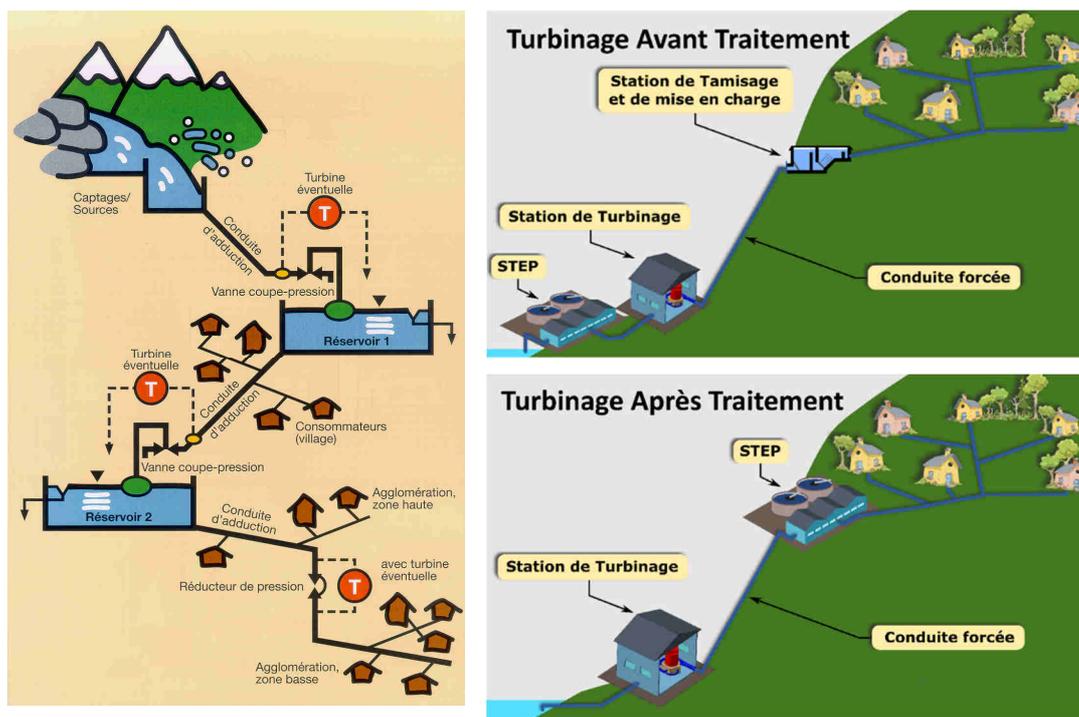


# Cadastre vaudois de l'hydroélectricité dans les réseaux d'eau

## Mise à jour et extension du volet usages multiples des eaux de réseau



### Rapport de synthèse

Référence du Mandat :	<b>MaIC2205</b>
Référence du document :	<b>MaIC2205-RA-2301</b>



MhyLab  
 Chemin du Bois Jolens 6  
 1354 Montcherand  
 Suisse  
 Tel : +41 24 442 87 87  
 Fax : +41 24 441 36 54  
[info@mhyLab.com](mailto:info@mhyLab.com)

Cette étude a été réalisée sous mandat de la



**Direction générale  
 de l'environnement (DGE)**

*Direction de l'énergie*

Av. de Valmont 30b  
 1014 Lausanne

Rév.	Date	Nature de la révision et chapitres concernés	Rédacteurs	Vérificateur
0	12.12.2023	Création du document	L. SMATI	V. DENIS
1	23.08.2024	Corrections suite retour DIREN	V. DENIS	V. DENIS
2	13.12.2024	Correction chapitre 5.1.1.1.8	V. DENIS	V. DENIS

## Table des matières

<b>1</b>	<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUCTION ET CADRE DE L'ÉTUDE</b> .....	<b>8</b>
2.1	REMERCIEMENTS .....	8
2.2	CONTEXTE .....	8
2.3	OBJECTIFS DE L'ÉTUDE .....	8
2.4	QUELQUES CHIFFRES CLÉS DE L'HYDROÉLECTRICITÉ.....	9
2.4.1	<i>Consommation</i> .....	9
2.4.2	<i>Production électrique</i> .....	13
2.4.2.1	Suisse .....	13
2.4.2.2	Canton de Vaud .....	16
2.4.3	<i>Evolutions futures</i> .....	18
2.4.4	<i>Rappel des principales données du cadastre hydraulique 2008 du canton de Vaud</i> .....	19
2.4.4.1	Eaux de surface.....	19
2.4.4.2	Réseaux d'eau.....	20
<b>3</b>	<b>CADRE LÉGAL ACTUEL ET MESURES DE SOUTIEN</b> .....	<b>21</b>
3.1	CADRE LÉGISLATIF FÉDÉRAL .....	21
3.2	MESURES DE SOUTIEN AU NIVEAU FÉDÉRAL .....	22
3.2.1	<i>Encouragement de projets – subvention d'études</i> .....	22
3.2.1.1	Subvention pour les analyses sommaires.....	22
3.2.1.2	Subventions du programme de recherche Force Hydraulique et de projets pilotes (OFEN).....	23
3.2.2	<i>Mesures de soutien sous forme de rétribution à l'injection</i> .....	23
3.2.3	<i>Mesures de soutien sous forme de contribution à l'investissement</i> .....	23
3.2.3.1	Historique et cadre actuel .....	23
3.2.3.2	Evolutions en cours et à venir.....	24
3.2.4	<i>Constats sur la complexification du cadre fédéral</i> .....	25
3.3	CADRE LÉGISLATIF CANTONAL.....	25
3.4	MESURES DE SOUTIEN AU NIVEAU CANTONAL.....	27
3.4.1.1	Subvention d'études de faisabilité .....	27
3.4.1.2	Subvention pour les projets pilotes .....	28
3.4.1.3	Mesure d'informations et de conseil.....	28
<b>4</b>	<b>MÉTHODOLOGIE EMPLOYÉE</b> .....	<b>29</b>
4.1	MISE À JOUR DES DONNÉES TECHNIQUES DU REGISTRE CADASTRAL.....	29
4.1.1	<i>Sites existants identifiés en 2008</i> .....	29
4.1.2	<i>Sites mis en service depuis 2008</i> .....	29
4.1.3	<i>Sites potentiels</i> .....	30
4.1.3.1	Sites précédemment identifiés.....	30
4.1.3.2	Recherches de nouveaux potentiels.....	30
4.1.3.3	Classification des sites .....	32

4.2	ETUDE QUALITATIVE DU CONTEXTE DE DÉVELOPPEMENT DES PROJETS DE TURBINAGE.....	32
4.3	QUESTIONNAIRES ET INTERVIEWS DES PARTIES PRENANTES .....	32
4.3.1	<i>Sites existants déjà identifiés en 2008</i> .....	33
4.3.2	<i>Sites mis en service depuis 2008</i> .....	33
4.3.3	<i>Sites potentiels</i> .....	33
<b>5</b>	<b>RÉSULTATS DES ÉTUDES</b> .....	<b>35</b>
5.1	PAR TYPE DE RÉSEAU D'EAU .....	35
5.1.1	<i>Eaux potables</i> .....	35
5.1.1.1	Centrales existantes .....	35
5.1.1.1.1	EP - Centrales existantes en 2008 .....	35
5.1.1.1.2	EP - Centrales démantelées ou réhabilitées .....	36
5.1.1.1.3	EP - Centrales nouvellement recensées.....	36
5.1.1.1.4	EP - Potentiel technique des centrales en service en 2023 .....	37
5.1.1.1.5	Synthèse des puissances et production électriques des centrales en service .....	38
5.1.1.1.6	EP - Pérennité de la production .....	40
5.1.1.1.7	EP - Possibilités d'optimisation .....	41
5.1.1.1.8	EP - Îlotage.....	41
5.1.1.2	EP - Sites potentiels réalisables à court et moyen termes.....	42
5.1.2	<i>Eaux usées</i> .....	43
5.1.2.1	Centrales existantes .....	43
5.1.2.1.1	EU - Centrales existantes en 2008 .....	43
5.1.2.1.2	EU - Centrales nouvellement recensées en 2023 .....	44
5.1.2.1.3	EU - Puissance et production électrique des centrales en service.....	45
5.1.2.1.4	EU - Potentiel technique et exploité des centrales en service en 2023 .....	46
5.1.2.1.5	EU - Pérennité de la production.....	46
5.1.2.1.6	Possibilités d'optimisation .....	47
5.1.2.1.7	EU - Îlotage .....	47
5.1.2.2	EU - Sites potentiels, réalisables à court et moyen termes .....	47
5.1.2.2.1	Nouvelles opportunités résultant de la régionalisation des STEP.....	47
5.1.2.2.2	Autres Raccordements de STEP .....	55
5.1.2.2.3	Investigation des STEP maintenues .....	55
5.1.3	<i>Eaux claires</i> .....	56
5.1.4	<i>Eaux d'irrigation</i> .....	57
5.1.5	<i>Eaux d'enneigement artificiel</i> .....	57
5.1.5.1	EEA - Données principales et cartes .....	57
5.1.5.1.1	EEA - Centrales existantes en 2008.....	57
5.1.5.1.2	EEA -Centrales nouvellement recensées .....	57
5.1.5.1.3	EEA - Sites potentiels réalisables à court et moyen termes.....	57
5.2	ANALYSE GLOBALE DE L'ENSEMBLE DES SITES .....	58
5.2.1	<i>Données principales et cartes</i> .....	58
5.2.1.1	Centrales existantes en 2008.....	58

5.2.1.2	Centrales démantelées ou réhabilitées .....	59
5.2.1.3	Centrales nouvellement recensées .....	59
5.2.1.4	Chiffres clés des centrales en service en 2023 et évolution depuis 2008.....	60
5.2.1.5	Répartition par type de réseaux .....	62
5.2.1.6	Répartition géographique.....	63
5.2.1.7	Répartition par centrales.....	66
5.2.1.8	Potentiel technique et exploité des centrales en service en 2023 .....	66
5.2.2	<i>Pérennité de la production</i> .....	67
5.2.3	<i>Possibilités d'optimisation</i> .....	67
5.2.4	<i>Îlotage</i> .....	67
5.2.5	<i>Sites potentiels réalisables à court et moyen termes</i> .....	68
<b>6</b>	<b>MESURES POUVANT FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DU POTENTIEL HYDRO.....</b>	<b>70</b>
6.1	ANALYSE ET SYNTHÈSES QUALITATIVE DES INTERVIEWS.....	70
6.1.1	<i>Analyse spécifique aux sites existants</i> .....	70
6.1.1.1	Élément déclencheur de la réalisation du projet.....	70
6.1.1.2	Principaux obstacles/freins rencontrés .....	71
6.1.1.3	Commercialisation de la production électrique .....	71
6.1.1.4	Modèle d'affaire – porteur du projet hydro-électrique.....	72
6.1.2	<i>Analyse spécifique aux sites potentiels</i> .....	74
6.1.2.1	Délai envisagé de réalisation du projet de turbinage .....	74
6.1.2.2	Raison pour laquelle le projet n'a pas encore été mis en valeur .....	74
6.1.2.3	Éléments qui permettrait la réalisation du projet à moyen ou long terme .....	74
6.1.2.4	Principaux obstacles/freins rencontrés .....	75
6.1.2.5	Commercialisation de la production électrique .....	75
6.1.2.6	Modèle d'affaire – porteur du projet hydro-électrique.....	76
6.1.3	<i>Analyse commune aux sites existants et potentiels</i> .....	76
6.1.3.1	Motivations à l'initiative du projet de turbinage .....	76
6.1.3.2	Connaissance des mesures incitatives.....	76
6.1.3.3	Mesures cantonales facilitatrices de la réalisation de projets.....	77
6.2	PROPOSITION DE MESURES .....	78
6.2.1	<i>Proposition de mesures pour lever les blocages/obstacles et lutter contre les idées reçues</i> .....	78
6.2.1.1	Mesures globales.....	78
6.2.1.2	Mesures spécifiques à certains acteurs ou types de réseau.....	79
6.2.2	<i>Proposition de mesures pour encourager la réalisation de nouveaux sites</i> .....	79
6.2.2.1	Mesures globales.....	79
6.2.2.2	Mesures spécifiques à certains acteurs ou types de réseau.....	80
<b>7</b>	<b>SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS .....</b>	<b>81</b>

## 1 Résumé

La première édition du cadastre hydroélectrique du canton de Vaud date de 2008. Près de 15 ans après ce premier état des lieux, une mise à jour partielle, concernant la partie « eaux de réseau », a été effectuée, traitant aussi bien des centrales en exploitation que du potentiel réalisable à court et moyen termes.

Cette mise à jour s'est appuyée sur deux axes :

1. Une mise à jour des données quantitatives du cadastre : statut des sites, caractéristiques techniques et autres données chiffrées.
2. Une étude qualitative sur le cadre de ces projets hydro-électriques, qu'ils aient été réalisés ou soient restés à l'état de potentiel, pour analyser les éléments qui peuvent entraver ou au contraire faciliter leur réalisation.

Les analyses quantitative et qualitative ont été menées sur la base de trois questionnaires, un par statut du site, permettant de récolter autant les données quantitatives que les informations nécessaires à l'étude qualitative. Ces questionnaires ont été complétés lors de 62 interviews avec les maîtres d'ouvrages.

Le nombre de centrales en service a très fortement progressé, puisqu'il est passé de 26 en 2008 à 44 en 2023. Depuis 2008, une centrale a été démantelée, 8 centrales ont été rénovées et 19 nouvelles centrales ont été recensées. La production électrique cumulée de ces centrales est passée de 24 GWh à 41 GWh, ce qui représente 3% du total de la production électrique du canton de Vaud. La production électrique des eaux de réseau, qui n'est qu'une partie de l'ensemble de l'hydroélectricité vaudoise, est supérieure à celle de la biomasse agricole (25 GWh) ou du bois-énergie (29 GWh). Pourtant c'est une filière qui a une visibilité relativement faible.

On dénombre le plus grand nombre de centrales sur les réseaux d'eaux potables (86.4%) et leur production représente 91% de la production totale. La possibilité de turbiner les eaux potables est une évidence pour l'immense majorité des gestionnaires de ces réseaux, ce qui n'est pas forcément le cas dans d'autres pays voisins. Même si le taux de progression des nouvelles installations sur les eaux usées est similaire à celui sur les eaux potables, ces installations sont encore peu nombreuses (5 centrales recensées dans le cadastre 2023). La marge de progression dans ce domaine est importante et étudier la possibilité d'intégrer cette technologie n'est pas un réflexe encore acquis.

La production électrique résulte essentiellement des centrales situées dans la partie alpine du canton. Les deux districts d'Aigle et de Riviera-Pays d'Enhaut concentrent l'essentiel de la production électrique. Trois centrales, Sublin 2 (Bex), Sonzier (Montreux), Rippaz (Ollon) produisent à elles seules 53.5% de la production électrique totale, soit 22 GWh/an.

Même si la progression est moins spectaculaire que dans ces deux districts, le turbinage sur les réseaux d'eaux s'est également bien développé sur le reste du canton avec 9 nouvelles centrales, dont 2 sur les réseaux d'eaux usées. Sur ces 9 nouvelles centrales, 4 se situent dans le Jura et 5 dans la région du plateau, avec un relief pourtant moins favorable.

La mise à jour 2023 des sites potentiels a permis d'identifier un potentiel économiquement réalisable à court et moyen termes. Il est constitué de 33 sites qui permettraient une augmentation de production de 8.1 GWh/an. La principale raison pour laquelle ces sites potentiels n'ont pas encore été réalisés est qu'il y a d'autres priorités à mettre en œuvre sur le réseau d'eau. Les projets de turbinage sur les réseaux d'eau ont une échelle de temps relativement grande, intimement liée au renouvellement de l'infrastructure. Il est dès lors primordial d'intégrer suffisamment tôt la possibilité de valoriser l'énergie des eaux de réseau dans la planification du développement du réseau.

L'analyse qualitative des projets, réalisés et encore à l'état de potentiel, basée sur la synthèse des interviews des maîtres d'ouvrage, a permis de proposer une série de mesures en vue, de lever certains freins, lutter contre les idées reçues, et d'encourager la réalisation de nouvelles centrales de turbinage des réseaux d'eau.

Les mesures proposées sont regroupées en deux axes :

- Communication et dissémination des informations
- Amélioration de la rentabilité économique

Enfin deux mesures spécifiques ont été proposées pour développer un secteur qui présente une marge de progression intéressante, celui des eaux usées.



Figure 1 : Turbinage d'eau potable de Chenalettaz I (Ollon), 245 kW

## 2 Introduction et cadre de l'étude

### 2.1 Remerciements

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements aux services de l'administration cantonale de la DIREN, de l'OFCO et de la DIREV, aux communes et association de communes, aux autres propriétaires de petites centrales sur les réseaux d'eaux, aux GRD et aux bureaux d'ingénieurs pour leur précieuse collaboration à la présente étude.

### 2.2 Contexte

Suite à l'entrée en vigueur de la Loi cantonale sur l'énergie du 16 mai 2006, le Service de l'Environnement et de l'Energie du Canton de Vaud, aujourd'hui la DGE, se voyait attribuer de nouvelles missions et de nouvelles sources de financement. L'une de ces tâches, assignée par la loi à son article 20, est d'établir et de tenir à jour le cadastre public des possibilités hydrauliques.

En 2007, le Canton de Vaud lançait une étude pour établir le cadastre vaudois de l'hydroélectricité pour les eaux de surface (cours d'eau) et les eaux de réseau (eau potable, eau d'irrigation, trop pleins, eaux usées avant et après traitement, eaux de drainage et eaux claires) dont le but était de quantifier le potentiel global de la force hydraulique cantonale.

Le rapport correspondant à cette étude a été remis en décembre 2008, les résultats représentant la situation à mi-octobre 2008.

Les conditions cadres ayant subi de profonds changements depuis, notamment par la suppression de la RPC (Rétribution à Prix Coutant), l'introduction du système de rétribution à l'injection (SRI) et de la contribution à l'investissement (CI), certains projets identifiés dans le cadre de l'élaboration de ce cadastre ont été réalisés, tandis que d'autres ont fait l'objet d'études sans toutefois voir le jour pour diverses raisons (administratives, financières, techniques).

Par ailleurs, la problématique du traitement des micropolluants conduit à l'étude et à la réalisation de stations d'épuration régionales, pouvant offrir de nouveaux potentiels, là où les infrastructures à l'échelle communale ne le permettaient pas.

S'ajoute également la thématique de l'amélioration de la résilience des réseaux d'approvisionnement en eau en cas de black-out à laquelle des micro-installations de turbinage pourraient potentiellement contribuer en permettant un éventuel fonctionnement en ilotage.

Près de 15 ans après cet état des lieux, une mise à jour s'imposait pour tenir compte des projets devenus réalités et identifier ainsi le potentiel restant, qu'il soit réalisable à court, moyen ou long terme.

La DGE-DIREN, Division approvisionnement et planification énergétique, souhaitait en particulier mettre à jour le volet relatif aux eaux de réseau.

### 2.3 Objectifs de l'étude

Le périmètre de l'étude s'étend à l'ensemble du Canton de Vaud ainsi qu'aux zones frontières avec les autres cantons, dans le cas de ressources ou d'infrastructures partagées. Cependant, il n'était pas envisageable d'adopter une approche exhaustive car elle aurait nécessité la mise en œuvre de moyens disproportionnés par rapport au bénéfice du potentiel identifiable et exploitable. Aussi, les sites présentant un potentiel inférieur à 10 kW n'ont, en principe, pas été considérés, sauf cas particuliers.

Outre l'objectif d'obtenir une photo de l'état des lieux entre le second semestre de 2022 et novembre 2023, le but de l'inventaire est également de :

- Déterminer ce qui a permis le développement d'une partie du potentiel identifié en 2007-2008,
- Identifier ce qui a bloqué le développement d'autres sites ou a réduit leur capacité,
- Identifier les types de porteurs de projets, investisseurs et exploitants, ainsi que les modèles d'affaire retenus, de manière à comprendre si certaines catégories ont eu plus de succès ou sont plus à même d'assurer le développement de nouveaux sites,
- Définir une feuille de route et des recommandations à destination de la DGE-DIREN pour favoriser le développement de nouveaux sites,
- Définir une feuille de route pour les sites identifiés comme étant réalisables à court et moyen terme.

## 2.4 Quelques chiffres clés de l'hydroélectricité

Vaud s'étend sur 8% du territoire helvétique et arrive au troisième rang des cantons en nombre d'habitants (9.5%), avec une croissance de 12% sur les dix dernières années. Sa population est légèrement plus jeune que la moyenne suisse. Son tissu économique est varié, avec une présence du tertiaire plus marqué qu'en moyenne nationale.

Nota Bene : Les données des statistiques sont issues, pour la Suisse, de l'Office Fédéral des Statistiques (OFS) et, pour le canton de Vaud, de Statistique Vaud.

### 2.4.1 Consommation

Lors de l'édition initiale du cadastre, la consommation finale d'électricité en Suisse de 1979 à 2007 était en croissance. Mais, les effets de la récession des années 1990, conjugué à ceux du programme Energie 2000, dont le but était de stabiliser, voire de diminuer la consommation d'énergie en Suisse, induisait une inflexion de la pente de cette croissance.

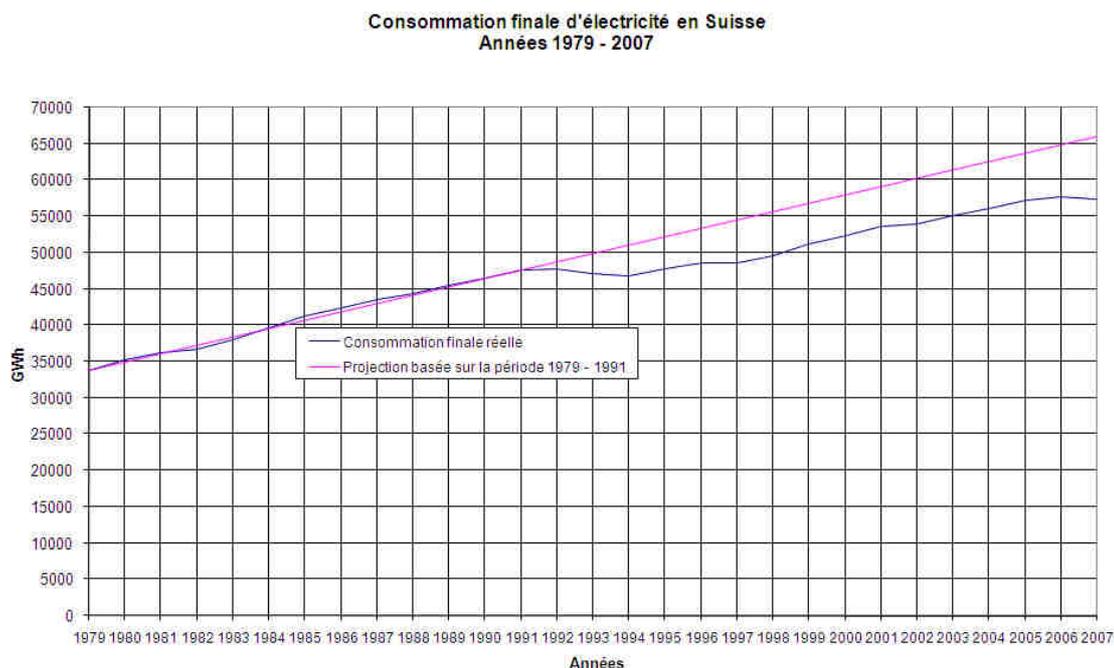


Figure 2 : Evolution de la consommation finale d'électricité en Suisse pour la période 1979 - 2007

La Figure 3 montre l'évolution de la consommation d'électricité de 1970 à 2021. La consommation nationale a atteint son maximum en 2010 et est en décroissance depuis.

Au niveau cantonal, à partir de la même année 2010, la consommation d'électricité a cessé de croître (voir courbe verte de la Figure 3). Toutefois, la décroissance est moins marquée qu'au niveau national car elle est fortement influencée par la dynamique démographique.

En effet, de 2001 à 2021, la population Suisse a augmenté de 20% et celle du canton de Vaud a augmenté de 33%, ce qui a eu un impact sur la consommation totale d'électricité.

La Figure 5 présente l'évolution de la consommation finale d'électricité par habitant de la Suisse et du canton de Vaud. A partir de 2010, la consommation d'électricité par habitant est en constante diminution. Au niveau national, elle est passée de 7'679 kWh/hab à 6'703 kWh/hab, soit une baisse de 12.7%. Dans le canton de Vaud, elle était de 6'112 kWh/hab en 2001, contre 5'207 kWh/hab en 2021, soit une diminution de 14.8%.

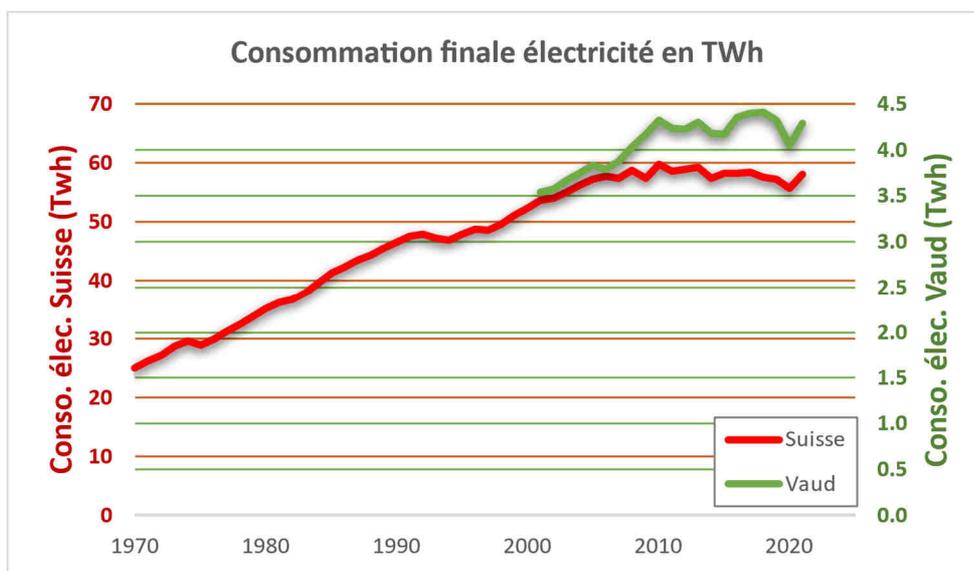


Figure 3 : Evolution de la consommation finale d'électricité pour la période 1970 - 2021

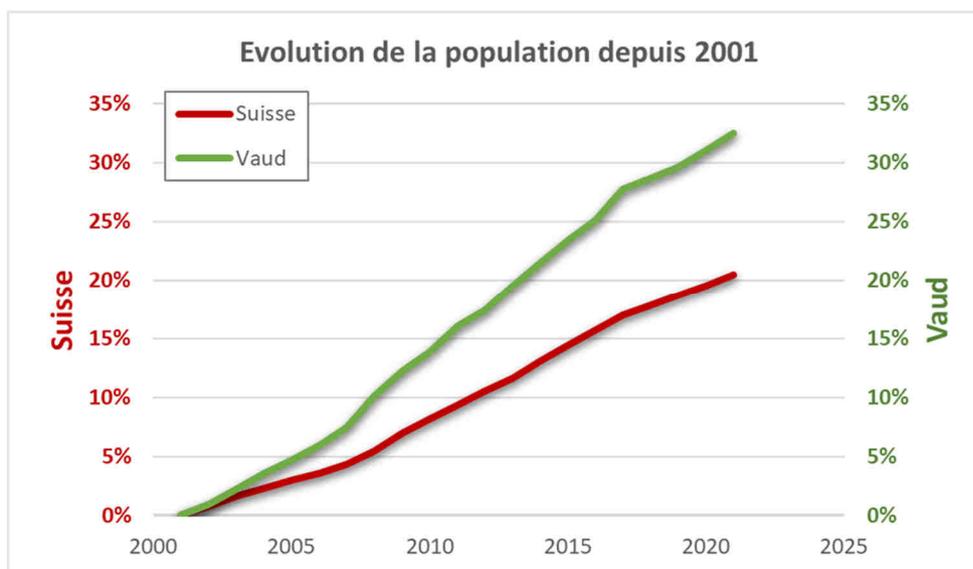


Figure 4 : Taux de croissance la population Suisse et du canton de Vaud depuis 2001

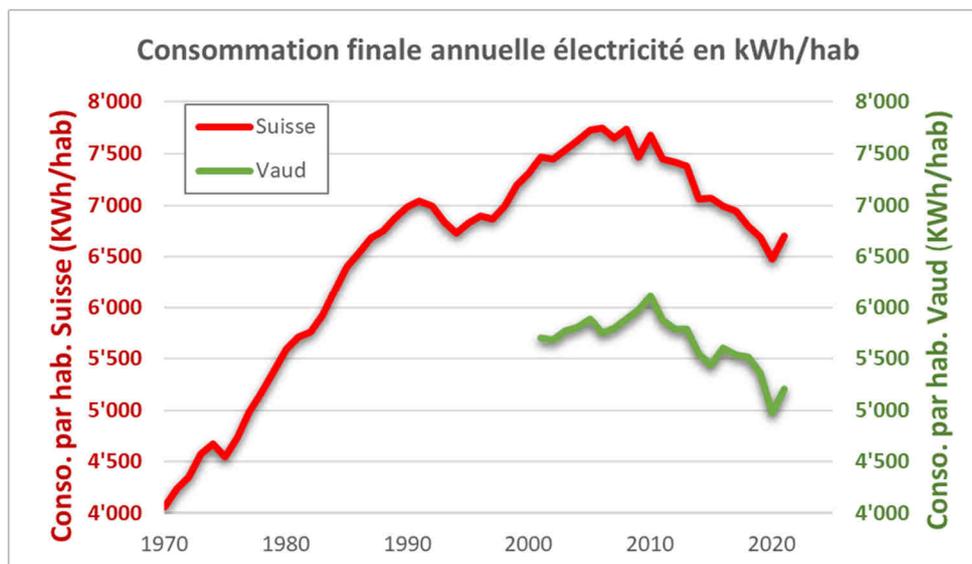


Figure 5 : Consommation finale d'électricité par habitant de la Suisse et du canton de Vaud

En absolu, l'évolution de la consommation d'électricité ne doit être considérée que dans le cadre de la consommation globale d'énergie car la consommation d'électricité peut être influencée par des transferts entre énergies, notamment avec les objectifs de diminution des émissions de CO<sub>2</sub>. La Figure 6 montre les évolutions de la consommation globale d'énergie. Là aussi, c'est la consommation par habitant qui est présentée car dans la comparaison entre les données cantonales et nationales, elle permet de tenir compte de l'aspect démographique.

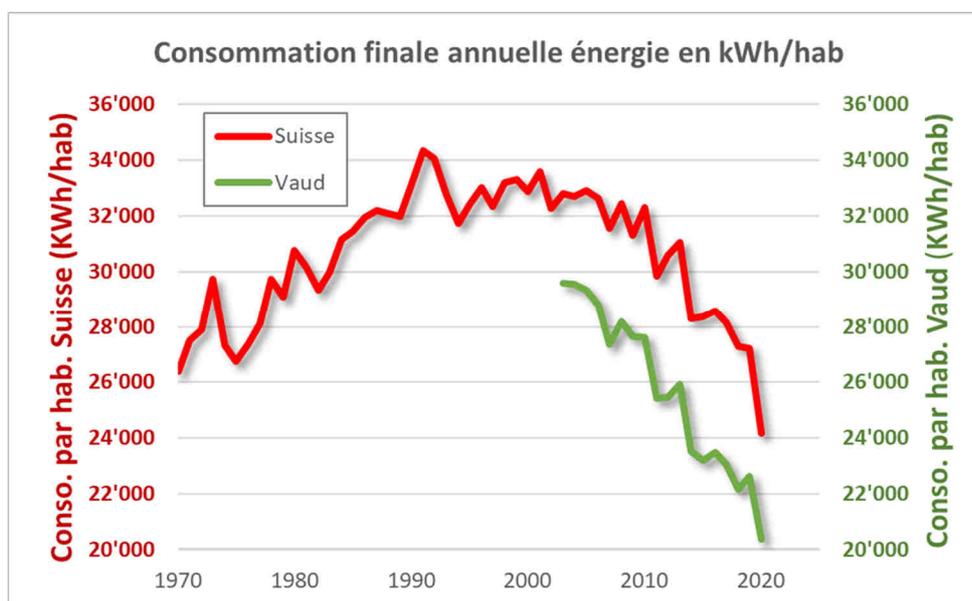


Figure 6 : Consommation finale d'énergie par habitant de la Suisse et du canton de Vaud

Depuis les années 2000, la consommation d'énergie par habitant est en forte décroissance. La baisse de la consommation électrique par habitant ne résulte donc pas d'un transfert vers d'autres énergies.

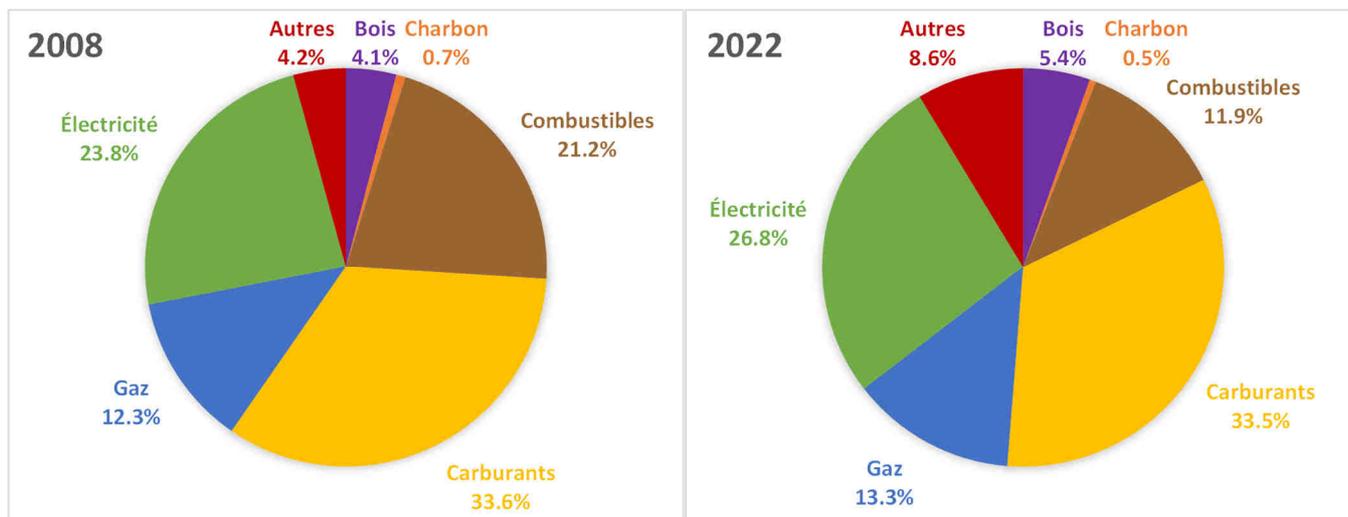


Figure 7 : Consommation finale d'énergie en Suisse selon les agents en 2008 et 2022

La Figure 8 présente l'évolution chronologique de la répartition par agents de la consommation d'énergie du canton de Vaud. On constate :

- Une forte diminution des combustibles pétroliers et l'arrêt de l'utilisation du charbon ;
- Une hausse des énergies renouvelables (Bois, CAD<sup>1</sup>, déchet, thermique renouvelable) qui représentaient 7.4% de la consommation en 2010 et 12.9% en 2020.

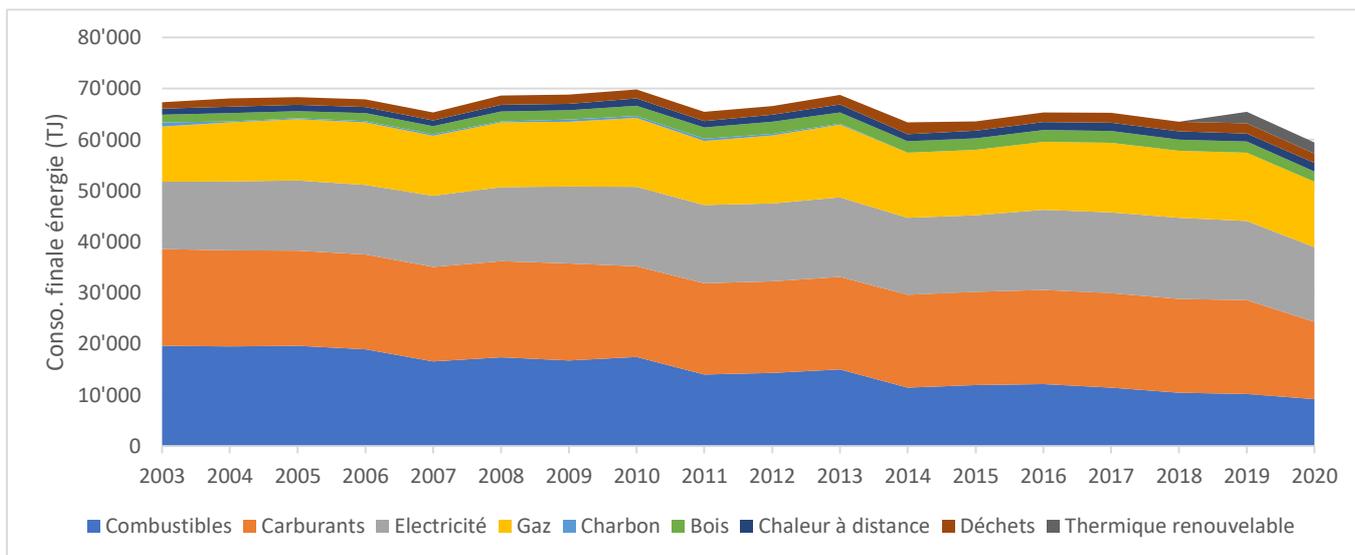


Figure 8 : Consommation finale d'énergie par agents du canton de Vaud

Dans les prochaines années, avec l'électrification de la société, la consommation électrique est amenée à augmenter.

L'évolution de la répartition de la consommation finale d'électricité de la Suisse selon les groupes de consommateurs les plus importants est présentée sur la Figure 9. La part de l'industrie, principalement, et du secteur tertiaire sont en diminution. La part des ménages est en augmentation. Elle était de 30% en 2000, elle représente 34.5% de la consommation totale en 2020.

