce nombre sera bien diminué par rapport aux chiffres présentés de près de 1 482 foyers (hors chauffage et production d'eau chaude). On s'oriente vers le remplacement d'une partie des chaudières au fuel ou au gaz actuellement en service par des pompes à chaleur. Selon les projections RTE 2023-2035, le nombre de logements chauffés à l'électricité passerait de 37% en 2019 à 60% en 2035. Outre l'effort concomitant de rénovation énergétique des bâtiments, il est prévu un développement massif des PAC (1.6M en 2019, 11.5M en 2035), dont une partie en substitution des radiateurs électriques, qui permet en parallèle de sérieux gains de consommation sur le parc de chauffage électrique existant. Il nous paraît indispensable de tenir compte du chauffage et de la production d'eau chaude dans le calcul du nombre d'habitants desservis par de l'électricité décarbonée, en tenant compte que ce sera essentiellement une consommation hivernale.

Saisonnalité

Dans la note de présentation non technique, nous sommes surpris de lire, p. 16, que « *la production est assez stable et prévisible, avec une variation annuelle en adéquation globale avec les besoins énergétiques du pays (supérieure en hiver)* »

Selon RTE, la consommation électrique en France est à son maximum en hiver et à son minimum en été :



En observant les débits mensuels du Doron de Bozel, en particulier les ratios Débit/Module des 4 Mois d'Hiver, inférieurs à 50 %, nous affirmons que la variation annuelle de la production des microcentrales ne pourra pas être en adéquation globale avec les besoins énergétiques du pays (supérieurs en hiver).

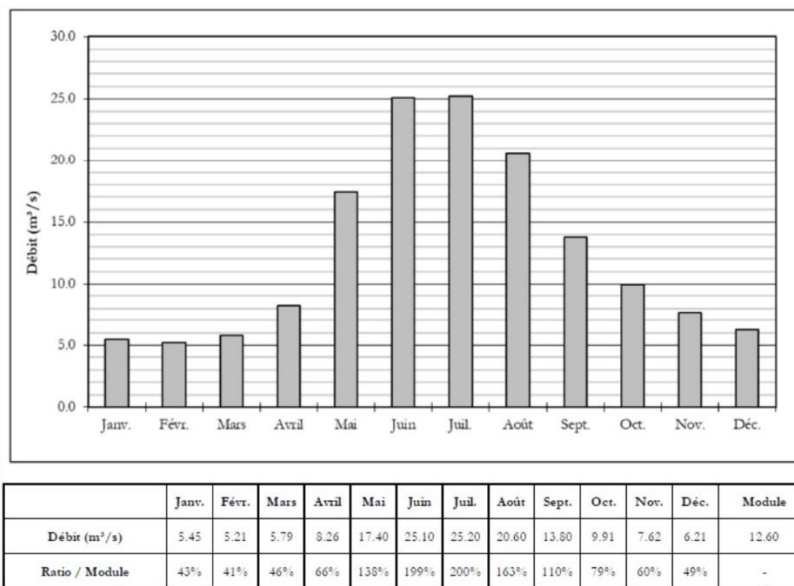


Figure 6 : Débits mensuels et débits caractéristiques (Source : BE Jacquel et Chatillon)

L'hydrologie du Doron présente des variations de débits saisonnières relativement importantes. Les hautes eaux ont lieu en été. Le fonctionnement hydrologique correspond à un régime glaciaire, principalement influencé par les précipitation sous forme de neige et fontes en fin de printemps et en été.

Dans son bilan du premier semestre 2025, RTE précise ceci : « En continuation de la situation observée depuis le printemps 2024, la France devra gérer au cours de l'été des épisodes de forte abondance de la production électrique bas-carbone à coûts faibles ou nuls (nucléaire, hydraulique,

éolien, solaire) par rapport à une consommation électrique encore faible tant que les projets d'électrification ne se concrétisent pas. »

Dans ces situations, **l'ensemble de la production bas-carbone en France est amené à moduler sa production à la baisse** en réaction aux prix de marché : le parc hydraulique pilotable (réservoirs lacs ou STEP), le parc nucléaire – exploité pour moduler en fonction des prix de marché et qui ajuste donc sa production à la baisse dans l'après-midi et durant le week-end –, et de manière croissante l'éolien et le solaire, qui écrêtent leur production en période de prix négatifs.

