



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et  
de la communication DETEC

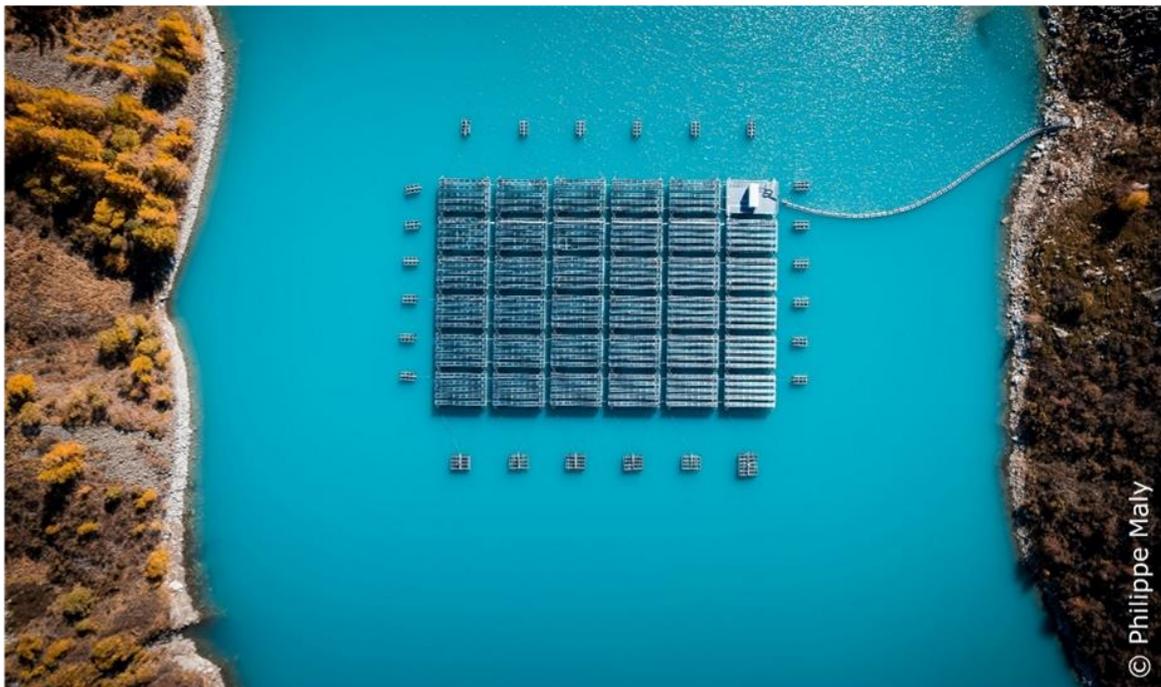
**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Energies Renouvelables

Rapport du 20 novembre 2024

---

# Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

---



*Parc photovoltaïque de démonstration mis en service en 2019 sur le lac des Toules*



**Date:** 20 novembre 2024

**Lieu:** Yverdon-les-Bains

**Mandant:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
CH-3003 Berne  
[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Mandataires:**

Planair  
Rue Galilée 6, CH-1400 Yverdon-les-Bains  
<https://www.planair.ch/>

arx IT  
Avenue de la Praille 45, CH-1227 Carouge Genève  
[www.arxit.com](http://www.arxit.com)

Duvoisin Groux  
Chemin de Cudrex 6, 1030 Bussigny-près-Lausanne  
<https://www.duvoisin-groux.ch/>

**Auteurs:**

Lionel Bloch, Planair, [lionel.bloch@planair.ch](mailto:lionel.bloch@planair.ch)  
Thomas Dériaz, Planair, [thomas.deriaz@planair.ch](mailto:thomas.deriaz@planair.ch)  
Florent Jacquemin, Planair, [florent.jacquemin@planair.ch](mailto:florent.jacquemin@planair.ch)  
Lionel Perret, Planair, [lionel.perret@planair.ch](mailto:lionel.perret@planair.ch)  
Jean-Marc Aeschlimann, Duvoisin-Groux, [jm.aeschlimann@duvoisin-groux.ch](mailto:jm.aeschlimann@duvoisin-groux.ch)  
Piero Bulgheroni, Duvoisin-Groux, [piero.bulgheroni@duvoisin-groux.ch](mailto:piero.bulgheroni@duvoisin-groux.ch)  
Sven Schmitz-Leuffen, arx IT, [ssl@arxit.com](mailto:ssl@arxit.com)  
Aude Matthey-Doret, arx IT, [ama@arxit.com](mailto:ama@arxit.com)

**Responsable de domaine de l'OFEN:** Leo-Philipp Heiniger, [leo.heiniger@bfe.admin.ch](mailto:leo.heiniger@bfe.admin.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN:** SI/402953-01

**Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.**

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne  
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

## Résumé

En 2022, la consommation d'électricité en Suisse s'est établie à 57'000 GWh<sup>1</sup>. La même année, la production photovoltaïque s'est établie à environ 4'000 GWh, avec l'objectif d'atteindre 34'000 GWh en 2050, selon les perspectives énergétiques 2050+. Cette étude quantifie dans quelle mesure l'exploitation des superficies des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pourrait contribuer à atteindre cet objectif. Les applications suivantes ont été considérées : flottant sur les lacs artificiels, sur les barrages, en toiture et façade des bâtiments liés aux aménagements hydroélectriques, ou sur des ombrières solaires sur les parkings à proximité des barrages.

