



Centrale hydroélectrique d'Articol

**Projet d'aménagement d'une centrale hydroélectrique sur le torrent
d'Articol situé sur la commune d'Allemond en Isère**

DOSSIER DE DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE

**ETAPE 7 – Installations de production d'électricité requérant
une autorisation d'exploiter**

Pièce 7-4 « Installation de production d'électricité requérant une autorisation d'exploiter »

Au titre des articles R181-1 et suivant du code de l'environnement



06/11/2025

LISTE DES PIECES ETAPE 7

N° PIECE	Réf cerfa	TITRE	PROJET CONCERNE	Page du doc
PIECE 1		Déclaration intérêt général	NON	
PIECE 2		Prélèvement d'eau pour irrigation	NON	
PIECE 3		Etude de danger relative à la sécurité et à la sureté des ouvrages hydraulique	NON concerné mais justifié	
PIECE 4		Autres pièces obligatoires IOTA	OUI	
PIECE 5		Etude danger ICPE	NON	
PIECE 6		Capacités techniques et financières	OUI	
PIECE 7		Autres pièces ICPE	NON	
PIECE 8		Justification du respect des prescriptions applicables aux ICPE	NON	
PIECE 9		AOIT requérant une dérogation espèce protégée	NON	
PIECE 10		AOIT requérant une autorisation de défrichement	OUI	
PIECE 11		Modification état des lieux ou de l'aspect d'une réserve naturelle	NON	
PIECE 12		Modification de l'état des lieux ou de l'aspect d'un site classé	NON	
PIECE 13		Dossier d'agrément OGM	NON	
PIECE 14		Dossier d'agrément déchets	NON	
PIECE 15	104	Installation de production d'électricité requérant une autorisation d'exploiter (D.181-15-1-VI)	OUI	X

Sommaire – Dossier énergie

1.	CARACTERISTIQUES DE LA CHUTE DU PROJET	4
1.1	DETERMINATION DE LA CHUTE BRUTE	4
1.2	DETERMINATION DE LA CHUTE UTILE	4
1.3	LA HAUTEUR DE CHUTE NETTE.....	4
2.	DIMENSIONNEMENT DES OUVRAGES - PRODUCTIBLE.....	5
2.1	DEBIT D'EQUIPEMENT	5
2.2	PUISSANCES ET PRODUCTIBLE	5
2.3	PRODUCTION DE LA CENTRALE DANS LE CONTEXTE LOCAL	7
3.	TECHNIQUES UTILISEES	7
3.1	PRINCIPE GENERAL.....	7
3.2	CONVERSION DE L'ENERGIE POTENTIELLE EN ENERGIE MECANIQUE.....	8
3.3	CONVERSION DE L'ENERGIE MECANIQUE EN ENERGIE ELECTRIQUE	10
3.4	ELEVATION DE LA TENSION DE L'ENERGIE PRODUITE	11
4.	RENDEMENTS ENERGETIQUES.....	12
4.1	CALCUL DU RENDEMENT	12
4.2	LES PERTES	12
4.3	COMPARAISON AUX AUTRES ENERGIES RENOUVELABLES.....	13
4.4	DISPONIBILITE DE LA CENTRALE	13
5.	ZONE D'ACCELERATION DES ENERGIES RENOUVELABLES (ZAENR).....	15
6.	RAISON IMPERATIVE D'INTERET PUBLIC MAJEUR (RIIPM)	16

1. Caractéristiques de la chute du projet

Ces données de la pièce 3.1, description des ouvrages sont rappelées car elles font partie des éléments demandés dans la PJ 104 du cerfa.

1.1 Détermination de la chute brute

La chute brute est définie par la différence d'altitude entre le niveau d'eau à la prise d'eau et la cote fil d'eau lors de la restitution dans le milieu naturel.

Dans cas les données du site sont les suivantes :

- ✓ Altitude prise d'eau : 1493.5 mNGF69,
- ✓ Altitude restitution dans l'eau d'Olle : 964 mNGF69,
- ✓ Hauteur de chute brute $H_b = 529,5$ mNGF69.