<sup>1</sup> Chauffage à distance

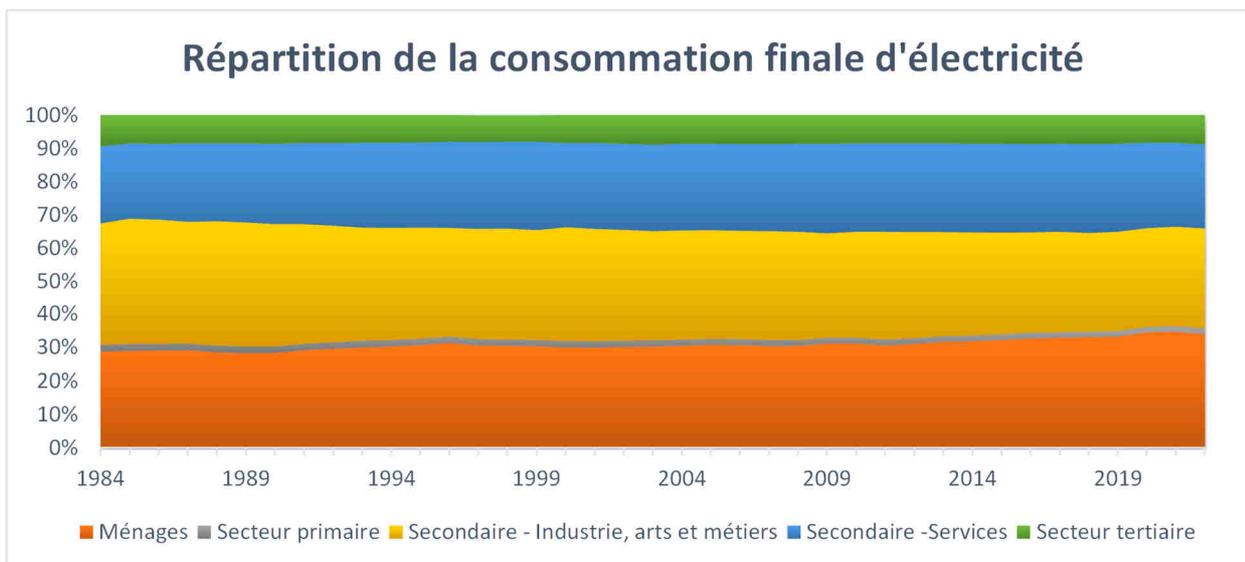


Figure 9 : Répartition de la consommation de la Suisse selon les groupes de consommateurs les plus importants

Pour ce qui concerne la consommation d'électricité du secteur tertiaire liée aux transports et à l'éclairage public, les constats suivants peuvent être faits :

- Depuis 2004, grâce au progrès technologique de l'éclairage public, la consommation est en forte baisse
- La consommation des chemins de fer et des autres transports est en constante progression.
- La mobilité électrique suit une courbe exponentielle, avec 9% de croissance annuelle en 2020 et 30% en 2022. En 2022, elle équivaut à 20% de la consommation des chemins de fer.

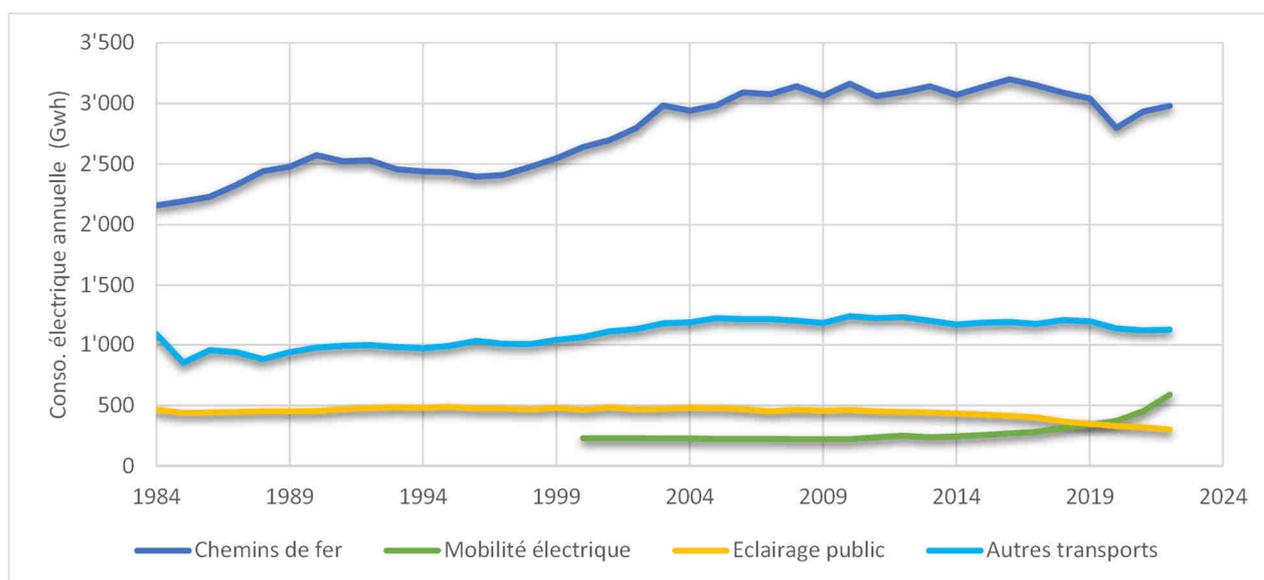


Figure 10 : Consommation annuelle électrique de la Suisse du secteur tertiaire

## 2.4.2 Production électrique

### 2.4.2.1 Suisse

La Figure 11 montre l'évolution de la production nette et de la consommation d'électricité en Suisse. La production nette est celle après déduction du pompage d'accumulation. La consommation présentée ici,

inclut les pertes des réseaux de transport et distribution, contrairement à la consommation finale présentée dans le paragraphe précédent.

Cela permet de mettre en évidence le solde exportateur d'électricité, qui est également représenté sur la Figure 12.

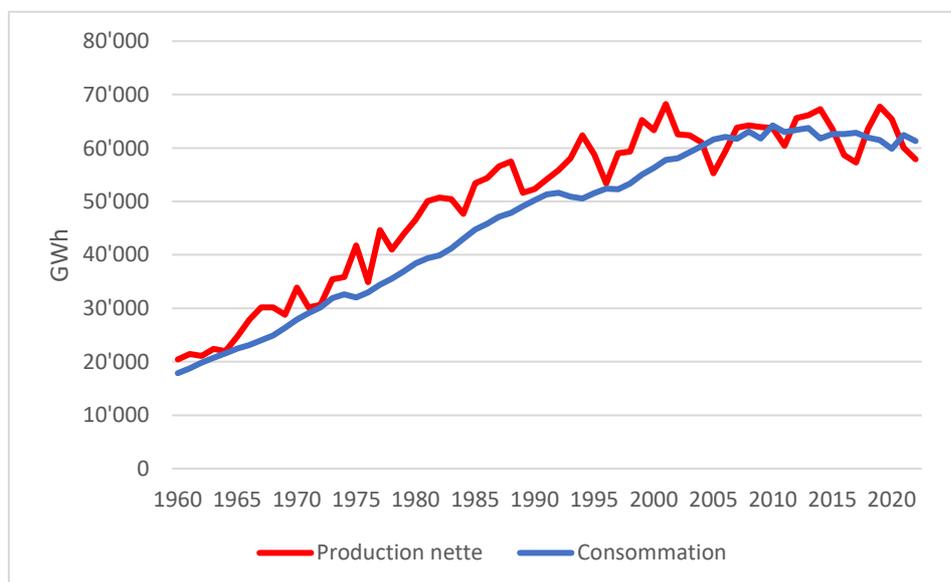


Figure 11 : Evolution de la production nette et consommation brute de la Suisse

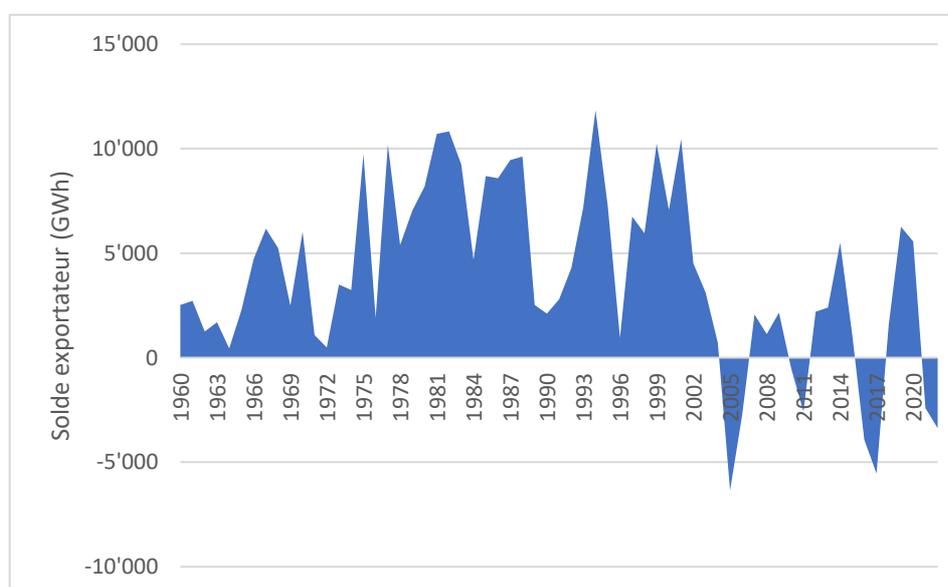


Figure 12 : Evolution du bilan des exportation-importation d'électricité en Suisse

En raison des échanges internationaux d'énergie électrique, la Suisse est à la fois importatrice et exportatrice d'électricité. Jusqu'en 2001 la production électrique était en hausse et largement supérieure à la consommation, ce qui permettait d'avoir un solde exportateur. Puis la production a commencé à baisser alors que la consommation a continué de progresser jusqu'en 2010, avant d'amorcer sa décroissance. Depuis 2005, le solde des échanges internationaux peut être exportateur ou importateur en fonction notamment de la pluviométrie et des températures hivernales.

L'évolution depuis 1970 de la production d'électricité en Suisse par catégories de centrales est représentée sur la Figure 13. L'hydroélectricité est le moyen principal de production, mais la production augmente peu, 8.5% en 50 ans.

Depuis 2008, la production des autres énergies renouvelables (renouvelable divers<sup>1</sup>) a fortement progressé pour atteindre 7.8% de la production totale (Figure 14). Dans le même temps, la production des centrales thermiques classiques et centrales chaleur-force a diminué. En 2023, cela représentait 3.1% de la production totale.

La progression des autres énergies renouvelables résulte principalement de la valorisation des déchets et de la production photovoltaïque. Cette dernière connaît une progression exponentielle depuis 2010. 3'858 GWh ont été produit en 2022 par les panneaux photovoltaïques, ce qui représente 11.5% de la production hydroélectrique et 6% de la production totale.

La production éolienne est restée très faible, les 150 GWh produits ne représentent que 0.24% du total, ce qui est une spécificité helvétique en comparaison avec d'autres pays européens (voir Figure 15).

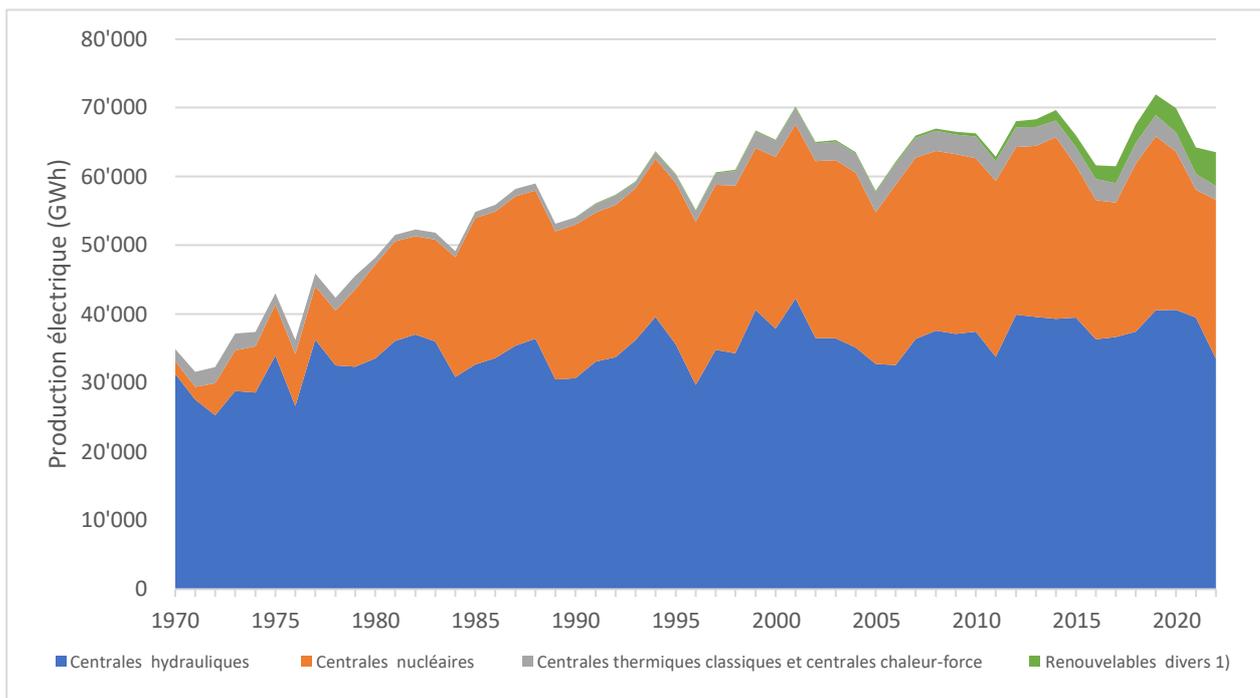


Figure 13 : Evolution de la production d'électricité en Suisse par catégories de centrales

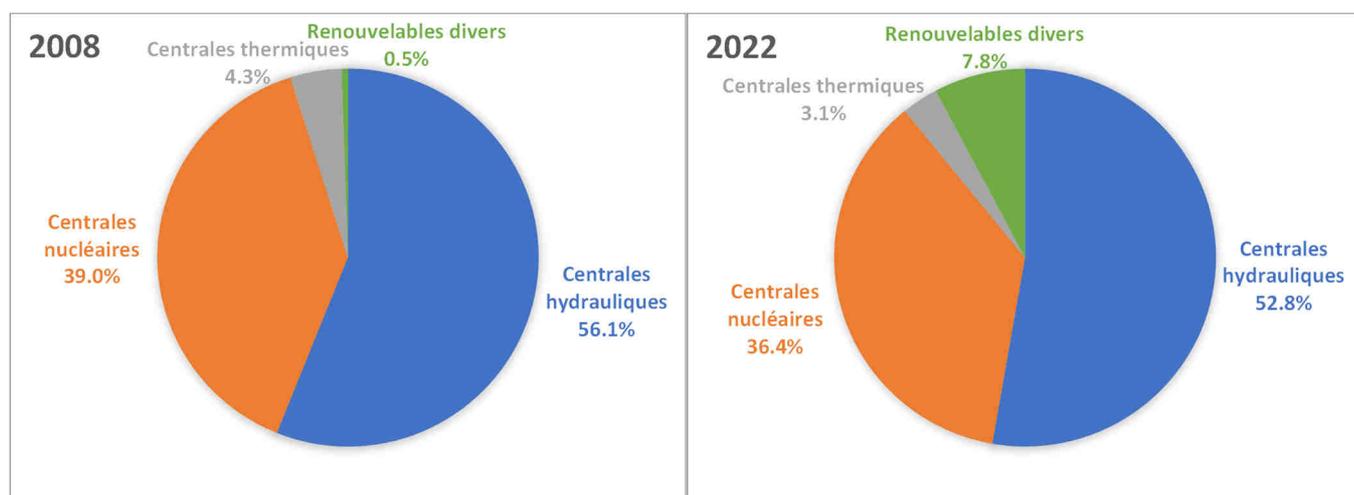


Figure 14 : Production d'électricité en Suisse par catégories de centrales en 2008 et 2022

<sup>1</sup> : Chauffages au bois et en partie au bois, Installations à biogaz, Installations photovoltaïques, Eoliennes

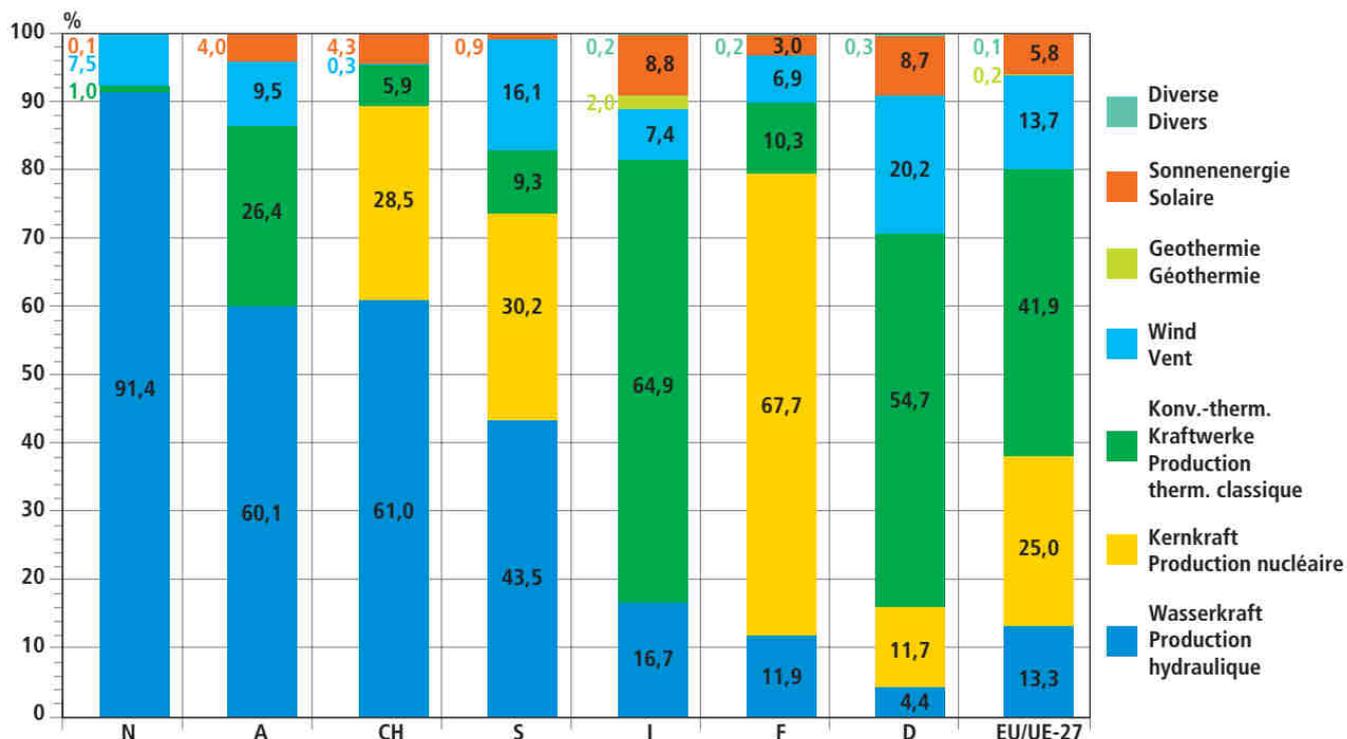


Figure 15 : Structure de la production électrique de divers pays en 2021<sup>1</sup>

2.4.2.2 Canton de Vaud

Contrairement à d’autres cantons, Alpains et ceux producteurs d’énergie nucléaire, le canton de Vaud est un importateur d’électricité. En 2007, lors de l’édition initiale de ce cadastre, il produisait environ un quart de sa consommation d’électricité. En 2015, la situation est relativement similaire avec 26% de production indigène. En 2021, la part de production indigène grimpe à 36% grâce à l’augmentation de la production photovoltaïque et dans une moindre mesure à la valorisation des déchets incinérables.

	Prod. Elec. GWh		Répartition	
	2015	2021	2015	2021
<i>Biomasse agricole</i>	8.4	24.7	0.8%	1.6%
<i>Bois-énergie</i>	27.4	28.6	2.5%	1.9%
<i>Déchets incinérables</i>	58.1	91.3	5.4%	5.9%
<i>Déchets méthanisables</i>	8.7	11.9	0.8%	0.8%
<i>Hydroélectricité</i>	885.3	1'103.4	81.8%	71.4%
<i>STEP</i>	2.6	3.3	0.2%	0.2%
<i>Solaire</i>	91.8	281.1	8.5%	18.2%
<i>Thermique fossile</i>	0.0	0.3	0.0%	0.0%
<b>Total</b>	<b>1'082.3</b>	<b>1'544.5</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tableau 1. Production électrique indigène du canton de Vaud<sup>2</sup>

<sup>1</sup> : [Statistique suisse de l’électricité 2022](#), Office fédéral de l’énergie (OFEN)

<sup>2</sup> : [Profil énergétique des communes vaudoises](#), DGE-DIREN

Dépendant des conditions météorologiques, la production hydroélectrique de l'année 2015 était dans la moyenne basse. La production moyenne de 2015 à 2022 est de 1'008 GWh.

Elle est la principale source de production électrique indigène. Du fait du développement des autres énergies renouvelables, sa part est en diminution. Elle représente 92.7% de la production totale en 2007, contre 81.8% en 2015 et 71.4% en 2021.

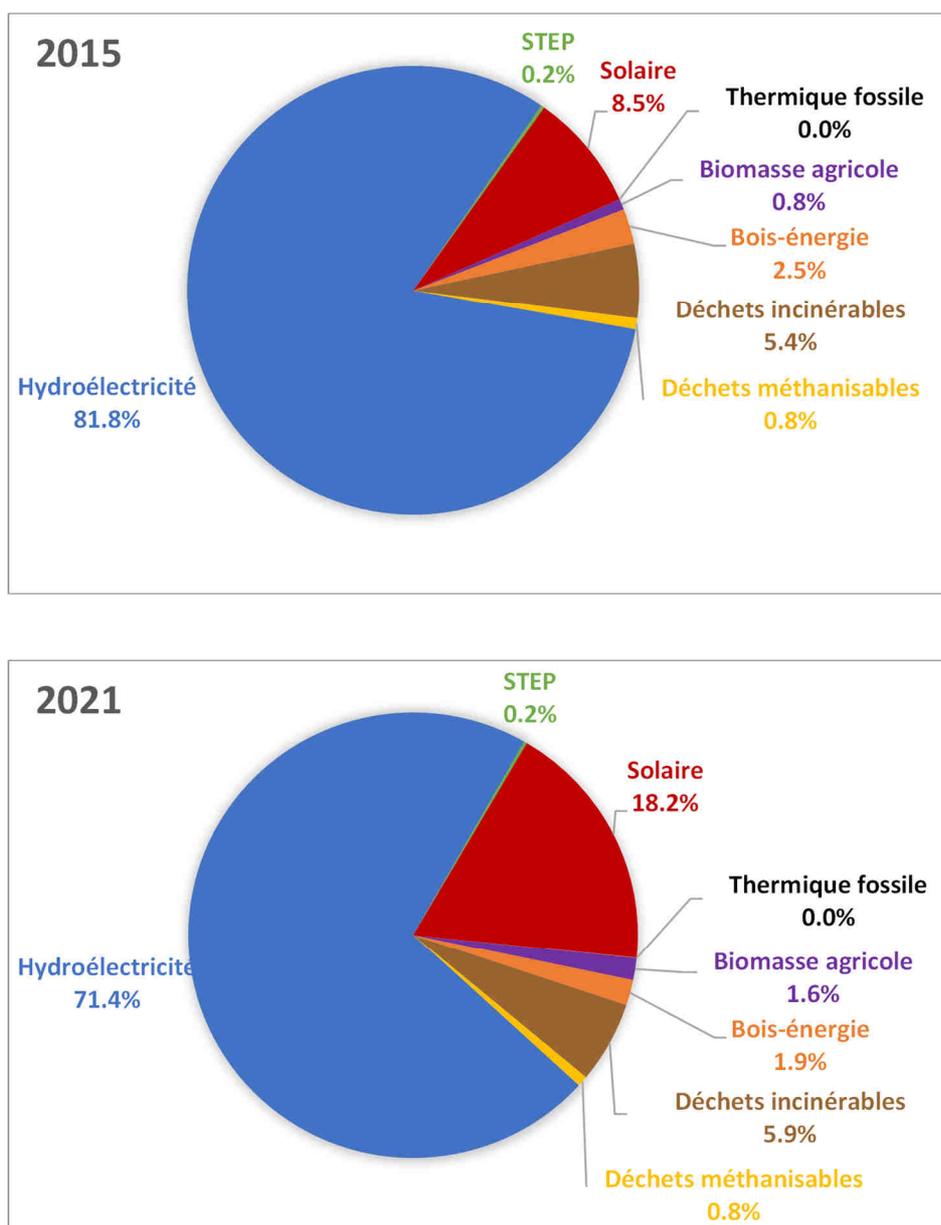


Figure 16 : Production d'électricité dans le canton de Vaud par catégories de centrales en 2015 et 2021

En tenant compte qu'il n'y a pas de centrales nucléaires dans le canton, on retrouve les tendances au niveau national précédemment évoquées en termes de catégories de centrales (Figure 13).

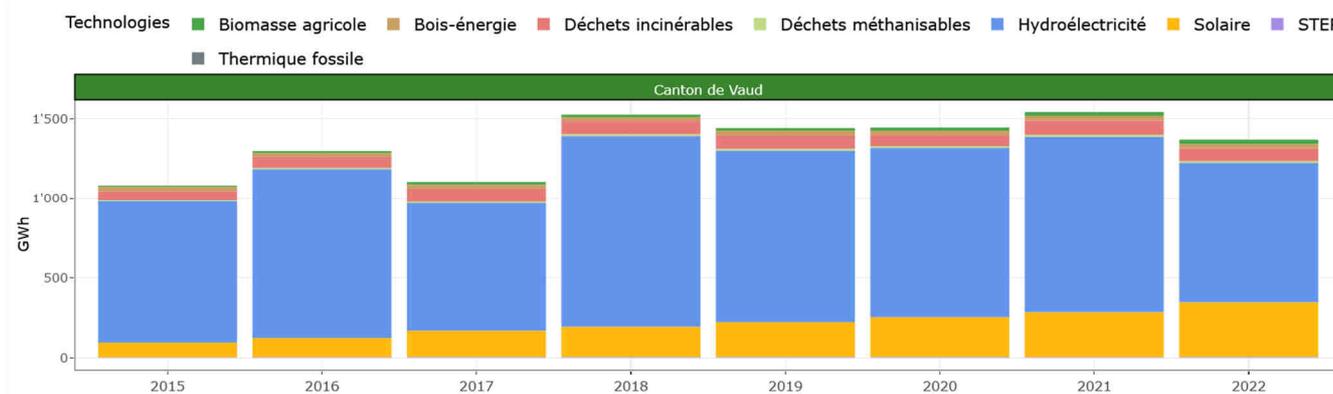


Figure 17 : Evolution de la production d'électricité dans le canton de Vaud par catégories de centrales<sup>1</sup>

### 2.4.3 Evolutions futures

Les [Perspectives énergétiques 2050+](#) analysent, dans le scénario « zéro émission nette » (scénario ZÉRO), une évolution du système énergétique compatible avec l'objectif climatique à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 qui garantisse simultanément un approvisionnement sûr en énergie. Selon différentes combinaisons de technologies, l'étude étudie plusieurs variantes de ce scénario. Les voies technologiques reçoivent les désignations suivantes : variante de base (ZÉRO base), variante A (ZÉRO A), variante B (ZÉRO B) et variante C (ZÉRO C). En ce qui concerne le système électrique, on examine en outre d'autres variantes qui reposent sur différentes hypothèses relatives au développement des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité. Ces scénarios sont complétés par le scénario PPA (Poursuite de la politique actuelle), qui reproduit le maintien des mesures actuelles de politique énergétique et climatique.

ZÉRO base est la variante qui, du point de vue actuel, apparaît avantageuse quant à une efficacité maximale des coûts et une acceptation élevée au sein de la société.

Dans ce scénario ZÉRO base, entre 2021 et 2050, la consommation nationale d'électricité augmente de 21.6%, contre 12.8% dans le scénario (PPA). Cette augmentation provient principalement de la mobilité électrique et du chauffage.

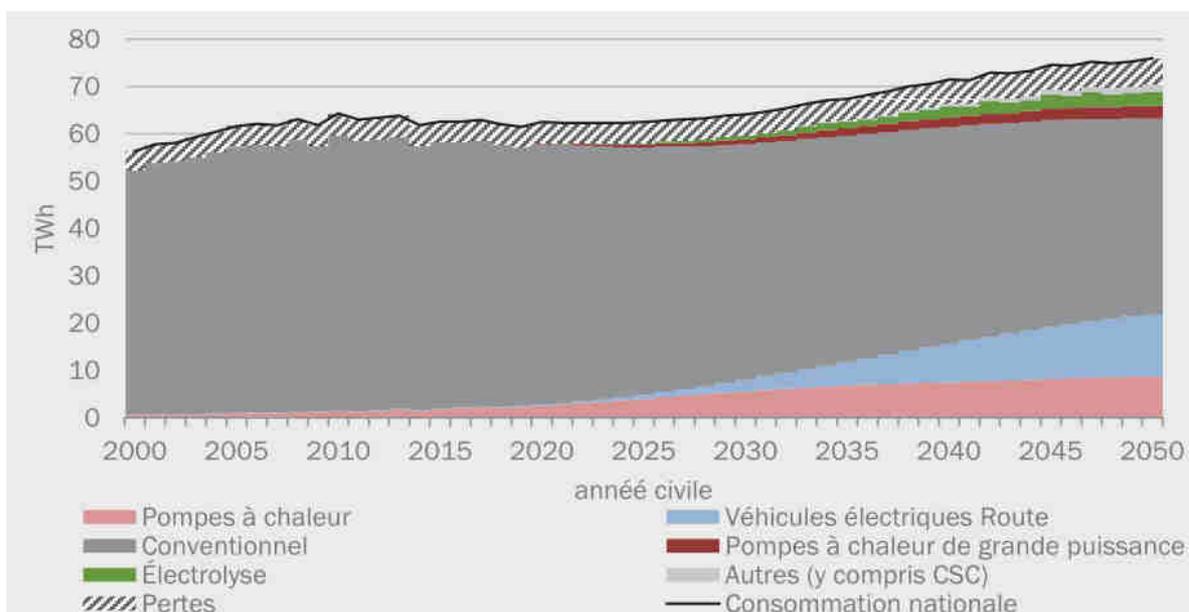


Figure 18 : Evolution de la consommation nationale d'électricité par domaine d'application (scénario ZÉRO base)<sup>2</sup>

<sup>1</sup> : [Profil énergétique des communes vaudoises](#), DGE-DIREN

<sup>2</sup> : Figure 17, p. 53, « Perspectives énergétiques 2050+ - [Rapport succinct](#) », OFEN, Section Analyses et perspectives

L'augmentation de la production électrique est encore plus importante, 32.1% pour la production brute du scénario ZÉRO base (84.8 Wh). Cette augmentation supplémentaire est liée à une consommation plus importante des pompes d'accumulation associée au développement important du photovoltaïque qui constitue le principal vecteur de cette augmentation de la production électrique. Le taux de croissance annuel des installations photovoltaïques est environ de 1,5 GW sur le long terme, contre ~0,3 GW actuellement.

La production hydroélectrique est également mise à contribution, avec une augmentation de puissance de 19.8% (+4 GW) et une augmentation de production de 10.6%. Cet objectif d'augmentation de la production est important car en 50 ans, entre 1970 et 2020, la production n'a augmenté que de 8.5% (voir Figure 13).

Les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage de la Suisse constituent un élément clé de l'intégration des quantités croissantes produites d'électricité renouvelable. Grâce à leur grande flexibilité, ces installations peuvent réserver leur production d'électricité pour les périodes de faible production renouvelable (et de prix élevés de l'électricité). Outre les capacités des centrales électriques actuelles, les nouvelles centrales hydroélectriques apportent une contribution supplémentaire à la nécessaire flexibilité du système électrique.

**La petite hydraulique est également fortement mise à contribution avec une augmentation de 800 GWh, soit de 160%, voir Tableau 2.** Cette forte augmentation est basée sur l'hypothèse d'une optimisation des conditions cadres afin d'atteindre les valeurs indicatives de la LEne.

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Petite hydraulique	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	0.9	1.1	1.3
	Centrales d'accumulation*	20.3	22.9	17.7	17.9	18.2	18.6	18.9	19
	Centrales au fil de l'eau	17.4	17.4	17.6	17.6	17.6	17.5	17.3	17.2
	Pompage-turbinage			4.6	5.5	5.3	6.7	6.9	7.1
	Total force hydraulique	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7
	Consommation des pompes d'accumulation	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5
	Info: Production élect. renouvelable moyenne			36.8	37.2	37.7	38.1	38.3	38.6
<b>PPA</b>	Total force hydraulique	37.9	40.6	39.9	40.4	39.6	39.3	39	38.9

\* jusqu'en 2019 y.c. production issue du pompage-turbinage

Tableau 2 : Production d'électricité dans les centrales hydroélectrique dans le scénario ZÉRO base<sup>1</sup>

## 2.4.4 Rappel des principales données du cadastre hydraulique 2008 du canton de Vaud

### 2.4.4.1 Eaux de surface

Le potentiel technique du canton de Vaud pour les eaux de surface était estimé à :

- Une puissance électrique d'environ **235 MW**,
- Une production électrique d'environ **880 GWh/an**.

Il était réparti sur **287 sites**, de toute nature, indépendamment de leur statut administratif et de leur exploitation. Le potentiel technique le plus important se trouve sur le Rhône et l'Orbe avec, chacun, plus de 45 MW.

Sur ce potentiel technique, défini comme correspondant au potentiel exploitable indépendamment de considérations environnementales et économiques, **45 sites** étaient en service à fin 2006, répartis sur

<sup>1</sup> : Tableau 13, p. 62, « Perspectives énergétiques 2050+ - Rapport succinct », OFEN, Section Analyses et perspectives

une trentaine de cours d'eau, avec une puissance électrique installée de **184 MW** environ et une production électrique de **690 GWh/an**.

Sur les 287 sites répertoriés dans l'inventaire, plus de la moitié (146) se révélaient ne pas être intéressants, réduisant le potentiel technique de 1.6 MW en termes de puissance et de 7 GWh/an en termes de production.

Le potentiel réalisable d'un point de vue technique, économique et environnemental à court ou moyen terme était constitué de **113 sites** pour une puissance de **48.6 MW** et une production électrique de **183 GWh/an**.

#### 2.4.4.2 Réseaux d'eau

Le potentiel technique du canton de Vaud pour les eaux de réseau était estimé à :

- Une puissance électrique d'environ **20 MW**,
- Une production électrique d'environ **76 GWh/an**.

Il était réparti sur **101 sites** sur plus d'une soixantaine de communes.

Sur ce potentiel technique, **26 centrales** étaient en service, dont la plupart (22) turbinent les eaux potables ou des trop-pleins. Elles représentaient une puissance électrique cumulée d'environ **5.5 MW** et une production annuelle de l'ordre des **24 GWh/an**.

Seule la centrale de l'Armary à Aubonne turbinait des eaux d'irrigation. Le canton de Vaud ne comptait, par ailleurs, aucune turbine sur les eaux claires ou sur les eaux usées avant traitement, tandis que 3 turbines utilisaient les eaux traitées en sortie de station d'épuration : 2 pour le réseau de Leysin et 1 pour celui de Nyon.

Le potentiel réalisable d'un point de vue technique, économique et environnemental à court ou moyen terme était constitué de **22 sites** pour une puissance de **13 MW** et une production électrique de **49 GWh/an**.

Le nombre de sites potentiels réalisables était donc bien moindre que celui des eaux de surface, mais il permettrait de produire 49 GWh, soit 4.5% de la production hydroélectrique indigène actuelle.

Par ailleurs, une grande partie de cette production électrique, liée aux réseaux d'eau potable et d'assainissement, est indépendante des conditions météorologiques, ce qui la rend relativement prédictible. Elle est de plus en phase avec la consommation, ce qui n'est pas le cas du solaire ou de l'éolien. Dans les perspectives énergétiques 2050+, c'est donc une source de production électrique particulièrement intéressante. Par ailleurs, bien que ce ne soit pas actuellement le cas, les différents réservoirs de ces réseaux pourraient potentiellement être utilisés comme stockage d'énergie. L'intérêt de cette utilisation reste toutefois à être vérifié.



Figure 19 : Turbinage d'eaux usées après traitement, by-pass et turbine, STAP de Coppet (SITSE)

## 3 Cadre légal actuel et mesures de soutien

### 3.1 Cadre législatif fédéral

Les centrales hydro-électriques sur les réseaux d'eau sont principalement concernées par les lois et ordonnances suivantes :

#### Energie

- Loi fédérale sur l'utilisation des Forces Hydraulique (**LFH**) du 22 décembre 1916 (RS [721.80](#)). Cette Loi définit le droit des concessions ainsi que les droits et obligations des bénéficiaires des concessions. Cette loi ne s'applique en principe pas aux turbinages des eaux de réseau, mais peut s'appliquer à des eaux de drainage ou d'irrigation.
- Loi fédérale sur l'Energie (**LEne**) 30 septembre 2016 (RS [730.0](#)) en remplacement de celle du 26 juin 1998 et son ordonnance (**OEn**) du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (RS [730.01](#)). Cette loi vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Elle définit en outre les conditions d'encouragement aux énergies renouvelables, dont la petite hydro-électricité. Par rapport à la version de 1998, le but n'est plus seulement d'encourager le recours aux énergies indigènes et renouvelables, mais de permettre le passage à un approvisionnement en énergie basé sur un recours accru aux énergies renouvelables, en particulier aux énergies renouvelables indigènes.
- L'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (**OEnR**) du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (RS [730.03](#)). Cette ordonnance règle l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, laquelle est financée par le supplément perçu sur le réseau visé à l'art. 35 **LEne**.
- L'ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (**OGOM**) du 1<sup>er</sup> novembre 2017 (RS [730.010.1](#)). Cette ordonnance impose notamment l'enregistrement et la transmission des données de production. Si pour une installation dont la puissance nominale côté courant alternatif est inférieure ou égale à 30 kVA, la transmission automatique n'est pas possible, les données peuvent être transmises par l'exploitant de la station de mesure, à condition qu'il soit juridiquement distinct du producteur.
- Loi fédérale sur l'Approvisionnement en Electricité (**LApEI**) du 23 mars 2007 (RS [734.7](#)) et son ordonnance (**OApEI**) du 14 mars 2008. Cette loi a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Elle fixe en outre les modalités d'accès au réseau et les modalités relatives à l'encouragement des énergies renouvelables.
- Loi fédérale concernant les installations électriques à faible et à fort courant (**LIE**) du 24 juin 1902 (RS [734.0](#)) et ses ordonnances : ordonnance sur le courant faible du 30 mars 1994 (RS [734.1](#)) et ordonnance sur le courant fort du 30 mars 1994 (RS [734.2](#)). Cette loi et ces ordonnances édictent les prescriptions en vue de prévenir les dangers et dommages causés par les installations à fort et à faible courant.
- Ordonnance sur les installations électriques à basse tension (**OIBT**) du 7 novembre 2001 (RS [734.27](#)) qui définit les exigences fondamentales concernant la sécurité, les autorisations pour travaux d'installation et les principes de contrôle des installations.
- Les installations requérant un raccordement en moyenne tension devront obtenir l'approbation de l'**ESTI** selon l'ordonnance sur l'Inspection fédérale des installations à courant fort (Ordonnance sur l'**ESTI**) du 7 décembre 1992 (RS [734.24](#)).