Pour chaque application, quatre potentiels ont été évalués : brut, technique, économique et mobilisable, ajoutant à chaque fois des critères plus sélectifs. Le potentiel brut correspond à la couverture de toutes les surfaces sans considérations techniques et économiques. Le potentiel technique ajoute de nombreux critères d'exclusion technique tels que les zones de dangers (chutes de pierres, ...) ou les contraintes d'implantation des installations (fort marnage par exemple). Le potentiel économique correspond aux installations dont le coût actualisé de l'énergie (ci-dessous LCOE) est inférieur à 20 cts/kWh. Le potentiel mobilisable introduit les contraintes d'acceptabilité sociale, comme la protection de l'environnement et du paysage.

Tableau 1 : Potentiels photovoltaïques annuels par application en GWh.

	Brut	Technique	Economique	Mobilisable
<b>Lacs</b>	12080	4305	3344	531
<b>Barrages</b>	225	224	55	55
<b>Bâtiments</b>	63	62	51	51
<b>Parkings</b>	7	7	7	7

Le solaire flottant, qu'il soit en altitude ou en plaine, constitue la majeure partie de ces différents potentiels. Le potentiel technique atteint 4'305 GWh, soit près de 8% de la consommation d'électricité en Suisse. Ce potentiel est proche de la production photovoltaïque actuelle. En raison des surcoûts de structure, accessibilité et raccordement, la plupart des lacs alpins ne permettent pas une production solaire à un LCOE inférieur à 20 cts/kWh sans subvention. Le potentiel économique est par conséquent principalement celui des lacs de plaine, mais ceux-ci sont aussi plus sensibles à exploiter du fait de leurs usages multiples et de l'attachement de la population au paysage lacustre proche des lieux de vie.

Le potentiel technique des barrages est estimé à 224 GWh, mais la grande majorité des surfaces ne permet pas une production à un LCOE inférieur à 20 cts/kWh sans subvention. La topologie suisse fait que de nombreux barrages ne présentent pas une orientation favorable. Les installations sur les surfaces côté lac, majoritairement orientées au sud, présentent généralement un coût plus intéressant.

Le potentiel technique en toiture et façade des bâtiments liés aux infrastructures hydroélectriques est estimé à 62 GWh dont 51 GWh en toiture. La majorité des installations en toiture permet une production à un LCOE inférieur à 20 cts/kWh, ce qui n'est pas le cas pour les installations en façade.

Des ombrières solaires sur les parkings avoisinant les ouvrages permettraient de valoriser ces surfaces et la production de 7 GWh supplémentaires par an.

<sup>1</sup> <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-94437.html>

Afin d'atteindre, voire dépasser l'exploitation des différents potentiels, les leviers se situent dans la recherche et l'innovation (potentiel technique), la standardisation et le subventionnement (potentiel économique), et la levée d'obstacles et de procédures associées à la protection de l'environnement et du paysage (potentiel mobilisable).

## Zusammenfassung

Im 2022 lag der Stromverbrauch in der Schweiz bei 57000 GWh. Im selben Jahr betrug die Photovoltaikproduktion rund 4000 GWh, mit dem Ziel, bis 2050 34000 GWh zu erreichen, gemäss den Energieperspektiven 2050+. In dieser Studie wird quantifiziert, inwieweit die Nutzung der Flächen von Wasserkraftwerken und künstlichen Seen zur Erreichung dieses Ziels beitragen könnte. Folgende Anwendungen wurden in Betracht gezogen: schwimmend auf den künstlichen Seen oder befestigt auf den Oberflächen der Staudämme, auf Dächern und Fassaden von Gebäuden, die mit Wasserkraftanlagen verbunden sind, oder auf Solarcarports auf Parkplätzen in der Nähe der Staudämme.

Für jede Anwendung wurden vier Potenziale bewertet: brutto, technisch, wirtschaftlich und mobilisierbar, wobei jedes Mal selektivere Kriterien hinzugefügt wurden. Das Bruttopotenzial entspricht der Abdeckung aller Flächen ohne technische und wirtschaftliche Überlegungen. Das technische Potenzial fügt zahlreiche technische Ausschlusskriterien hinzu, wie z. B. Gefahrenzonen (Steinschlag, ...) oder Standortbeschränkungen für Anlagen (z. B. starke Ebbe und Flut). Das wirtschaftliche Potenzial entspricht den Anlagen, deren aktualisierte Energiekosten (unten LCOE) unter 20 ct/kWh liegen. Das mobilisierbare Potenzial führt Akzeptabilitätszwänge wie Umwelt- und Landschaftsschutz ein.

Tableau 2 : Jährliches Photovoltaik-Potenzial nach Anwendung in GWh.