1.2 Détermination de la chute utile

Les relevés altimétriques ont été réalisés par un géomètre expert.

La chute utile peut être définie comme la hauteur de chute utilisable pour la production d'énergie. Dans notre cas, elle correspond à la hauteur de chute disponible entre le niveau de la chambre de mise en charge et l'axe de l'injecteur de la turbine Pelton.

En phase avant-projet ces altitudes ont été évaluées à :

- Niveau mise en charge : 1490.43m,
- Axe de la roue Pelton : 968 m.

Soit une hauteur de chute utile de 522.43 mètres.

1.3 La hauteur de chute nette

La hauteur de chute nette correspond à la hauteur de chute utile pertes de charge déduites. Les pertes de charges sont fonction du tracé définitif de la conduite forcée, de son linéaire, de son diamètre et de la rugosité du revêtement intérieur.

En première approche, elles sont estimées à 5% de la hauteur de chute brute, soit 26.4 mètres.

La hauteur de chute nette est donc $522.43 \text{ m} - 26.4 \text{ m} = 496$ mètres environ.

2. Dimensionnement des ouvrages - Productible

2.1 Débit d'équipement

Pour ce site, le débit d'équipement retenu est de 1.8 fois le module. En effet, l'essentiel de la production est réalisé au moment de la fonte des neiges et la technologie de turbine Pelton permet de d'avoir un rendement correct même aux faibles débits.

2.2 Puissances et productible

- Puissance maximale brute : PMB

La PMB en kW se calcule de la façon suivante

$$PMB = 9.81 \times Q_{\text{éq}} \times Hb / 1000$$

Avec

$Q_{\text{éq}} = \text{débit d'équipement en } \frac{l}{s} = 260 \text{ l/s}$

$Hb = \text{hauteur de chute brute en m} = 529,5 \text{ m}$

La PMB du projet est donc de 1350 kW.

- Puissance installée

La puissance installée est déterminée par la puissance effective de l'aménagement. Elle est donnée par la formule suivante :

$$Pi = \rho \times 9.81 \times Q_{\text{éq}} \times Hbu = 0.75 \times 9,81 \times 260 \times 522 = 998 \text{ kW}$$

Avec

$\rho = \text{rendement global de l'installation} = 0,75$

La puissance installée de la centrale est de 998 kW.

- Caractéristiques de l'aménagement projeté

Compte tenu de l'étude d'impact et des caractéristiques du site il est prévu d'équiper le site de la façon suivante :

1 seule turbine

Débit d'équipement : 260 l/s

Débit réservé : 20 l/s

Débit d'armement : 26 l/s

Le productible est calculé ensuite avec ces données d'entrée.

- Productible annuel

Le productible a été calculé d'après l'hydrologie à la future prise d'eau pour une année moyenne. L'année moyenne a été établie d'après l'ensemble des mesures journalières disponibles sur ce site.

Le débit turbinable correspond au débit d'équipement si les apports naturels sont suffisants, sinon il correspond au débit disponible moins le débit réservé.

Les autres hypothèses fixées pour le calcul de productible annuel sont les suivantes :

- Fonctionnement de l'installation 95% du temps, arrêt pour maintenance et évènements (crues, arrêts indisponibilité réseau d'évacuation de l'énergie, opération de maintenance préventives et curatives) 5% du temps
- Débit d'armement = 10% du débit d'équipement
- Débit réservé, correspondant au débit minimum biologique déterminé par l'étude d'impact : 20 l/s
- Calcul effectué d'après la courbe des débits classés, établie d'après des mesures au pas de temps journaliers

Dans ces conditions, le productible moyen annuel est estimé 3 GWh et il est réparti de la façon suivante sur l'année :