#### Environnement - Santé - Travail - Sécurité

- Loi fédérale sur la protection des Eaux (**LEaux**) du 24 janvier 1991 (RS [814.20](#)) et son ordonnance (**OEaux**) du 28 octobre 1998 (RS [814.201](#)). Cette Loi a pour but de protéger les eaux contre toute atteinte nuisible. Elle définit en particulier les questions relatives à la qualité des eaux, le traitement des eaux usées, aux prélèvements des eaux de rivière et dans les nappes d'eaux souterraines.

On relève toutefois qu'en matière d'eaux usées et d'eaux potables, la loi s'applique qu'il y ait turbinage ou non.

- Loi fédérale sur l'Approvisionnement en Electricité (LApEI) du 23 mars 2007 (734.7). Cette loi a pour objectif de créer les conditions propres à assurer un approvisionnement en électricité sûr ainsi qu'un marché de l'électricité axé sur la concurrence. Elle fixe en outre les modalités d'accès au réseau et les modalités relatives à l'encouragement des énergies renouvelables.
- Loi fédérale sur la sécurité des produits (**LSPro**) du 12 juin 2009 (RS [930.11](#)) et l'ordonnance sur la sécurité des machines (**OMach**) du 2 avril 2008 (RS [819.14](#)).
- L'ordonnance sur la protection contre le bruit (**OPB**) du 15 décembre 1986 (RS [814.41](#)). Cette ordonnance a pour but de protéger contre le bruit nuisible ou incommode.

## **Finances**

- Loi fédérale sur les aides financières et les indemnités (**LSu**) du 5 octobre 1990 (RS [616.1](#)). Cette loi s'applique à toutes les aides financières (aides) et indemnités prévues par le droit fédéral. Elle définit les conditions générales d'octroi d'aides financières ou d'indemnités.

Par rapport à l'édition de 2008, le cadre législatif a fortement évolué et s'est considérablement étoffé, aussi bien en nombre de textes que de nombre de pages :

- La LEne du du 26 juin 1998 a été remplacée par celle du 30 septembre 2016. Le nombre de pages a plus que doublé, passant de 20 à 42 pages.
- La LEne est complétée par une ordonnance supplémentaire OEneR
- Les ordonnances OEneR, OGOM, OIRH, OMach n'existaient pas en 2008.

Les éléments relatifs aux mesures de soutien des énergies renouvelables dépendent de la LEne. Au-delà du fait que le nombre de pages de cette loi a plus que doublé entre 2008 et 2023 elle est complétée par deux ordonnances au lieu d'une seule, l'OEne et l'OEneR. Entre 2018 et 2023, il y a eu 7 révisions de la LEne, et autant de l'OEne. Quant à l'OEneR, elle a subi 9 révisions pendant la même période, soit presque 2 révisions par an.

**Ainsi, le cadre législatif associé aux mesures de soutien de l'hydroélectricité s'est non seulement fortement complexifié, mais ces 5 dernières années les révisions des textes législatifs sont 2 à 4 fois plus nombreuses que durant la période 1996-2016, et cela continuera vraisemblablement les années à venir (voir paragraphe ci-après).**

Il peut dès lors en résulter une certaine incertitude qui freine le développement de nouveaux projets ou l'optimisation de sites existants.

## **3.2 Mesures de soutien au niveau fédéral**

Dans les textes de lois précédemment cités, les petites installations hydro-électriques se distinguent en deux catégories. Il s'agit soit d'installations en cours d'eau, soit « d'installations d'exploitation accessoire ». C'est sous cette dernière appellation que se trouve le turbinage des réseaux d'eau. Ce type de turbinage est en général plus favorisé dans les conditions-cadre que le turbinage des rivières.

A ce jour, on dénombre trois types de mesures de soutien de la Confédération qui ont été ou sont encore appliqués aux installations d'exploitation accessoire, ceci au niveau des études sommaires, du prix de vente et de l'investissement. Ces différentes mesures ont chacune leurs caractéristiques, lesquelles ont évolué en fonction des régulières consultations et modifications des lois et ordonnances.

### **3.2.1 Encouragement de projets – subvention d'études**

#### **3.2.1.1 Subvention pour les analyses sommaires**

L'analyse sommaire est l'étape préliminaire en vue d'une évaluation ultérieure d'un projet de petite centrale hydraulique. Son objectif est d'identifier, de lancer et d'accélérer le projet, qu'il s'agisse d'une nouvelle installation, d'une rénovation, d'une extension ou d'une modernisation d'une installation vétuste, en réalisant une évaluation préliminaire, d'ordre technique et économique

Depuis de nombreuses années, l'OFEN, via son programme petites centrales hydrauliques, octroie, sous conditions, une contribution financière de CHF 2'000 TTC pour une étude dont le coût total est supérieur ou égal à CHF 5'000 TTC

La communication sur cette mesure est essentiellement portée par l'association professionnelle Swiss Small Hydro (SSH) qui a un mandat de conseil et de promotion d'InfoEnergie (OFEN). L'information sur cette subvention n'est visible que sur le site internet de SSH ([lien](#)). Aucune page ne fait mention de cette subvention sur les sites de l'OFEN ou de SuisseEnergie (OFEN).

La connaissance de cette mesure de subventionnement est ainsi plutôt réservée à un cercle d'initiés, qui est le milieu professionnel directement concerné par cette mesure. Toutefois au-delà de ce milieu, la mesure n'est ni assez visible ni connue.

Le subventionnement maximal est de 40%. Si ce taux est suffisant pour constituer un encouragement pour avoir une première évaluation du potentiel d'un petit projet, le montant de cette subvention devient non significatif pour entreprendre une étude complète de faisabilité, surtout lorsque celle-ci comprend des aspects de génie civil complexes. Lorsque cette subvention représente moins de 15% du coût de l'étude, elle a rarement une influence sur la décision de l'entreprendre.

Sachant qu'à ce stade précoce du projet, la probabilité que le projet ne soit pas réalisable ou rentable est importante, ce qui constitue justement un frein important pour les maîtres d'ouvrage, ce soutien est souvent trop faible pour être décisif. Ainsi, l'aide financière proposée par le canton de Vaud présentée dans le paragraphe dédié aux subventions cantonales, complète habilement les limitations de cette mesure.

Cette subvention fédérale sera encore disponible en 2024.

### [3.2.1.2 Subventions du programme de recherche Force Hydraulique et de projets pilotes \(OFEN\)](#)

Cette contribution concerne des projets de recherche mais également le soutien à des projets pilotes et de démonstration ([lien](#)). Elles ne peuvent dès lors que très rarement être obtenues dans le cadre de projets de turbinage des eaux de réseau.

### [3.2.2 Mesures de soutien sous forme de rétribution à l'injection](#)

La deuxième ligne directrice de mesures de soutien s'applique au niveau du prix de vente de l'électricité avec, tout d'abord, le FFS (Financement des Frais Supplémentaires) puis, à partir de 2009, la RPC (Rétribution à Prix Coûtant), qui a été intégrée en 2018 dans le SRI (Système de Rétribution de l'Injection). La RPC et le SRI sont financés par le biais d'un supplément perçu sur le prix de l'électricité (le supplément réseau). Depuis le début de la RPC, le nombre d'annonces a dépassé les attentes. C'est la raison pour laquelle toutes les annonces n'ont pas pu être prises en compte dans un programme d'encouragement et une liste d'attente a été mise en place.

En octobre 2019, l'office fédéral de l'énergie (OFEN) a fait savoir qu'aucune autre installation ne serait plus acceptée dans le SRI. Aujourd'hui, certaines petites centrales hydrauliques peuvent encore entrer dans le SRI, mais il s'agit exclusivement des centrales qui ne sont pas encore mises en service et qui ont obtenu une décision positive pour le SRI, et qui sont toujours en mesure de respecter les exigences de cette obtention, notamment la date limite pour la mise en service. Pour rappel, ce SRI est calculé en fonction de la puissance équivalente du site, de la hauteur de chute et de l'investissement pour l'aménagement des eaux.

### [3.2.3 Mesures de soutien sous forme de contribution à l'investissement](#)

#### [3.2.3.1 Historique et cadre actuel](#)

Le dernier axe de mesures de soutien concerne les contributions à l'investissement (CI). Le principe est de ne pas subventionner la production en tant que telle, mais de financer à fonds perdu une partie des infrastructures et matériels nécessaires à la production dans le but de réduire son prix de revient et d'être compétitif sur le marché.

Dans sa version initiale de 2016, la LEné prévoyait que les nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance comprise entre 1 MW et 10 MW puissent participer au système de rétribution de l'injection.

Toutefois, les installations d'approvisionnement en eau potable et aux installations d'évacuation des eaux usées étaient exemptées de cette limite inférieure de puissance de 1MW.

Quant à elle, la contribution à l'investissement concernait :

- Les nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 10 MW,
- Les agrandissements ou les rénovations notables d'installations existantes d'une puissance d'au moins 300 kW.

A partir de fin 2019, les nouvelles installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 10 MW ne pouvaient plus espérer à bénéficier du SRI en raison de la longue liste d'attente et ne pouvaient pas non plus prétendre à une Contribution à l'Investissement (CI).

Ce n'est qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023, avec la modification de la LENE ([art. 26](#)) et l'OEneR ([art. 48](#)) que les nouvelles installations de 1 à 10 MW ont pu bénéficier d'une mesure de soutien via la contribution à l'investissement. Comme précédemment avec le SRI, les installations sur l'eau potable et l'évacuation des eaux usées ne sont pas concernées par la limite inférieure de puissance de 1MW.

**Ainsi durant plus de trois années, les nouvelles installations hydroélectriques sur les réseaux d'eau n'ont bénéficié d'aucune mesure de soutien à leur réalisation.**

Pour les nouvelles installations et les agrandissements notables, la CI s'élève à 50% des investissements imputables. Pour les rénovations notables, la CI s'élève à 40% des investissements imputables, pour autant que la puissance<sup>1</sup> soit inférieure à 1 MW. D'autres cas de figure sont spécifiés dans l'OEneR, [art. 48](#).

Par réhabilitation « notable » est entendue une rénovation « notable » ou un agrandissement « notable », telles que définies dans l'OEneR, [art. 47](#). Par exemple, si un projet prévoit une augmentation de la production électrique d'au moins 20% par rapport à la moyenne des 5 dernières années d'exploitation complète, alors il pourra s'agir d'un agrandissement notable. Ou encore, si un projet prévoit de changer tout l'équipement électromécanique représentant un investissement d'au moins 14 cts/kWh (toujours sur la base d'une moyenne de production électrique sur 5 années), alors il pourra s'agir d'une rénovation notable.

### [3.2.3.2 Evolutions en cours et à venir](#)

Au moment de la rédaction de ce rapport (novembre-décembre 2023), la « Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables » – ou « Mantelerlass » ou encore « acte modificateur unique » - a été adoptée par le Parlement<sup>2</sup>. Ainsi, à partir de 2025, les conditions-cadres pourraient s'améliorer pour la petite hydraulique. Toutefois, un référendum a été lancé par des représentants de la protection du paysage, et il court jusqu'au 18 janvier 2024. S'il aboutit, cette loi sera soumise à votation populaire.

La modification de loin la plus importante se trouve à l'art. 15, al. 1bis<sup>3</sup> de la nouvelle loi sur l'énergie (LEne) avec la définition de « rétributions minimales pour les installations d'une puissance inférieure à 150 kW. » Cette amélioration aura toutefois l'inconvénient, en instaurant un seuil de puissance, d'inciter à ne pas exploiter le potentiel de certains sites pour pouvoir bénéficier de cette aide.

Comme alternative aux contributions à l'investissement déjà connues qui seraient maintenues, la nouvelle loi permettrait d'opter pour une prime de marché flottante. Le montant de cette prime s'alignerait sur les coûts de revient qui sont « déterminants et adéquats » lors de la mise en service d'une installation, ou sur les coûts de revient d'installations de référence.

Un cas de figure, parmi ceux développés dans la LENE, est le suivant : si le prix du marché de référence dépasse le taux de rétribution, la part excédentaire reviendrait au fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.

<sup>1</sup> Puissance au sens de la loi sur les forces hydrauliques, LFH, art.51.

<sup>2</sup> <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/fr>

<sup>3</sup> Pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, la rétribution est fixée selon le prix du marché moyen sur un trimestre au moment de l'injection. Le Conseil fédéral fixe des rétributions minimales pour les installations d'une puissance inférieure à 150 kW. Celles-ci se basent sur l'amortissement d'installations de référence sur leur durée de vie.

Types de soutien	< 150 kW <sup>1</sup>	150 kW à 10 MW
Soutien aux études sommaire	Oui	Oui
Coûts de revient (selon une rétribution minimale)	Oui	<b>NON</b>
Contribution à l'investissement	Oui	Oui
Prime de marché flottante	Oui	Oui

Tableau 3. Soutien de la Confédération pour les installations d'exploitation accessoire a priori à partir de 2025

Le tableau ci-dessus résume les soutiens de la Confédération prévus a priori à partir de 2025 pour les installations d'exploitation accessoire.

L'accélération ces 5 dernières années du rythme des modifications des conditions-cadres qui s'appliquent à la petite hydraulique va perdurer encore un certain temps. Quel que soit le type de projet, la stabilité du cadre législatif est un élément essentiel pour les investisseurs. A cela, s'est ajoutée depuis l'hiver 2022 une forte augmentation des prix sur le marché de l'électricité, ce qui pourrait être un élément favorable, si ce n'est qu'elle traduit l'incertitude sur l'avenir des marchés de l'électricité.

### 3.2.4 Constats sur la complexification du cadre fédéral

Depuis l'édition de 2008 du cadastre, le cadre technique et législatif est nettement plus complexe et évolue rapidement. L'association Swiss Small Hydro, dans le cadre du mandat InfoEnergie de l'OFEN, publie trois fois par an la newsletter Petite Centrale Hydraulique (lien [OFEN](#)). Sous ce même mandat de l'OFEN, elle assure un service d'information ouvert à tous.

Toutefois, cette action reste marginale car l'accès à cette information est difficilement visible sur les sites et les campagnes de communication de l'OFEN et de SuisseEnergie. De plus, les moyens mis en jeu sont devenus insuffisants face à l'accroissement de la complexité et des changements.

En passant du SRI à la CI, les éléments constitutifs du dossier de demande de contribution se sont considérablement complexifiés et sont eux aussi en constante évolution.

Pour toutes ces raisons, les professionnels de la branche ont de plus en plus de difficultés à suivre ces changements, ce qui n'était pas le cas lors de l'édition 2008 du cadastre.

## 3.3 Cadre législatif Cantonal

Au niveau cantonal, les centrales hydro-électriques sur les réseaux d'eau sont principalement concernées par les lois et règlement d'application suivants :

### Energie – Domaine public

- Loi vaudoise sur l'énergie (**LVLEne**) du 16 mai 2006 ([RSV 730.01](#)) et son règlement d'application (**RLVLEne**) du 4 octobre 2006 ([RSV 730.01.1](#)). Cette loi concerne l'approvisionnement, la production, la transformation, la distribution ainsi que la planification énergétique cantonale et communale. Elle traite aussi des mesures de conseils et promotion, ainsi que des subventions et aides financières
- Règlement sur le Fonds pour l'énergie (**RF-Ene**) du 4 octobre 2006 ([RSV 730.01.5](#)). Ce fonds a pour but exclusif la promotion des mesures prévues par la **LVLEn** et est soumis à la législation fédérale et cantonale, notamment à la loi sur les subventions (**LSubv**).
- Loi vaudoise sur le secteur électrique (**LSecEI**) du 19 mai 2009 ([RSV 730.11](#)) qui fixe les modalités d'application dans le Canton de Vaud de la Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité et son ordonnance d'exécution

<sup>1</sup> Puissance au sens de la loi sur les forces hydrauliques, LFH, art.51

- Loi vaudoise sur la police des eaux dépendant du domaine public (**LPDP**) du 3 décembre 1957 ([RSV 721.01](#)) et son règlement d'application (**RLPDP**) du 29 août 1958 ([RSV 721.01.1](#)) qui règle l'aménagement et la police des eaux dépendant du domaine public.
- Loi vaudoise réglant l'occupation et l'exploitation des eaux souterraines dépendant du domaine public cantonal (**LESDP**) du 12 mai 1948 ([RSV 721.03](#)). Les cours d'eau souterrains et les nappes d'eau souterraines d'un débit moyen supérieur à 300 litres/minute font partie du domaine public cantonal et requièrent l'obtention d'une concession de l'Etat pour être exploités.
- Loi vaudoise sur la distribution de l'eau (**LDE**) du 30 novembre 1964 ([RSV 721.31](#)) et le règlement sur l'approbation des plans directeurs et des installations de distribution d'eau et sur l'approvisionnement en eau potable en temps de crise (**RAPD**) du 25 février 1998 ([RSV 721.31.1](#))

### **Santé - Travail - Sécurité**

- Loi vaudoise sur la protection des eaux contre la pollution (**LPEP**) du 17 septembre 1974 ([RSV 814.31](#)) et son règlement d'application (RLPEP) du 16 novembre 1979 ([RSV 814.31.1](#)).
- Règlement vaudois sur l'entretien des installations particulières d'épuration des eaux usées ménagères et des installations de prétraitement industrielles (RIEEU ) du 4 mars 2009 ([RSV 814.31.1.2](#)).

### **Finances**

- Loi vaudoise sur les subventions (**LSubv**) du 22 février 2005 ([RSV 610.15](#)) et son règlement d'application (**RLSubv**) du 22 novembre 2006 ([RSV 610.15.1](#)) qui définit les règles applicables aux subventions accordées par l'Etat.

Le cadre législatif cantonal sur l'énergie connaît une frénésie similaire, même si elle est un peu moindre, à celle du cadre fédéral. **Ces 6 dernières années, il y a eu 6 révisions de la LVLEne et 4 du RLVLEne. Le nombre de pages du RLVLEne est passé de 22 pages en 2014 à 39 pages en 2023.**

Toutefois ces modifications n'impactent pas ou peu les centrales de production hydro-électriques car ces modifications concernent les mesures d'efficacité énergétique, les bâtiments, le chauffage, etc.

Les paragraphes suivants donnent les procédures administratives propres à la création ou à la modification des installations de turbinage sur les réseaux d'eau. Les sujets liés au droit de la construction ou à l'aménagement du territoire applicables à toute construction ne sont par conséquent pas abordés.

### **Eau potable**

Pour le turbinage des eaux potables, il est nécessaire que le distributeur d'eau concerné obtienne l'approbation de l'OFCO, conformément à la loi sur la distribution de l'eau (cf. l'art. 7b de la **LDE**) et art. 5 à 10 du **RAPD**. Cette approbation a valeur de permis de construire.

Le cas échéant, l'Etablissement Cantonal d'Assurance, ECA, en charge de l'assurance incendie immobilière dans le canton de Vaud, doit également être consulté (art. 10 du **RAPD**) de manière à ne pas préteriter les conditions de défense incendie tant à l'amont qu'à l'aval (chute de pression, limitation de débit de réalimentation d'ouvrages, etc.),

De plus, tous les dispositifs techniques et matériaux en contact avec l'eau potable doivent être parfaitement conformes aux normes relatives aux denrées alimentaires ainsi qu'aux directives de la SSIGE (Société Suisse de l'Industrie, du Gaz et des Eaux).

### **Eaux usées – Eaux claires – Eaux d'irrigation – Enneigement artificiel**

Pour le turbinage des eaux usées, claires, d'irrigation et d'enneigement artificiel, il n'y a pas de procédures supplémentaires à celles qui sont usuellement requises.

### 3.4 Mesures de soutien au niveau Cantonal

#### 3.4.1.1 Subvention d'études de faisabilité

Lors de l'établissement initial du cadastre (2008), le SEVEN (Remplacé aujourd'hui par la DIREN) octroyait des aides financières de soutien aux travaux d'ingénierie et de conseil. Un nombre conséquent de sites avaient bénéficiés de ces mesures.

Actuellement, le canton de Vaud octroie, sous condition, une subvention pour des études de faisabilité concernant les installations de production d'énergies renouvelables. La subvention peut couvrir jusqu'à 60% des coûts de l'étude de faisabilité. La subvention est plafonnée à 30'000 Fr. Le contenu de l'étude doit être défini en concertation avec la DGE-DIREN (Direction générale de l'environnement - Direction de l'énergie).

Le montant de la subvention du canton pour les études est beaucoup plus intéressant, aussi bien en termes de taux que de plafond, que celle au niveau fédéral. Cette combinaison Taux-Plafond permet d'avoir un vrai levier pour lever un frein à la réalisation des premières études.

Sur le site internet de l'état de Vaud, soit au travers d'une navigation dans le menu ad hoc, soit au travers des modules de recherche, on trouve facilement la page internet associée, ainsi que les informations et contacts nécessaires pour faire une demande.

### Subventions et prestations pour les communes

- [Etudes de planification énergétique territoriale](#)
- [Etudes visant la promotion de la mobilité électrique](#)
- [Concept d'éclairage public](#)
- [Programme Bâtiments pour les les bâtiments communaux](#)
- [Label Cité de l'énergie](#)
- [Site 2000 watts](#)
- [Animations énergie dans les écoles](#)

### Subventions pour les entreprises

- [Programme cantonal de subvention des pré-diagnostics et diagnostics](#) (grands consommateurs)
- [Programme cantonal de subvention des audits énergétiques](#) (moyens consommateurs)
- [Programme des audits PEIK \(Confédération\)](#)
- [Rétribution des économies d'énergie](#)

### Subventions pour les énergies renouvelables

- [Etudes de faisabilité \(énergies renouvelables et réseaux thermiques\)](#) 

#### Subventions pour les installations de chauffage utilisant des ressources renouvelables

- [Chauffage à bois avec réservoir journalier \(bûches ou pellets\)](#)
- [Chauffage à bois automatique, puissance cal. < 70kW](#)
- [Chauffage à bois automatique, puissance cal. > 70kW](#)
- [Remplacement d'un chauffage à bois, puissance cal. > 70kW](#)
- [Pompe à chaleur PAC air/eau](#)
- [Pompe à chaleur PAC sol/eau ou eau/eau](#)
- [Installation solaire thermique](#)
- [Réseaux de chauffage à distance \(CAD\)](#)

Lors des interviews et consultations réalisées dans le cadre de la mise à jour du cadastre, environ 62% des personnes interrogées connaissaient l'existence de cette mesure. Ce qui n'est pas un mauvais score, mais qui reste perfectible.

Deux points peuvent être facilement améliorés à cette fin :

1. Le questionnaire comportait le lien de la page internet décrivant la mesure. Ce lien a dû être changé à plusieurs reprises au cours de l'étude car il ne fonctionnait plus suite à des mises à jour du site internet du canton. Pour pouvoir communiquer et transmettre cette information, il serait préférable d'avoir un lien internet qui soit court et pérenne.
2. Le libellé du texte et la mise en page pourrait être plus explicite et lisible. L'information est un peu noyée au milieu de thématiques très hétéroclites.

#### 3.4.1.2 Subvention pour les projets pilotes

La DGE-DIREN a également la possibilité de soutenir divers projets et activités dans le domaine des économies d'énergie et de l'utilisation de ressources renouvelable, comme des projets particuliers et pilotes.

Les projets soumis au Canton sont évalués au cas par cas. Ces projets sont éligibles s'ils répondent à un intérêt public prépondérant et permettent de déclencher des actions en faveur du développement des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Comme pour les subventions fédérales, elles ne peuvent que très rarement être obtenues dans le cadre de projets de turbinage des eaux de réseau, la technologie utilisée étant généralement éprouvée.

#### 3.4.1.3 Mesure d'informations et de conseil

Le site internet de l'état de Vaud comporte un « [Guide de procédures énergies renouvelables](#) » qui détaille les bases juridiques des différents permis de construire et autorisations à délivrer. Il précise les modalités procédurales pour les différentes installations de production d'énergies renouvelables, en précisant les particularités essentielles. Il comporte un volet sur les microcentrales hydrauliques.

Ce guide, fort utile, datant de 2010, certaines informations mériteraient d'être mises à jour.



Figure 20 : Turbinage d'eau d'irrigation de l'Armary (Aubonne), 68 kW

## 4 Méthodologie employée

La présente étude comporte deux volets :

1. La mise à jour des données quantitatives de la partie réseaux d'eau du cadastre vaudois de l'hydroélectricité : statut des sites, caractéristiques techniques et autres données chiffrées, etc.
2. Une étude qualitative sur le cadre de ces projets hydro-électriques, qu'ils se soient réalisés ou soient restés à l'état de potentiel, pour essayer d'en tirer des paramètres communs ou extrapolables.

### 4.1 Mise à jour des données techniques du registre cadastral

#### 4.1.1 Sites existants identifiés en 2008

L'étude de 2007-2008 avait identifié 26 centrales en service sur les réseaux d'eau, dont 22 turbaient des eaux potables ou des trop pleins, pour une puissance cumulée d'environ 5.5 MW et une production annuelle de l'ordre des 24 GWh.

Depuis cette date, le statut du site (arrêt ou démantèlement du site) comme ses caractéristiques (modification de la ressource en eau, de la puissance, de la production) ont pu évoluer et nécessitent d'être mises à jour. Pour ce faire il est nécessaire de contacter le propriétaire ou l'exploitant ou encore le bureau d'étude en charge de la modification du site.

Dans ce cadre, les éléments suivants ont été analysés :

- a) Installation toujours en service ou à l'arrêt. Si à l'arrêt, on a cherché à connaître les raisons qui ont conduit à cet état de fait (administratives, légales, modification de la ressource, désaffectation du réseau, etc.).
- b) Evolution de la puissance et de la production par rapport à 2008 (modification de la ressource en eau, amélioration de l'infrastructure ou des équipements, autres facteurs).
- c) Pérennité de la production. En d'autres termes, des changements dans les réseaux au niveau des infrastructures ou du mode d'exploitation pourraient-ils conduire à la disparition de la centrale dans un avenir proche ?
- d) Possibilités d'optimisation. Un remplacement de matériel vétuste, un remplacement de conduite ou une augmentation de la ressource ont-ils été planifiés ou sont-ils prévus/possibles avec un impact positif sur la production ?

#### 4.1.2 Sites mis en service depuis 2008

L'objectif était d'identifier les sites mis en service depuis la réalisation du cadastre afin de quantifier leur apport en termes de puissance et de production.

La présente mise à jour du cadastre ne concernant que les réseaux d'eau, la recherche de nouveaux sites est directement liée à l'évolution et au développement de ces réseaux. En conséquent, elle nécessitait d'interroger les communes concernées, les bureaux d'études spécialisés dans les réseaux d'eau, les distributeurs d'électricité sur sol vaudois et bien entendu un certain nombre de services de l'Etat, dont l'Office de la Consommation, domaine Distribution de l'eau, ainsi que le service en charge de l'épuration à la DIREV.

Il est à noter qu'un petit nombre de sites étaient déjà en service en 2008 mais n'avaient pas été recensés dans le cadastre 2008, qui n'était pas exhaustif. Ces sites sont considérés comme de nouvelles données par rapport à l'édition 2008 du cadastre. Elles correspondent au présent recensement de 2023.

Dans l'objet d'améliorer le processus d'identification des sites on a également cherché à identifier les motifs pour lesquelles ces sites n'ont pas été identifiés en 2008.

La méthodologie pour rechercher les sites en service depuis 2008 a été mutualisée avec la recherche de nouveau potentiel, voir ci-après le §4.1.3.2.

### 4.1.3 Sites potentiels

#### 4.1.3.1 Sites précédemment identifiés

Sur la base du cadastre 2008, une mise à jour du potentiel des sites classés comme intéressant à court ou moyen terme a été réalisée. Les principales investigations menées avec les maîtres d'ouvrage ont visé à déterminer :

- Si le potentiel a disparu ou reste d'intérêt à court, moyen ou long terme, en tenant compte des éléments nouveaux passés ou à venir,
- Quelles sont les raisons qui ont fait que le potentiel n'a pas été mis en valeur (identification des difficultés et blocages),
- Le cas échéant, si des études ultérieures à celles identifiées ou réalisées en 2008 ont été entreprises.

#### 4.1.3.2 Recherches de nouveaux potentiels

Après une quinzaine d'année, de nouveaux potentiels ont vu le jour, tandis que d'autres ont disparu. Par ailleurs, les technologies et produits ont également évolué, rendant possible l'exploitation de plus petits débits et plus petites chutes.

Les domaines suivants ont été investigués :

- Réseaux d'eau potable
- Réseaux d'eaux claires
- Station d'épuration
- Enneigement artificiel

Au vu du nombre important de réseaux et installations, il n'est pas possible de faire une analyse exhaustive. Aussi, l'identification des sites s'est appuyée sur les informations disponibles :

- Dans les services de l'Etat : l'OFCO pour ce qui concerne les eaux potables et la DIREV pour les eaux usées
- Auprès des distributeurs d'eau potable identifiés selon la liste disponible sur le site de l'OFCO<sup>1</sup>
- Auprès des distributeurs d'électricité identifiés selon la liste disponible sur le site de la DIREN
- Sur la base de la liste des STEP disponible auprès de la DIREV
- Auprès des sociétés de remontées mécaniques des domaines skiables pour les eaux d'enneigement artificiel
- Dans la liste des projets et études ayant bénéficié d'un soutien du programme Suisse Énergie obtenue auprès de l'OFEN

Les distributeurs d'électricité n'ayant qu'un rôle marginal sur le territoire cantonal (par exemple Electricité de France) ou couvrant une région n'ayant manifestement pas de potentiel, n'ont pas été interviewés. Il en va de même pour les distributeurs d'eau potable dont le réseau ne présente a priori pas de potentiel selon les informations reçues de l'OFCO (par exemple parce qu'ils ont recours à des pompes dans les nappes phréatiques). Ces choix sont cohérents avec la limite inférieure de puissance fixée à 10kW (voir paragraphe 2.3)

---

<sup>1</sup> : [Tableau des distributeurs actifs par districts et communes](#) (état juin 2022)

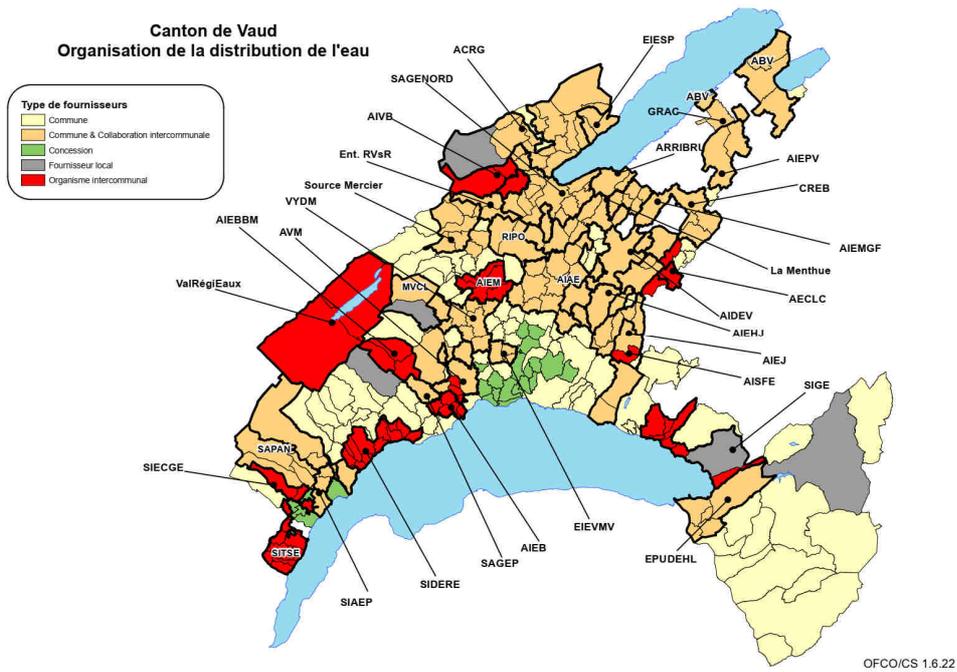


Figure 21 : Carte des distributeurs d'eau potable – source [OFCO](#)

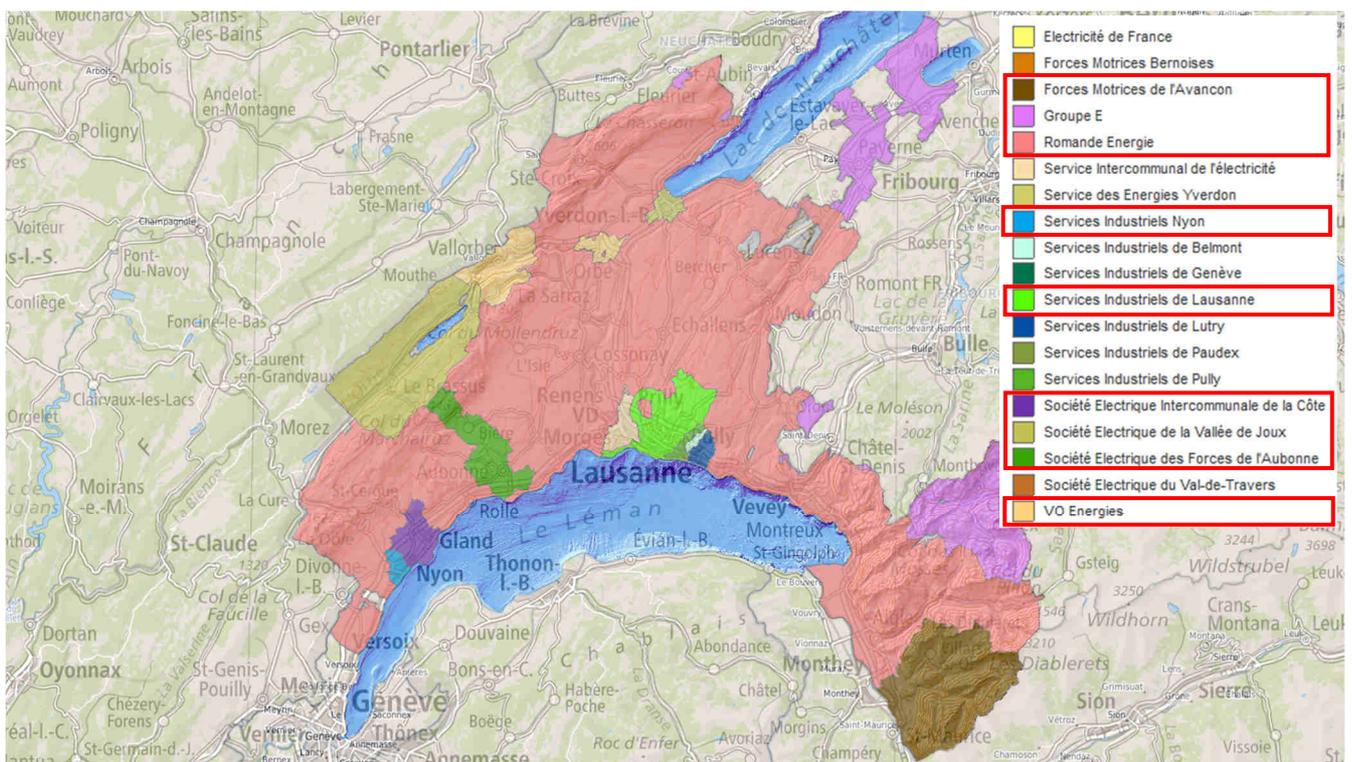


Figure 22 : Cartes des GRD actifs sur le canton de Vaud. Les GRD consultés sont encadrés en rouge source [DGE-DIREN](#)

#### 4.1.3.3 Classification des sites

Par soucis de cohérence et de manière à pouvoir effectuer des comparaisons, nous avons adopté la même classification des sites que dans l'inventaire 2008, à savoir :

- Site intéressant à court ou moyen terme

Un site est considéré comme "intéressant à court ou moyen terme" si les investigations menées ont permis de définir un potentiel a priori intéressant d'un point de vue technique et économique. En d'autres termes, un site peut être qualifié d'intéressant s'il ne présente pas de difficultés majeures de réalisation, que cela soit d'un point de vue technique ou environnemental et que la production prévisible permet un investissement a priori suffisant pour permettre sa réalisation. Ce type de site peut être réalisé à court ou moyen terme.

- Site intéressant à long terme

Un site est considéré comme tel si :

- Les investigations n'ont pas permis de déterminer une nette tendance,
- Le site n'a pas été visité, mais pourrait être intéressant.
- Une contrainte externe forte peut s'appliquer
- Les conditions cadres actuelles ne permettent pas d'envisager sa réalisation à court terme.
- Il peut être réalisé à moyen-long terme

- Site non intéressant, non retenu

Un site est considéré comme tel si le potentiel encore non exploité aujourd'hui présente trop de difficultés techniques ou environnementales ou encore s'il ne paraît a priori pas possible de le rentabiliser.

## 4.2 Etude qualitative du contexte de développement des projets de turbinage

Le deuxième volet de la présente étude visait à réaliser une étude qualitative du contexte de développement des projets de turbinage sur les réseaux d'eau : Quelle est la typologie des porteurs de projets ? Quelles sont les parties prenantes ? Pourquoi certains projets se sont-ils développés et pas d'autre ? etc.

## 4.3 Questionnaires et interviews des parties prenantes

Les études quantitative et qualitative ont été menées sur la base de trois questionnaires, un par statut du site, permettant de récolter tant les données techniques que les informations nécessaires à l'étude qualitative.

Les données techniques de la mise à jour du cadastre ont ensuite été insérées dans la base de données du cadastre hydroélectrique des réseaux d'eau.

Comme tout questionnaire, la formulation des questions joue un rôle déterminant et peut influencer les réponses. Aussi, sauf à quelques exceptions près, ce questionnaire a été rempli lors d'une interview visant à préciser aux interviewés le cadre des questions, lever d'éventuelles ambiguïté et répondre à leurs interrogations. Par ailleurs, le format de l'interview a également permis de récolter des informations précieuses pour l'analyse qualitative.

Depuis l'établissement de l'inventaire en 2008, les autorités communales ont été renouvelées à plusieurs reprises. C'est une difficulté pour l'identification des motivations ou des freins à la réalisation des projets, puisque la personne interviewée n'a pas forcément suivi elle-même le projet. Cet aspect a été pris en compte lors de l'analyse. Ce constat est aussi valable, bien que dans une moindre mesure, pour ce qui concerne les collaborateurs des administrations et entreprises consultées.

Par ailleurs, les sensibilités notamment en termes de développement durable et énergétiques ont évolué et c'est donc un élément important à prendre en compte dans cette mise à jour du cadastre.