	Brutto	Technisches	Wirtschaftliches	Mobilisierbares
<b>Seen</b>	12080	4305	3344	531
<b>Staudämme</b>	225	224	55	55
<b>Gebäude</b>	63	62	51	51
<b>Parkplätze</b>	7	7	7	7

Den größten Teil dieser verschiedenen Potenziale macht die schwimmende Solarenergie aus, sowohl in Höhenlagen als auch im Flachland. Das technische Potenzial umfasst 4305 GWh, was fast 8 % des Stromverbrauchs in der Schweiz entspricht. Dieses Potenzial entspricht ungefähr der derzeitigen Photovoltaikproduktion. Aufgrund der Mehrkosten für Struktur, Zugänglichkeit und Anschluss erlauben die meisten Alpenseen keine Solarproduktion zu einem LCOE von weniger als 20 Rp/kWh ohne Subventionen. Das wirtschaftliche Potenzial liegt daher vor allem bei den Flachlandseen, die jedoch aufgrund ihrer vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten und der Verbundenheit der Bevölkerung mit der Seenlandschaft in der Nähe ihrer Wohnorte auch sensibler zu nutzen sind.

Das technische Potenzial von Staudämmen wird auf 224 GWh geschätzt, doch die meisten Anlagen produzieren zu einem LCOE höher als 20 ct/kWh. Die Schweizer Topologie führt dazu, dass viele Staudämme keine günstige Ausrichtung für die Solarproduktion aufweisen. Anlagen auf seeseitigen Flächen, die meistens nach Süden ausgerichtet sind, weisen in der Regel attraktivere Kosten auf.

Das technische Potenzial auf Dächern und Fassaden von Gebäuden, die mit der Wasserkraftinfrastruktur verbunden sind, wird auf 62 GWh geschätzt, davon 51 GWh auf Dächern. Die meisten Dachanlagen ermöglichen eine Produktion zu einem LCOE von weniger als 20 ct/kWh, was bei Fassadenanlagen nicht der Fall ist.

Durch Solarcarports auf Parkplätzen in der Nähe der Gebäude könnten diese Flächen und die Produktion von 7 GWh pro Jahr genutzt werden.

Um die Nutzung der verschiedenen Potenziale zu erreichen oder sogar zu übertreffen, liegen die Hebel in der Forschung und Innovation (technisches Potenzial), der Standardisierung und Subventionierung (wirtschaftliches Potenzial) und der Beseitigung von Hindernissen und Verfahren, die mit dem Umwelt- und Landschaftsschutz verbunden sind (mobilisierbares Potenzial).

## Summary

In 2022, electricity consumption in Switzerland was 57000 GWh. In the same year, photovoltaic production was around 4000 GWh, with a target of 34000 GWh by 2050, according to the Energy Perspectives 2050+. This study quantifies the extent to which the use of the areas of hydropower plants and artificial lakes could contribute to achieving this target. The following applications were considered: floating on the artificial lakes or fixed on the surfaces of the dams, on roofs and facades of buildings connected to hydropower plants, or on solar shading on parkings near the dams.

For each application, four potentials were assessed: raw, technical, economic and mobilisable, with more selective criteria added each time. The raw potential corresponds to the coverage of all areas without technical and economic considerations. The technical potential adds numerous technical exclusion criteria, such as hazard zones (rockfall, ...) or site restrictions for installations (e.g. strong ebb and flow). The economic potential corresponds to those plants whose levelized cost of electricity (below LCOE) are below 20 ct/kWh. The mobilisable potential introduces social acceptability constraints such as environmental and landscape protection.

*Tableau 3 : Annual photovoltaic potential by application in GWh.*

	Raw	Technical	Economic	Mobilisable
<b>Lakes</b>	12080	4305	3344	531
<b>Dams</b>	225	224	55	55
<b>Buildings</b>	63	62	51	51
<b>Parkings</b>	7	7	7	7

Floating solar power, whether at altitude or on the plains, accounts for most of this potential. The technical potential reaches 4305 GWh, or almost 8% of Switzerland's electricity consumption. This potential is close to current photovoltaic production. Because of the additional costs of structure, accessibility and connection, most of the Alpine lakes do not allow solar production at a LCOE of less than 20 cts/kWh without subsidies. The economic potential is therefore mainly that of lowland lakes, but these are also more sensitive to exploitation because of their multiple uses and the population's attachment to the lakeside landscape close to where they live.

The technical potential of dams is estimated at 224 GWh, but the vast majority of facilities cannot produce electricity at a LCOE lower than 20 cts/kWh. Because of the Swiss topology, many dams are not oriented in a favourable way for solar production. Installations on lake-side surfaces, most of which face south, are generally more cost-effective.

The technical potential on the roofs and facades of buildings linked to hydroelectric infrastructure is estimated at 62 GWh, including 51 GWh on roofs. The majority of rooftop installations produce electricity at a LCOE of less than 20 cts/kWh, which is not the case for façade installations.

Solar carports around the dams would make it possible to exploit these surfaces and produce 7 GWh per year.

In order to achieve, or even surpass, the exploitation of the various potentials, the levers lie in research and innovation (technical potential), standardisation and subsidisation (economic potential), and the removal of obstacles and procedures associated with environmental and landscape protection (mobilisable potential).