Ces situations ne sont pas nouvelles mais leur fréquence et leur ampleur tendent à s'accroître »

Les besoins actuels en électricité sont donc plus de besoins de flexibilité que de volume selon RTE :

"Les leviers pour réduire l'apparition de ces prix négatifs sont bien identifiés ...

La flexibilité du parc de production, repose majoritairement **sur la modulation du parc nucléaire et hydraulique,"**

Concernant le parc hydraulique, la production des microcentrales n'est pas modulable.

Pour nous, la croissance de l'électricité renouvelable hydraulique non pilotable dans le temps nécessite donc auparavant de très gros investissements pour stocker cette énergie. Il faut aussi une incitation forte au changement des habitudes horaires de consommation électrique des français, pour éviter qu'elle ne soit exportée à certains moments, faute d'être consommée sur place.

« Il vaut mieux rénover les vieilles installations hydroélectriques. »

Un document accompagnant le SDAGE du bassin Rhône Alpes 2010-2015 avait déjà évalué le potentiel d'optimisation et de suréquipement des centrales du Rhône : gain de puissance de 417 MW et de productible de 1410 GWh. Des améliorations en termes de rendement sur d'autres gros aménagements d'EDF devraient être prioritaires. C'est à ce niveau d'énergie pilotable qu'il faut investir.

FNE émet donc une première réserve sur le **décalage manifeste des productibles projetés avec la courbe saisonnière des besoins des usagers et le nombre d'habitants desservis par ce projet.**

De plus, en sortie de centrale, la production annoncée est de 4, 446 GWh mais cette valeur doit être corrigée des pertes de transport au minimum de 10 %. Par ailleurs la courbe des productibles mensuels liée à un régime hydraulique glaciaire est en fort décalage avec les besoins saisonniers en électricité de la France. Il faudra stocker avec une perte de rendement de 40 % la partie énergie fatale de cette production. Le **rendement final annuel effectivement utilisable sera plus proche de 70%.**

Contexte national

Le gestionnaire du réseau de transport RTE a indiqué dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » (Le Monde, le 10 juillet 2023) :

« Pas de croissance en volume attendue avec l'énergie hydraulique pour 2050 ».

« Le potentiel de production hydraulique en France est aujourd'hui considéré comme déjà largement exploité et présente peu d'opportunités supplémentaires à long terme »

Le 2 Janvier 2025, RTE a publié son bilan 2024 précisant que ses exportations d'électricité n'ont jamais été aussi importantes qu'en 2024, la France étant exportateur net tous les jours de l'année. RTE explique cette hausse actuelle des exportations par une augmentation de la production en France mais aussi par une stagnation de la consommation (la consommation 2023 est du même niveau qu'en 2003).

C'est en partie en raison du renchérissement de l'électricité. Les prix de l'électricité que paient les consommateurs ont subi une augmentation importante ces dernières années. Pour se substituer aux sources d'énergie carbonée, il nous paraît logique de favoriser en France les énergies renouvelables portant le moins atteinte à l'environnement lors de leur installation et exploitation. L'hydroélectricité des microcentrales est actuellement la plus chère parmi les sources d'électricité renouvelable, selon la PPE 2020, : « le MWH de petite hydraulique nouvelle oscille entre 70 et 160 € ». Nous sommes surpris du coût de 41 € le MWH HT du dossier. La PPE met en comparaison le prix d'autres sources d'énergie : « Face à des coûts inférieurs à 50 € pour les derniers appels d'offres photovoltaïques (perspective 2028, 40 € au sol et 60 € sur toiture) et pour l'éolien (perspective 2028, 55 € pour l'éolien au sol et 44 € pour l'éolien maritime posé à Dunkerque) »

Au plan national le PPE 3 n'a pas été voté en 2025. Mais RTE a clairement exprimé son besoin dans un rapport paru en 2025. « En 2024, la consommation électrique a cessé de diminuer et enregistre une légère hausse, tout en demeurant très inférieure à celle de la période d'avant-crise »