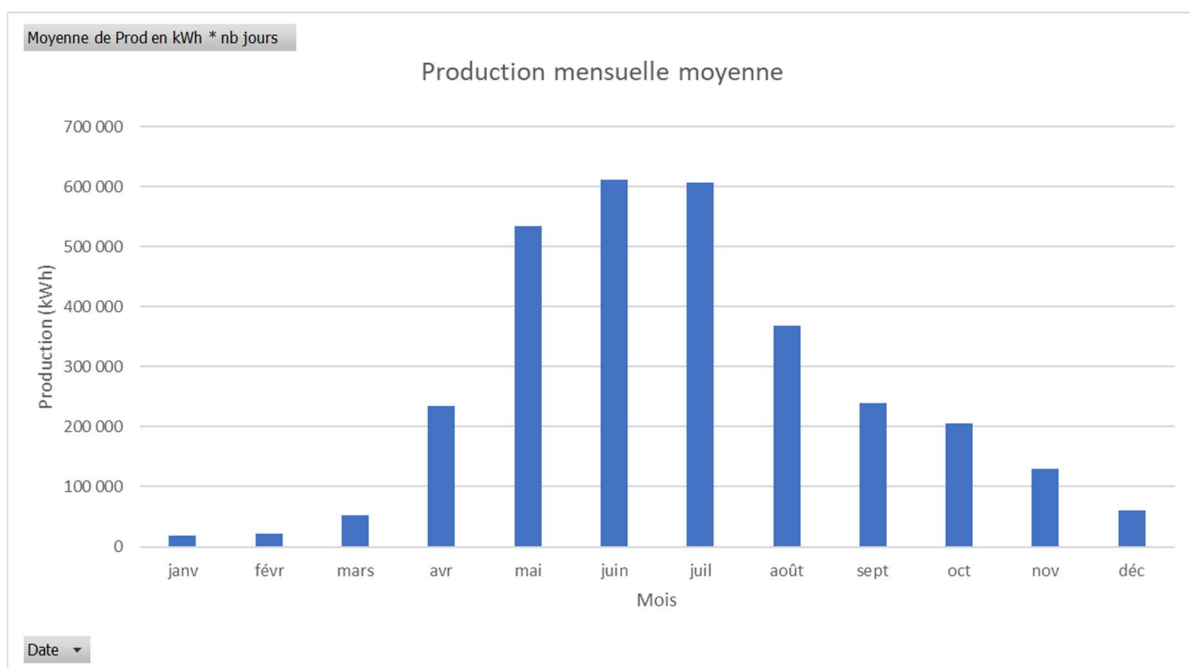


Figure 1.. Production mensuelle moyenne

La période de pleine production se situe sur les mois de mai à juillet.

L'étiage a lieu en hiver si les températures sont froides.

2.3 Production de la centrale dans le contexte local

La production annuelle de cette centrale est significative et permet de participer activement à la transition énergétique.

Cette production représente la consommation annuelle de 1250 habitants, elle permet d'éviter l'émission de 1500 t de CO₂, la consommation de 660 t de pétrole par an. Il faudrait planter 78 000 arbres pour compenser ce gain de CO₂ par les arbres.

Puissance installée d'environ	1 000 kW	ou	1 MW
Production moyenne annuelle	3 000 000 kWh	ou	3 000 MWh
Equivalent à la consommation annuelle de	629 foyers	sur une base d'une consommation annuelle de 4 770 kWh par foyer	
	1 250 habitants	sur une base d'une consommation annuelle de 2 400 kWh par habitant	
Permet l'économie de	660 tonnes de pétrole		
ou	990 tonnes de charbons		
évite le rejet de	1 500 tonne de CO ₂		
Il faudrait planter	78 000 arbres pour obtenir la même réduction de CO ₂		

Le nombre d'habitants de la commune d'Allemond s'élève à 955 habitants en 2022. La production annuelle de la centrale permet donc de couvrir les besoins de cette commune. Le projet permet de réaliser une source de production locale, propre et non délocalisable d'énergie renouvelable. Cette production est injectée sur le réseau local de distribution et non sur le réseau de transport d'électricité.