# Sommaire

Résumé .....	3
Zusammenfassung .....	4
Summary .....	5
Sommaire .....	7
Liste des abréviations .....	8
1 Introduction.....	9
1.1 Objectif .....	9
1.2 Projets existants .....	9
2 Méthodologie .....	11
2.1 Phases .....	11
2.1.1 Collecte des données.....	11
2.1.2 Workshop et entretiens avec les exploitants de barrages .....	11
2.1.3 Synthèse et interprétation .....	12
2.1.4 Évaluation du potentiel .....	12
2.2 Description des différents potentiels .....	13
2.3 Source et précision des données.....	15
2.4 Modélisation par application.....	15
2.4.1 Lacs de retenue .....	15
2.4.2 Barrages.....	26
2.4.3 Bâtiments d'exploitation .....	28
2.4.4 Parkings .....	29
3 Résultats.....	31
3.1 Potentiels des lacs de retenue .....	31
3.2 Potentiels des barrages .....	42
3.3 Potentiels des bâtiments et parkings .....	44
3.4 Synergie des productions et valorisation de l'électricité .....	46
4 Perspectives et regard critique.....	48
5 Annexes.....	50
5.1 Potentiel photovoltaïque énergétique .....	50
5.2 Détermination du ratio de performance .....	51
5.3 Implantation des modules sur îlots flottants.....	52
5.3.1 Implantation en sheds .....	53
5.3.2 Implantation en dômes.....	54
5.4 Source des géodonnées .....	55

5.5	Hypothèses et critères .....	57
5.6	Coûts de raccordement .....	63
5.7	Définition des hypothèses de surcoûts hélicoptères .....	65
5.8	Entretiens préalables – acteurs et canevas .....	67
5.9	Entretiens préalables – exploitants de barrages .....	68
5.10	Potentiels des lacs de retenue – illustrations .....	69
5.11	Potentiels des lacs de retenue – table résultats .....	71
5.12	Potentiels des barrages – table résultats .....	75
6	Références .....	81

## Liste des abréviations

API	Application programming interface
CAPEX	Capital Expenditures (dépenses d'investissement)
FPV	Photovoltaïque flottant
GWh	Gigawatt heure
LCOE	Levelized cost of electricity
MW	Megawatt
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OPEX	Operational expenditures (dépenses opérationnelles)
PV	Photovoltaïque

# 1 Introduction

## 1.1 Objectif

La présente étude vise à répondre au postulat 20.3616 de M. Cattaneo du 16.12.2020 « Exploitation des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels pour produire de l'énergie photovoltaïque » qui stipule que :

« Le Conseil fédéral est chargé de présenter une étude détaillée au niveau national sur le potentiel de production d'énergie photovoltaïque grâce à l'exploitation des superficies des ouvrages hydroélectriques et des lacs artificiels. L'étude montrera également les éventuelles modifications législatives nécessaires. Les constructions récentes d'installations photovoltaïques, comme au barrage d'Albigna dans le Val Bregaglia (GR) ou sur le lac des Toules (VS), constituent des exemples pratiques très utiles. »

Cette étude a été dirigée par l'OFEN et mise en œuvre par les bureaux d'ingénieurs Planair SA et Duvoisin-Groux SA sur la période juin 2022 – juin 2023, avec le concours du bureau Arx'it pour une partie du traitement des géodonnées.

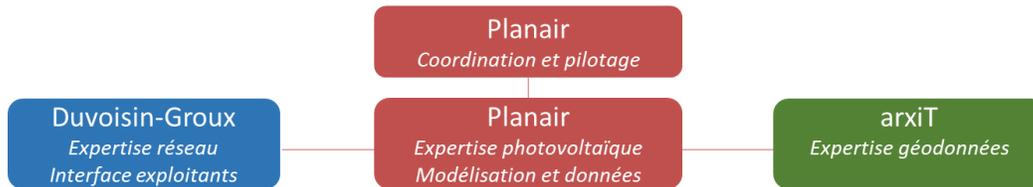


Figure 1 : équipe de projet

Cette étude a porté sur la capacité des ouvrages hydroélectriques à produire de l'énergie photovoltaïque. Les surfaces considérées sont les suivantes :

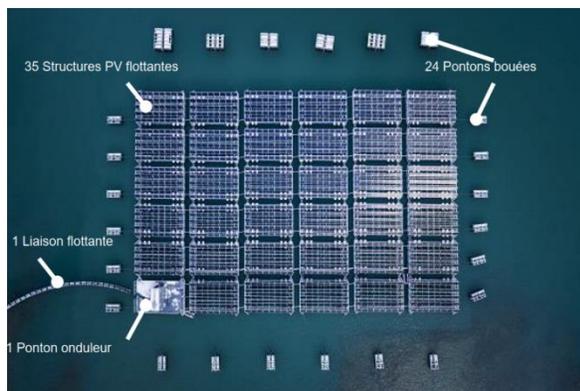
- Les surfaces des barrages, côté lac et vallée,
- Le lac associé à l'ouvrage : réalisation de centrales solaires flottantes sur le lac,
- Les bâtiments associés à l'ouvrage : installations en toitures et façade,
- Les ombrières solaires sur les parkings à proximité des barrages.