<https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/synthese>

« La production française a continué de croître en 2024, en atteignant un niveau inédit de décarbonation... L'intensité carbone de la production d'électricité française a été de 21,7 g CO₂eq/kWh, près d'un tiers de moins qu'en 2023. Il s'agit de l'une des plus basses au monde et de 30,2 g CO₂eq/kWh avec analyse du cycle de vie »

Contexte régional

La consommation régionale en électricité a fortement baissé en 18 années. Le rapport ORCAE 2025 montre une baisse structurelle de la consommation en électricité passant de 75 TWh à 60 TWh soit -20 % en 18 ans, ceci malgré une augmentation de population de +0,3 %

<https://www.orcae-auvergne-rhone-alpes.fr/analyses-thematiques/la-consommation-denergie-en-auvergne-rhone-alpes>

Par ailleurs, la production d'autres ENR électriques (solaire et éolien) est en forte croissance alors que la demande en électricité diminue (Source ORCAE <https://www.orcae-auvergne-rhone-alpes.fr/analyses-thematiques/energie/la-production-denergie-en-auvergne-rhone-alpes>). La production d'électricité régionale est ainsi déjà décarbonée à 99%.

RTE indique également : « En Auvergne-Rhône-Alpes en 2023, le volume total d'électricité produite augmente de 13% par rapport à l'année 2022 atteignant 116,5 TWh, ce qui représente environ 1/4 de la production nationale en 2023 et environ deux fois le volume de la consommation annuelle de la région. ».

Contexte local

Au niveau de la SAVOIE et du bassin versant de L'ISERE :

« Saturation du prélèvement d'eau par les turbines ».

Le débit annuel moyen de l'ISERE à MONTMELIAN est de 3.7 Gm³ et les volumes des eaux turbinées en amont est de 15.7 Gm³/an en 2020 (Source OFB). Ce qui signifie que l'ensemble de ses eaux passent en moyenne quatre fois dans des turbines et ce chiffre confirme la saturation des bassins versants.

Le SCoT VANOISE TARENDAISE a publié en août 2024 son Observatoire Energie et trajectoire 2030 :

Réserve forte des élus pour de nouvelles installations hydroélectriques :

« Le potentiel de développement des énergies renouvelables sur le territoire du SCoT Tarentaise-Vanoise concerne essentiellement le solaire photovoltaïque et thermique, le bois-énergie ainsi que les PAC aérothermiques et géothermiques. » Concernant l'énergie hydroélectrique, « le potentiel en Tarentaise est déjà largement exploité », « Le nombre de petites centrales a augmenté de 120 % passant de 11 à 24 en 7 ans »

➔ **Sur le chapitre énergétique, FNE et VET émettent donc une opposition ferme** en raison du décalage manifeste entre les productions énergétiques de ce projet et les besoins actuels de ces trois niveaux de territoire : national, régional et SCoT TARENDAISE :

1- L'impératif 2025 ne serait plus de produire de GWh électriques supplémentaires dans les torrents de la Tarentaise mais de lever les freins qui empêchent les mutations du secteur des transports vers l'électricité.

2- L'impératif national pour RTE est de créer de la flexibilité.

3- Il est absurde de produire de l'électricité fatale avec les eaux des fontes glaciaires dans les mois où il arrive que RTE vende à prix négatif ses MWh.

4- la Région AURA produit déjà 106 TWh décarboné à 99 %, n'en consomme que la moitié et cette consommation diminue structurellement au profit d'ENR non électriques.

5- Les élus du SCoT Tarentaise considèrent leur territoire comme largement équipé en hydroélectricité et souhaitent préserver la biodiversité.

Décarbonation et tonnes de CO2 évitées

L'évaluation certifiée du coût carbone de l'installation et des travaux n'a pas été effectuée, ce qui est étonnant car le faible coût carbone des PCH est souvent vanté comme argument essentiel de cette énergie renouvelable (ENR).