Pour établir ces questionnaires, une carte heuristique a été établie afin de déterminer les thématiques et les questions permettant de répondre aux différents objectifs précédemment évoqués. Deux à trois interviews tests ont ensuite été réalisées pour valider et améliorer ce questionnaire.

Le spectre du profil des personnes interviewées est relativement large. Lors du débriefing des interviews tests, il est apparu indispensable de dissocier le cas où le propriétaire de la centrale est un GRD<sup>1</sup>, car cela a un impact majeur sur le processus de commercialisation de l'électricité, qui est un volet important du questionnaire. On relève notamment que, pour un GRD, le terme réseau est associé au réseau de distribution électrique et non à un réseau d'eau. L'ensemble des remarques issues du débriefing ont été prises en compte pour finaliser le questionnaire avant le déploiement des interviews-

Préalablement aux interviews, le questionnaire a été envoyé par courriel pour que les personnes interviewées prennent connaissance des thématiques qui allait être abordées et préparent les données techniques nécessaires à la mise à jour du cadastre.

#### 4.3.1 [Sites existants déjà identifiés en 2008](#)

Au-delà des informations techniques liées à la mise à jour de la base de données du cadastre, les principales thématiques du questionnaire sont les suivantes :

- Evaluation de la pérennité de la production
- Evaluation des possibilités d'optimisation futures
- Principales motivations à l'initiative du projet
- Élément déclencheur de la réalisation du projet
- Principaux freins rencontrés lors de la réalisation du projet ou lors de son exploitation
- Commercialisation de la production électrique
- Identification de la structure du porteur du projet, l'exploitant, etc.
- Appel à des ressources extérieures et/ou conseil
- Résilience du réseau d'eau en cas de rupture de l'approvisionnement électrique
- Facilitateur de projet et mesures incitatives

La représentation graphique des premiers niveaux de la carte heuristique de l'interview pour les sites existants ou nouveaux est donnée en annexe.

#### 4.3.2 [Sites mis en service depuis 2008](#)

Initialement, un questionnaire spécifique aux nouveaux sites avait été établi. Le nombre de sites existants est seulement de 26 et certains propriétaires en possèdent plusieurs. Pour augmenter l'échantillon d'analyse, les questions des anciens et nouveaux sites ont été fusionnées avec quelques adaptations.

Le questionnaire reste spécifique aux nouveaux sites, mais les questions ont été reformulées et adaptées à cette situation en essayant de correspondre au mieux au questionnaire pour les sites existants.

#### 4.3.3 [Sites potentiels](#)

Là encore, on a cherché, autant que possible, à mutualiser les thématiques avec les sites existants ou nouvellement mis en service.

Au-delà des informations techniques liées à la mise à jour de la base de données du cadastre, les principales thématiques du questionnaire sont les suivantes :

- Recensement des études ultérieures à 2008 qui ont été entreprises,
- Evaluation de l'intérêt du projet sur une échelle de 1 à 5,

---

<sup>1</sup> : Gestionnaire de Réseau de Distribution

- Délai estimatif de réalisation,
- Raisons qui ont fait que le potentiel n'a pas été mis en valeur,
- Principales motivations pour réaliser le projet,
- Élément déclencheur qui pourrait permettre la réalisation du projet ?
- Principaux freins à la réalisation du projet,
- Modes envisagés pour la commercialisation de la production électrique,
- Qui pourraient être le porteur du projet, l'exploitant, etc.
- Nécessité de faire appel à des ressources extérieures et/ou conseil,
- Résilience du réseau d'eau en cas de rupture de l'approvisionnement électrique,
- Facilitateur de projet et mesures incitatives.

La représentation graphique des premiers niveaux de la carte heuristique de l'interview pour les sites potentiels est donnée en annexe.

## 5 Résultats des études

Les données techniques nous ont été communiquées par les maîtres d'ouvrage, les porteurs de projets ou les exploitants. Quand cela était possible, un recoupement de ces données a été fait avec le système d'information géographique (SIG) du canton et de la confédération ainsi qu'avec les rapports ou articles connus. Malgré cela, pour certains sites et certaines données, la précision des données est relativement faible, ce qui est notamment le cas pour les projets qui relèvent de l'étude de faisabilité ou d'opportunité.

Les puissance et production électriques sont celles qui nous ont été communiquées par les exploitants. Elles ne tiennent donc pas compte de l'autoconsommation éventuelle.

Parmi les nouveaux sites recensés en 2023, certains étaient déjà en service en 2008. Cette possibilité avait été envisagée dans la méthodologie préparée pour cette mise à jour du cadastre, qui prévoyait dans ce cas d'en rechercher les raisons. Il n'y a pas de causes communes qui ressortent des réponses.

Certains projets sont en cours d'étude ou de réalisation, voir en phase de mise en service. Il y a eu plusieurs mois entre les premières consultations et les dernières. En conséquent, certaines décisions arbitraires ont été prises pour définir le statut du site entre « potentiel » ou « en service ».

Le cadastre, de la même manière qu'un système cartographique, est un recensement des informations connues à un instant t.

### 5.1 Par type de réseau d'eau

#### 5.1.1 Eaux potables

Lors du recensement 2008, le potentiel technique hydroélectrique des réseaux d'eaux potables était de 82 sites, représentant une puissance électrique cumulée d'environ **18.4 MW** et une production annuelle de l'ordre des **70.7 GWh/an**.

##### 5.1.1.1 Centrales existantes

###### 5.1.1.1.1 EP - Centrales existantes en 2008

Lors du recensement 2008, il y avait 22 sites en service sur les réseaux d'eaux potables, soit la majorité des 26 sites existants tous réseaux confondus. Ces 22 sites représentaient une puissance électrique cumulée de 4.7 MW et une production annuelle de 20.4 GWh/an. 17 sites étaient localisés dans les Alpes, où les dénivelés sont plus importants, et 5 sites étaient situés dans l'arc Jurassien.

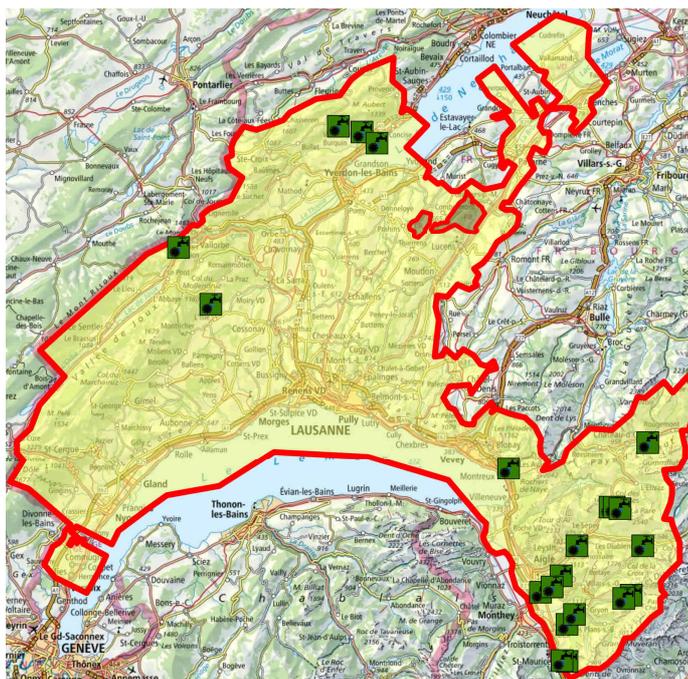


Figure 23 : Eaux potables - 22 centrales en service recensées en 2008

### 5.1.1.1.2 EP - Centrales démantelées ou réhabilitées

Un site a été démantelé depuis 2008, celui de l'hôtel des Salines. Mais la ressource en eau (source de la Rippaz) n'a pas été perdue, puisqu'elle a été utilisée pour alimenter la commune d'Ollon qui turbine le trop plein de ce captage avec une puissance et une production supérieures.

8 sites ont été rénovés ou sont en cours de rénovation, tous situés dans les Alpes, excepté la centrale de « La Gerlette » (Vallorbe) qui turbine l'excédent de l'eau de source de « La Gerlette ».

Ces réhabilitations ont permis de porter la puissance électrique cumulée des 21 sites restants à 5.5 MW et la production annuelle à 22.7 GWh/an, représentant une augmentation de puissance de 1.8 MW et de production de 5.8 GWh, ceci en tenant compte du site démantelé.

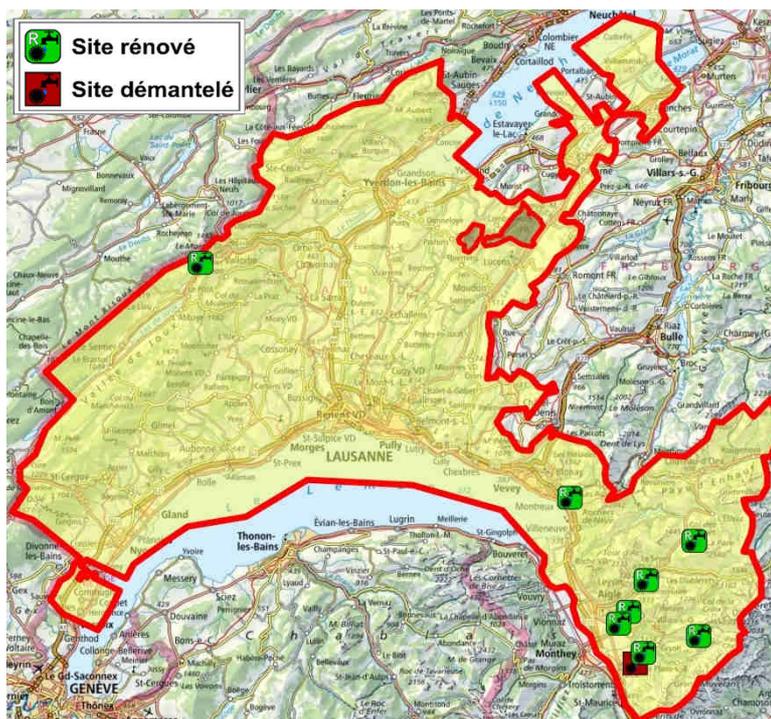


Figure 24 : Eaux potables - 1 centrale démantelée et 8 centrales réhabilitées

### 5.1.1.1.3 EP - Centrales nouvellement recensées

16 nouveaux sites sur les réseaux d'eaux potables se sont ajoutés aux 21 sites déjà en exploitation, ce qui est une progression importante, avec une moyenne de plus d'un nouveau site par an. Par ailleurs, même si la majorité des nouveaux sites est située dans les Alpes (10), 3 le sont dans le Jura et l'on compte 3 nouveaux sites dans la région du plateau, où le relief est moins marqué.

On notera que la centrale de Chessel est située au niveau du réservoir de Réquiers, sur un terrain propriété de la commune de Chessel mais qui est situé sur la commune de Vouvry (VS). Pronovo comptabilise le site en Valais. S'agissant toutefois bien d'un turbinage dans un réseau d'eau potable alimentant exclusivement une commune Vaudoise, elle a été incluse dans le présent cadastre.

Ces nouveaux sites représentent une puissance électrique cumulée de 2.6 MW et une production annuelle à 11.4 GWh/an.

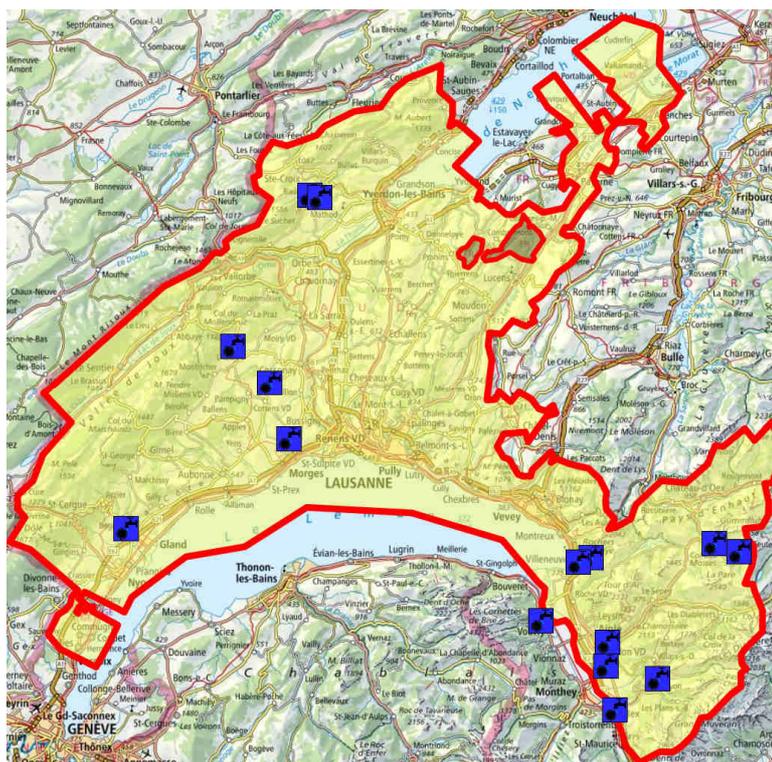


Figure 25 : Eaux potables – 16 nouvelles centrales

5.1.1.1.4 EP - Potentiel technique des centrales en service en 2023

Le potentiel technique est défini comme correspondant au potentiel exploitable des sites existants, indépendamment de considérations environnementales et économiques. Le potentiel réalisé correspond à celui des centrales en service.

Après mise à jour des données, le potentiel technique des centrales en service est important par rapport au potentiel réalisé (voir tableau ci-après). Cependant il est essentiellement tiré vers le haut par le projet GREHL qui prévoyait une augmentation très importante des captages d’eau potable et de la puissance de turbinage de la centrale de Sonzier de 14 MW.

	Potentiel technique	Potentiel réalisé
<b>Puissance élec. (MW)</b>	21.7	9.1
<b>Production élec. (GWh/an)</b>	82.8	37.1

Tableau 4. Eaux Potables - Potentiel des sites en service recensés en 2023

Le projet GREHL a été abandonné, la centrale de Sonzier a été réhabilitée (remplacement de la conduite et des turbines). Mais, en l’absence d’augmentation du débit, la puissance n’est que « 1.6 MW » et la production que « de 7.9 GWh », soit très inférieures au potentiel technique de 14 MW et 50 GWh.

Bien que la probabilité de réalisation de ce projet soit quasi nulle, le potentiel technique reste toujours possible.

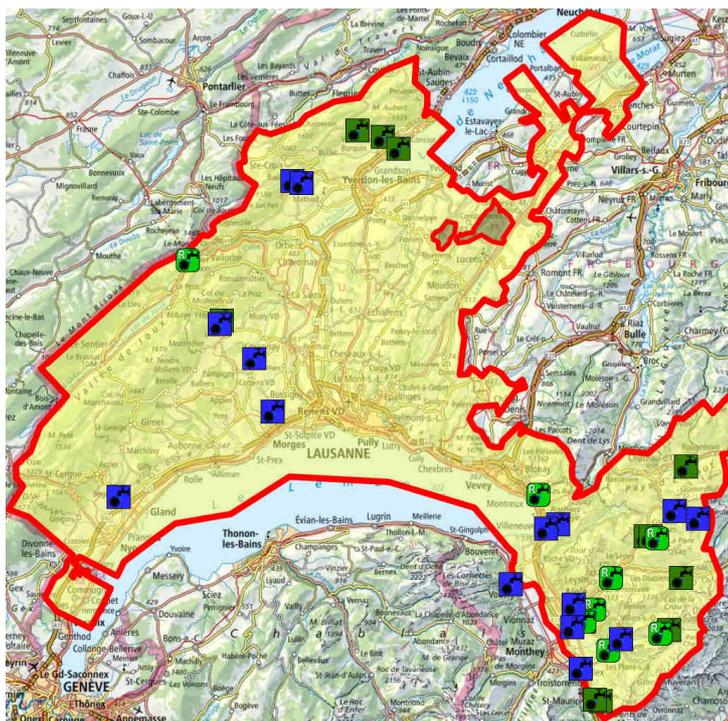


Figure 26 : Eaux potables – 37 centrales en service en 2023

### 5.1.1.1.5 Synthèse des puissances et production électriques des centrales en service

En 2023, il y a donc 37 sites de turbinage en service sur les réseaux d’eau potable, totalisant une puissance de 9.1 MW et une production de 37.6 GWh/an. Le nombre de sites, la puissance et la production ont pratiquement doublé en 15 ans d’intervalle.

	2008	2023	Variation
<b>Nombre de sites en service</b>	22	37	+ 68%
<b>Puissance électrique (MW)</b>	4.695	9.057	+ 93%
<b>Production électrique (GWh/an)</b>	20.449	37.124	+ 82%

Tableau 5. Eaux Potables – Evolution de la puissance et de la production électriques entre 2008 et 2023

De 2008 à 2023, la production électrique a augmenté de 16.7 GWh, dont environ un tiers résulte de la réhabilitation de sites existant et deux tiers de la réalisation de nouveaux sites.

Gain issu des réhabilitations (GWh/an)	5.839
Gain des nouveaux sites (GWh/an)	11.351
Variation de production des sites non réhabilités (GWh/an)	-0.514
<b>Gain de production 2008-2023 (GWh/an)</b>	<b>16.675</b>

Tableau 6. Eaux Potables – Gain de production électrique entre 2008 et 2023

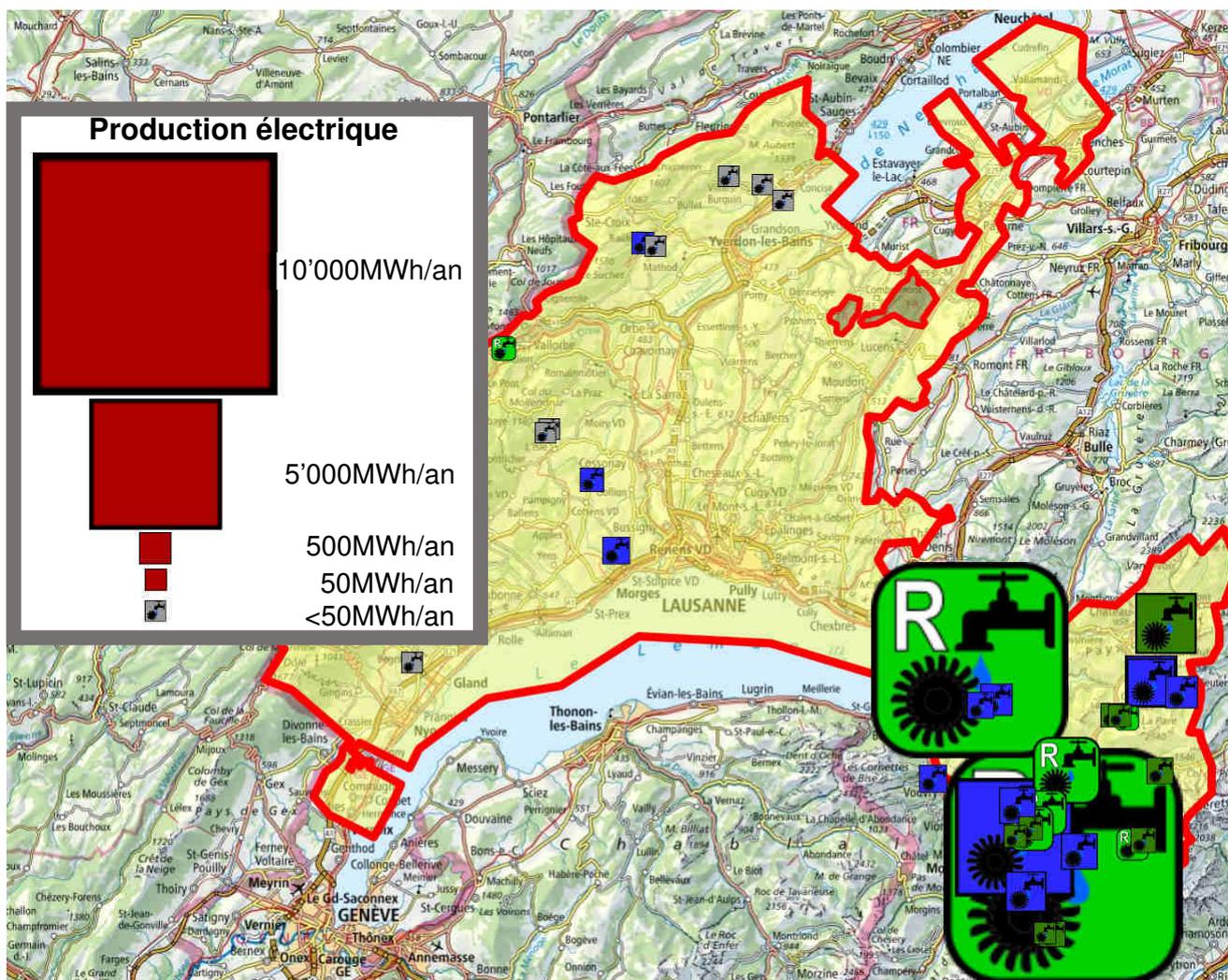


Figure 27 : Eaux potables – 37 centrales en service en 2023 avec le poids relatif de leur production électrique

On notera que la production des sites non réhabilités a diminué de 0.5 GWh. Ceci peut s'expliquer d'une part du fait que les productions électriques sont celles annoncées par les exploitants, ce qui peut induire des variations ou des ambiguïtés sur la production attendue (valeur moyenne, dernière production) et, d'autre part, du fait que la production hydroélectrique, y compris pour les réseaux d'eaux, dépend des conditions météorologiques et des ressources hydrologiques. Elle est donc variable d'une année à l'autre. Pour avoir des chiffres plus précis, il faudrait réaliser des moyennes sur plusieurs années, ce qui n'est pas possible pour les nouveaux sites ou les sites réhabilités. Ainsi, cette baisse de production est plutôt à considérer comme une incertitude que sur une réelle baisse de production.

Cette production électrique résulte essentiellement des centrales situées dans la partie Alpine du canton (voir figure ci-dessus).

Trois centrales, Sublin 2 (Bex), Sonzier (Montreux), Rippaz (Ollon) produisent à elles seules 59.4% de la production totale, soit 22 GWh/an.

Les dix centrales les plus productrices suivantes produisent 30.9% de la production totale et les 24 suivantes 9.7%

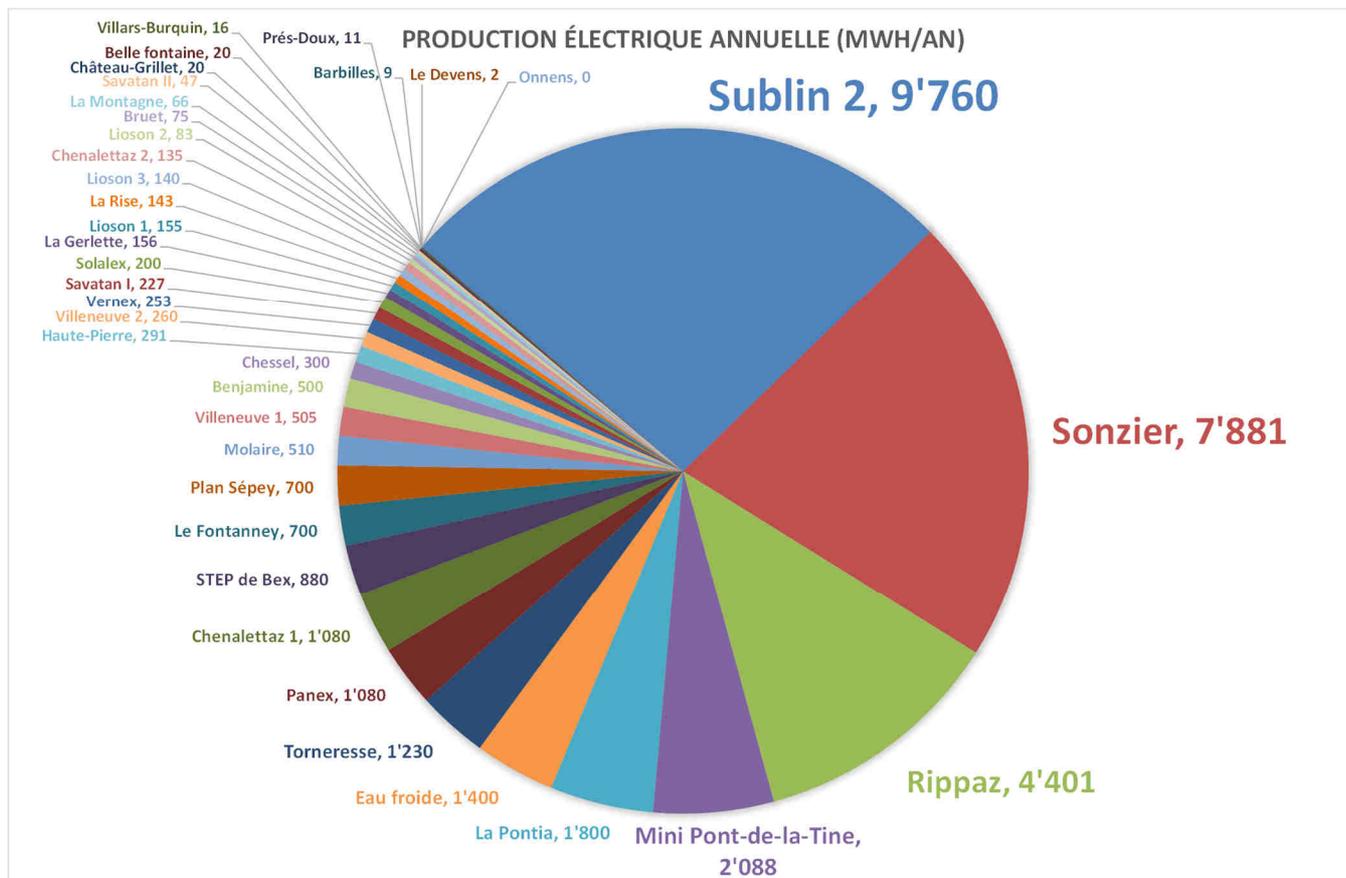


Figure 28 : Eaux potables – production électrique des 37 sites en service en 2023

#### 5.1.1.1.6 EP - Pérennité de la production

Comme indiqué précédemment, les sources de la Rippaz situées sur la commune de Bex, ont été vendues à la commune d'Ollon : La centrale de l'hôtel des Salines a été démantelée et le projet potentiel Rippaz II n'est plus possible. Cependant, compte tenu que la chute est plus importante et qu'il y a un seul palier, la production de la nouvelle centrale des sources de la Rippaz située à la STEP d'Ollon produit plus d'électricité que ces deux centrales précédentes.

Sur les 37 centrales en exploitation, l'évaluation qualitative de la pérennité de la production est la suivante :

- 27 considèrent que la production électrique est pérenne et n'envisage pas d'évolution soit à la baisse, soit à la hausse ;
- 9 sites envisagent une modification de la production : 5 à la baisse (dont une suppression possible de la centrale de Lioson 2, 4 à la hausse.
- Nous n'avons pas obtenu les informations pour les turbines de Savatan sur la commune de Lavey, exploités par ArmaSuisse ;

Dans 5 cas, l'évolution de la production résulterait d'une modification du réseau d'eau potable. Dans 3 cas, elle résulterait d'une modification de la ressource ou de la consommation. Dans un cas, elle résulterait d'objectifs divergents entre les différents partenaires du projet qui a conduit à retenir une solution technique non optimale. Enfin, dans un cas, elle pourrait disparaître (Lioson 2) en raison de suppression d'un palier intermédiaire. Cette disparition n'aurait pas d'influence sur la puissance et la production, pour autant que le palier inférieur soit réhabilité pour exploiter la totalité de la chute.

#### 5.1.1.1.7 EP - Possibilités d'optimisation

Les exploitants de 12 centrales ont identifié des possibilités d'optimisation de la production. Pour trois sites, celles-ci sont réelles et impliquent une réhabilitation de la turbine. Pour les 9 autres, le gain de production n'est a priori pas suffisamment significatif pour permettre l'investissement nécessaire à l'optimisation.

Liste des 12 centrales ayant identifié une possibilité d'amélioration de la production :

- Le Fontanney
- STEP de Bex
- La Pontia
- Petite centrale du Pont-de-la-Tine
- Belle fontaine
- STEP en Bruet
- Lioson 1
- Lioson 2
- Lioson 3
- Microcentrale du Vernex
- La Gerlette
- Villeneuve - Centrale du Cimetière - palier 1 GP1
- Villeneuve - Centrale du Crêt - Palier 2 - GP3

Plus généralement et au-delà de l'aspect de la production, 16 des 36 maîtres d'ouvrage interrogés ont cherchés et identifiés des possibilités d'améliorations futures de leurs centrales.

#### 5.1.1.1.8 EP - Îlotage

Seul un maître d'ouvrage possédant deux centrales nous a indiqué qu'elles pouvaient fonctionner en îlotage afin de sécuriser le fonctionnement du réseau d'eau potable : contrôle commande, pompe et traitement des eaux potables.

A l'exception de 3 Maître d'ouvrages possédant au total 5 centrales, tous se sont posé la question d'un fonctionnement en îlotage pour secourir les équipements du réseau d'eau en cas de pénurie.

Dans la très grande majorité des cas, cet îlotage n'a pas été retenu car :

- Soit la puissance minimale de la turbine est trop grande par rapport à la consommation locale, ce qui nécessiterait d'implanter un banc de décharge pour dissiper l'énergie excédentaire et faire fonctionner la turbine à puissance constante ;
- Soit la puissance maximale de la turbine est trop petite pour pouvoir secourir la pompe. Dans ce cas, il faudrait équiper le site avec plusieurs pompes de puissance unitaire inférieure à celle de turbine, en choisissant le nombre de pompes en fonction du besoin, ce qui n'est pas forcément une solution économique si on la compare à un groupe électrogène ou des panneaux PV couplés à des batteries. Une solution serait d'intégrer la turbine dans un système de secours hybride multi sources, ce qui compliquerait considérablement l'aménagement et augmenterait de manière significative l'investissement.

De manière générale, le rapport coûts-bénéfice de cette solution comparée à des solutions classiques par groupe électrogène ou batteries a conduit à l'écartier.

On notera enfin, une solution qui ne relève pas de l'îlotage du réseau d'eau, mais qui est un fonctionnement de la centrale pour alimenter un mini réseau qui n'était auparavant pas raccordé au réseau électrique.

La commune de Bex, profitant de travaux pour augmenter la capacité de captage d'eau et la réhabilitation de la centrale de la Benjamine qui en découlait, a étudié la possibilité de valoriser l'énergie d'une nouvelle centrale située encore plus haut en altitude. Pour ce faire, elle n'a pas hésité à sortir des sentiers battus et à racheter une partie du réseau du GRD pour créer un regroupement pour la consommation propre avec les bâtiments avoisinants afin de distribuer une partie de la production de la petite centrale aux bâtiments du hameau de Solalex.

Le réseau d'eau potable de la commune de Bex est incontestablement celui qui produit le plus d'énergie (12 GWh/an), mais cela ne l'a pas empêché d'avoir un esprit innovant et d'entrepreneuriat.

#### 5.1.1.2 EP - Sites potentiels réalisables à court et moyen termes

En 2008, 21 sites avaient été identifiés comme intéressants à court ou moyen terme. Ils totalisaient un gain potentiel de puissance de plus de **13 MW** pour une production de plus de **49 GWh/an**.

Ce potentiel réalisable à court terme, était constitué d'un grand nombre d'installation à moderniser ou à optimiser, ce qui a en grande partie été réalisé (voir le paragraphe sur les sites réhabilités).

Un site considéré comme potentiel réalisable à court terme en 2008 a été sorti de la liste 2023 car la ressource en eau n'est plus disponible (source de la Rippaz à Bex). C'était un palier supplémentaire après le turbinage de la centrale de l'hôtel des Salines.

Certains potentiels sont toujours existants, d'autres ont disparu et enfin de nouveaux sont apparus. La mise à jour du potentiel technique et du potentiel réalisable de nouvelles centrales est la suivante :

	Potentiel technique	Potentiel réalisable
<b>Nombre de sites</b>	56	18
<b>Puissance élec. (MW)</b>	1	0.9
<b>Production élec. (GWh/an)</b>	4.5	4.2

Tableau 7. Eaux Potables - Potentiel de technique et de réalisation de nouvelles centrales

Le potentiel technique correspond à 56 sites. Il permettrait une augmentation de production de 4.5 GWh/an. En tenant compte des éléments économiques, le potentiel réalisable à court et moyen termes est quant à lui constitué par 18 sites permettant une augmentation de production de 4.2 GWh/an, soit 93% du potentiel technique.

L'écart entre le potentiel technique et le potentiel réalisable est important en nombre de sites, mais relativement faible en termes de production, ce qui s'explique par le fait que la plupart de ces sites ont une faible puissance et que c'est justement cette faible puissance qui pèse la rentabilité économique.

Parmi ces 18 sites, présentant un potentiel réalisable à court et moyen termes, 5 sont des nouveaux sites, non identifiés en 2008, représentant 2.8 GWh/an de production.

Le site avec les plus grandes puissance et production est la centrale du réservoir de Bignièrès sur la commune de Montreux exploité par le SIGE. Cette centrale est en cours de réalisation et représente à elle seule un productible potentiel de 2.2 GWh/an (52% du total). Elle est suivie par un troisième palier de turbinage du même réseau au réservoir de Fontanivent (SIGE) et par le turbinage des eaux du ruisseau Froid (Ormont-Dessus). La commune d'Ormont-Dessus ne projette pas de réaliser ce projet pour l'instant.

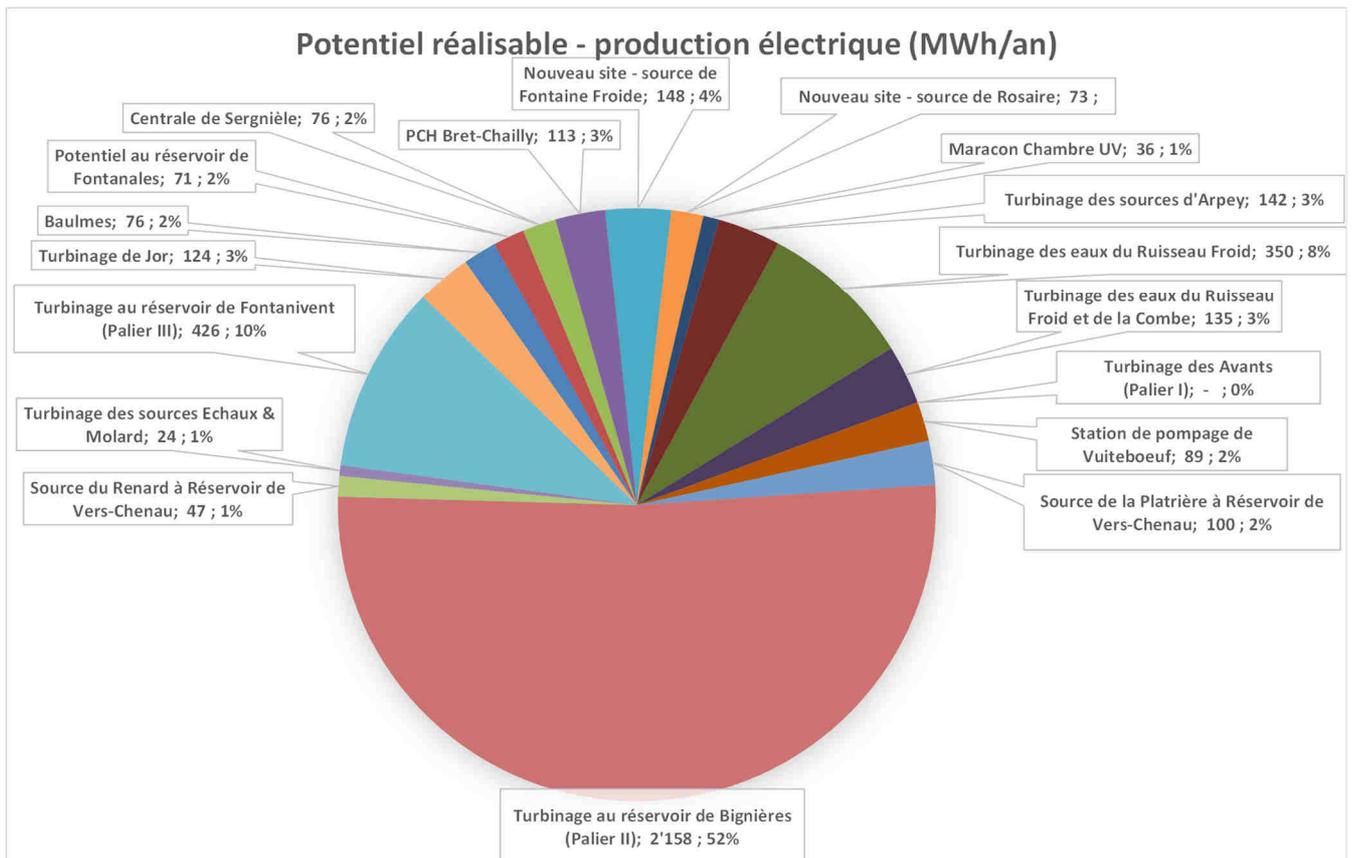


Figure 29 : Eaux potables – potentiel réalisable à court et moyen termes = 18 sites

## 5.1.2 Eaux usées

### 5.1.2.1 Centrales existantes

#### 5.1.2.1.1 EU - Centrales existantes en 2008

Lors du recensement 2008, il y avait 3 sites sur les réseaux d'eaux usées, tous situés après traitement :

- La centrale de Rives à Nyon, turbinant les eaux STEP de l'Asse ; L'installation a été mise à l'arrêt en août 2019 pour des questions de nuisances vibratoires. Un projet de réhabilitation est en cours et profitera de l'augmentation des débits de la nouvelle STEP de l'Asse
- Les deux centrales de La Douve I et II turbinant les eaux usées en sortie de la STEP de Leysin ainsi que les eaux de ruissellement de la commune de Leysin. Les eaux turbinées à la Douve I sont remises en charge en sortie de turbine pour alimenter la petite centrale de La Douve II.

Ces 3 sites représentaient une puissance électrique cumulée de 0.718 MW et une production annuelle de 2.9 GWh/an, dont 73% était assurée par la seule centrale de la Douve I.