## 1.2 Projets existants

Quelques projets sur ouvrages hydroélectriques ont été mis en service en Suisse et d'autres sont en développement. Le présent chapitre décrit succinctement les principaux.

Tableau 4 : Caractéristiques des installations photovoltaïques alpines réalisées en Suisse avant 2023.

Lieu	Type	Mise en service	Altitude	Azimut	Inclinaison	Capacité [kW]	Productible kWh/kW	Coût [CHF/kW]	Remarques
Lac des Toules	Flottant	2019	1800 m	180°	37° flottant, 32° échoué	448	<a href="#">1407</a> (420 en hiver)	Non représentatif	Production <a href="#">29%</a> supérieure en comparaison avec la plaine
Albigna	Barrage, face lac	2021	2165 m	145°, 180°, 205°	78°	<a href="#">410</a>	<a href="#">1296</a>	~ <a href="#">1710</a>	<a href="#">48%</a> de la production en hiver
Muttsee	Barrage, face vallée	2022	2476 m	157°, 198°	51°, 77°	2200	<a href="#">1500</a>	~ <a href="#">3600</a>	Financement participatif
Lago di Lei	Barrage, face lac	2022	1930 m	130°, 210°		343	<a href="#">1108</a>		Financement participatif



Vue aérienne du démonstrateur sur le lac des Toules - © Romande Energie SA



Couronne photovoltaïque sur le barrage d'Albigna, © Solaragentur, [lien](#)



Centrale photovoltaïque sur le barrage de Muttsee, © Axpo, [lien](#)



Couronne photovoltaïque sur le barrage du Lago di Lei, © EWZ, [lien](#)

Figure 2 : Projets photovoltaïques sur ouvrage hydroélectriques en Suisse.

## 2 Méthodologie

### 2.1 Phases

Afin de définir le potentiel le plus fiable possible, l'étude a suivi les phases suivantes :

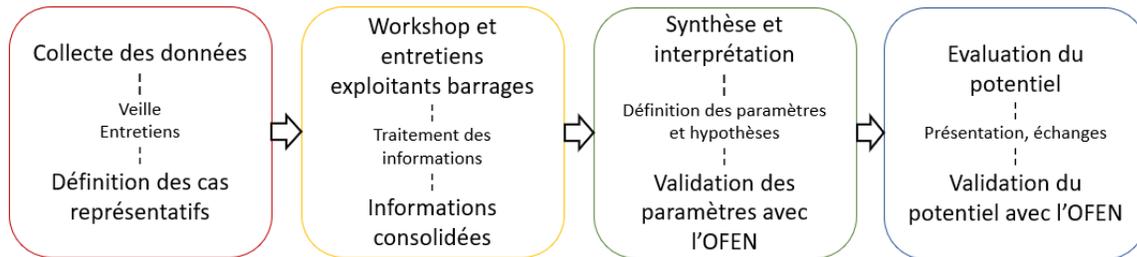


Figure 3 : déroulement de l'étude

Elles sont décrites ci-dessous.

#### 2.1.1 Collecte des données

Une récolte de données préalable a permis de cibler les différents potentiels, écueils, et définir quelques cas représentatifs qui ont servi d'illustration lors du workshop. La récolte a été constituée :

- De la consultation des travaux et études déployées en Suisse et à l'international,
- D'entretiens avec des acteurs du secteur : l'Agence Internationale de l'Energie, des fournisseurs de structures support pour ouvrages hydroélectriques, des exploitants d'installations photovoltaïques sur ouvrages hydroélectriques, un bureau d'ingénieurs spécialisé dans les études d'impact sur l'environnement.

#### 2.1.2 Workshop et entretiens avec les exploitants de barrages

Un workshop a été piloté par l'équipe de projet afin de recueillir et confronter les informations de différents offices au regard de la faisabilité technique, mais aussi administrative des installations sur les ouvrages. Le bureau d'études Drosera, du fait de son expérience sur le lac des Toules, a également été convié à cet évènement. Les offices invités ont été :

- Office fédéral de l'énergie – Section énergies renouvelables,
- Office fédéral de l'énergie – Section sécurité des barrages,
- Office fédéral de l'énergie – section force hydraulique,
- Office fédéral de l'environnement – Section biodiversité et paysage,
- Office fédéral du développement territorial – Section planification fédérale,
- Office fédéral de la culture – Culture du bâti.

Le workshop d'une durée de 4 heures s'est déroulé en deux étapes :

- Le recueil et la confrontation des contraintes associées à de telles installations,

- La discussion, autour de cas représentatifs illustrés, de l'application et de la réalité des contraintes évoquées en première partie.