A noter que dans le bilan des tonnes de CO2 évitées, il faut tenir compte en contre partie du coût en CO2 de la construction des microcentrales : matériaux utilisés, utilisation d'engins de TP, de la remise en état du site en fin d'autorisation et de la déforestation de 4470 m².

D'après nos recherches, dans la communauté de commune Val Vanoise et suivant la source ALDO ADEME, les forêts représentent un stock carbone de 203 t/ha, et la destruction de 4470 m² représenterait une perte de carbone stocké de 90 tonnes.

De plus l'ADEME indique (voir « [Fiche technique sur les émissions évitées](#) », Page 10) :

« Toute communication sur les émissions évitées d'une solution, d'un service ou d'un projet bas carbone devra suivre les exigences de communication des normes ISO 14025 et 14067 sur l'Empreinte Carbone des Produits, et la norme ISO 14064-1 sur la comptabilité carbone des organisations. »

Malgré les recommandations de l'ADEME, il n'existe pas à l'heure actuelle de référence commune pour le calcul des émissions évitées pour les ENR ; chaque pétitionnaire est libre de son choix : ici le mix électrique France. Nous ne savons pas d'où sort la valeur de 51,7 g CO2eq/kWh citée et nous retenons pour le calcul la référence indiquée par RTE en 2024 avec analyse du cycle de vie soit 30.2 g CO2eq/kWh ou encore 30.2 t CO2eq/GWh qui est le facteur d'émission du mix électrique France et de 6 t CO2eq/GWh pour l'hydroélectricité France suivant l'ADEME.

Les tonnes de CO2 évitées se calculent suivant cette formule, FE désigne les « facteurs d'émissions » :

$$\text{Tonnes eq CO2 évitées} = \text{Prod GWh (FE de la référence - FE de la PCH)}$$

Soit ici : **106.48 t_{eq} CO2 évitées = 4.4 GWh (30.2 t_{CO2eq}/GWh - 6 t_{CO2eq}/GWh)**

Il est difficile de se faire une idée concrète de ce à quoi cela correspond. Quelques exemples de comparaisons mettant en exergue le **bénéfice minime du projet dans l'objectif de réduction des gaz à effet de serre** :

Suivant l'ADEME, un vol aller-retour Paris-New-York représente 1.7 t eq CO₂ par passager.

- ➔ Ces 106 t eq CO₂ représentent donc le coût carbone de 62 passagers sur ce vol.
- ➔ Ou encore une année de production représente l'équivalent de près de 11 % du coût carbone de cet AIRBUS A 380 de 520 places, soit près de **10 ans de fonctionnement de ces deux microcentrales pour ne compenser qu'un vol aller-retour Paris-New-York !**
- ➔ Ou encore l'équivalent de ce qui est évité par la rénovation thermique d'un logement de 150 m².

Rentabilité du projet et aide publique

Ce bénéfice de 106 t eq CO₂ évitées doit être rapporté au complément de rémunération publique de l'Etat sur la base d'une prix de soutien de 147 €/ MWh pour un prix d'achat SPOT en marché à terme sur 10 ans (source SELECTRA) de 60 €/ MWh soit 147 €/ MWh – 60 €/ MWh = 87 €/ MWh

4400 MWh X 87 €/ MWh = **382 000 € d'aide publique pour 106 t eq CO₂ évitées**

Soit 3603 € d'aide publique par tonne de CO₂ évitée.

Les éléments suivants sont indiqués dans le document 1-3-Présentation-générale :

- Productible : 4 446 188 kWh (Tableau 13 p. 55 et 56) ;
- Prix de l'Obligation d'Achat : 0,14707 €/kWh (Tableau 14 p. 55 et 56) ;
- Investissement (TTC) : 4 423 200 € (3 686 000 € HT) ;
- Recettes annuelles : 653 900,86 €
- Durée brute d'amortissement : (Investissement/recettes annuelles) 6,76 ans.
- Prix du kWh sur 20 ans : 4,974149 cts € /kWh (TTC) et 4,145124 cts € /kWh (HT)

Il semblerait que dans ce projet, l'aide publique apporte un surcroît de rentabilité à un projet déjà rentable, même compte tenu du bridage nécessaire pour rester dans les limites de l'Obligation d'Achat !