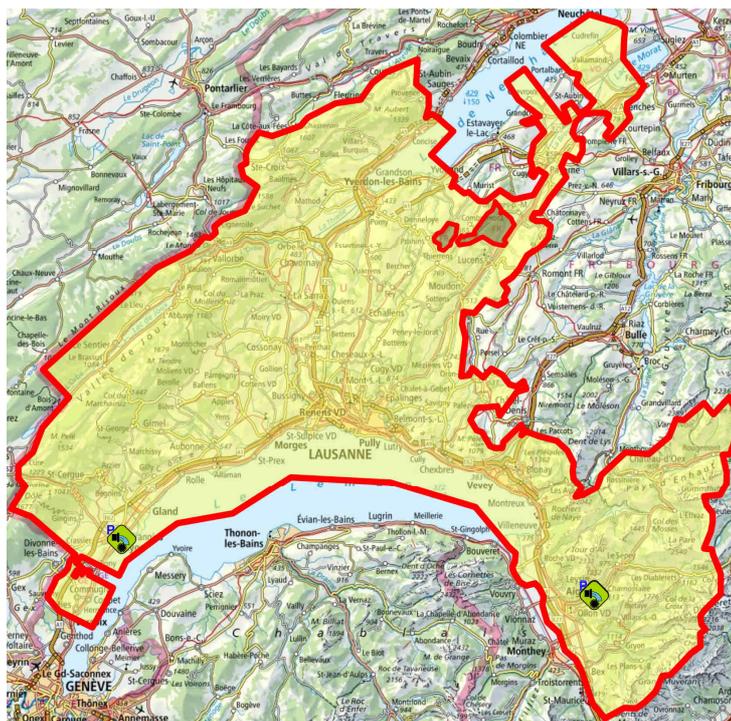


Figure 30 : Eaux usées - 3 centrales en service recensées en 2008

#### 5.1.2.1.2 EU - Centrales nouvellement recensées en 2023

Deux nouveaux sites sur les réseaux d'eaux usées se sont ajoutés aux 3 précédents ce qui correspond à une progression à peu près équivalente à celle sur les réseaux d'eaux potables.

Les deux nouvelles centrales se situent dans le district de Nyon (Terre Sainte et STEP du Lavasson), dans une zone où le relief n'est pourtant pas le plus marqué. Cependant compte tenu des difficultés d'implanter des STEP au point le plus bas du réseau, pour profiter d'un écoulement gravitaire, c'est-à-dire en bordure du Lac Léman, certaines d'entre elles doivent être implantées plus à l'intérieur. Cette configuration permet de réaliser un turbinage des eaux usées après traitement, lors de la restitution au milieu naturel (Lac Léman), mais il est également nécessaire de recourir à du pompage pour relever les eaux usées des points bas du réseau jusqu'à la STEP ce qui est consommateur d'énergie. Le bilan énergétique d'une telle configuration dépend grandement de la proportion d'eau qui doit être pompée par rapport à celle qui est turbinée.

L'actuelle STEP de l'APEC est située à La Dullive. La parcelle ne permettant pas d'accueillir les extensions nécessaires à son développement, une nouvelle STEP comprenant le traitement des micropolluants sera réalisée sur le site « Le Lavasson » (Gland) dont l'altitude est supérieure de 45 m environ à celle de la STEP existante. Il en résulte qu'une partie importante des eaux usées brutes devront être pompées et que la dénivellation entre la future STEP et l'actuelle pourra être valorisée d'un point de vue énergétique par la mise en place d'un turbinage. La production sera entièrement consommée par la station de pompage adjacente. Ce projet n'est pas encore en service, mais est en cours de réalisation.

Pour ce qui concerne la STEP de SITSE, située à Commugny, celle-ci est alimentée uniquement par des eaux pompées. La capacité des pompes de relevage situées en bordure du Léman sur la commune de Coppet, correspond à un débit nominal de 180 l/s et un débit maximal de 220 l/s. Une fois traitée, l'eau redescend à Coppet, où elle alimente une turbine dont la capacité est de 170 l/s pour une chute nette de 77 m. Le débit ne pouvant pas être turbiné est évacué par un by-pass constitué par un dissipateur de Carnot. Celui-ci doit pouvoir évacuer soit le débit excédentaire à la capacité de la turbine, soit la totalité du débit en cas d'arrêt de cette dernière.

Le by-pass doit donc être capable de dissiper l'énergie liée au dénivelé sur une grande plage de débit. Dans certain cas, c'est un frein au développement du turbinage des eaux usées car source d'inquiétudes, étant perçu comme une difficulté technique. De nombreuses solutions éprouvées existent pourtant. Ces craintes relèvent essentiellement de la résistance au changement et d'un manque d'expérience.

Cela n’a pas été un obstacle pour le projet de turbinage de STEP de SITSE, bien au contraire puisque le by-pass permet d’évacuer un débit maximal de 320 l/s, soit près de 2 fois celui de la turbine et 1.5 fois celui du pompage. La plage de fonctionnement est donc très importante. Le maître d’ouvrage avait mandaté un expert indépendant, ce qui a très probablement facilité la réalisation du projet.

La petite centrale de SITSE est en service depuis 2014, sans problème particuliers sur la solution de turbinage. Une surchauffe d’une batterie de compensation dans une des armoires de contrôle-commande a générée un incendie. Depuis la surveillance et la ventilation du local ont été améliorés. Cet incident n’a donc aucun lien avec les spécificités du turbinage des eaux usées (by-pass compris). Après neuf années de fonctionnement, les solutions techniques de turbinage et de by-pass sont éprouvées.

Contrairement au turbinage des eaux usées avant traitement, le turbinage après traitement diffère peu de celui des eaux potables. Il n’y a donc aucune raison technique limitant son développement.

En 2023, il n’y toujours aucune centrale turbinant les eaux usées avant traitement dans le canton de Vaud. Depuis 1993, les eaux usées de Verbier (VS) sont turbinées à l’arrivée à la STEP du Châble.

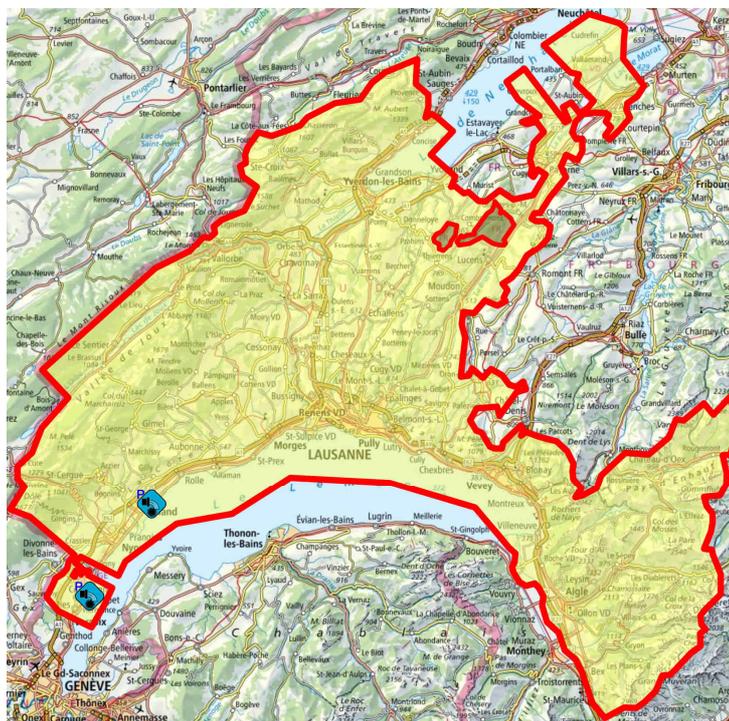


Figure 31 : Eaux usées – 2 nouvelles centrales recensées en 2023

### 5.1.2.1.3 EU - Puissance et production électrique des centrales en service

En 2023, il y a donc 5 centrales de turbinage en service (ou qui le seront prochainement) sur les réseaux d’eaux usées, totalisant une puissance de 0.9 MW et une production de 3.3 GWh/an. Ces données partent du principe que la centrale de Rives à Nyon sera réhabilitée sans extension.

Le nombre de sites, la puissance et la production ont pratiquement doublé en 15 ans d’intervalle. Mais, ces deux nouveaux sites n’ont qu’un impact faible sur la progression de la production électrique annuelle (+13%). La centrale de la Douve I représente 56% de la production totale.

	2008	2023	Variation
<b>Nombre de sites en service</b>	3	5	+ 67%
<b>Puissance électrique (MW)</b>	0.7	0.9	+ 28%
<b>Production électrique (GWh/an)</b>	2.9	3.3	+ 13%

Tableau 8. Eaux Usées – Evolution de la puissance et de la production électrique entre 2008 et 2023

#### 5.1.2.1.4 EU - Potentiel technique et exploité des centrales en service en 2023

Contrairement à l'eau potable, la marge sur le productible entre le potentiel technique et le potentiel réalisé est relativement faible, ce qui relève d'une marge d'optimisation faible des centrales actuelles

	Potentiel technique	Potentiel réalisé
<b>Puissance élec. (MW)</b>	1.0	0.9
<b>Production élec. (GWh/an)</b>	4.0	3.3

Tableau 9. Eaux Potables - Potentiel des sites en service recensés en 2023

A noter que la centrale de Rives à Nyon, qui est actuellement à l'arrêt mais fait l'objet d'un projet de réhabilitation, est comptabilisée selon son potentiel actuel en termes de puissance, la production correspondant à la moyenne interannuelle des années durant laquelle elle était en fonctionnement normal.

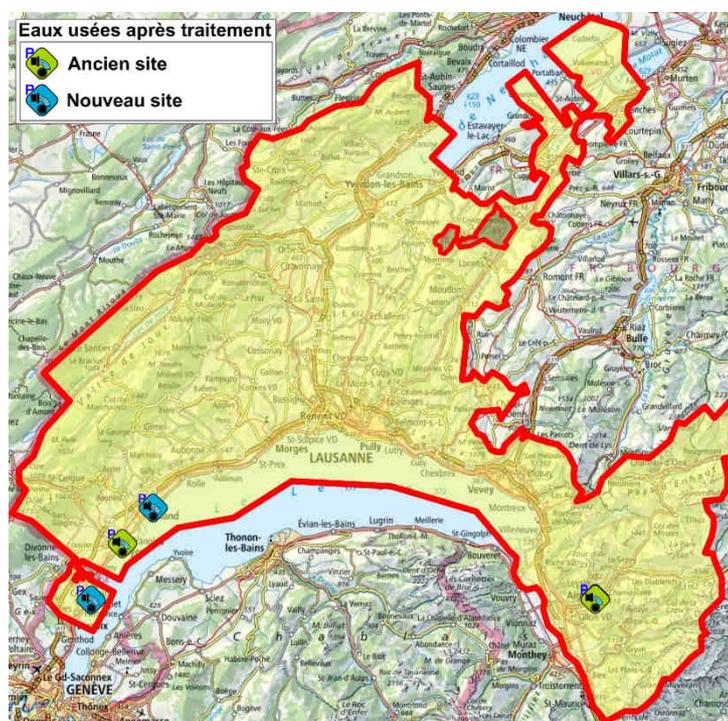


Figure 32 : Eaux usées – 5 centrales recensées en 2023

#### 5.1.2.1.5 EU - Pérennité de la production

Dans le cadre de la STEP régionale d'Aigle (AERA), le projet de turbinage de la liaison Leysin-Aigle impactera fortement la production des centrales de La Douve I et II puisqu'elles ne pourraient plus turbiner les eaux usées, celles-ci étant traitées à Aigle. Elles pourraient encore turbiner les eaux claires de Leysin, le potentiel de ces eaux étant inconnu à ce jour. On peut toutefois estimer que l'ensemble de ces centrales permettront de conserver une production identique à la production actuelle de Douve I et Douve II.

Ce potentiel ne sera toutefois pas perdu, puisque la nouvelle station d'épuration intègre un turbinage des eaux usées provenant de Leysin avant traitement.

La STEP de Nyon accueillera vraisemblablement les communes de Chéserey, Gingins et Prangins, augmentant de ce fait le volume des eaux traitées. Si l'on tient compte de ces nouveaux apports, le projet de réhabilitation devrait dès lors permettre conserver une puissance de 210 kW, la production annuelle étant estimée à 0.66 GWh contre 0.46 GWh avant son arrêt en 2019. Bien que la puissance installée soit plus faible que l'existante, la production augmenterait du fait de la mise en place d'une solution technique plus performante.

#### 5.1.2.1.6 Possibilités d'optimisation

Des possibilités d'amélioration sont envisagées pour les centrales de La Douve I et II car la commune de Leysin doit améliorer le séparatif de son réseau et ces eaux devraient être disponibles pour le turbinage pour autant que les travaux correspondants soient réalisés.

#### 5.1.2.1.7 EU - Îlotage

Seule la centrale de La Dullive (APEC) envisageait un fonctionnement en îlotage afin de sécuriser le fonctionnement de la station de pompage. Toutefois la puissance de la turbine étant insuffisante pour y parvenir, une solution technique de bassins tampons réutilisant les infrastructures de la STEP actuelle a été retenue.

Toutes les autres centrales ne prévoient pas de fonctionner en îlotage. La question de ce mode de fonctionnement ne s'est généralement pas posée parce-que :

- Soit il n'y a pas d'équipements à alimenter avec cette énergie,
- Soit la puissance de la turbine est insuffisante pour alimenter le pompage.

#### 5.1.2.2 EU - Sites potentiels, réalisables à court et moyen termes

En 2008, 11 centrales potentielles avaient été identifiées et 5 d'entre elles étaient considérées comme un potentiel intéressant réalisable à court ou moyen terme, parmi lesquelles, il y avait la centrale de SITSE qui a été mise en service en 2014, mais pas celle de La Dullive.

Les informations étaient insuffisantes pour évaluer le potentiel de 2 sites. Les 3 sites restant totalisaient une puissance de plus de **0.3 MW** pour une production de plus de **1.3 GWh/an**.

Actuellement, deux nouveaux sites sont envisagés. Le premier concerne un turbinage après traitement de la STEP de l'AIEE<sup>1</sup> à Penthaz avant restitution à la Venoge. La chute et le débit sont faibles ce qui péjore la rentabilité d'une installation de turbinage a posteriori de la construction du canal de restitution.

Le second projet envisage de turbiner les eaux usées de la liaison Leysin-Aigle dans le cadre de la nouvelle STEP régionale du Chablais dont le Maître d'ouvrage est l'AERA<sup>2</sup> à Aigle. Le dénivelé est très important (784 m) ce qui permet d'équiper le site avec une puissance de 265 kW. Compte tenu de la forte pression, le coût d'un bypass à la même altitude que la turbine était une solution onéreuse. Par ailleurs, il y a souvent des hameaux ou maisons entre le bassin de mise charge et la centrale, ce qui est beaucoup plus complexe et coûteux à gérer qu'avec de l'eau de potable. En effet, dans le cas de l'eau potable il suffit de réduire la pression. Avec des eaux usées, il est difficilement envisageable de remonter la pression des eaux usées collectées à des niveaux intermédiaires.

**La solution prévue pour le projet de la Leysin-Aigle est très intéressante et pourrait permettre de faciliter le développement de nouveaux projets de turbinage avant traitement.** Le by-pass est assuré par une conduite en écoulement gravitaire, ce qui permet le raccordement des habitations aux altitudes intermédiaires. Par ailleurs, la conduite forcée n'ayant plus besoin de transporter l'entier du débit, elle peut avoir un diamètre moindre ce qui réduit son coût.

Ce projet impacterait les centrales de La Douve I et II qui turbinent les eaux usées après traitement et les eaux de ruissellement de Leysin puisqu'elles ne pourraient plus turbiner les eaux usées celles-ci étant traitées à Aigle.

#### 5.1.2.2.1 Nouvelles opportunités résultant de la régionalisation des STEP

A fin 2022, l'épuration des eaux usées du canton est assurée par 152 stations d'épuration communales ou intercommunales. Depuis 2016, la loi fédérale sur la protection des eaux ([LEaux](#)) exige de prendre

<sup>1</sup> : Association intercommunale pour l'épuration des eaux usées Cossonay - Penthalaz - Penthaz - Daillens - Bettens

<sup>2</sup> : Association intercommunale pour l'épuration des eaux usées de la région d'Aigle

des mesures de traitement des micropolluants dans certaines STEP. La DGE a défini, dans le cadre d'une planification cantonale, les installations régionales qui devront mettre en place ces traitements.

Il est dès lors prévu de raccorder les réseaux d'assainissement alimentant 75 STEP actuelles à 17 nouvelles STEP régionales. Ces raccordements ouvrent de nouvelles opportunités de turbinage qu'il est d'autant plus important d'analyser que certains de ces raccordements nécessiteront un recours à du pompage.

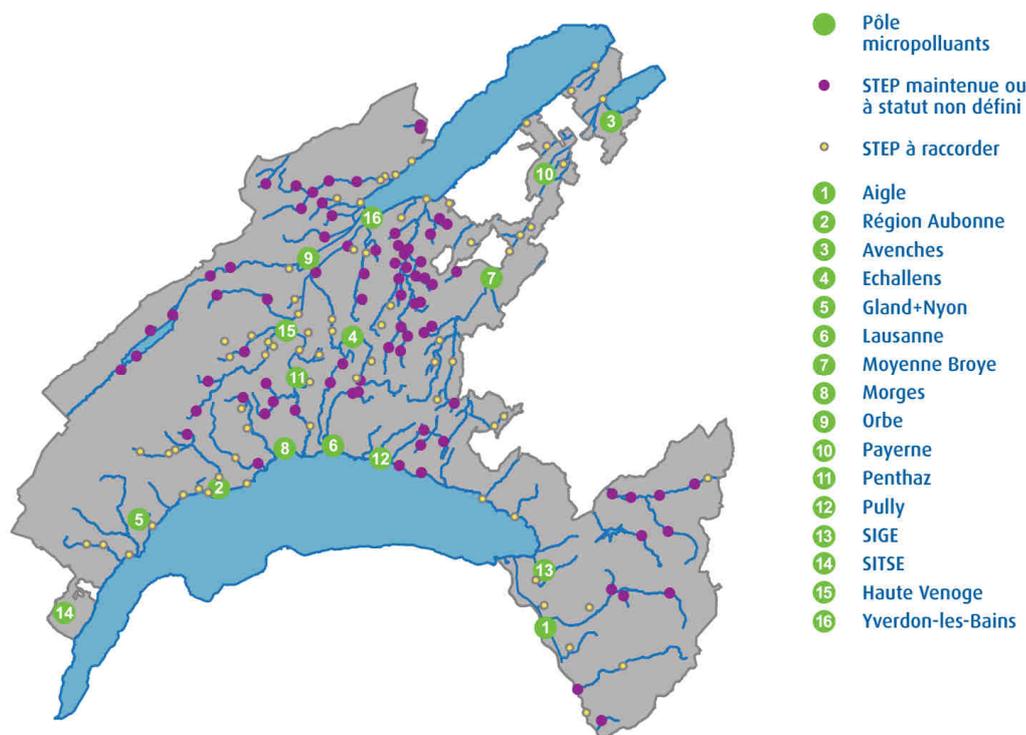


Figure 33 : Eaux usées – Etat actuel de la planification cantonale de l'épuration<sup>1</sup> Suite à la décision, fin 2020, du conseil communal de Nyon de se retirer du projet de la STEP du Lavasson, aux 16 STEP indiquées sur la figure ci-dessus s'ajoute désormais la STEP de l'Asse.

Sur 5 des 17 STEP régionales, des centrales de turbinages sont déjà existantes, en cours de réalisation, ou envisagées : Commugny-Coppet (SITSE), Asse-Rives (Nyon), Lavasson-Dullive (APEC), Leysin-Aigle (AERA) et Penthaz (AIEE).

Le potentiel de turbinage du raccordement des 69 STEP actuelles aux 12 autres STEP régionales a été étudié. Compte tenu de l'ampleur de la tâche, la méthodologie relève de l'identification des sites les plus intéressants. S'agissant d'une analyse du potentiel, les tracés et détails de chaque projet n'ont pas été pris en compte.

Les données utilisées pour cette étude ont été fournies par DGE-DIREV. Les coordonnées des STEP ont permis d'évaluer la distance de raccordement et de déterminer le dénivelé. La chute brute permet de déterminer le type de turbine.

Les débits ont été déterminés à partir du volume total d'eaux traitées et du volume d'eau arrivant par temps sec, ce qui a un effet de lissage au niveau de la puissance potentiellement installable, mais permet d'évaluer une production moyenne envisageable. Enfin, le débit d'équipement a été déterminé d'après l'expérience issue des projets de turbinages déjà étudiés ou réalisés.

Des cartes ont été tracées pour voir s'il était possible de mutualiser certains raccordements. Cette analyse relève de l'évaluation du potentiel technique et ne tient pas compte des spécificités du terrain qui peuvent fortement influencer la rentabilité économique d'une telle mutualisation, ainsi que la faisabilité technique.

<sup>1</sup> [Planification cantonale provisoire 2016](#) - Traitement des micropolluants dans les stations d'épuration vaudoises

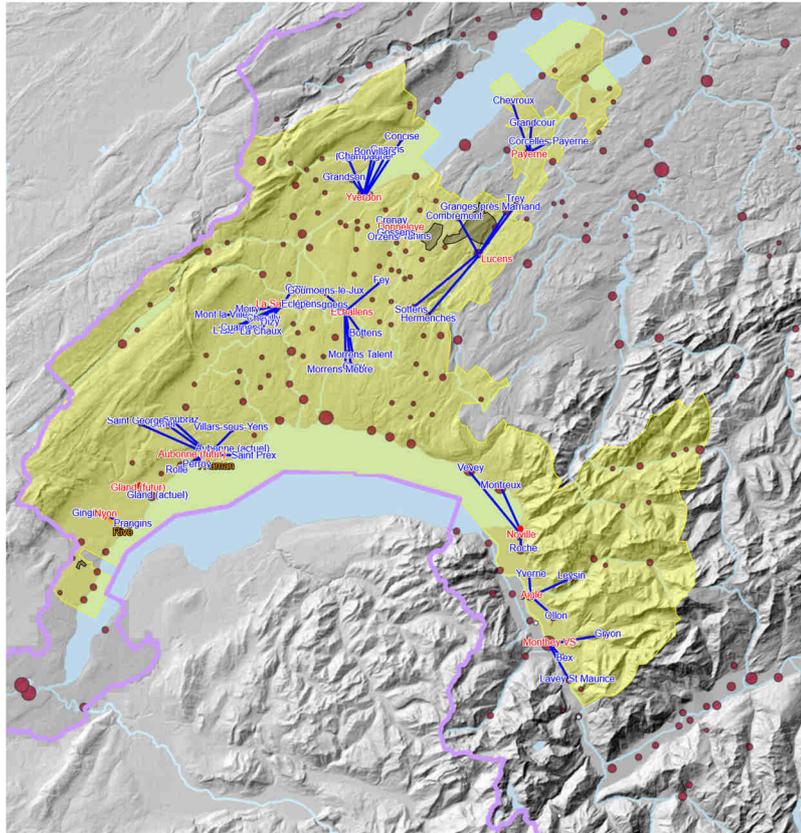


Figure 34 : Eaux usées – Raccordements aux STEP régionales

STEP régionale d'Aigle

Pour la STEP régionale d'Aigle, seule la liaison Leysin-Aigle déjà en cours de réalisation présente un intérêt.

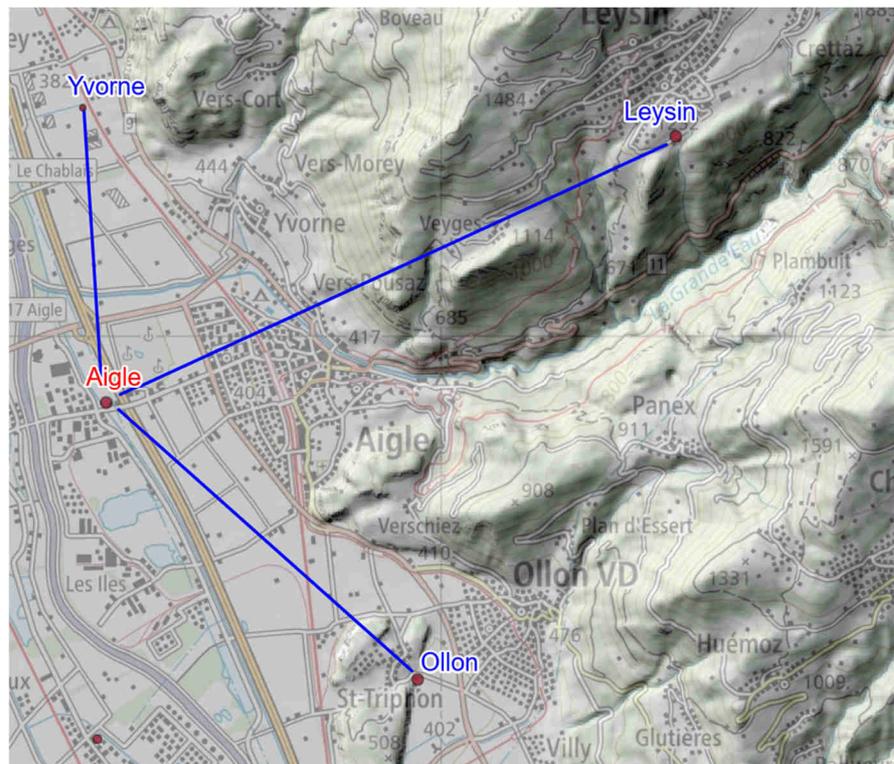


Figure 35 : Eaux usées – STEP régionale d'Aigle

### STEP régionale d'Aubonne

Pour la STEP d'Aubonne, deux possibilités de turbinage sont potentiellement intéressantes :

- Le turbinage du regroupement des eaux usées avant traitement de St-George-Gimel-Saubraz ou St-George-Gimel avec un turbinage à la nouvelle STEP.

	Puissance (kW)	Production électrique (kWh/an)
<b>Potentiel technique</b>	35	135'000

- Le turbinage après traitement des eaux de la nouvelle STEP et son rejet dans le lac. Les caractéristiques de cette centrale sont très proches de celle de la STEP du Lavasson avec turbinage à la Dullive. Le turbinage étant réalisé après traitement, avec une conduite relativement courte, **l'intérêt économique est potentiellement fort.**

	Puissance (kW)	Production électrique (kWh/an)
<b>Potentiel technique</b>	76	342'000

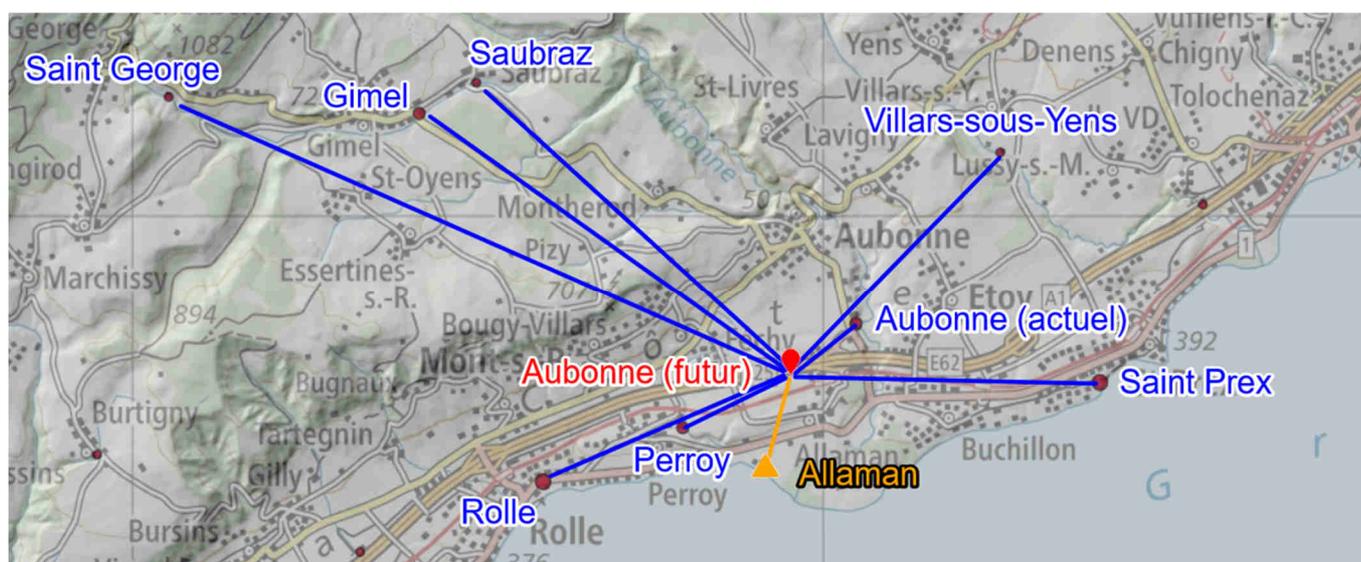


Figure 36 : Eaux usées – STEP régionale d'Aubonne

### STEP régionale d'Echallens

Le dénivelé entre Bottens et Echallens est intéressant, mais les débits sont faibles, la puissance de la turbine est estimée à 5 kW et n'est pas considérée comme intéressante.

Toutes les mutualisations de raccordement entre Cugy, Morrens-Talent et Morrens-Mebre ne permettent pas d'avoir une puissance suffisante pour présenter un intérêt économique viable.

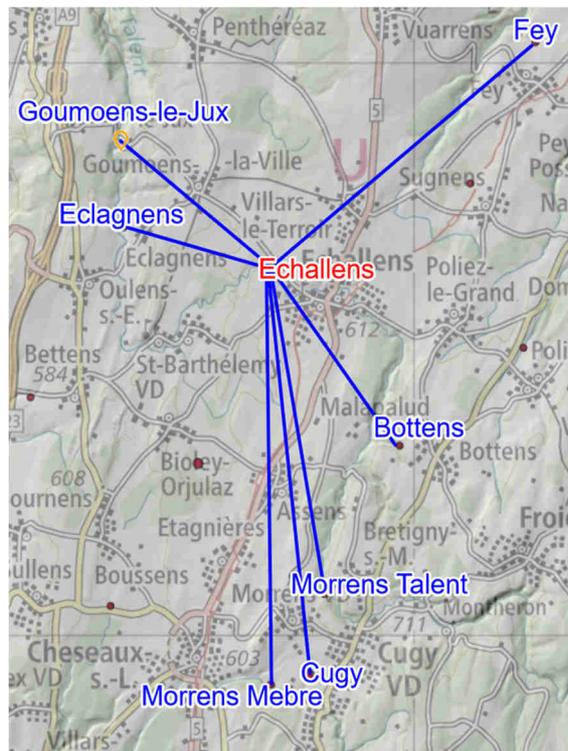


Figure 37 : Eaux usées – STEP régionale d'Echallens

### STEP régionale de Lucens

Cette STEP régionale est caractérisée par des longueurs de raccordement très importantes. Les dénivelés sont intéressants pour Sottens, Combremont et Hermenche mais les débits sont insuffisants pour présenter un intérêt économique.

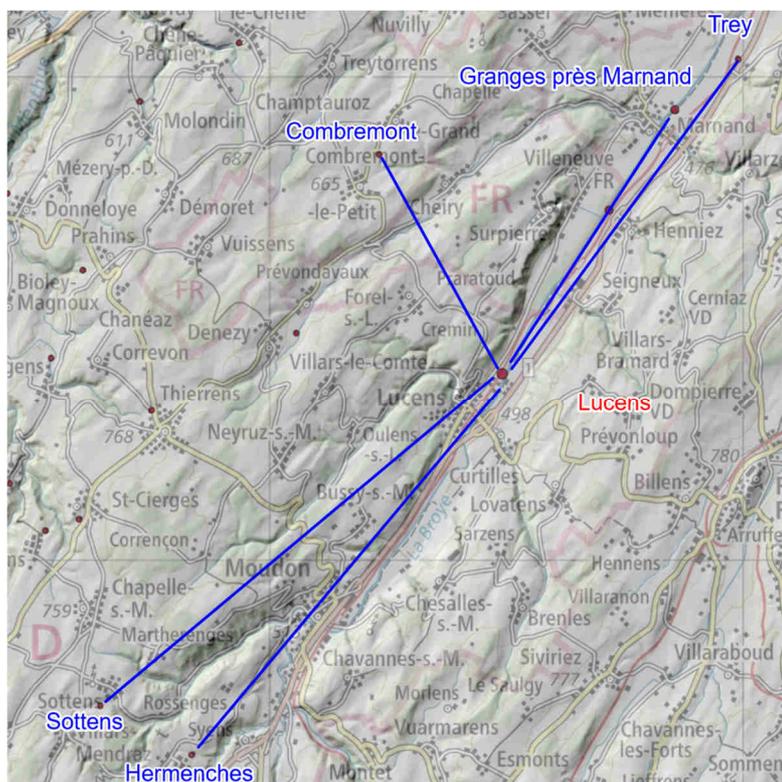


Figure 38 : Eaux usées – STEP régionale de Lucens

**STEP régionale de Monthey (VS)**

Les dénivelés des liaisons depuis Bex et Lavey sont insuffisants pour envisager une viabilité économique.

La liaison depuis Gryon est considérée comme intéressante avec un dénivelé de 485 m. La puissance estimée est de 36 kW, mais mériterait d’être étudié de manière plus approfondie car les débits paraissent faibles au vu du nombre d’habitants si on les compare avec un projet relativement similaire de Leysin.

La solution la plus économique serait de réaliser le turbinage jusqu’à Bex pour limiter la longueur de la conduite sous pression.

Aigle-Bex	Puissance (kW)	Production électrique (kWh/an)
Potentiel technique	36	162'000

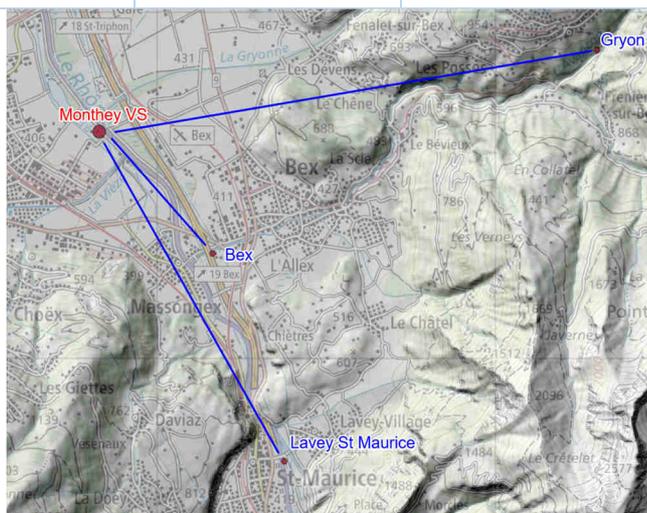


Figure 39 : Eaux usées – STEP régionale de Monthey (VS)

**STEP régionale de Noville**

Les dénivelés des liaisons depuis Vevey et Montreux sont faibles, 7m et 5m, mais les débits sont intéressants. Mais avec un dénivelé aussi faible, des pompes de relevage seront peut-être nécessaires pour assurer le refoulement vers la station d’épuration. Le débit étant important, il serait intéressant de réévaluer cette possibilité une fois le contour de ce projet sera mieux défini.

Les débits de la liaison depuis Roche sont insuffisants pour présenter un intérêt économique.

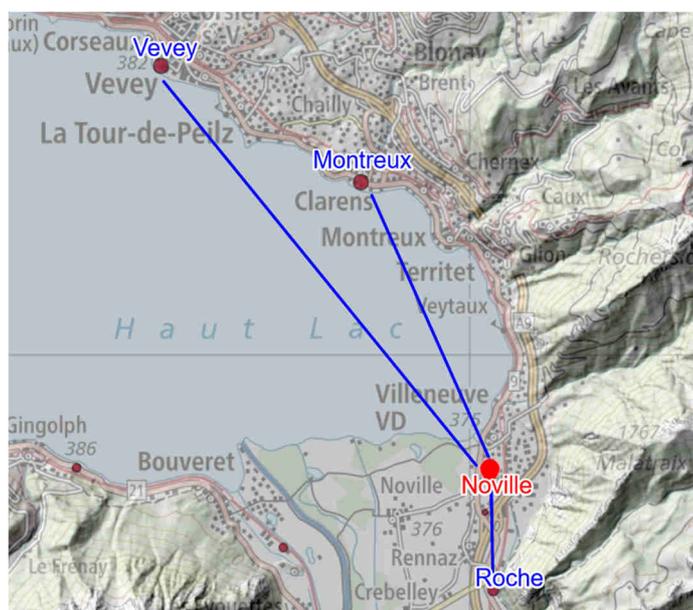


Figure 40 : Eaux usées – STEP régionale de Noville

### STEP régionale de Payerne

Les dénivelés sont négatifs et imposent de recourir au pompage.

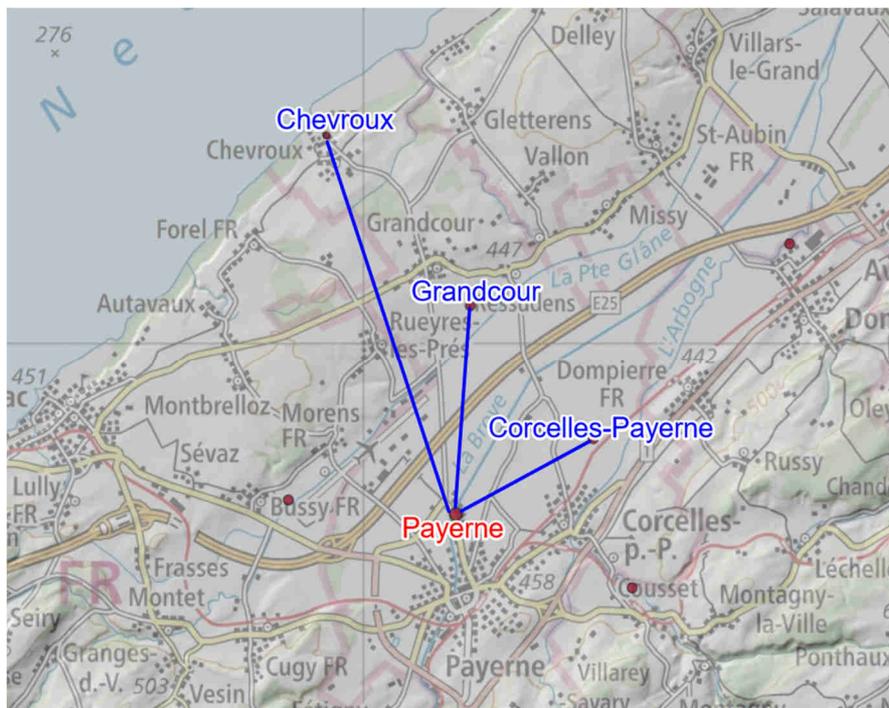


Figure 41 : Eaux usées – STEP régionale de Payerne

### STEP régionale de La Sarraz

Les débits de la plupart des liaisons sont trop faibles pour présenter un intérêt économique, excepté pour une mutualisation de la liaison L'Isle-Cuarnens qui pourrait présenter un intérêt économique, à approfondir car la puissance reste modeste. A relever toutefois que le turbinage de petits débits d'eaux usées présente des défis techniques importants liés à la nature de l'eau turbinée.