Les plus gros exploitants d'ouvrages hydroélectriques ont été sollicités pour fournir des données permettant une évaluation plus précise du potentiel. Au total, 15 exploitants ont fourni des données en lien avec 105 barrages. La superficie des lacs correspondants couvre 78% de la surface totale des lacs artificiels. La collecte a porté essentiellement sur :

- Les aspects logistiques : accès, exploitation,
- Les surfaces exploitables : obstacles, surfaces aux abords des lacs,
- Les caractéristiques des ouvrages impactant la faisabilité technique des installations : marginage, niveau d'eau résiduel, bathymétrie,
- Le raccordement au réseau : capacité, distance, situation de l'usine.

La liste ci-dessus est non exhaustive, plus d'information est donnée en annexe 5.8 et 5.9.

### 2.1.3 Synthèse et interprétation

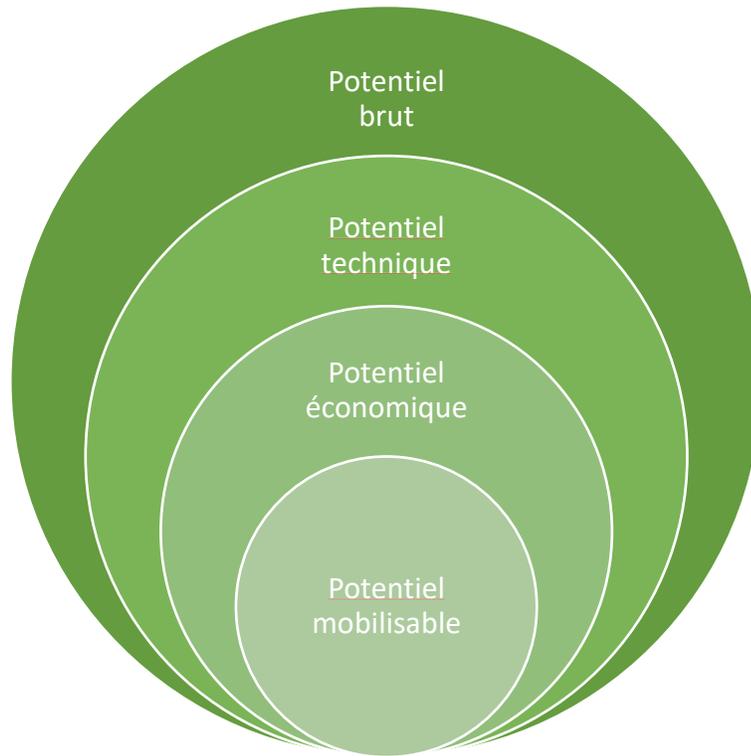
La synthèse et la mise en perspective de l'ensemble des données recueillies lors des phases préliminaires ont permis de définir un ensemble de paramètres influençant la quantification du potentiel et servant de base à la modélisation des installations projetées sur les différentes surfaces. La définition de ces paramètres et les valeurs retenues, lorsqu'ils sont quantifiables, figurent dans l'annexe 5.5 du présent document.

### 2.1.4 Évaluation du potentiel

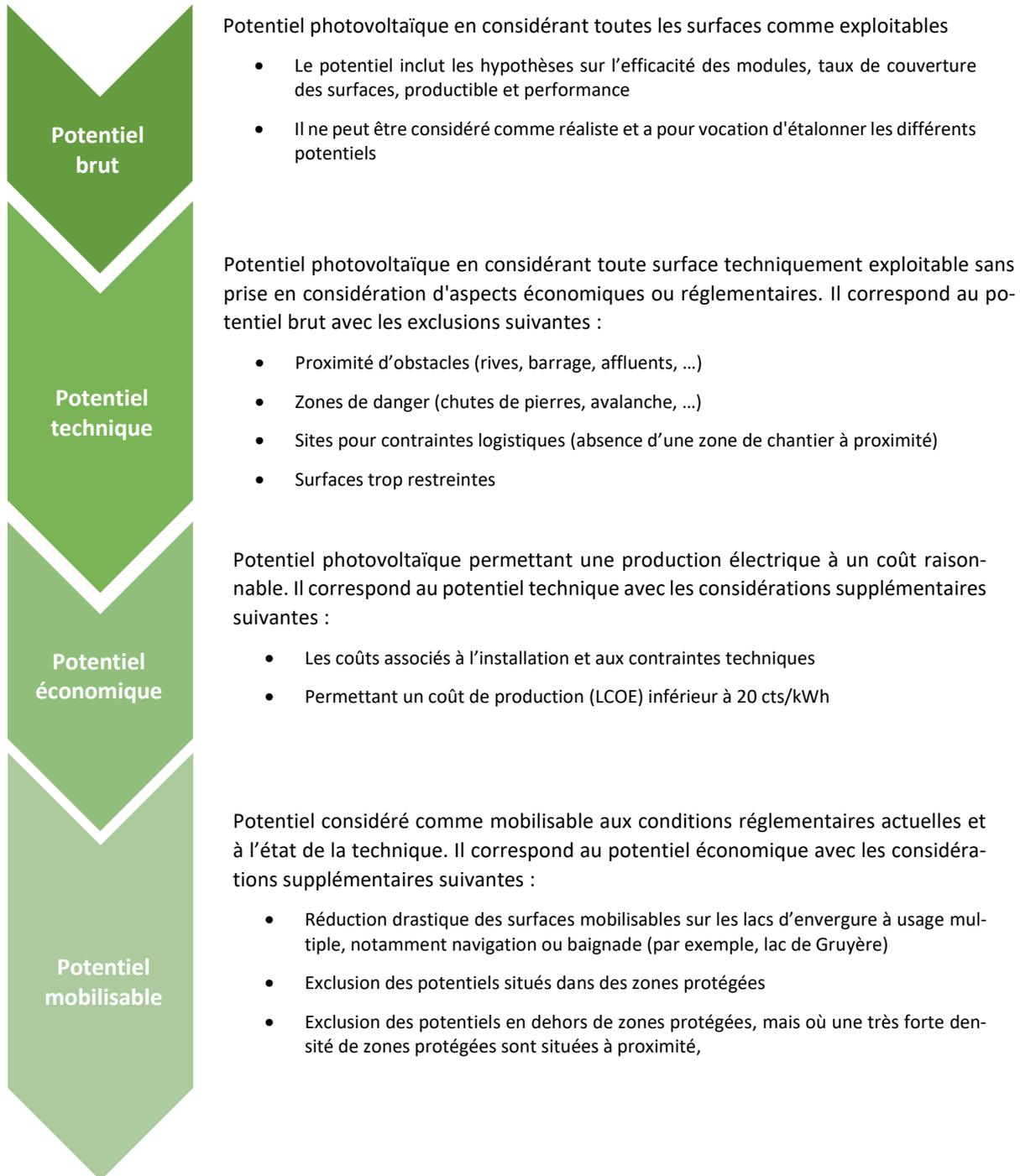
Le détail de la méthodologie permettant de quantifier le potentiel photovoltaïque est l'objet de la suite de ce chapitre.