Il nous paraîtrait intéressant de savoir s'il y a un (puissance égale à la somme de celles des deux turbines soit 785 kW = 386+499) ou deux (pour chaque turbine) contrat(s) H16 signés. En effet, les contrats H16 couvrent deux variantes suivant que la puissance dépasse ou non une limite qui était de 500 kW avant 2024 et qui est aujourd'hui fixé à 400 kW et qui sera demain (2026) de 200 kW. En deçà de cette limite, c'est l'obligation d'achat qui s'applique (achat de tous les kWh à un prix fixé) et au-delà c'est le complément de rémunération (vente sur le marché et compensation

partielle) jusqu'à un prix fixé, avec versement à l'Etat en cas de dépassement du prix fixé par les prix obtenus sur le marché. (Voir Arrêtés du 13 décembre 2016¹ et du 22 mai 2024²).

Il est indiqué p. 52 du document de présentation générale du projet : « Avec une chute brute moyenne de 4.20 m pour l'unité 1 et 13.20 m pour l'unité 2, un tarif d'achat optimal limité à 499 kW et la volonté de s'approcher du nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance autorisé par le tarif H16 (6000h), il a été retenu un débit d'équipement de 12 m³/s et 5.5 m³/s associé à un bridage de la turbine ».

La valeur « magique » de 499 kW pour la puissance installée de la turbine aval semble indiquer une volonté de rester en deçà du seuil de 500 kW, le contrat de vente étant déjà acquis en anticipation à l'obtention de l'autorisation unique et de la construction et la mise en route de l'ensemble du projet.

On peut ainsi se poser la question de la légalité de ce contrat qui a dû être obtenu pour la première version de ce projet qui ne comprenait que la seule unité de production amont sous la forme d'une vis hydrodynamique. **Nous invitons le commissaire enquêteur à soumettre la question de la légalité de ce contrat à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) par courrier recommandé.**

¹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

² Arrêté du 22 mai 2024 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

En conclusion :

En raison de :

- La mauvaise lisibilité du dossier
- L'absence de possibilité de réalisation d'un véritable inventaire piscicole/macro-invertébrés, élément primordial pour évaluer l'impact environnemental du projet et un suivi après sa mise en service ;
- La destruction de zones humides et l'insuffisance de la compensation proposée, non compatible avec le SDAGE ;
- L'insuffisance des mesures de suivis proposés ;
- Une durée d'autorisation trop longue ne tenant pas compte du changement climatique ;
- Le peu d'intérêt de ce projet sur le plan de la réduction des émissions de CO2 ;
- Le saucissonnage en 2 microcentrales et le bridage du projet pour, semble-t-il, des raisons financières de rachat ;
- L'inadaptation des microcentrales au problème principal auquel est confronté RTE actuellement, soit le pilotage de la production pour s'adapter aux variations importantes de consommation d'électricité ;

France Nature Environnement Savoie et Vivre en Tarentaise émettent **un avis défavorable** sur ce projet de microcentrales sur le Doron de Bozel.

Néanmoins, en cas d'autorisation du projet, nous demandons **une réduction à 20 ans** de l'autorisation (comme l'a préconisé en 2024 le commissaire enquêteur pour un projet à Naves).

Actuellement les projets de microcentrales sont nombreux sur nos torrents de montagne et les coûts pour l'environnement, c'est à dire la perte systématique de naturalité, sont démesurés face au gain énergétique produit localement. Nous avons connaissance de 5 autres projets en amont de Bozel.

Il existe un autre réel potentiel hydroélectrique qui réside dans le ré-équipement des centrales existantes dans l'objectif d'augmenter leur performance énergétique, et plus particulièrement les centrales de barrage, ceci avec un coût bien moindre pour la biodiversité.

➔ Voir notre note de proposition : « Hydroélectricité : pour une transition énergétique à la hauteur des enjeux écologiques et climatiques »

Pour FNE Savoie,
Christine BERNARD,
Vice-présidente Environnement Nature



Pour VET,
Alain MACHET,
Président