Les émissions de CO₂ générées par la phase chantier sont compensées par 2,5 mois de production moyenne, si cette énergie était produite à partir d'une énergie fossile/gaz (0,429 tCO₂ eq/MWh) ou fioul (0,777 tCO₂/MWh produit) (source RTE).

3. Techniques utilisées

3.1 Principe général

La technique de production d'énergie consiste à utiliser l'énergie potentielle et la force motrice de l'eau captée au niveau de la prise d'eau. Elle est ensuite acheminée via une conduite en charge jusqu'à une turbine. Cette énergie est ensuite convertie en énergie électrique sur le réseau.

Le potentiel de production disponible est fonction de 2 paramètres :

- La hauteur de chute : qui correspond à la différence d'altitude entre la prise d'eau et la turbine
- Le débit : qui indique le volume d'eau qui s'écoule par unité de temps.

Plus ces 2 paramètres sont grands, plus l'énergie disponible est importante.

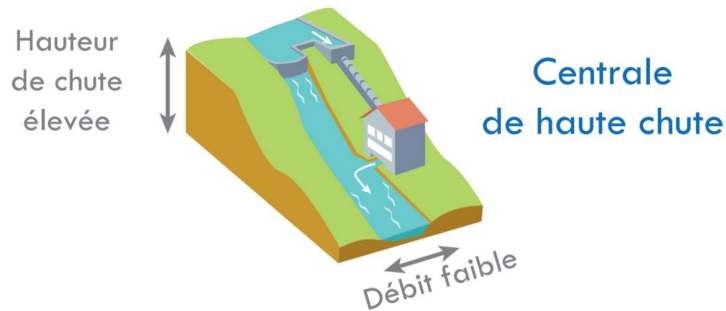


Figure 1. Schéma de principe d'une centrale de haute chute (source FHE)

Le schéma suivant décrit le principe d'une centrale de haute chute :



Figure 2. Schéma de principe d'une centrale de haute chute (source FHE)

3.2 Conversion de l'énergie potentielle en énergie mécanique

L'eau acheminée par la conduite forcée. Elle est dirigée après passage dans 2 injecteurs vers les augets de la roue de la turbine. C'est à ce moment-là que **l'énergie potentielle** de l'eau est convertie **en énergie mécanique**. En effet, la force de l'eau entraîne la roue qui fait tourner un arbre.

Dans ce cas compte tenu de la hauteur de chute, la turbine est de type turbine à action avec roue Pelton.