	Puissance (kW)	Production électrique (kWh/an)
Potentiel technique	11	50'000

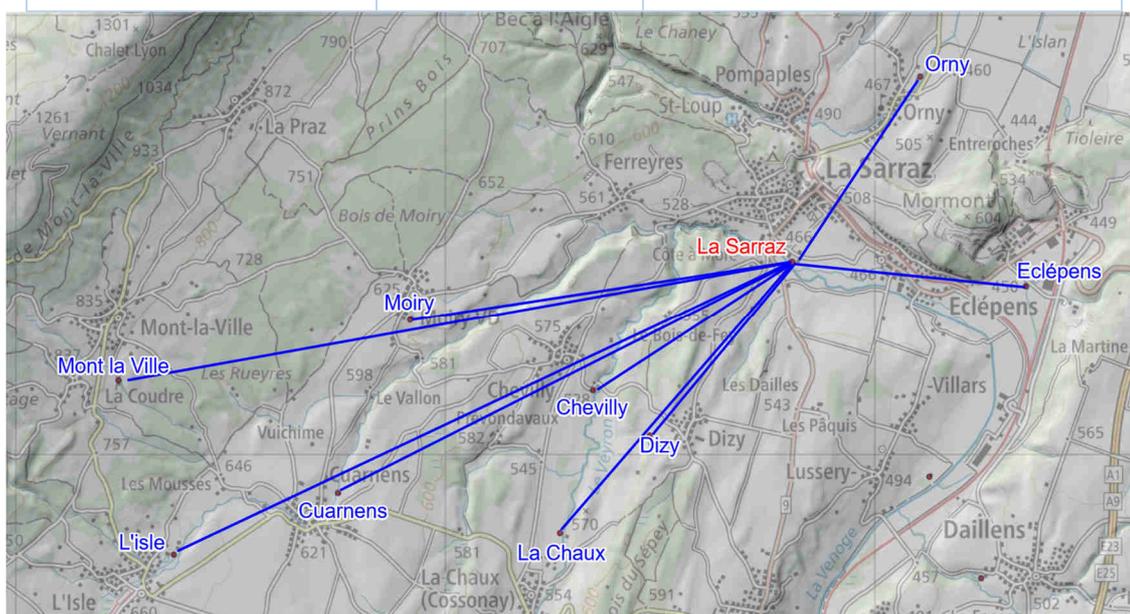


Figure 42 : Eaux usées – STEP régionale de La Sarraz

### STEP régionale d'Yverdon

Les débits et les dénivelés sont trop faibles. Aucune liaison n'est considérée comme économiquement intéressante. A relever qu'une étude avait été réalisée par un étudiant de la HEIG-VD pour le turbinage de l'eau traitée avant rejet dans le lac de Neuchâtel. L'exploitation de ce très faible potentiel avait été défini comme non rentable.

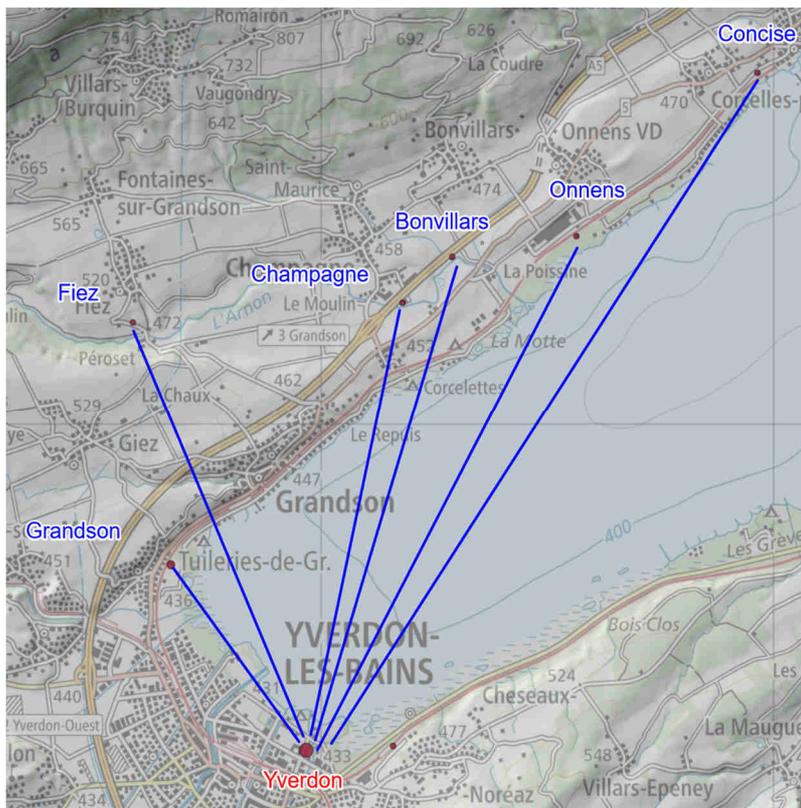


Figure 43 : Eaux usées – STEP régionale d'Yverdon

### Raccordement St Cergue-STEP de l'APEC

Le réseau d'eaux usées de la commune de St-Cergue est relié à la STEP de Gland et transite par le réseau intercommunal de l'APEC depuis Givrins. Le potentiel de turbinage des eaux usées a été identifié en 1996 et figure dans le cadastre 2008 comme site potentiel d'intérêt éventuel. Elle a été réévaluée dans le cadre de la présente étude.

La dénivellation est intéressante, de l'ordre des 400 m. Le turbinage nécessiterait une chambre de mise en charge à réaliser en dessous de la zone industrielle qui se situe en zone forestière et à proximité de zones de protection S2 et S3.

La centrale se situerait sur la commune de Givrins et devrait également être construite en zone forestière ou en lisière.

Les volumes d'eau à disposition sont faibles, la commune de St-Cergue représentant 2'800 EH, sachant que les eaux usées de La Cure sont traitées sur France. Il faut également considérer que le séparatif est en cours de réalisation sur la commune et que la LAT ne permet pas un accroissement important de la population.

Le débit moyen est de ce fait de l'ordre de l'ordre des 6 à 7 l/s.

La réalisation d'un turbinage nécessiterait le remplacement de la conduite d'une longueur de 3 à 4 km, pour en faire une conduite forcée.

Le faible débit et la chute à disposition conduiraient à utiliser une turbine Pelton. Ses dimensions seraient très petites, la rendant sensible à des obstructions par des déchets flottant, malgré le dégrillage à la chambre de mise en charge.

Le fait que cette centrale de turbinage potentielle ne soit pas sur le site d'une STEP entraine des investissements importants. Il en va de même pour les opérations d'entretien courant qui ne pourraient pas être réalisés dans le cadre des tournées de routine au sein de la STEP.

Le faible potentiel du site ne permettra pas une réalisation économiquement viable dans les conditions actuelles. Il est peu probable que cela change dans le futur.

Le propriétaire du réseau est conscient qu'il conviendra d'analyser d'un peu plus près cette possibilité en cas de changement de la conduite.

Le cadastre de 2008 avait également identifié une possibilité de turbinage des eaux claires. Les quantités d'eau à disposition sont inconnues. Un débit de 10 l/s avait été considéré dans le cadastre 2008. Selon le bureau d'ingénieur en charge des études d'assainissement sur la commune, cette valeur est un grand maximum. L'exploitation de ce potentiel nécessiterait de poser une conduite de 3 à 4 km en zone forestière pour pouvoir l'exploiter. Le faible potentiel ne permettra pas de rentabiliser l'installation, même avec une Contribution à l'Investissement importante.

#### 5.1.2.2.2 Autres Raccordements de STEP

##### Raccordements à la STEP de Donneloye

Les débits et les dénivelés sont trop faibles. Aucune liaison n'est considérée comme économiquement intéressante.

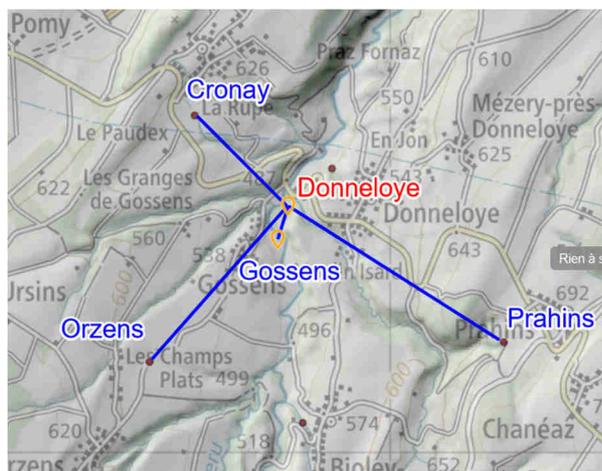


Figure 44 : Eaux usées – STEP régionale Donneloye

##### Raccordements à la STEP Le Chenit

Les débits et les dénivelés sont trop faibles depuis Le Pont, Le Lieu et Les Bioux. Aucune liaison n'est considérée comme économiquement intéressante.

##### Raccordement à la STEP régionale de Vullierens

Les débits et les dénivelés sont trop faibles depuis Senarclens et Colombier. Aucune liaison n'est considérée comme économiquement intéressante.

##### Raccordement à la STEP régionale d'Yvonand

Les débits et les dénivelés sont trop faibles depuis Molondin, Arrisoules, Rovray et Villars-Epeney. Aucune liaison n'est considérée comme économiquement intéressante.

#### 5.1.2.2.3 Investigation des STEP maintenues

Pour finir cette étude, le turbinage en sortie de STEP a été investigué pour les STEP les plus importantes. Aucun potentiel supplémentaire n'a été trouvé, excepté le turbinage de la restitution de la STEP de Lausanne au parc de Denantou qui présente un potentiel de 57 kW et une production possible de 257'000 kWh/an.

Nom centrale /projet	Turbinage avant traitement	Puissance (MW)	Production (GWh/an)
Villars-STEP Ollon	Oui	0.191	0.858
Turbinage entre Ste Croix et la STEP	Oui	0.038	0.171
Leysin-Aigle	Oui	0.267	1.199
Sortie de STEP de Penthaz	Non	0.002	0.008
Liaison Saubraz Aubonne	Oui	0.300	0.135
Restitution STEP Aubonne au Lac Léman	Non	0.076	0.342
Gryon-Bex pour raccordement à Monthey	Oui	0.036	0.162
Liaison L'Isle-Cuarnens vers La Sarraz	Oui	0.011	0.050
Restitution STEP Lausanne au lac Léman	Non	0.057	0.257
<b>TOTAL</b>		<b>0.708</b>	<b>3.182</b>

Tableau 10. Synthèse du potentiel réalisable sur les réseaux d'eaux usées

### 5.1.3 Eaux claires

Depuis 2008, une centrale sur les eaux claires a été réalisée. Il s'agit du Bief Rouge sur la commune de Vallorbe, qui turbine les eaux de drainage du tunnel ferroviaire du Mont d'Or. Sa puissance est de 0.072 MW pour une production de 0.475 GWh/an.

Les centrales de La Douve I et II turbinent les eaux usées après traitement de la STEP de Leysin ainsi qu'une partie des eaux claires de la commune de Leysin. Elles sont toutefois comptabilisées comme centrale de turbinage des eaux usées.

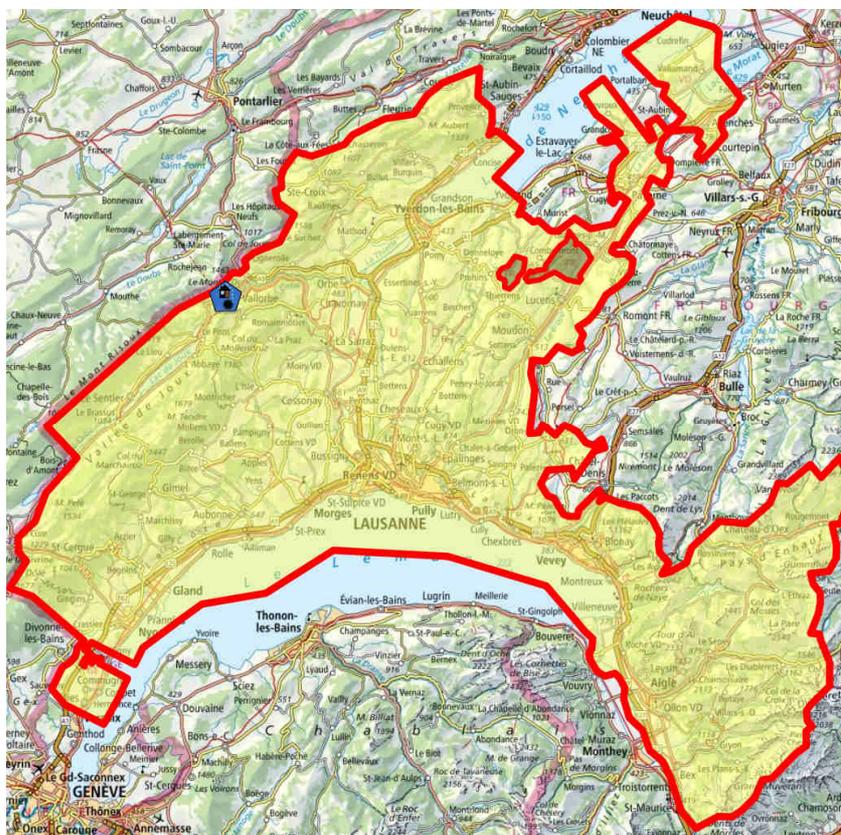


Figure 45 : Eaux claires – 1 centrale recensée en 2023

### 5.1.4 Eaux d'irrigation

En 2008, comme en 2023 la petite centrale de l'Armary (Aubonne) est la seule à turbiner des eaux d'irrigations. Sa puissance est de 68 kW et sa production de 328 kWh/an en moyenne.

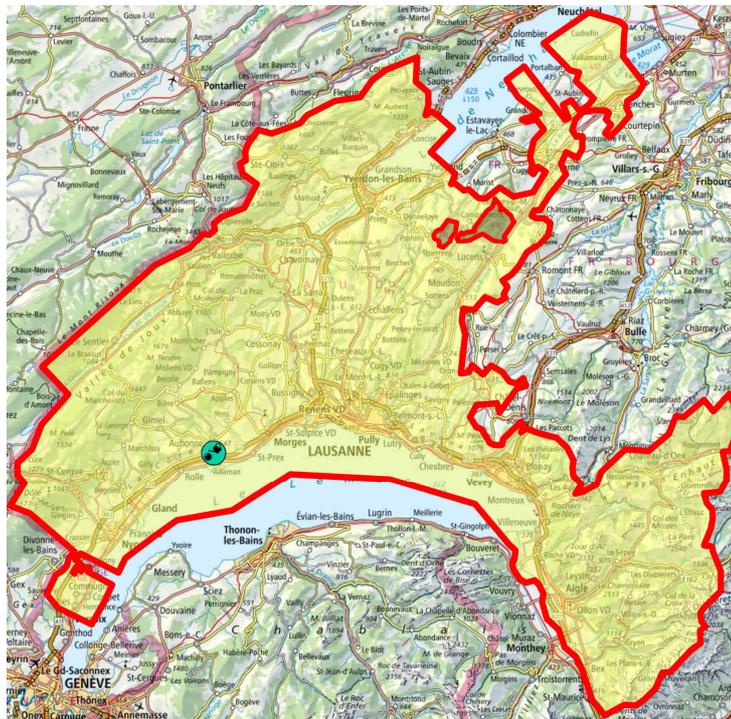


Figure 46 : Eaux d'irrigations - 1 centrale en service

### 5.1.5 Eaux d'enneigement artificiel

#### 5.1.5.1 EEA - Données principales et cartes

##### 5.1.5.1.1 EEA - Centrales existantes en 2008

Lors du recensement 2008, il n'y avait aucune centrale de turbinage qui utilise les eaux d'enneigement.

##### 5.1.5.1.2 EEA - Centrales nouvellement recensées

Il n'y a aucune nouvelle centrale de turbinage sur les eaux d'enneigement

##### 5.1.5.1.3 EEA - Sites potentiels réalisables à court et moyen termes

Le potentiel de turbinage des eaux d'enneigement a été investigué.

Certains domaines skiables ne possèdent pas et n'ont pas prévu d'avoir recours à une installation d'enneigement artificiel (La Dôle, Les Pléiades, Rocher de Naye, St George).

Le système d'enneigement artificiel de certaines stations est relativement modeste et raccordé au réseau incendie ou d'eau potable (Sainte Croix-Les Rasses, Vallée de Joux, St Cergue).

Le domaine skiable de Leysin dispose d'un système d'enneigement artificiel mais il est uniquement alimenté par pompage et ne présente donc aucune possibilité de turbinage.

Le domaine skiable de Leysin-Les Mosses-La Lécherette (TLML) envisage de réaliser un nouveau projet d'enneigement, qui est en cours d'enquête et d'étude. L'eau pour l'enneigement serait pompée dans le lac de l'Hongrin. Pour ce qui concerne le turbinage, le projet consisterait à turbiner l'eau de ruissellement de la combe de Chaux de Mont jusqu'au lac de l'Hongrin. La puissance de la centrale serait de 100 kW et permettrait de produire 300 MWh/an. Le turbinage permettrait de fortement réduire l'impact énergétique de l'enneigement et son coût opérationnel.

Les informations récoltées auprès des exploitants sont insuffisantes pour évaluer le potentiel des domaines skiable de Villars-Gryon-Les Diablerets (TGVD), Rougemont et Château d'Oex.

## 5.2 Analyse globale de l'ensemble des sites

### 5.2.1 Données principales et cartes

#### 5.2.1.1 Centrales existantes en 2008

Le potentiel technique du canton de Vaud pour les eaux de réseau était estimé à :

- Une puissance électrique d'environ **20 MW**,
- Une production électrique d'environ **76 GWh/an**.

Il était réparti sur **101 sites** sur plus d'une soixantaine de communes.

Sur ce potentiel technique, **26 centrales** étaient en service, dont 22 sur les eaux potables, 3 sur les eaux usées et une sur les eaux d'irrigation. La puissance électrique cumulée de ces centrales est d'environ **5.5 MW** pour une production annuelle de l'ordre des **24 GWh/an**. Le tableau suivant donne la répartition par type de réseau.

	Nombre	Puissance MW	Production GWh/an
Sites sur l'eau potable	22	4.695	20.449
Sites sur l'eau usée	3	0.718	2.877
Sites sur les eaux claires	-	-	-
Sites sur l'eau d'irrigation	1	0.068	0.446
Sites sur les réseaux d'enneigement	-	-	-
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>5.481</b>	<b>23.772</b>

Tableau 11. Nombre de centrales, puissance et production en 2008, par type de réseau

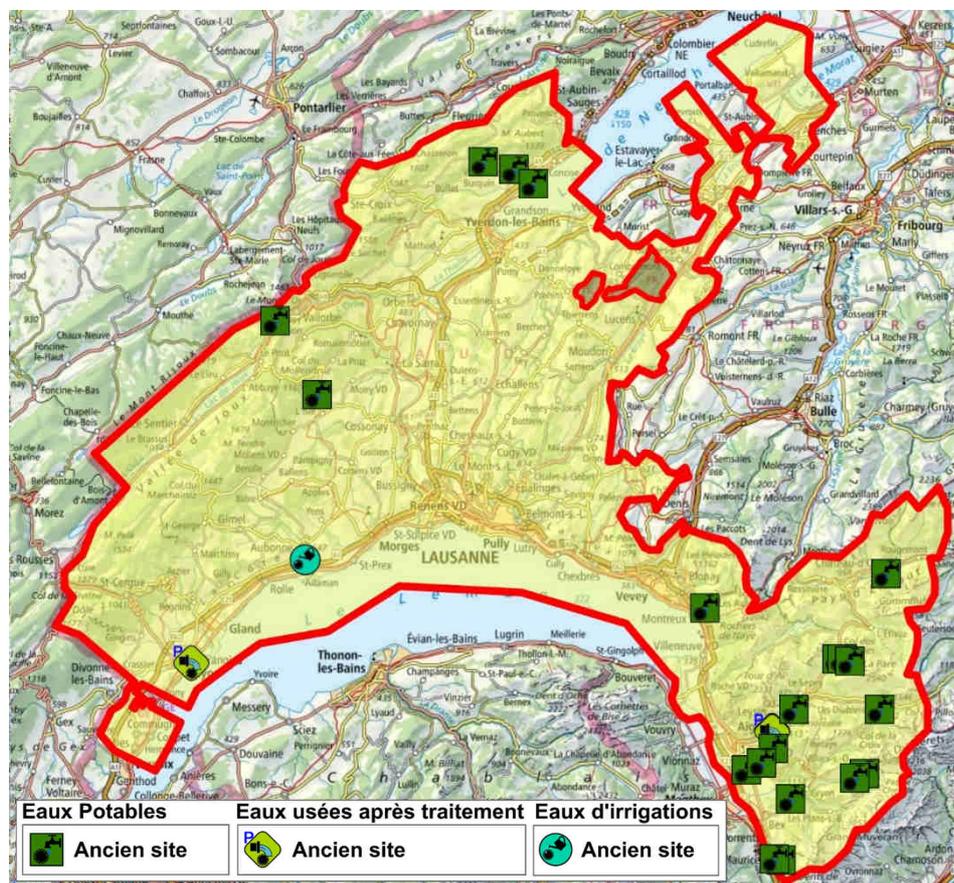


Figure 47 : 26 sites existants et recensés en 2008

La majeure partie de ces centrales était située dans les Alpes (19), cinq centrales étant localisées dans le Jura et deux étant implantées dans la région du plateau. La capacité des réseaux d'eau est proportionnelle au nombre d'habitants desservis. Les Alpes vaudoises n'étant pas la région la plus peuplée, le relief joue un rôle crucial dans la possibilité de développement d'installation de turbinage.

### 5.2.1.2 Centrales démantelées ou réhabilitées

Un site a été démantelé depuis 2008, celui de l'hôtel des Salines (EP<sup>1</sup>). Mais la ressource en eau (source de la Rippaz) n'a pas été perdue, puisqu'elle a été utilisée pour alimenter la commune d'Ollon qui turbine le trop plein de cette source avec une puissance et une production supérieure.

8 sites ont été rénovés, tous sur des réseaux d'eaux potables. Ces réhabilitations ont permis un gain de puissance de 1.8MW et une augmentation de production de 5.8 GWh.

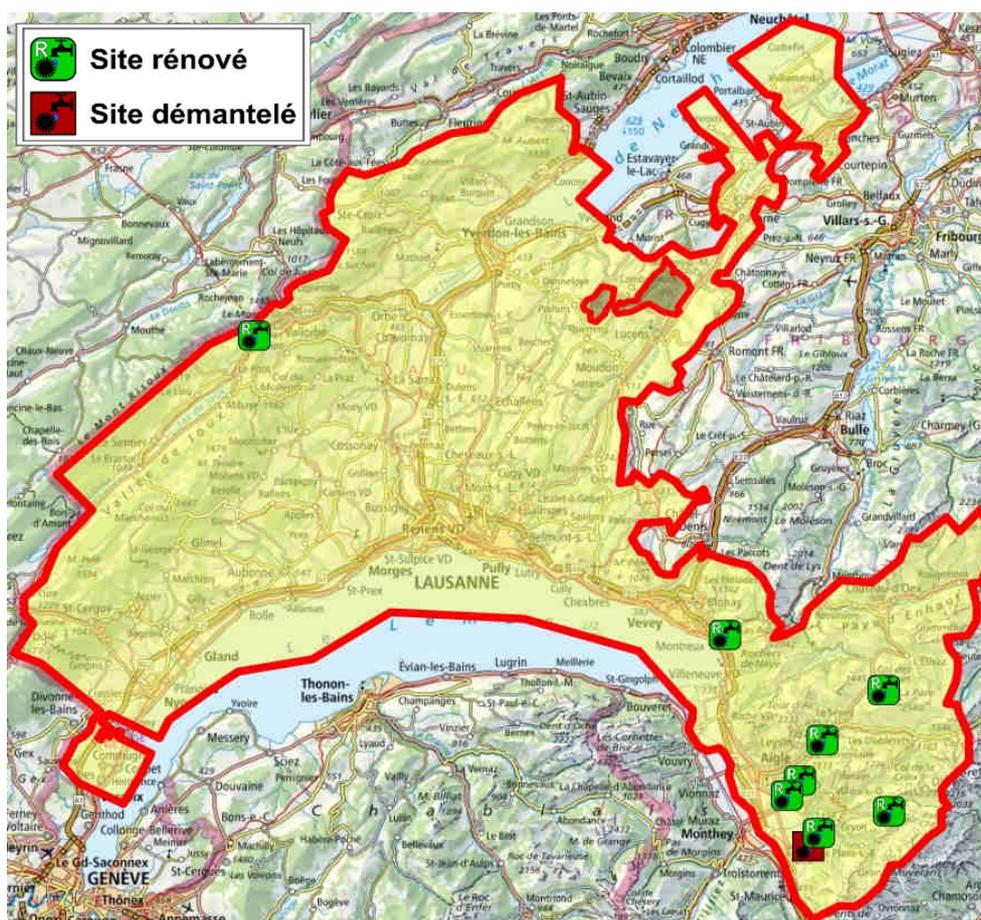


Figure 48 : 1 centrale démantelée et 8 centrales réhabilitées

### 5.2.1.3 Centrales nouvellement recensées

On dénombre 19 nouveaux sites, dont 16 sur l'eau potable, un sur les eaux claires et 2 sur les eaux usées, représentant une puissance électrique de 2.9 MW et une production annuelle de 12.6 GWh/an.

<sup>1</sup> Eaux Potables

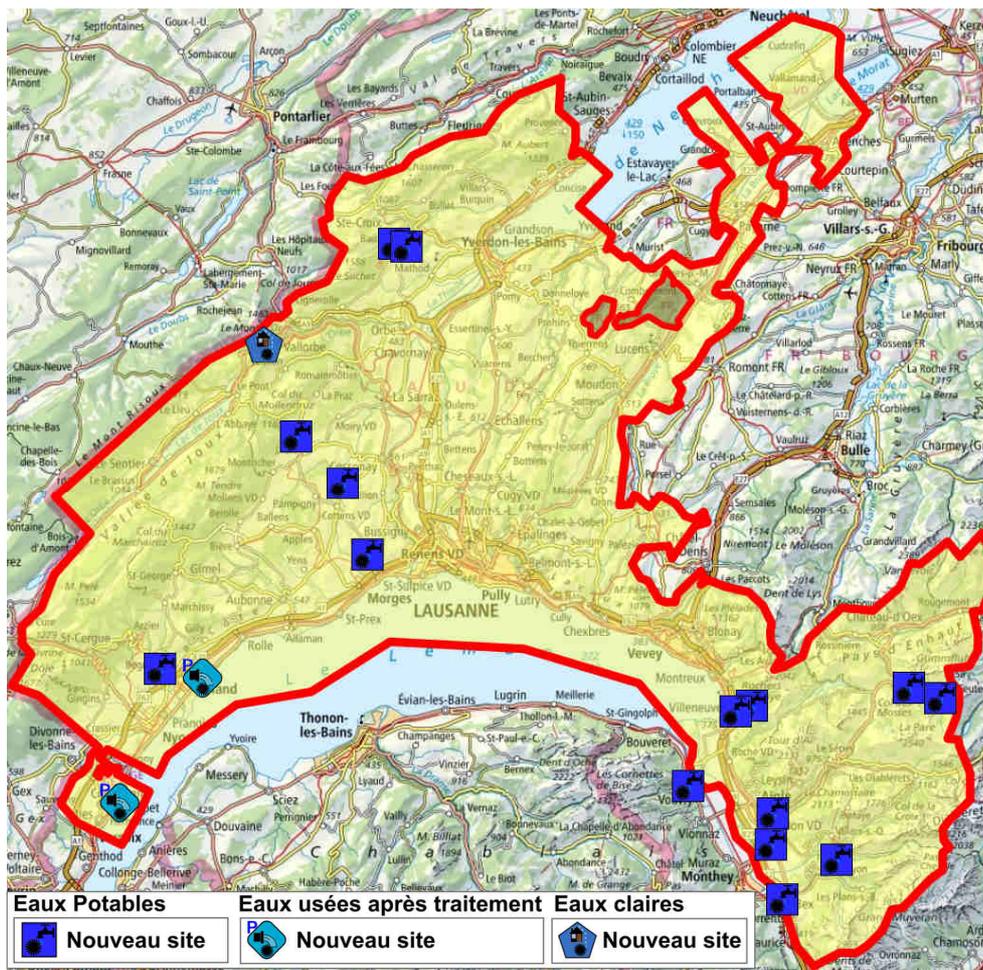


Figure 49 : Nouvelles centrales recensées en 2023 : 16 Eaux potables, 1 Eaux claires, 2 Eaux usées

5.2.1.4 Chiffres clés des centrales en service en 2023 et évolution depuis 2008

En 2023, il y a donc 44 centrales hydroélectriques sur tous les réseaux d’eaux du canton de Vaud, totalisant une puissance de 10.1 MW et une production de 41.2 GWh/an. Le nombre de sites, la puissance et la production ont pratiquement doublé en 15 ans.

	2008	2023	Variation
<b>Nombre de sites en service</b>	26	44	+ 69%
<b>Puissance électrique (MW)</b>	5.48	10.12	+ 85%
<b>Production électrique (GWh/an)</b>	23.78	41.18	+ 73%

Tableau 12. Tous Réseaux – Evolution de la puissance et de la production électrique entre 2008 et 2023

De 2008 à 2023, la production électrique a augmenté de 17.4 GWh, dont environ un tiers résulte de la réhabilitation de sites et deux tiers de la construction de nouveaux sites.

Gain issu des réhabilitations (GWh/an)	5.84
Gain des nouveaux sites (GWh/an)	12.48
Variation de production des sites non réhabilités (GWh/an)	-0.92
<b>Gain de production 2008-2023 (GWh/an)</b>	<b>17.40</b>

Tableau 13. Eaux Potables – Gain de production électrique entre 2008 et 2023

On notera que la production des sites non réhabilités a diminué de 0.9 GWh. Ceci peut s'expliquer d'une part du fait que les productions électriques sont celles annoncées par les exploitants, ce qui peut induire des variations ou des ambiguïtés sur la production attendue (valeur moyenne, dernière production et, d'autre part, du fait que la production hydroélectrique, y compris pour les réseaux d'eaux, dépend des conditions météorologiques et des ressources hydrologiques. Elles donc variable d'une année à l'autre. Pour avoir des chiffres plus précis, il faudrait réaliser des moyennes sur plusieurs années, ce qui n'est pas possible pour les nouveaux sites ou les sites réhabilités. Ainsi, cette baisse de production est plutôt à considérer comme une incertitude que sur une réelle baisse de production.

Cette production électrique de 41.18 GWh/an représente 3% du total de la production électrique du canton de Vaud, ce qui est faible mais n'est pas négligeable.

Le développement de cette filière est intrinsèquement lié au renouvellement des infrastructures des réseaux qui a un cycle de 20 ou 40 ans.

Bien que les périodes ne soient pas identiques, on peut comparer cette augmentation de production de 17.4 GWh/an des centrales hydroélectriques sur les réseaux d'eau avec celles autres énergies renouvelables dans le canton (voir tableau ci-dessous). Ce gain de production est du même ordre de grandeur que celui de la biomasse et de la filière incinération, mais est 14 fois moins important que celle du photovoltaïque.

	Prod. Élec. GWh		Ecart
	2015	2021	
<i>Biomasse agricole</i>	8.4	27.9	19.5
<i>Bois-énergie</i>	27.4	26.0	-1.4
<i>Déchets incinérables</i>	58.1	81.2	23.1
<i>Déchets méthanisables</i>	8.7	12.2	3.5
<i>Hydroélectricité</i>	885.3	877.3	-8.0
<i>STEP</i>	2.6	3.5	0.9
<i>Solaire</i>	91.8	342.3	250.5
<i>Thermique fossile</i>	0.0	0.6	0.6
<b>Total</b>	<b>1'082.3</b>	<b>1'371.0</b>	<b>288.8</b>

Tableau 14. Evolution de la production électrique du canton de Vaud entre 2015 et 2022

Les centrales hydroélectriques sur les réseaux d'eaux sont certes dépendantes des conditions météorologiques pour la ressource en eau, mais elles dépendent également des activités humaines. Cette production est plutôt corrélée avec la consommation électrique ce qui n'est pas le cas de la production photovoltaïque.

Les réseaux d'eau disposent de réservoirs qui ne sont, certes, pas dimensionnés pour des objectifs de production électrique, mais qui pourraient potentiellement être mis à contribution pour décaler et adapter la production électrique en fonction des besoins du marché.

Dans les perspectives énergétiques 2050+, compte tenu du développement important du photovoltaïque qui constitue le principal vecteur d'augmentation de la production électrique, les besoins de stockage et d'équilibrage du réseau deviennent plus importants.

Dans ce contexte, la production électrique des réseaux d'eau, comme les autres énergies renouvelables précédemment évoquées qui disposent d'une certaine flexibilité de production, est particulièrement précieuse car elle permet des économies induites.

### 5.2.1.5 Répartition par type de réseaux

En 2023, comme en 2008, on dénombre le plus grand nombre de centrales sur les réseaux d’eau potable (84.1%) et leur production représente 90.1% de la production totale. Le nombre de centrales a quasiment doublé passant de 22 à 37 installations.

La possibilité de turbiner les eaux potables est une évidence pour tous les gestionnaires de ces réseaux, ce qui n’est forcément le cas dans d’autres pays voisins. Même si le taux de progression des nouvelles installations sur les eaux usées est similaire à celui sur les eaux potables, ces installations sont encore peu nombreuses (5 dans le cadastre 2023) et la marge de progression reste importante. Leur proportion est restée à peu près stable à 11.4% et le poids de leur production est en baisse (7.9%).

En 2023, il n’y a toujours qu’une seule turbine sur un réseau d’irrigation. Cette installation turbine l’eau excédentaire aux besoins de l’irrigation, le pendant du turbinage d’un trop plein sur un réseau d’eau potable. Ce type de configuration n’est pas forcément favorable au turbinage car il faut que la ressource en eau soit largement excédentaire par rapport à celle nécessaire à l’irrigation, sujet qui devient de plus en plus sensible avec les sécheresses connues ces dernières années. Enfin, un grand nombre de réseaux d’irrigation sont alimentés par pompage ce qui ne permet pas d’envisager un turbinage.

Enfin, en 2023, une centrale est en service sur les eaux claires. Ce type d’aménagement restera probablement marginal, les volumes d’eau clair étant fortement variables et dépendant grandement des précipitations. Il est dès lors difficile de réaliser des aménagements rentables compte tenu du faible nombre d’heures de fonctionnement potentiel.

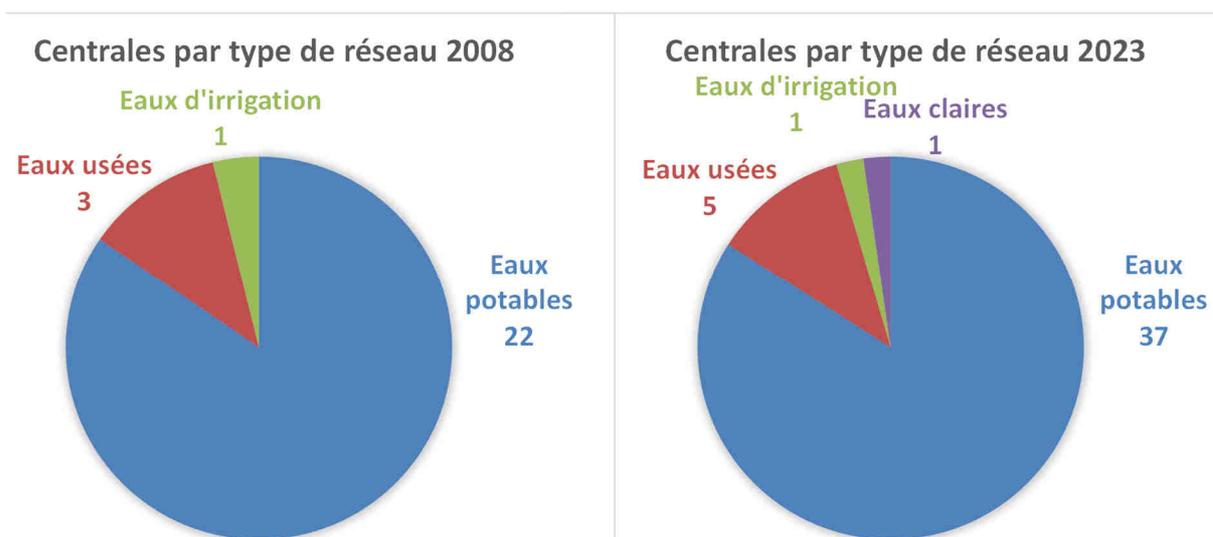


Figure 50 : Répartition du nombre de centrales par type de réseau en 2008 et 2023

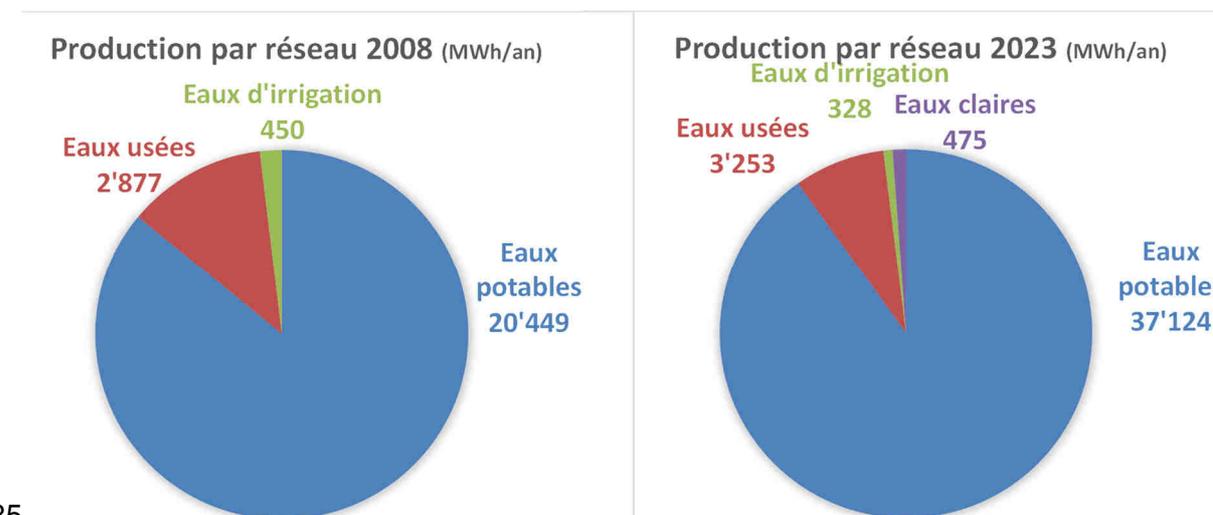


Figure 51 : Répartition de la production électrique de centrales par type de réseau en 2008 et 2023

### 5.2.1.6 Répartition géographique

La production électrique résulte essentiellement des centrales situées dans la partie Alpine du canton comme la figure ci-dessous le montre. Sur cette figure la taille des symboles des centrales est proportionnelle à leur production électrique annuelle.