## 2.2 Description des différents potentiels

Pour cette étude, le potentiel photovoltaïque a été classé en quatre potentiels décroissants : brut, technique, économique et mobilisable. Le potentiel technique inclut des critères restrictifs non considérés dans le potentiel brut. Le même raisonnement s'applique aux potentiels économique et mobilisable.



Les listes suivantes donnent un aperçu des éléments pris en considération pour chaque potentiel des lacs artificiels. Une liste des critères plus détaillée est présentée par application au chapitre 2.4 et la liste exhaustive peut être consultée en annexe 5.5.



## 2.3 Source et précision des données

Les différentes sources suivantes ont été utilisées dans l'étude :

- Recherche bibliographique : Les données sourcées ont été intégrées dans l'étude,
- Informations reçues lors des entretiens préalables : lorsqu'elles ont été apportées par des professionnels de la filière avec une expérience sur le sujet traité, les données ont été considérées comme fiables et intégrées dans l'étude,
- Exploitants des ouvrages : les données reçues des exploitants pour les lacs concernés ont été intégrées dans l'étude et considérées comme plus fiables que les données cartographiques,
- Données météorologiques : Meteotest a fourni les irradiances mensuelles avec une résolution de 25m pour les lacs et 10m pour les barrages. Pour les autres surfaces, les irradiances mensuelles proviennent de PVGIS.
- Données cartographiques : utilisation des bases de données SwissTLM3d, SilvaProtect CH, guichet cartographique fédéral (les guichets cartographiques cantonaux n'ont été utilisés que ponctuellement). La liste des géodonnées utilisées est fournie dans le chapitre 5.4.

Lorsqu'aucune source ci-dessus n'a pu apporter une donnée suffisamment précise, des hypothèses ont été prises selon l'expérience des bureaux en charge de l'étude, fondées sur leurs travaux dans le domaine des énergies renouvelables (éolien et solaire notamment). Dans certains cas et lorsque le nombre d'objets concernés était relativement restreint, des recherches sur base de vue aérienne ont été établies.

## 2.4 Modélisation par application

Cette partie présente les choix méthodologiques pour la quantification des potentiels des quatre applications en donnant les éléments pris en considération. La valeur des critères et les sources des données sont listées en annexe 5.5.

### 2.4.1 Lacs de retenue

Dans l'objectif de quantifier le potentiel photovoltaïque flottant sur les lacs artificiels, l'ensemble des lacs de retenue de Suisse ont été répertoriés. Ceux-ci ont été identifiés à partir des données de SwissTLM3D et de la statistique des aménagements hydroélectriques. La Figure 5 montre que plus de 50% de la surface de ces lacs est concentrée sur les 10% plus grands lacs.