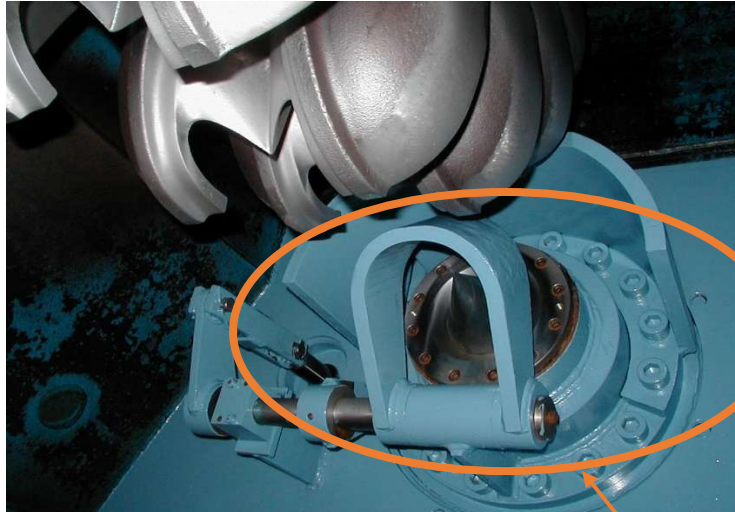


Figure 3. Injecteur de turbine Pelton

Injecteur

Roue Pelton
avec ses
augets

Arbre

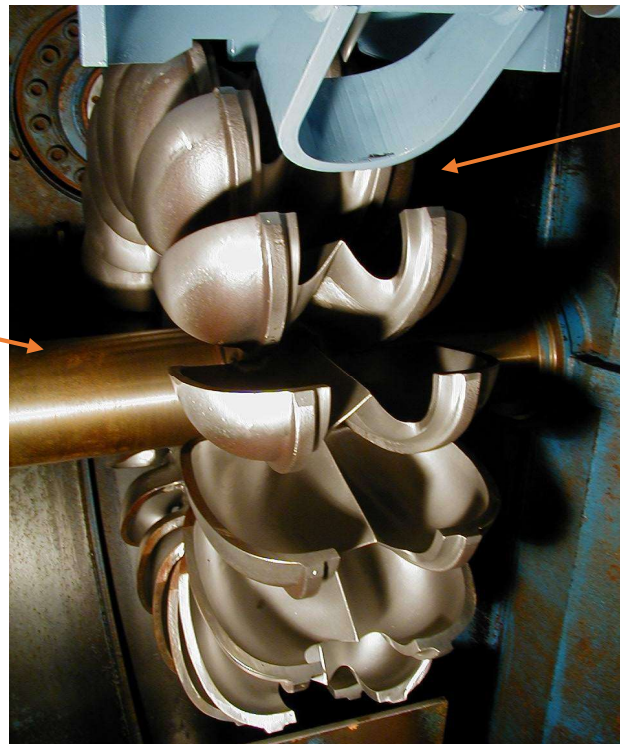


Figure 4. Roue Pelton de turbine

3.3 Conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique

L'arbre de la turbine est accouplé à l'arbre du générateur. Dans ce cas le générateur sera un alternateur de type synchrone. La photo ci-dessous représente ces équipements. C'est l'alternateur qui est le générateur de l'installation : il convertit l'énergie mécanique transmise par la turbine à l'arbre en énergie électrique. Dans notre cas il génère de l'énergie en 690 V.



Figure 5. Machine électrogène de la Perrière

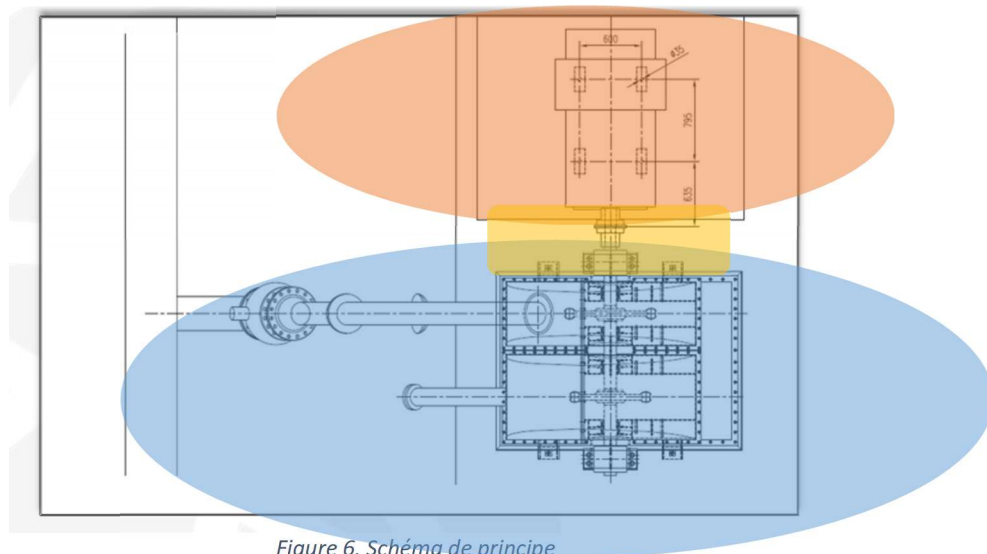


Figure 6. Schéma de principe

3.4 Élévation de la tension de l'énergie produite

L'énergie produite par le générateur est en 690 V. Avant d'être livrée au réseau public de distribution d'ENEDIS sa tension doit être élevée à 20 kV tension du réseau.