L'est du canton, à savoir les deux districts d'Aigle et de Riviera-Pays d'Enhaut, concentre l'essentiel de la production hydroélectrique, essentiellement via les réseaux d'eaux potables comme on vient le voir. 10 des 19 nouvelles installations se situent dans cette région (voir Figure 53).

Situées dans ces deux districts, les deux plus importantes centrales (Sublin 2 et Sonzier) ont vu leur production augmenter entre 2008 et 2023 à la suite du renouvellement de leurs équipements.

Même si moins spectaculaire en termes de production et de puissance, le turbinage sur les réseaux d'eaux s'est également bien développé sur le reste du canton avec 9 nouvelles centrales, dont 2 sur les réseaux d'eaux usées (voir Figure 54) et une sur des eaux claires. Sur ces 9 nouvelles centrales de l'ouest vaudois, 4 se situent dans le Jura et 5 dans la région du plateau, avec un relief pourtant moins favorable.

C'est un indicateur de la bonne intégration des processus de valorisation de l'énergie à la fois chez les décideurs (Communes) et que chez les professionnels (bureaux d'ingénieurs).

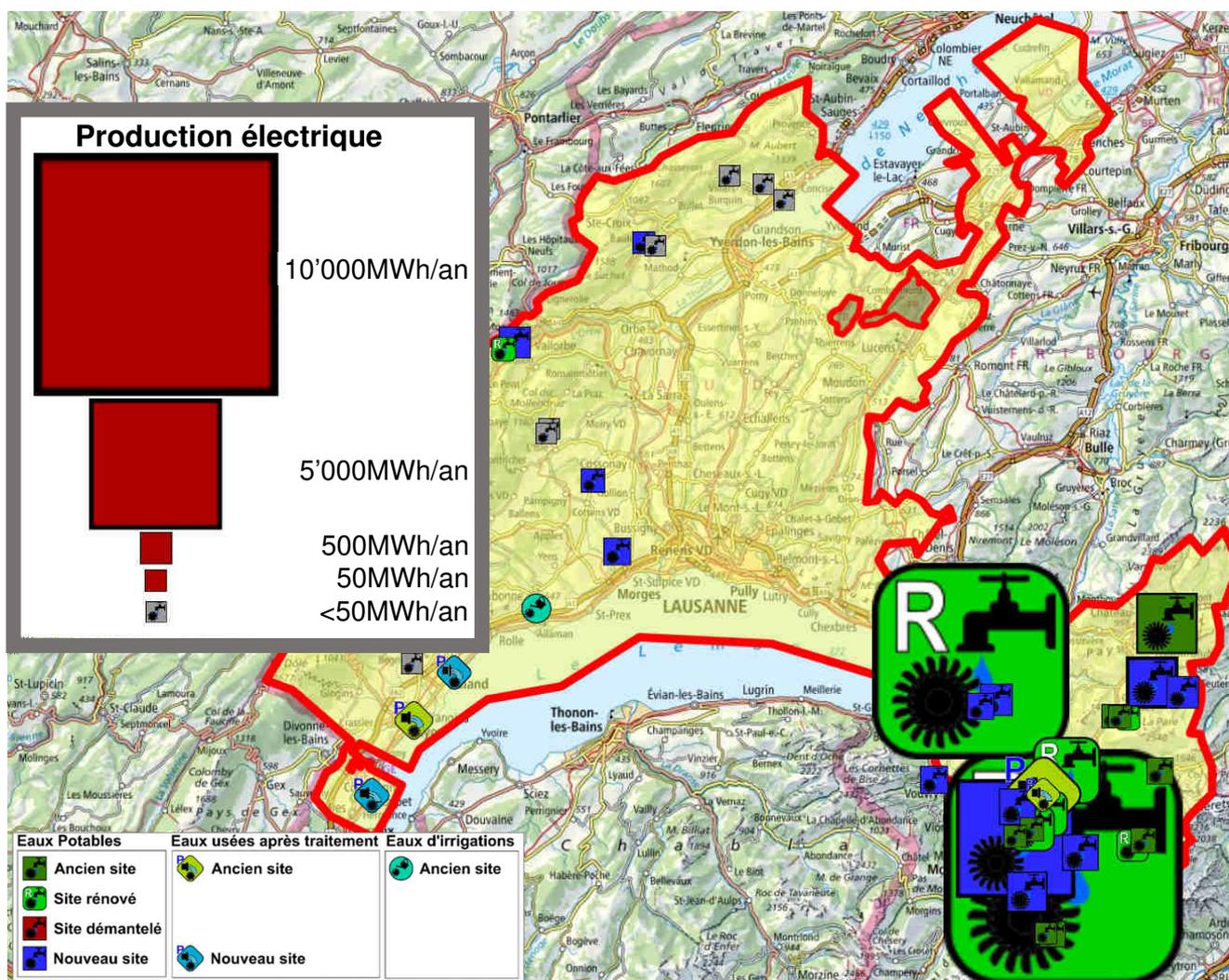
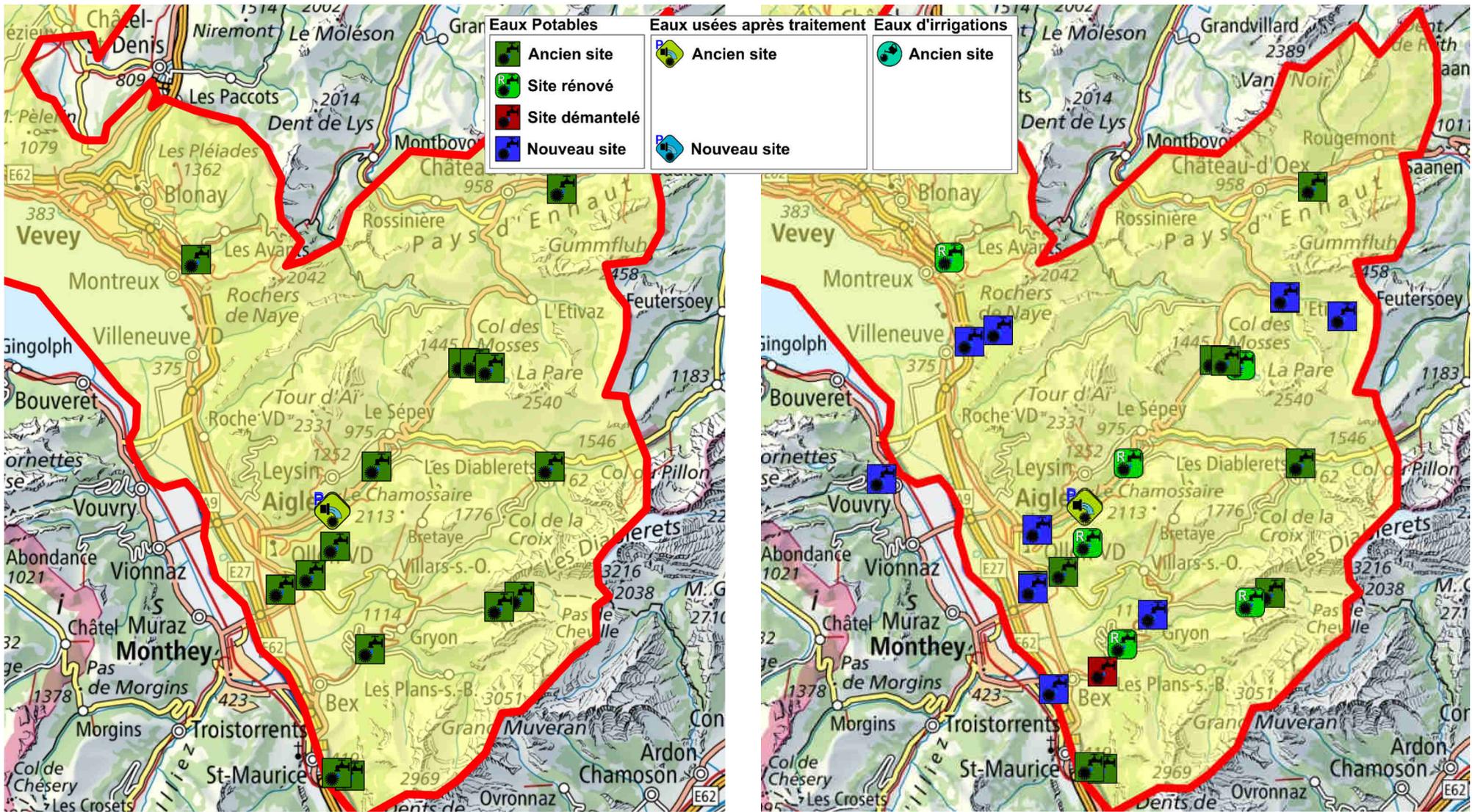


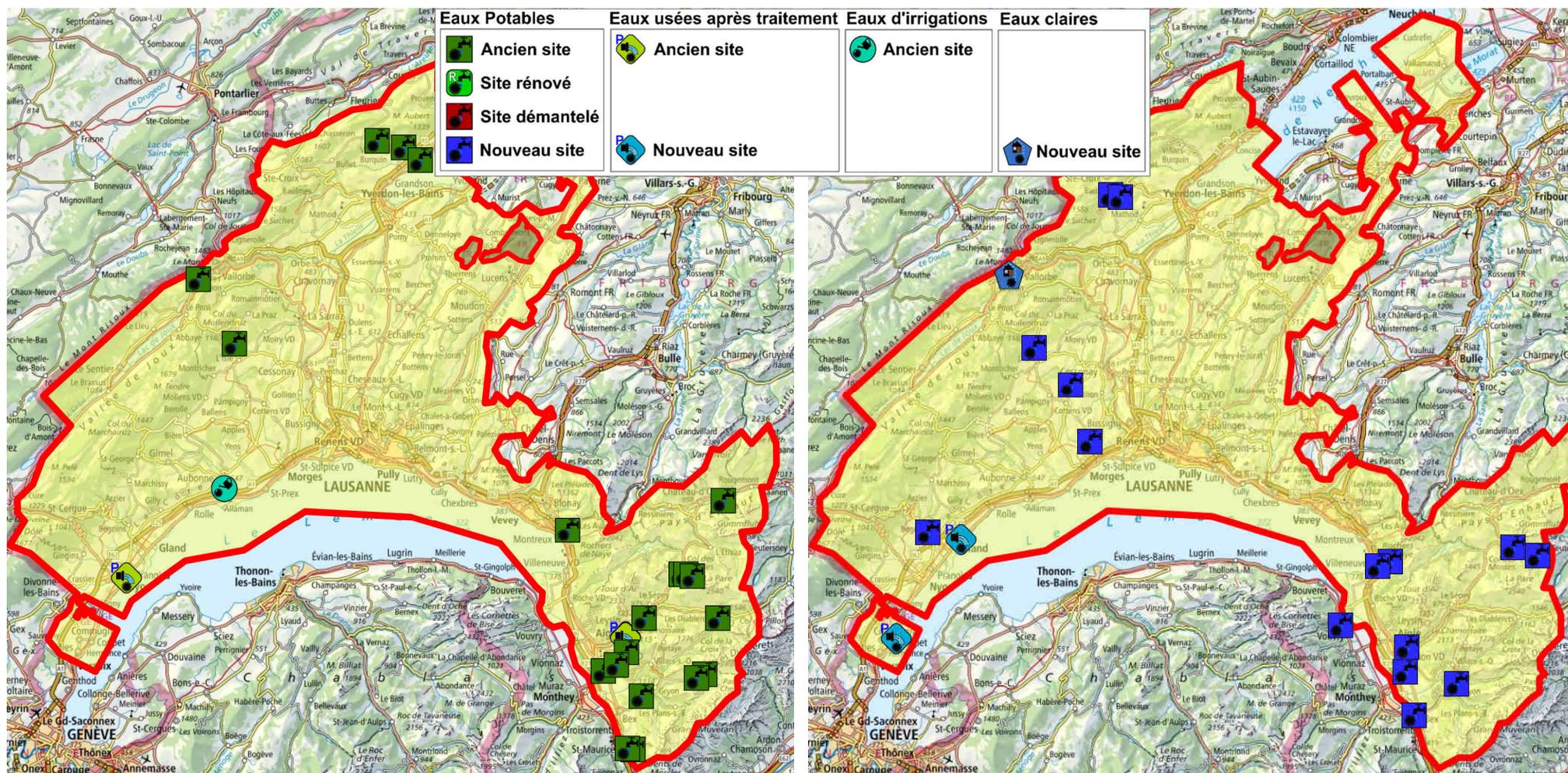
Figure 52 : Tous réseaux – 44 centrales en service en 2023 avec le poids relatif de leur production électrique



Cadastre hydroélectrique 2008 des réseaux d'eau

Cadastre hydroélectrique 2023 des réseaux d'eau

Figure 53 : Evolution entre 2008 et 2023 des sites en service sur les Alpes vaudoises



Cadastre hydroélectrique 2008 des réseaux d'eau

Cadastre hydroélectrique 2023 des réseaux d'eau

Figure 54 : Evolution entre 2008 et 2023 des sites en service

### 5.2.1.7 Répartition par centrales

Trois centrales, Sublin 2 (Bex), Sonzier (Montreux), Rippaz (Ollon) produisent à elles seules 53.5% de la production électrique totale, soit 22 GWh/an.

Les dix centrales les plus productrices suivantes produisent 31.1% (12.8 GWh/an) de la production totale et les 31 suivantes 15.4% (6.4 GWh/an).

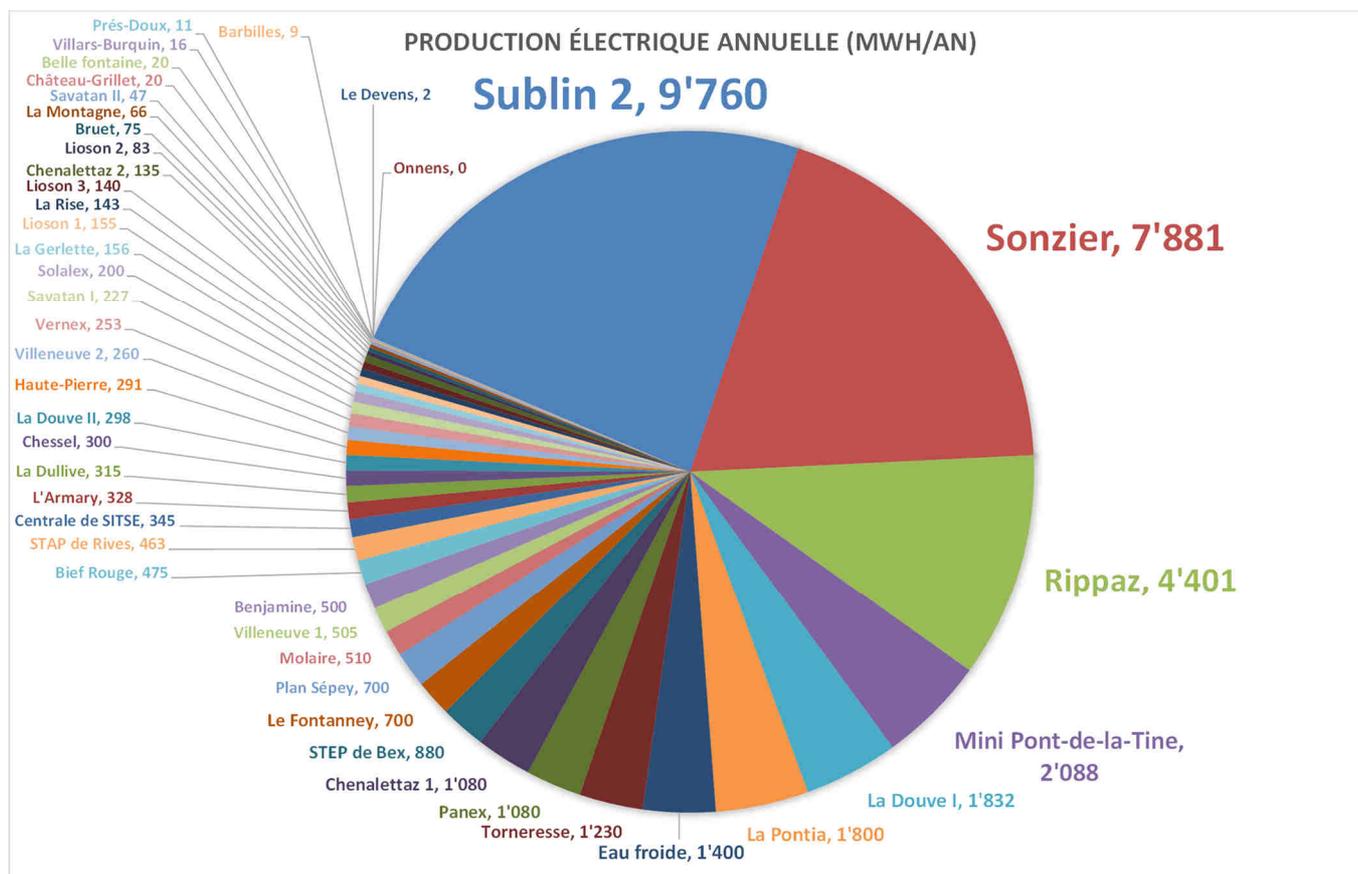


Figure 55 : Tous réseaux – Production électrique des 44 sites en service en 2023

### 5.2.1.8 Potentiel technique et exploité des centrales en service en 2023

Après mise à jour des données, la marge entre le potentiel technique et le potentiel exploité des centrales en service est encore importante. Cependant elle est essentiellement due au projet GREHL qui prévoyait une augmentation très importante des captages d'eau potable et de la puissance de turbinage de la centrale de Sonzier de 14 MW.

	Potentiel technique	Potentiel réalisé
<b>Puissance élec. (MW)</b>	21.70	10.12
<b>Production élec. (GWh/an)</b>	82.80	41.18

Tableau 15. Eaux Potables - Potentiel des sites en service recensés en 2023

Le projet GREHL a été abandonné, la centrale de Sonzier a été réhabilitée (remplacement de la conduite et des turbines). Mais, en l'absence d'augmentation du débit, la puissance n'est que « 1.6 MW » et la production que « de 7.9 GWh », soit très inférieures au potentiel technique de 14 MW et 50 GWh.

Bien que la probabilité de réalisation de ce projet soit quasi nulle, le potentiel technique reste toujours possible.

### 5.2.2 Pérennité de la production

Les sources de la Rippaz situées sur la commune de Bex ont été vendues à la commune d'Ollon : La centrale de l'hôtel des Salines a été démantelée et le projet potentiel Rippaz II n'est plus possible. Cependant, compte tenu que la chute est plus importante et qu'il y a un seul palier, la production de la nouvelle centrale des sources de la Rippaz située sur la STEP d'Ollon produit plus d'électricité que les deux centrales précédentes (dont 1 relevait du potentiel).

Dans le cadre de la STEP régionale d'Aigle (AERA), le projet de turbinage de la liaison Leysin-Aigle impactera la production de centrales de La Douve I et II puisqu'elles ne pourraient plus turbiner les eaux usées, celles-ci étant traitées à Aigle et non plus à Leysin. Cependant, elles pourraient encore turbiner les eaux claires de Leysin. On peut espérer que la production totale de ces trois centrales sera au moins égale à la production actuelle des centrales de Douve I et II.

La turbine de la STAP de Rives qui turbine les eaux de la STEP de l'Asse fait l'objet d'un projet de de réhabilitation après sa mise à l'arrêt en 2019. Sa production devrait augmenter, d'autant plus qu'elle turbinera un plus grand volume suite au raccordement des STEP de Prangins et de Gingins.

Sur 42 centrales en exploitation pour lesquelles nous avons obtenu des informations<sup>1</sup> :

- Les exploitants de 29 sites considèrent que la production électrique est pérenne et n'envisagent pas d'évolution soit à la baisse, soit à la hausse ;
- Les exploitants de 13 sites envisagent une modification de la production : 8 à la baisse (dont une suppression possible d'un site), 5 à la hausse.

Dans 8 cas, l'évolution de la production résulterait d'une modification du réseau d'eau. Dans 4 cas, elle résulterait d'une modification de la ressource ou de la consommation. Enfin, dans un cas, elle résulte d'objectifs divergents entre les différents partenaires du projet qui a conduit à retenir une solution technique non optimale.

### 5.2.3 Possibilités d'optimisation

Les exploitants de 17 centrales ont identifié des possibilités d'optimisation de la production. Pour 4 sites, celles-ci sont réelles et impliquent une réhabilitation de la turbine. Pour les 13 autres, le gain de production n'est a priori pas suffisamment significatif pour permettre l'investissement nécessaire à l'optimisation.

Plus généralement et au-delà de l'aspect de la production, 22 des 42 maîtres d'ouvrage interrogés ont cherchés et identifiés des possibilités d'améliorations futures de leurs centrales.

### 5.2.4 Îlotage

Seules trois centrales peuvent fonctionner en îlotage afin de sécuriser le fonctionnement du réseau d'eau potable : contrôle commande, pompe et traitement des eaux potables.

Dans la très grande majorité des cas, cet îlotage n'a pas été retenu car :

- Soit la puissance minimale de la turbine est trop grande par rapport à la consommation locale, ce qui nécessiterait d'implanter un banc de décharge pour dissiper l'énergie excédentaire et faire fonctionner la turbine à puissance constante ;
- Soit la puissance maximale de la turbine est trop petite pour pouvoir secourir la pompe. Dans ce cas, il faudrait équiper le site avec plusieurs pompes d'une puissance unitaire inférieure à celle de turbine, en choisissant le nombre de pompes en fonction du besoin, ce qui n'est pas forcément une solution économique si on la compare à un groupe électrogène ou des panneaux PV couplés à des batteries. Une solution serait d'intégrer la turbine dans un système de secours hybride multi sources, ce qui compliquerait considérablement l'aménagement et augmenterait de manière significative l'investissement.

De manière générale, le rapport coûts-bénéfice de cette solution comparée à des solutions classiques par groupe électrogène ou batteries a conduit à l'écartier.

---

<sup>1</sup> : Nous n'avons pas obtenu les informations pour les deux centrales de Savatan exploités par ArmaSuisse

On notera enfin, une solution qui ne relève pas de l'ilotage du réseau d'eau, mais qui est un fonctionnement de la centrale pour alimenter un réseau isolé.

La commune de Bex, profitant de travaux pour augmenter la capacité de captage et la réhabilitation de la centrale de la Benjamine qui en découlait, a étudié la possibilité de valoriser l'énergie d'une nouvelle centrale située encore plus haut en altitude. Pour ce faire, elle n'a pas hésité à sortir des sentiers battus en créant le GRD<sup>1</sup> du mini réseau du hameau de Solalex.

### 5.2.5 Sites potentiels réalisables à court et moyen termes

Certains potentiels sont toujours existants, d'autres ont disparu et enfin de nouveaux ont apparu. La mise à jour du potentiel technique et du potentiel réalisable du développement de nouvelles centrales est la suivante :

	Potentiel technique	Potentiel réalisable
<b>Nombre de sites</b>	78	33
<b>Puissance élec. (MW)</b>	1.9	1.8
<b>Production élec. (GWh/an)</b>	8.6	8.1

Tableau 16. Eaux Potables - Potentiel de technique et de réalisation de nouvelles centrales

Le potentiel technique correspond à 78 sites. Il permettrait une augmentation de production de 8.6 GWh/an. Le potentiel économiquement réalisable à court et moyen termes est quant à lui constitué par 33 sites permettant une augmentation de production de 8.1 GWh/an.

L'écart entre le potentiel technique et le potentiel réalisable est important en nombre de sites, mais relativement faible en termes de production, ce qui s'explique par le fait que la plupart de ces sites ont une faible puissance et que c'est justement cette faible puissance qui péjore la rentabilité économique.

Parmi ces 33 sites présentant un potentiel économique réalisable à court et moyen termes, 13 sont des nouveaux sites potentiels représentant 5.4 GWh/an de production.

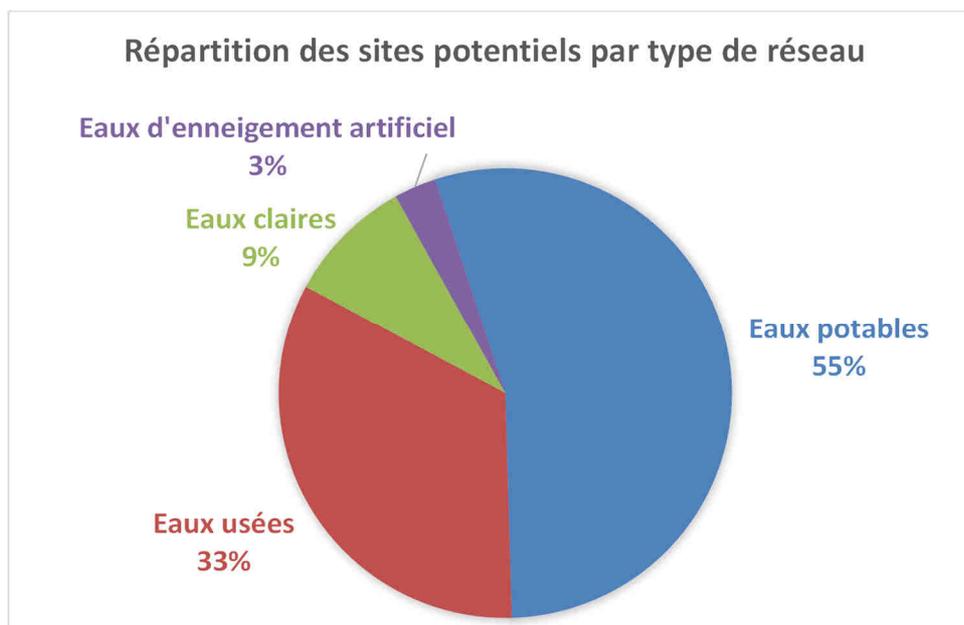


Figure 56 : Répartition du nombre de sites potentiels par type de réseau

<sup>1</sup> Gestionnaire de Réseau de Distribution

Le site avec la plus grande puissance et production est la centrale du réservoir de Bignières sur la commune de Montreux exploité par le SIGE. Cette centrale représente à elle seule un productible potentiel de 2.2 GWh/an (52% du total). Viennent ensuite, les turbines des eaux usées de la liaison Leysin-Aigle, le turbinage des eaux usées de Villars-sur-Ollon, un troisième palier de turbinage au réservoir de Fontanivent (SIGE) et le turbinage des eaux du ruisseau Froid (Ormont-Dessus).

Les deux premiers projets (EP Bignières, EU Leysin) sont en cours de réalisation. Le 3<sup>ème</sup> palier de Fontanivent est à l'étude. Les communes d'Ollon et d'Ormont-Dessus ne projettent pas de réaliser les projets susmentionnés pour l'instant, entre autres pour des raisons économiques et de financement.



Figure 57 : Turbinage d'eau potable de la Rippaz (St-Triphon), 711 kW.

## 6 Mesures pouvant favoriser le développement du potentiel hydro

Outre l'objectif d'obtenir une photo de l'état des lieux dans le second semestre de 2022, le but de la présente étude était également de déterminer ce qui a permis la réalisation, a bloqué le développement de certains sites ou a réduit leur capacité, d'identifier les types de porteurs de projets, ainsi que les modèles d'affaire retenus. Cette étude a été réalisée sur la base d'un questionnaire et d'interviews.

L'analyse qualitative porte sur les réponses relatives à 62 centrales existantes ou potentielles qui se répartissent comme suit :

En Service en 2008	23
Nouveaux sites 2023	19
Sites potentiels	20
<b>Total d'interviews</b>	<b>62</b>

Tableau 17. Nombre de propriétaires de centrales interviewés

### 6.1 Analyse et synthèses qualitative des interviews

#### 6.1.1 Analyse spécifique aux sites existants

##### 6.1.1.1 Élément déclencheur de la réalisation du projet

Les réponses à la question « Quel a été l'élément déclencheur de la réalisation du projet de turbinage ? » sont très partagées. Les réponses faisaient l'objet d'une pondération. La répartition des réponses avec ou sans pondération est relativement similaire.

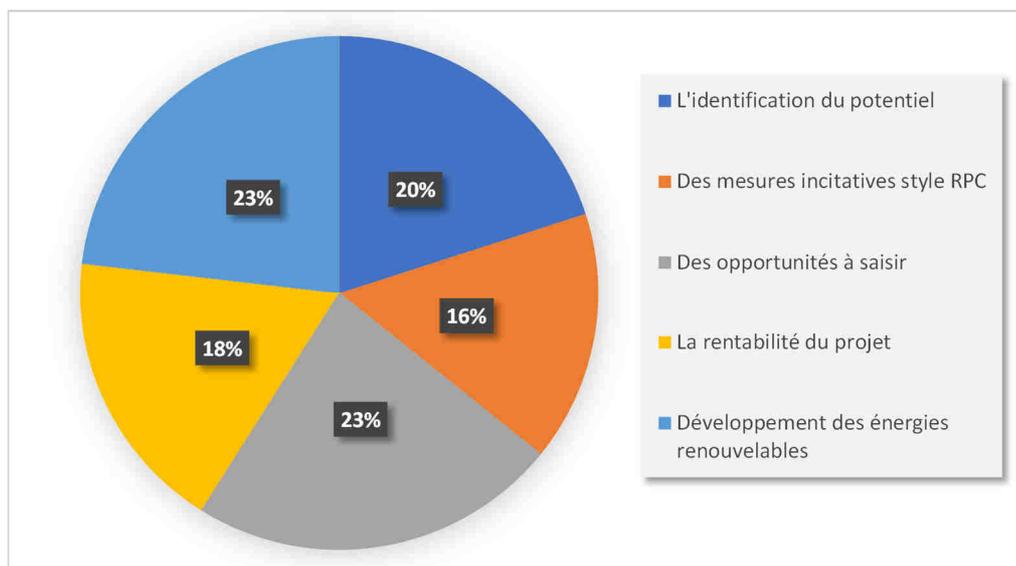


Figure 58 : Eléments déclencheurs de la réalisation du projet de turbinage

Si le facteur économique est un élément indéniable (rentabilité et mesures financières incitatives) dans la prise de décision, il n'est pas le seul. C'est plutôt une conjugaison de plusieurs facteurs incluant des opportunités à saisir (identification du potentiel, notamment dans le cadre de l'établissement du cadastre 2008) et le développement des énergies renouvelables qui sont à l'origine de la décision de réaliser le site.

Relevons que si les personnes interviewées n'étaient pas toutes des représentants de communes ou d'association de communes, les élus ou techniciens communaux représentaient environ 80% du panel.

### 6.1.1.2 Principaux obstacles/freins rencontrés

Un grand nombre de projets (~40%) n'ont, semble-t-il, rencontrés aucun obstacle ou difficulté lors de leur réalisation.

D'après notre expérience sur plusieurs de ces projets, c'est une vision plutôt optimiste qui résulte en partie de changements de personnes et de la capacité à oublier le mauvais pour se rappeler uniquement le bon (Cf. Varlam Chamalov et la faculté d'oubli).

Quoiqu'il en soit, une grande partie des maîtres d'ouvrage a plutôt le sentiment que réaliser un projet de turbinage ne présente pas d'obstacles majeurs.

La difficulté la plus couramment rencontrée (52%) est d'ordre administratif :

- Demande d'autorisation ;
- Oppositions au projet (lors de la mise à l'enquête, lors du processus de décision politique, etc.) ;
- Complexité des démarches pour obtenir le subventionnement.

Ensuite, ce sont les éléments économiques (30%) qui sont un obstacle à la réalisation du projet : la commercialisation de la production et le financement des investissements.

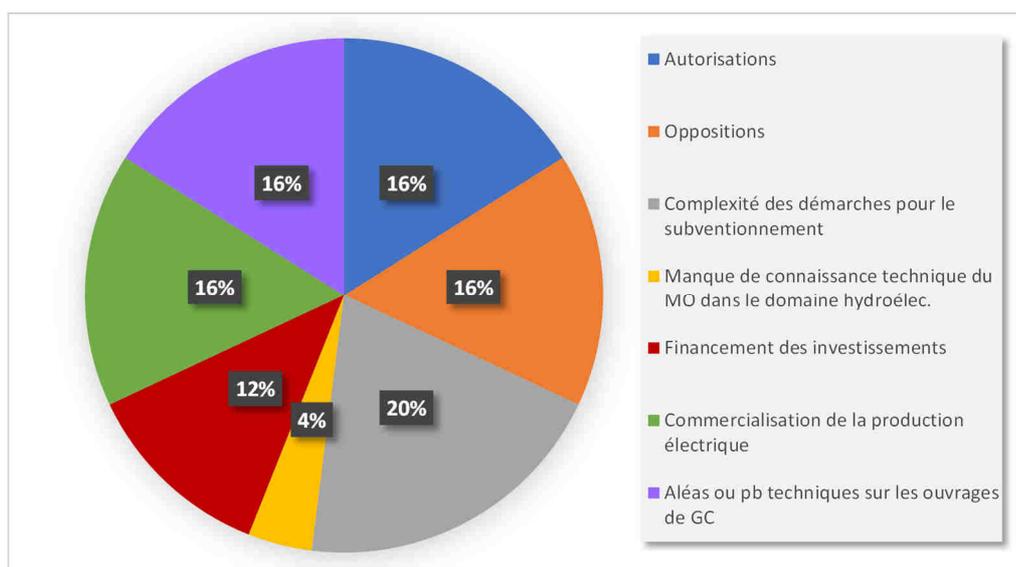


Figure 59 : Principaux obstacles/freins rencontrés lors de la réalisation du projet de turbinage

### 6.1.1.3 Commercialisation de la production électrique

Près de la moitié des centrales (45%) sont au bénéfice d'une mesure de subvention, majoritairement la RPC et le FFS pour les plus anciennes.

Aucune installation en service ne bénéficie d'une Contribution à l'Investissement (CI). Comme cela a été précisé au paragraphe 3.2.3, suite à l'arrêt de la liste d'attente de la RPC, durant plus de trois années, de 2019 à fin 2022, les nouvelles installations hydroélectriques sur les réseaux d'eau ne pouvaient pas bénéficier d'une Contribution à l'Investissement.

Pour ceux qui ont répondu à cette question, le prix de vente de l'électricité varie entre 6.4 et 31.2 cts/kWh, avec une valeur moyenne à 18.8 cts/kWh. Relevons que lorsque le propriétaire est un GRD et que l'installation ne bénéficie pas de mesures soutien sous forme de rétribution à l'injection, nous n'avons souvent pas obtenu l'information, cette question du prix relevant du secret d'affaire.

Il faut également tenir compte que l'ensemble des interviews a été réalisé entre 2022 et 2023. Ces prix concernent donc le prix des années 2021 et 2022, à la charnière d'une période où le marché de l'électricité a connu une forte augmentation de prix. En 2022, la RPC de certaines installations était inférieure au prix du marché.

Environ 20% de ces installations font de l'autoconsommation partielle ou totale. La plupart de ces turbines sont soit implantées dans une STEP, soit à proximité d'une station de pompage, ce qui facilite l'autoconsommation. Les modifications législatives récentes et celles en cours de consultation, comme les communautés électriques locales (CEL<sup>1</sup>) favoriseront cette possibilité de commercialisation de la production électrique pour les plus petites installations.

Les propriétaires de petites centrales sur les réseaux considèrent en grande majorité que la commercialisation de la production électrique est un processus facile.

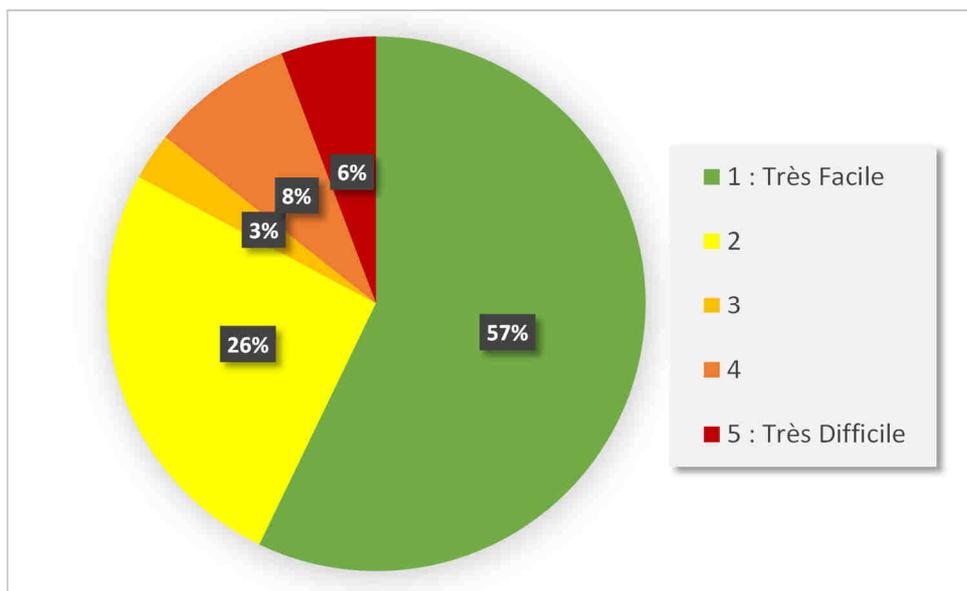


Figure 60 : Evaluation de la facilité de la commercialisation de la production électrique

#### 6.1.1.4 Modèle d'affaire – porteur du projet hydro-électrique

Dans la grande majorité des cas (74%), le porteur du projet est l'entité propriétaire du réseau. Ce choix est principalement dicté par la volonté de maîtriser et contrôler l'entier du projet hydroélectrique car il est en forte interaction avec le réseau d'eau. Dans 5% des cas, l'installation appartient à une Société Anonyme.