L'énergie est donc dirigée vers un transformateur qui élève cette tension.



Figure 7. Transformateur 690 V/ 20 kV

L'énergie livrée au réseau est comptée en 20 kV par un poste de cellules HTA qui permet également d'isoler la centrale du réseau en cas de besoin.



Figure 8. Poste HTA

4. Rendements énergétiques

4.1 Calcul du rendement

$$P = Q \cdot g \cdot H \cdot \eta$$

Q = débit en m³/s

g = accélération de la pesanteur = 9,81 m/s²

H = hauteur de chute en mètre

P = puissance brute en kW

η = rendement global de l'installation

Le rendement global correspond à la multiplication des rendements de chaque étape. Ce rendement est fonction des caractéristiques propres de chaque équipement et intègre les pertes successives.

4.2 Les pertes

- Pertes de charge :
Les pertes de charges régulières sont les plus significatives. Elles sont fonction du linéaire de conduite de son diamètre, de la rugosité du revêtement intérieur. Sur un site neuf le dimensionnement de la conduite est réalisé pour limiter au maximum les pertes de charges. Il existe aussi des pertes de charges dites singulières au niveau des coudes de la conduite, des organes de type vanne de survitesse ou vanne de pied.
Dans notre cas, le dimensionnement de la conduite permet de limiter les pertes de charge pour atteindre un rendement de 95 %.
- Rendement de la turbine :
La turbine est étudiée et dimensionnée pour être adaptée au site et obtenir les meilleurs rendements possibles. Au débit nominal le rendement de la turbine est supérieur à 85%. Il peut être moindre sur des débits inférieurs à 20% du débit nominal.
- Pertes au niveau de l'arbre : il s'agit de pertes sous forme d'échauffement
- Perte du générateur : le générateur de type synchrone
Il a un rendement est de l'ordre de 96%
- Pertes du transformateur : le rendement du transformateur est de l'ordre de 98%.
- Pertes dans les câbles : les câbles entre les différents organes sont également sources de pertes par effet Joules de l'ordre de 2% soit un rendement de 98 %

Dans ces conditions le rendement η global de l'installation est le suivant :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{conduite}} \times \eta_{\text{turbine}} \times \eta_{\text{alternateur}} \times \eta_{\text{transfo}} \times \eta_{\text{câbles}}$$

$$\eta_{\text{global}} = 95\% \times 85\% \times 96\% \times 98\% \times 98\%$$

$$\eta_{\text{global}} = 75\%$$

4.3 Comparaison aux autres énergies renouvelables

Ce rendement calculé se situe dans la moyenne des installations hydroélectriques et le pétitionnaire espère l'optimiser en phase construction en choisissant lors de la commande de matériel les meilleures machines disponibles en termes de rendement et en limitant les longueurs de câbles dans le bâtiment.

A titre indicatif, le tableau suivant précise le rendement des autres moyens de production EnR. L'hydroélectricité présente un rendement bien supérieur aux autres productions d'électricité.

Tableau 1 : Comparaison des rendement et facteur de plusieurs productions d'électricité selon Bruhl

	pétrole	gaz	charbon	nuclé	hydro	éolien ter	éolien mer	PV	géoth	solaire ther
Rendement thermique	38 %	40 - 60 %	38 %	30 - 33 %	70 - 90 %	50 %	50 %	10 %	70 - 90 %	38 %
Facteur de charge	1 - 5 % [1]	5 - 47 % [1]	1 - 40 % [1]	82 - 91 %	30 % [2]	23 %	40 %	10 %	70 - 90 %	30 %

Source : Présentation de Gilbert BRUHL Paris CISP « Quelles énergies pour les générations futures : les défis à relever »
1/12/2016 ([lien](#))

Figure 9. Source FHE

Il convient de préciser qu'en montagne les autres moyens de production d'EnR sont moins pertinents, compte tenu de la limitation des ressources soleil et vent par l'encaissement des vallées et les masques de montagnes.

Les petites centrales de hautes chutes permettent de tirer parti de très faibles débits.

Les rendements des installations hydroélectriques ne cessent de s'améliorer au fil du temps, car les évolutions techniques sont permanentes.

4.4 Disponibilité de la centrale

Le rendement global de l'installation peut être apprécié d'un autre point de vue celui de la disponibilité des équipements.

En effet, les installations hydroélectriques sont des installations optimisées et fiabilisées qui font rarement l'objet de pannes. Le matériel dont le principe existe depuis plus de 100 ans montre une bonne robustesse et sa fiabilité fait que les opérations de remplacement qui génèrent des arrêts de production sont rares.

Les rénovations structurantes des centrales sont souvent faites pour intégrer de nouvelles normes sur le matériel électrique et rarement dues à un constat de défaut de fonctionnement.

Sur les centrales de son parc d'exploitation EREMA a évalué le taux de disponibilité des centrales, qui correspond au moment où la centrale est prête à produire et lorsqu'elle est en production. Le temps d'arrêt est comptabilisé et analysé.

Les motifs d'arrêts les plus courants sont :

- Arrêts subis de la part du gestionnaire du réseau électrique qui demande ponctuellement de déconnecter la centrale pour des interventions urgentes ou des travaux sur son réseau
- Arrêts pour cause d'événements hydrologiques :
 - Arrêts manque d'eau,
 - Arrêts en crue.

Les arrêts nécessaires aux opérations de maintenance ou à la suite de constat d'un défaut représentent moins de 1% du temps sur les centrales de hautes chutes. Les opérations de maintenance sont généralement planifiées sur des arrêts subis : aux périodes où la centrale est arrêtée pour manque d'eau ou lors d'arrêts imposés par Enedis, dans le but de ne pas multiplier les arrêts de production qui génèreraient des pertes de production supplémentaires.

Le taux de disponibilité attendu pour cette centrale est au minimum de 95% du temps. C'est l'hypothèse qui a été prise pour les calculs de productible. L'objectif de 98% est atteignable (constaté sur d'autres centrales du parc d'EREMA). Ce taux est le résultat des choix de conception réalisés (automatisation, conception prise d'eau, choix des machines...), des moyens d'exploitations (supervision, alertes ...) et des compétences humaines mises en place (capacité de dépannage, internalisation des compétences, disponibilité, proximité, analyse des arrêts, plan de maintenance efficace).

Ce paramètre de disponibilité est déterminant dans l'évaluation du rendement global d'une installation de production d'énergie. En effet une installation avec un rendement instantané très élevée présente peu d'intérêt si elle est rarement disponible.

L'hydroélectricité en général et ce projet plus particulièrement, présentent un bon rendement instantané et une disponibilité élevée donc un très bon rendement énergétique, directement lié au choix du site, aux technologies utilisées et aux moyens d'exploitation humains et matériels performants prévus.

5. Zone d'accélération des énergies renouvelables (ZAE nR)

Afin d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et renforcer l'acceptabilité des projets dans les territoires, la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (loi « APER ») fait de la planification territoriale une disposition majeure et remet les communes au cœur du dispositif.

Elle prévoit que les communes définissent, après concertation des habitants, des « zones d'accélération » (ZAE nR) favorables à l'accueil des projets d'énergies renouvelables

Il s'agit de zones propices à l'implantation des énergies renouvelables, pour lesquelles il y a un potentiel en termes de production d'énergie. Ces zones d'accélération concernent toutes les énergies renouvelables : le photovoltaïque, le solaire thermique, l'éolien, l'hydroélectricité, le biogaz, la géothermie, le biogaz, etc.

Elles sont approuvées sur délibération du conseil municipal, après concertation des habitants.

Conformément au cadre réglementaire, la concertation du public a eu lieu du 27 novembre au 15 décembre 2023, et le conseil municipal a approuvé à l'unanimité la définition de ces zones le 17 septembre 2024.