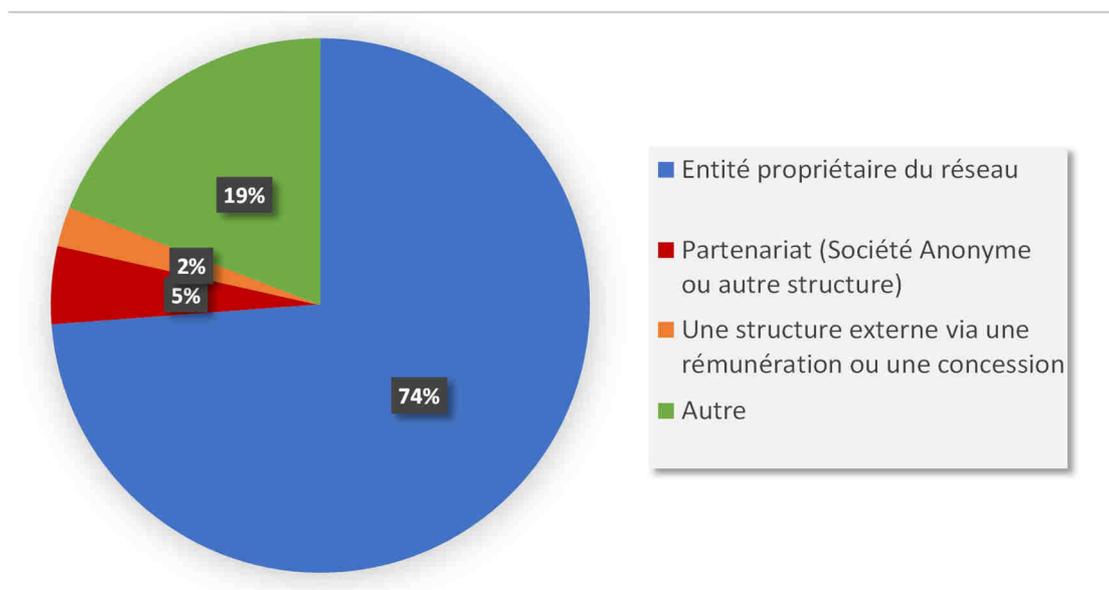


Figure 61 : Modèle d'affaire – porteur du projet

<sup>1</sup> : [FF 2023 2301](#) - Modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité

Quand ce n'est pas un investisseur privé, dans la majorité des cas, les maîtres d'ouvrage du réseau d'eaux s'appuient sur le GRD local auquel ils font confiance. C'est également un élément qui ressort des réponses sur le volet « commercialisation », la participation d'un GRD est un élément facilitateur aussi bien du point de vue technique, qu'économique. Les opérations d'exploitation et de maintenance sont parfois assurées par ce GRD.

Dans certains des cas, cela facilite aussi le financement du projet hydroélectrique puisque celui-ci est assuré par le GRD. Dans ce cas, cela peut conduire à ne plus optimiser conjointement la gestion du réseau d'eau et la production électrique.

Certaines centrales ont été construites il y a longtemps, les partenariats entre GRD et propriétaires des réseaux d'eaux ne sont donc pas nouveaux.

Dans quelques rares cas, ces relations peuvent être compliquées et peuvent être un frein à la réalisation des projets hydro-électriques.

Pour deux installations, le propriétaire du réseau d'eau a créé ou envisage de créer son propre réseau de distribution électrique pour commercialiser la production électrique. Les Communautés Electriques Locales précédemment mentionnées permettront aussi de répondre à ce besoin

Les propriétaires de réseaux suivent les dernières évolutions techniques ou législatives et n'hésitent pas à se lancer dans des projets innovants.

Les structures administratives du gestionnaire des réseaux d'eaux sont de tailles très variables. Mais, ils ont tous fait appel à un mandataire ou un conseil pour chercher les ressources ou compétences qu'ils n'avaient pas en interne. Dans 90% des cas, ils sont satisfaits de ce choix. Les prestations sous-traitées sont très variables et dépendent principalement des compétences disponibles en interne.

La maintenance est également généralement sous-traitée, le gestionnaire du réseau d'eaux assurant parfois la maintenance courante.

Sur le plan économique, les résultats sont plus partagés, notamment en ce qui concerne le financement du projet hydroélectrique. Les réseaux d'eaux potables et d'eaux usées relèvent de la catégorie des financements spéciaux. Les capitaux sont destinés à un but spécifique et alimentés par des recettes spécifiques (souvent issues d'une taxe) qui lui sont affectées en raison d'un règlement. Lorsque l'investissement du projet hydro-électrique est conséquent, le propriétaire du réseau n'a pas forcément la capacité à financer cet investissement.

Le changement du mode de soutien de la rétribution à l'injection à une contribution à l'investissement (CI) pourrait améliorer en partie cette situation. Mais, la CI ne représente qu'un pourcentage de l'investissement et il n'est pas perçu tout de suite. Pour les nouvelles installations et les agrandissements notables, la CI s'élève à 50% des investissements imputables. Pour les rénovations notables, la CI s'élève à 40%, mais ces pourcentages sont des plafonds maximaux.

Dans 69% des cas, le maître d'ouvrage considère qu'il est facile de trouver des ressources, des conseils, des informations pour réaliser un projet de turbinage des eaux de réseaux.

On pondérera toutefois cette réponse avec le fait que tous les maîtres d'ouvrage font appel à des bureaux d'ingénieurs ou des conseils et qu'ils leur sous-traitent toutes les questions ou tâches qu'ils maîtrisent le moins bien ou qui ne sont pas dans leur cœur de métier. C'est le cas pour la partie législative et la demande de subvention. Aussi, les maîtres d'ouvrage ne sont pas forcément au courant des difficultés rencontrés par leurs mandataires.

## 6.1.2 Analyse spécifique aux sites potentiels

### 6.1.2.1 Délai envisagé de réalisation du projet de turbinage

Dans 56 % des cas, le délai envisagé pour la réalisation des sites potentiels est de moins de 5 ans. Dans 25% des cas, le délai de réalisation est supérieur à 20 ans ou la réalisation est peu probable.

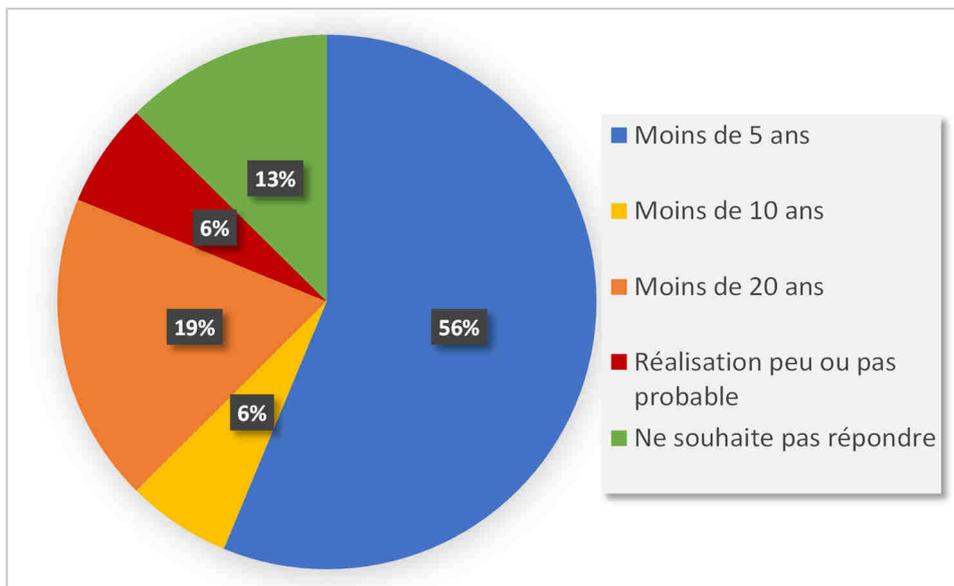


Figure 62 : Délai envisagé de réalisation de la centrale hydroélectrique

### 6.1.2.2 Raison pour laquelle le projet n'a pas encore été mis en valeur

Dans plus de la moitié des sites (63%), il y a d'autres projets prioritaires à développer sur le réseau d'eau. Dans un quart des cas, la rentabilité économique est actuellement insuffisante.

### 6.1.2.3 Eléments qui permettrait la réalisation du projet à moyen ou long terme

Dans un tiers des cas, l'élément qui permettrait de réaliser le site potentiel est essentiellement économique, notamment une hausse de la rémunération des prix de l'électricité.

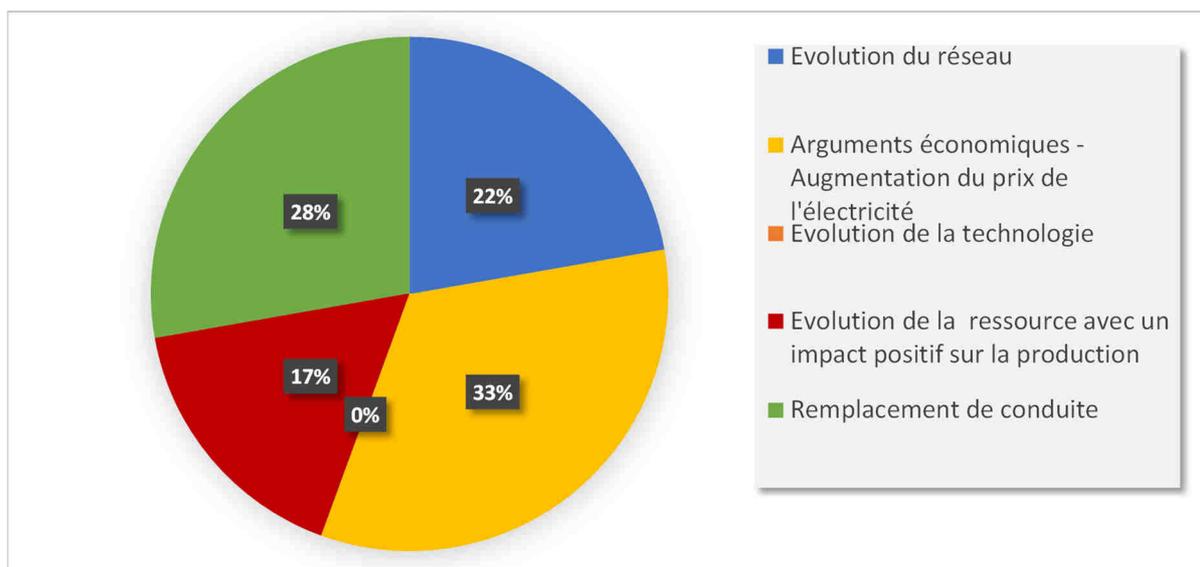


Figure 63 : Eléments permettant la réalisation de la centrale hydroélectrique

Les projets de turbinage sur les réseaux d'eau dépendent fortement de l'échelle de temps des infrastructures du réseau. Aussi, dans 28% des cas, il faut attendre la fin de l'amortissement de la conduite ou son usure pour la remplacer par une autre qui serait adaptée au turbinage.

Les réponses liées à l'évolution du réseau (22%) et à l'évolution de la ressource en eau (17%) peuvent être rattachées à un argument économique de meilleure rentabilité du projet.

#### 6.1.2.4 Principaux obstacles/freins rencontrés

Seul 19% des sites potentiels indiquent qu'il n'y a aucun obstacle à la réalisation du projet de turbinage.

Pour les centrales existantes, ce taux est de 40%.

Comme pour les sites existants, la difficulté la plus couramment rencontrée (50%) est d'ordre administratif :

- Demande d'autorisation ;
- Oppositions au projet (lors de la mise à l'enquête, lors du processus de décision politique, etc.) ;
- Complexité de la législation.

Ensuite, ce sont des éléments économiques (33%) qui sont un obstacle à la réalisation du projet.

Enfin, il faut noter que dans 8% des cas, le projet de turbinage suscite des inquiétudes quant à l'impact qu'il pourrait avoir sur l'exploitation du réseau d'eau.

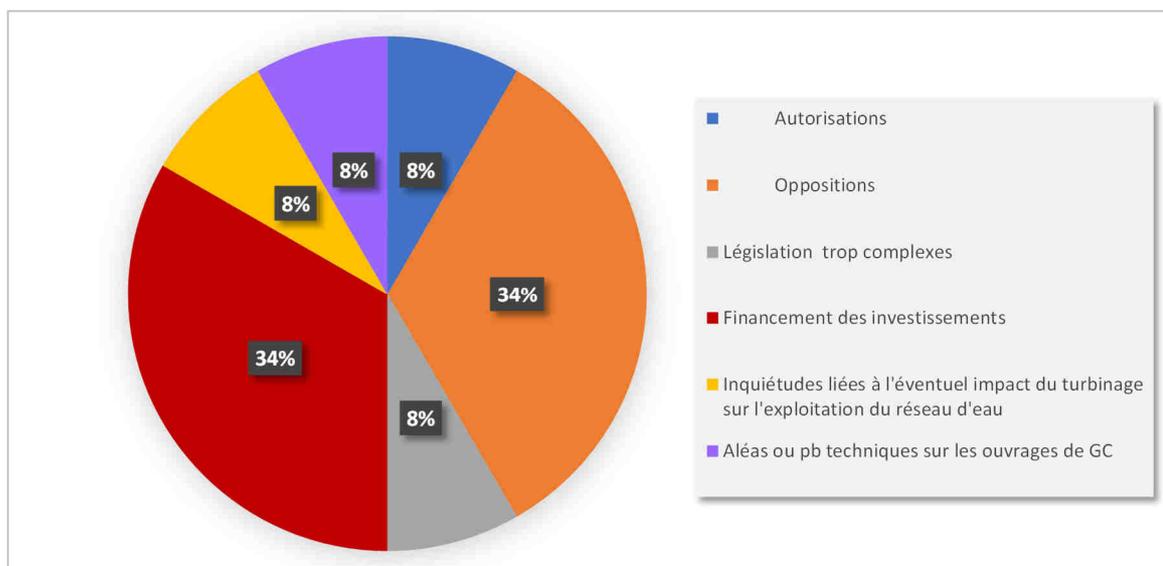


Figure 64 : Principaux obstacles/freins à la réalisation du projet de turbinage

#### 6.1.2.5 Commercialisation de la production électrique

La moitié des projets (50%) espèrent pouvoir bénéficier d'une mesure de subvention, majoritairement la Contribution à l'Investissement (CI) et la RPC pour un des sites.

La différence par rapport aux sites existants s'explique par le changement législatif (voir §3.2).

Le prix de vente de l'électricité n'est généralement pas encore connu, sauf pour le site qui bénéficierait de la RPC (32 cts/kWh).

Plus de la moitié des projets (57%) envisagent de faire de l'autoconsommation partielle ou totale.

Le nombre de réponses sur l'évaluation de la facilité du processus de commercialisation de la production électrique est insuffisant (5) pour être présenté sous forme statistique. Une seule personne considère qu'elle est facile, 3 qu'elle est plutôt difficile, 1 assez difficile.

La remarque est similaire aux difficultés rencontrées, ce taux est moindre pour les sites potentiels que les sites existants. Au cœur de l'action, les interviewés éprouvent plus de difficultés. Une fois qu'un projet est réalisé, il y a une certaine tendance à oublier ou à minimiser les difficultés rencontrées.

#### 6.1.2.6 Modèle d'affaire – porteur du projet hydro-électrique

Pour tous les sites potentiels, le porteur du projet est l'entité propriétaire du réseau. Ce choix est principalement dicté par la volonté de maîtriser et contrôler l'entier du projet hydroélectrique car il est en forte interaction avec le réseau d'eau.

Tous les maîtres d'ouvrage ont fait ou feraient appel à des bureaux ou des conseils à qui ils sous-traitent ou sous-traiteraient toutes les questions ou tâches qu'ils maîtrisent moins bien ou qui ne sont pas leur cœur de métier. La majorité envisage également de sous-traiter la maintenance (sauf la maintenance courante) en cas de réalisation du projet.

### 6.1.3 Analyse commune aux sites existants et potentiels

#### 6.1.3.1 Motivations à l'initiative du projet de turbinage

Il est parfois difficile, voire impossible, de retrouver les motivations à l'origine du projet de turbinage pour les projets les plus anciens (40 ans).

Les trois motifs principaux ayant motivés la réalisation de centrales existantes sont économiques et environnementaux.

Dans 9% des cas, il y avait également la présence sur le réseau d'équipements à forte consommation d'énergie (pompes, ultrafiltration) et l'installation d'une turbine permettait de réduire cette consommation d'énergie et d'améliorer la résilience du réseau.

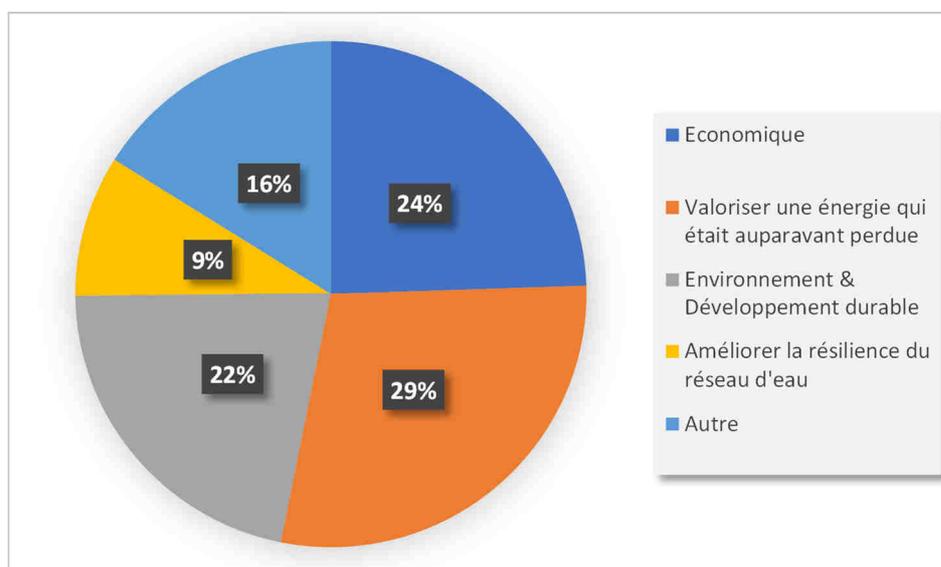


Figure 65 : Motivations à l'initiative du projet de turbinage

Les autres motivations trouvent leurs origines dans des raisons historiques, des opportunités à saisir (identification du potentiel) et la propension à l'innovation.

#### 6.1.3.2 Connaissance des mesures incitatives

Le degré de connaissance des mesures incitatives et de soutien, aussi bien cantonales que fédérales, est relativement faible, entre 60 et 68%. Ce taux est probablement surévalué au vu des échanges lors des interviews.

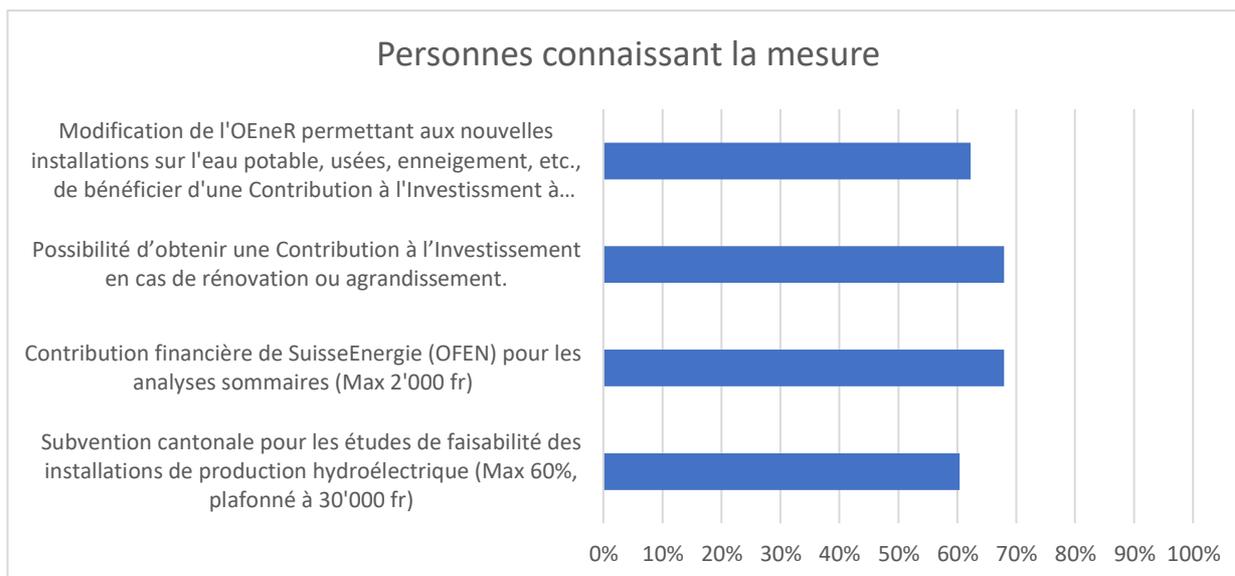


Figure 66 : Degré de connaissance des mesures incitatives

### 6.1.3.3 Mesures cantonales facilitatrices de la réalisation de projets

Excepté quelques gestionnaires de réseau d'eaux qui n'ont pas demandés de soutien ou de conseils, et qui n'en attendent pas, les propositions les plus intéressantes de mesures qui pourraient être mises en œuvre au niveau cantonal pour favoriser la réalisation projets sont les suivantes :

- Améliorer la réactivité des services cantonaux ;
- Simplifier les démarches administratives, notamment les demandes de subvention ;
- Mieux expliquer les démarches administratives et leur chronologie ;
- Créer une plateforme pour le partage d'expérience aussi bien pour la réalisation du projet que pour son exploitation ;
- Amélioration de la collaboration entre les services cantonaux : avoir une réponse unique et uniforme du canton ;
- Disposer d'informations et de conseils sur les différentes possibilités légales de commercialisation de la production électrique ;
- Disposer d'informations sur les différents modèles d'affaires pour financer le projet hydroélectrique ;
- Avoir un point d'entrée unique aux niveaux des services du Canton, capable d'orienter vers le bon interlocuteur.
- Mise à jour à intervalle plus réduit du présent cadastre des potentiels hydroélectriques
- Accompagnement technique du canton pour la partie hydroélectrique, similaire à celui qui est fait par l'OFEO pour les réseaux d'eau potable et la DGE-Protection des eaux pour les eaux usées.

Bien que le questionnaire aborde les possibilités existantes de soutien financier au niveau cantonal et fédéral, plusieurs interviewés souhaitent plus de soutien financier de la part du Canton. Ce qui n'est pas forcément une réponse opportune car la Contribution à l'Investissement est censée pouvoir permettre la réalisation des projets qui ont un intérêt. De plus, cette CI relève de l'échelon fédéral.

Les finances des communes et associations de communes se sont dégradées au fil des années. Pour certaines, leur capacité financière peut rendre difficile voire impossible un nouvel endettement. Par ailleurs, la situation économique a récemment fortement changé. Auparavant, les communes pouvaient emprunter avec des faibles taux d'intérêt, voir même à des taux d'intérêt négatifs pendant quelques années. Maintenant, ce n'est plus le cas.

## 6.2 Proposition de mesures

### 6.2.1 Proposition de mesures pour lever les blocages/obstacles et lutter contre les idées reçues

#### 6.2.1.1 Mesures globales

Le cadre législatif fédéral des mesures de soutien de l'hydroélectricité s'est non seulement fortement étoffé et complexifié, mais ces 5 dernières années les révisions des textes législatifs sont 2 à 4 fois plus nombreuses que durant la période 1996-2016, et cela continuera vraisemblablement dans les années à venir.

Depuis quelques années, il est très difficile de suivre ce rythme même pour les professionnels de la branche. Il y a parfois de la lassitude, de la résignation devant un travail de mise à jour des connaissances des textes qui ne seront valables que quelques mois.

Sur la durée d'un projet de turbinage, il y a aura plusieurs révisions des textes législatifs sur l'énergie.

Rappelons également que durant trois années, les nouvelles installations hydroélectriques sur les réseaux d'eau ne pouvaient plus bénéficier d'aucune mesure fédérale de soutien à leur réalisation (SRI ou CI). Les interviews ont montré que toutes les parties prenantes n'étaient pas au courant du changement intervenu au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

L'association Swiss Small Hydro dans le cadre d'un mandat InfoEnergie de l'OFEN publie trois fois par an la newsletter Petite Centrale Hydraulique (voir lien [OFEN](#)). Sous ce même mandat de l'OFEN, elle assure également un service d'information ouvert à tous. Toutefois l'accès à ces informations et ces possibilités est aisé pour les membres de l'association, mais beaucoup plus difficile pour les autres, notamment en raison du manque de visibilité sur les sites internet de l'OFEN et de SuisseEnergie.

#### Mesures proposées pour améliorer la communication et la dissémination des informations

- |  |
|--|
| <p>Mesure n° 1 : Regrouper l'ensemble des informations à l'échelle cantonale et fédérale sur le site internet du canton.</p> <p>Mesure n° 2 : Créer un point d'entrée unique pour les projets hydroélectriques capable d'orienter vers le bon interlocuteur, coordonner l'ensemble des démarches.</p> <p>Mesure n° 3 : S'assurer que les informations disponibles dans les documents et sur le site internet du canton sont à jour (cadastre hydroélectrique, Guide de procédures énergies renouvelables datant de 2010, etc.), que les liens internet soient plus pérennes.</p> <p>Mesure n° 4 : Pour améliorer les connaissances techniques et légales, favoriser le partage d'expérience, intégrer de bons réflexes hydroélectriques dans le développement des infrastructures d'un réseau d'eau (anticiper l'avenir), répondre aux idées reçues : organiser des ateliers thématiques sur différents sujets, aussi bien à destination des techniciens que des décideurs.</p> <p>Mesure n° 5 : Campagne de communication ponctuelle auprès des gestionnaires de réseaux, communes et bureaux d'ingénieurs actifs dans le domaine sur la modification de l'OEneR permettant aux nouvelles installations hydroélectriques sur les réseaux d'eau de bénéficier d'une CI.</p> <p>Mesure n° 6 : Maintenir ou augmenter les subventions pour les études de faisabilité ou d'avant-projet de production électrique sur les réseaux d'eau.</p> <p>Mesure n° 7 : Créer et animer une plateforme permettant le partage d'expérience aussi bien sur la partie réalisation technique du projet, que sur les aspects économiques et exploitation-maintenance.</p> |
|--|

### 6.2.1.2 Mesures spécifiques à certains acteurs ou types de réseau

Avec 38 installations de turbinage sur les réseaux d'eau potable, la grande majorité des acteurs de ce domaine connaît et évalue cette possibilité lors du développement de son réseau.

Le nombre d'installations est bien moindre sur les autres réseaux (Eaux usées, d'irrigation et d'enneigement artificiel). La marge de progression la plus intéressante se trouve sur les réseaux d'eaux usées.

La plupart des STEP sont déjà productrices d'énergie via le biogaz, voir des panneaux photovoltaïques. L'intérêt d'une production hydroélectrique est parfois sous-estimé et fait l'objet de certaines inquiétudes. Certaines idées reçues doivent également être levées : difficulté technique du by-pass, fiabilité de la turbine, maintenance complexe, etc.

Mesure n° 8 : Etablir un guide spécifique au turbinage des eaux usées.

## 6.2.2 Proposition de mesures pour encourager la réalisation de nouveaux sites

### 6.2.2.1 Mesures globales

Une fois les difficultés administratives levées (connaissance et complexité des procédures), l'élément principal permettant de faciliter la réalisation de nouveaux sites relève du volet économique. Il peut être favorisé en travaillant sur deux axes :

- Amélioration des recettes (commercialisation de la production électrique) ;
- Réduction des coûts d'investissements.

Les mesures de soutien au niveau fédéral ont pour objet de répondre au second point. Mais, comme cela a été précédemment mentionné, la capacité d'investissements des communes et des associations de communes s'est dégradée au fil des années. C'est encore plus vrai pour les réseaux d'eaux potables et d'eaux usées qui relèvent de la catégorie des financements spéciaux.

Par ailleurs, la CI, comme la RPC auparavant, prévoit une liste d'attente si les moyens ne suffisent pas pour une prise en compte immédiate. Attendre, est une position qui peut être valable pour d'autres centrales de production électrique, mais pas pour une centrale hydroélectrique sur un réseau d'eau car la décision doit être prise avec celle du remplacement de la conduite. Il est donc impossible d'attendre l'épuisement de la liste d'attente. Le propriétaire du réseau devra alors financer la totalité de l'investissement en attendant de percevoir la CI.

En outre, la CI est versée en plusieurs tranches selon un calendrier défini au cas par cas. Ce paiement échelonné peut nécessiter de recourir à un crédit relais.

### Mesures proposées pour améliorer la rentabilité économique

Mesure n° 9 : Mettre à disposition des développeurs de projets des informations sur les différents moyens possibles de commercialisation de la production électrique.

Mesure n° 10 : Pour les projets ayant obtenus une garantie de principe de CI, accorder des crédits relais à un taux nul ou avantageux en l'attente de la perception de la CI.

Mesure n° 11 : Mettre à disposition des développeurs de projets des informations sur les différents modèles d'affaires permettant de financer un projet hydroélectrique.

Mesure n° 12 : Compte tenu du développement des énergies renouvelables intermittentes, les besoins de stockage d'énergie et de solutions apportant de la flexibilité au réseau électrique vont devenir de plus en plus cruciaux. Sur le même principe que l'ECA avec la réserve incendie, subventionner la construction de volumes d'eau supplémentaires dans les réservoirs permettant de décaler la production électrique en fonction des besoins du réseau électrique.

### 6.2.2.2 Mesures spécifiques à certains acteurs ou types de réseau

Entre les 2 révisions du cadastre, l'accroissement du nombre de centrales en service sur les réseaux d'eaux est considérable. La mise à jour du cadastre a un effet bénéfique indirect sur la réalisation des projets en remettant sur l'ouvrage un sujet qui était parfois en sommeil. Pour les communes et associations de communes soumises à un tournus des élus, cela permet également aux nouveaux élus de prendre connaissance des projets potentiels. La mise à jour avec un intervalle un peu plus court du cadastre est incluse dans la proposition de Mesure n° 3 qui ressort également des interviews.

L'analyse qualitative menée sur les sites potentiels met en lumière une vision plutôt à court terme avec une mise en service projeté dans moins de 5 ans pour la majorité des sites potentiels. Le canton pourrait favoriser une vision à plus long terme en soutenant la réalisation d'analyse sommaire ou d'avant-projet pour le turbinage des eaux usées, comme cela avait été fait de manière proactive en 2008 sur les réseaux d'eaux potable (Envoi de courriers proposant aux collectivités de réaliser une étude sommaire sans frais ou avec une participation symbolique).

Mesure n° 13 : Accélérer le développement des projets sur les eaux usées en soutenant la réalisation d'analyses sommaires ou d'études d'avant-projet permettant aux maitres d'ouvrages d'avoir des éléments techniques et économiques concrets.



Figure 67 : Turbinage des eaux claires du Bief Rouge (Vallorbe), 72.kW

## 7 Synthèse et conclusions

Malgré une forte croissance démographique, +33% de 2011 à 2021, la consommation finale d'électricité du canton de Vaud a atteint un plateau depuis 2010, la consommation d'électricité par habitant étant en forte diminution et en dessous de la moyenne nationale. Pour ce qui concerne la production électrique, le canton de Vaud importe la majeure partie de son électricité (~64%). La production indigène reste à dominante hydroélectrique, même si sa part est passée de 82% à 71% de 2015 à 2021 suite aux développements des autres énergies renouvelables.

La première édition du cadastre hydroélectrique du canton de Vaud date de 2008. Près de 15 ans après ce premier état des lieux, une mise à jour partielle, de la partie « eaux de réseau », a été réalisée, aussi bien pour les centrales en exploitation que les potentielles nouvelles installations.

Le nombre de centrales en service est passé de 26 en 2008 à 44 en 2023. Une centrale a été démantelée, 8 centrales ont été rénovées et 19 nouvelles centrales ont été recensées. La production électrique cumulée de ces centrales est passée de 24 GWh à 41 GWh, ce qui représente 3% du total de la production électrique du canton de Vaud. La production électrique des eaux de réseau, qui n'est qu'une partie de l'ensemble de l'hydroélectricité, est supérieure à celle de la biomasse agricole (25 GWh) ou du bois-énergie (29 GWh). Pourtant c'est une filière qui manque de visibilité (voir les remarques concernant le site internet de l'Etat de Vaud ou le faible taux de connaissance par les communes des mesures de soutien du canton).

Dans les perspectives énergétiques 2050+, compte tenu du développement important du photovoltaïque qui constitue le principal vecteur d'augmentation de la production électrique, les besoins de stockage et d'équilibrage du réseau deviennent plus importants. Dans ce contexte, la production électrique des réseaux d'eau, qui disposent d'une certaine flexibilité de production avec leurs réservoirs, est particulièrement précieuse, car elle pourrait permettre des économies induites si cette production est exploitée de manière optimale.

On dénombre le plus grand nombre de centrales sur les réseaux d'eaux potables (84.1%) et leur production représente 90.1% de la production totale. La possibilité de turbiner les eaux potables est une évidence pour l'immense majorité des gestionnaires de ces réseaux, ce qui n'est forcément le cas dans d'autres pays voisins. Même si le taux de progression des nouvelles installations sur les eaux usées est similaire à celui sur les eaux potables, ces installations sont encore peu nombreuses (5 centrales recensées dans le cadastre 2023). La marge de progression dans ce domaine est donc importante.

La production électrique résulte essentiellement des centrales situées dans la partie alpine du canton. Les deux districts d'Aigle et de Riviera-Pays d'Enhaut concentrent l'essentiel de la production électrique. Trois centrales, Sublin 2 (Bex), Sonzier (Montreux), Rippaz (Ollon) produisent à elles seules 53.5% de la production électrique totale, soit 22 GWh/an.

Même si la progression est moins spectaculaire, le turbinage sur les réseaux d'eaux s'est également bien développé sur le reste du canton avec 9 nouvelles centrales, dont 2 sur les réseaux d'eaux usées. Sur ces 9 nouvelles centrales, 4 se situent dans le Jura et 5 dans la région du plateau, avec un relief pourtant moins favorable. Les communes vaudoises sont pro-actives et les processus de valorisation de l'énergie sont bien intégrés à la fois chez les décideurs (Communes) et chez les professionnels (bureaux d'ingénieurs, etc.).

La mise à jour 2023 des sites potentiels a permis d'identifier un potentiel technique de 78 sites correspondant à une production supplémentaire de 8.6 GWh. Le potentiel économiquement réalisable à court et moyen termes est quant à lui constitué par 33 sites permettant une augmentation de production de 8.1 GWh/an

Le site potentiel avec la plus grande puissance et production est la centrale du réservoir de Bignières sur la commune de Montreux exploité par le SIGE. Cette centrale est en cours de réalisation et représente à elle seule un productible potentiel de 2.2 GWh/an (52% du potentiel total). Viennent ensuite, le turbinage des eaux usées de la liaison Leysin-Aigle, le turbinage des eaux usées de Villars-sur-Ollon, un troisième palier de turbinage au réservoir de Fontanivent (SIGE) et le turbinage des eaux du ruisseau Froid (Ormont-Dessus).

A court terme, la production électrique sur les réseaux d'eau va donc encore augmenter.

Une analyse qualitative des éléments ayant permis ou restreint le développement de certains sites, des types de porteurs de projets, ainsi que des modèles d'affaire a été réalisé sur la base de 3 questionnaires et d'interviews correspond à 62 centrales existantes ou potentielles.

Le principal élément déclencheur de la réalisation d'un projet est indéniablement économique. Toutefois, la prise de décision résulte d'une conjugaison de plusieurs facteurs dont le développement des énergies renouvelables et l'identification de ces opportunités.

Même si un grand nombre de projets n'ont pas connu de difficultés majeures lors de leur développement, les difficultés les plus couramment rencontrées sont d'ordre administratif (demande d'autorisation, oppositions, complexité des démarches administratives, etc.).

Le cadre législatif fédéral des mesures de soutien de l'hydroélectricité s'est fortement étoffé et complexifié. De plus, ces 5 dernières années, les révisions des textes législatifs sont 2 à 4 fois plus nombreuses que durant la période 1996-2016, et cela continuera vraisemblablement les années à venir.

Face à un tel rythme, même les professionnels de la branche ont de plus en plus de difficultés à suivre ces changements, ce qui n'était pas le cas lors de l'édition 2008 du cadastre. La communication autour de ces mesures atteint un public restreint du fait d'une très mauvaise visibilité.

Le degré de connaissance des mesures incitatives et de soutien, aussi bien cantonales que fédérales, est relativement faible, entre 60 et 68% ; et ce taux est probablement surévalué.

De 2019 à janvier 2023, les nouvelles installations hydroélectriques sur les réseaux d'eau ne pouvaient plus bénéficier d'aucune mesure fédérale de soutien à leur réalisation (SRI ou CI). Au vu des remarques précédentes, l'effet pourrait être décalé dans le temps. Les parties prenantes ont mis un certain temps à intégrer la fin des mesures de la RPC, il risque d'en être de même pour possibilité de demande d'une Contribution à l'Investissement pour les nouveaux sites.

L'instabilité législative est un frein à l'investissement.

Près de la moitié des centrales en service (45%) sont au bénéfice d'une mesure de subvention, majoritairement la RPC et le FFS pour les plus anciennes. Environ 20% de ces installations font de l'autoconsommation partielle ou totale. La plupart de ces turbines sont soit implantées dans une STEP soit à proximité d'une station de pompage ce qui facilite l'autoconsommation. Les propriétaires de petites centrales sur les réseaux considèrent en grande majorité que la commercialisation de la production électrique est un processus facile.

Dans la grande majorité des cas (74%), le porteur du projet est l'entité propriétaire du réseau. Dans 5% des cas, l'installation appartient à une Société Anonyme. Ce choix est principalement dicté par la volonté de maîtriser et contrôler l'entier du projet hydroélectrique car il est en forte interaction avec le réseau d'eau.

Quand ce n'est pas un investisseur privé, dans la majorité des cas, les maîtres d'ouvrage du réseau d'eaux s'appuient sur le GRD local à qui ils font confiance. C'est également un élément qui ressort des réponses à la partie commercialisation. La participation d'un GRD est un élément facilitateur aussi bien du point technique qu'économique. Les opérations d'exploitation et de maintenance sont parfois assurées par ce GRD.

Les propriétaires de réseaux suivent les dernières évolutions techniques ou législatives et n'hésitent pas à se lancer dans des projets innovants. Pour deux installations, le propriétaire du réseau d'eau a créé ou envisage de créer une entité de distribution sur le territoire communal lui permettant de commercialiser la production électrique. Les Communautés Electriques Locales (texte en cours de consultation) permettront d'offrir de nouvelles possibilités.

Les maîtres d'ouvrage ont exprimé un intérêt pour disposer d'une information sur les différentes possibilités de commercialisation et les modèles d'affaire possibles.

La principale raison pour laquelle les sites potentiels n'ont pas encore été réalisés est qu'il y a d'autres projets prioritaires à réaliser sur le réseau d'eau. Les projets de turbinage sur les réseaux d'eau ont une échelle de temps relativement grande car ils dépendent du renouvellement de l'infrastructure. Aussi, dans 28% des cas, il faut attendre la fin de l'amortissement de la conduite, ou son usure, pour la remplacer par une autre qui serait adaptée au turbinage.

Il est primordial d'intégrer suffisamment tôt la possibilité de récupérer l'énergie des eaux de réseau dans la planification du développement des réseaux.

L'analyse des projets réalisés, ceux en cours d'études ou simplement potentiels et la synthèse des interviews des maîtres d'ouvrage a permis de proposer une série de mesures permettant, de lever certains freins, de lutter contre les idées reçues, et d'encourager la réalisation de nouvelles centrales de turbinage des réseaux d'eau.

Les mesures proposées sont regroupées en deux axes :

- Communication et dissémination des informations
- Amélioration de la rentabilité économique

Enfin deux mesures spécifiques ont été proposées pour développer un secteur qui présente une marge de progression intéressante, celui des eaux usées.



Figure 68 : Turbinage d'eau potable de Haute-Pierre (Echichens), 65 kW