La commune d'Allemond a inscrit la zone sur lequel s'inscrit le projet de centrale hydroélectrique d'Articol comme une zone d'accélération de production d'hydroélectricité.

ALLEMOND - Carte des zones d'accélération de production d'hydroélectricité

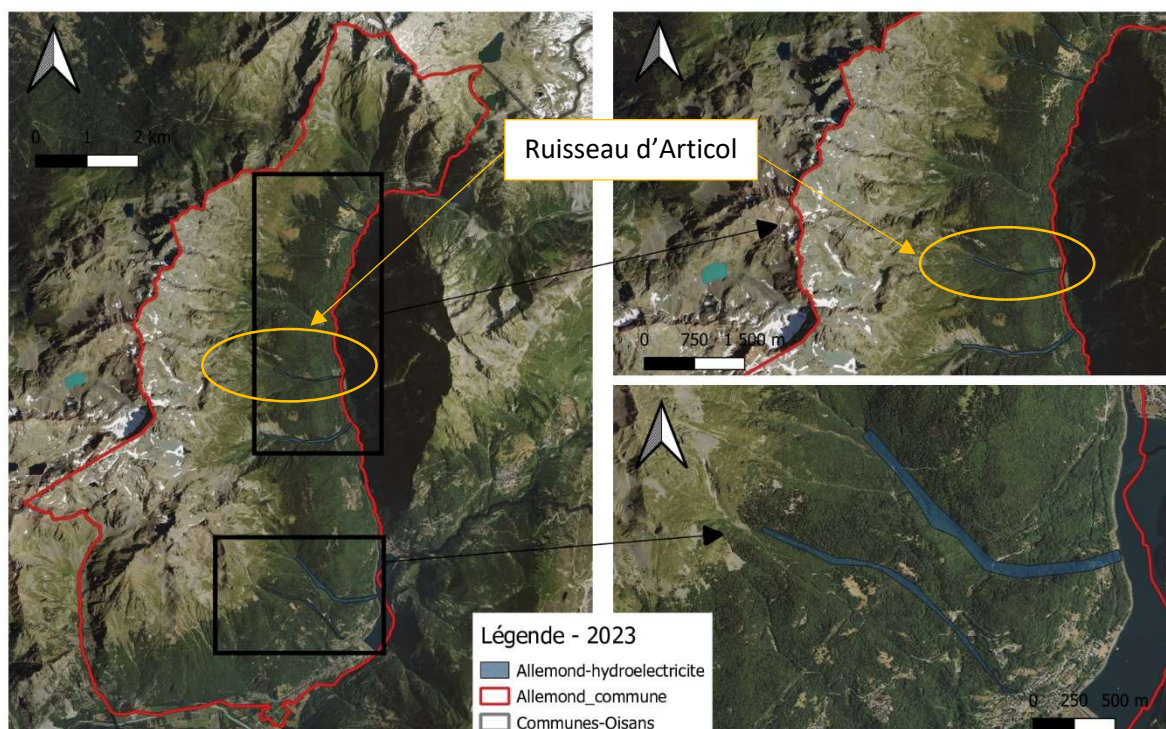


Figure 10. Zones d'accélération de la production hydroélectrique

6. Raison Impérative d'Intérêt Public Majeur (RIIPM)

Le Gouvernement a publié, au journal officiel du 30 décembre 2023, le décret n° 2023-1366 du 28 décembre 2023 pris pour l'application, sur le territoire métropolitain continental, de l'article L. 211-2-1 du code de l'énergie et de l'article 12 de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023.

Ce décret fixe le seuil de puissance à 1 MW pour qu'un projet d'hydroélectricité soit automatiquement reconnu d'intérêt public majeur.

Le projet hydroélectrique porté par Articol Energie est d'une puissance de 1.350 MW, supérieur au seuil fixé par décret, et peut donc être reconnu comme étant d'intérêt public majeur.