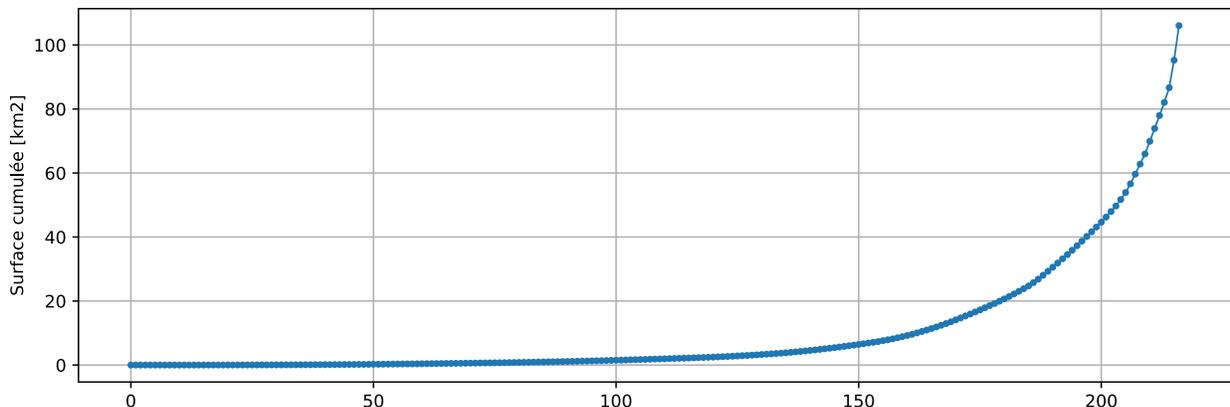


Figure 4 : La surface de l'ensemble des lacs artificiels de Suisse est supérieure à 100 km<sup>2</sup>. Cependant une partie de ces lacs ne sont pas compatibles avec une installation PV flottante, car trop petit, présence de courant ou autre raison.

## Potentiel brut

Sur les 203 lacs identifiés, 45 ont été écartés suite à une inspection visuelle : 29 sont inadaptés à une installation photovoltaïque flottante (courant ou ombrage important), 11 concernent des barrages au fil de l'eau, 5 sont hors du territoire Suisse. Les 158 lacs restants constituent la base du potentiel brut.



Figure 5 : Localisation des 203 lacs artificiels identifiés. Les lacs en rouge ont été écartés.

Deux types d'implantation ont été envisagés en fonction de l'altitude :

- Pour les lacs en plaine (jusqu'à 1000 m d'altitude), l'implantation envisagée maximise la production annuelle : une configuration telle que celles utilisées en toiture, avec deux orientations, est utilisée pour maximiser la surface de production grâce à une installation en dômes,
- Pour les lacs en altitude, compte tenu de leur fort potentiel en hiver, l'implantation envisagée maximise la production hivernale : les modules sont bifaciaux, orientés au sud, inclinés à 45° pour favoriser l'irradiation hivernale et le dégagement de la neige, et espacés pour capter l'énergie malgré l'ensoleillement rasant grâce à une installation en sheds.

Deux taux de couverture, correspondant au ratio entre la surface PV et la surface du plan d'eau, ont été calculés pour les deux types d'implantation. En considérant l'inclinaison des modules, les espaces entre les modules, rangées et îlots, le taux de couverture obtenu pour les installations en dômes est de 72%. Pour les installations d'altitude orientées au sud, le taux de couverture obtenu est de 37%. Le calcul de ces deux taux est détaillé en annexe 5.3.

Une fois la surface photovoltaïque identifiée, le potentiel énergétique brut du lac peut être obtenu suivant le calcul détaillé en annexe 5.1. Celui-ci dépend des 5 variables suivantes :

$S$	La surface photovoltaïque	m <sup>2</sup>	Produit de la surface du lac et du taux de couverture
$H_{POA}$	L'irradiation sur période donnée	kWh/m <sup>2</sup>	Données meteotest, résolution au mois et 25m
$\eta$	L'efficacité des modules PV	%	Fixé à 20% pour les 25 premières années et 28% pour les 25 années suivantes.
$d$	La dégradation annuelle du rendement	%	Fixé à 0.5%
$PR$	Le ratio de performance du système	%	90% durant le semestre hivernal à plus de 1000m, 80% sinon

La première variable  $S$ , la surface photovoltaïque est dans le cas du potentiel brut, obtenue simplement comme le produit du taux de couverture décrit ci-dessus avec la surface du lac.

La deuxième variable  $H_{POA}$ , l'irradiation, a été fournie par Meteotest (Jan Remund, Michael Schmutz, et Anne-Kathrin Weber 2022) à l'aide du logiciel Meteonorm. Meteotest a défini pour chaque lac une grille à 25m, illustrée en Figure 7, et calculé l'irradiation mensuelle pour chaque point de la grille. Ces irradiations mensuelles permettront la quantification de la part hivernale du potentiel définie comme la part du potentiel annuel sur le semestre d'hiver (octobre à mars). Les données de base sont les mesures de rayonnement de MétéoSuisse (valeur moyenne de la période 1996-2015) et les données satellites. Pour chaque point de la grille, un horizon est déterminé à partir des données SwissAlti3D à 2 m de résolution, permettant de prendre en considération les ombrages lointains. La variabilité de l'horizon avec le niveau d'eau a été négligée. L'altitude de la grille est définie à partir de l'altitude SwissALTI3D correspondant approximativement à l'altitude maximale du lac. Cette méthode implique par conséquent une sous-estimation des pertes d'ombrages lointains. Chacun des points de cette grille est par la suite considéré comme un îlot. La faisabilité technique, l'irradiation mensuelle, une capacité et production photovoltaïque et un coût sont par la suite évalués pour chaque îlot.

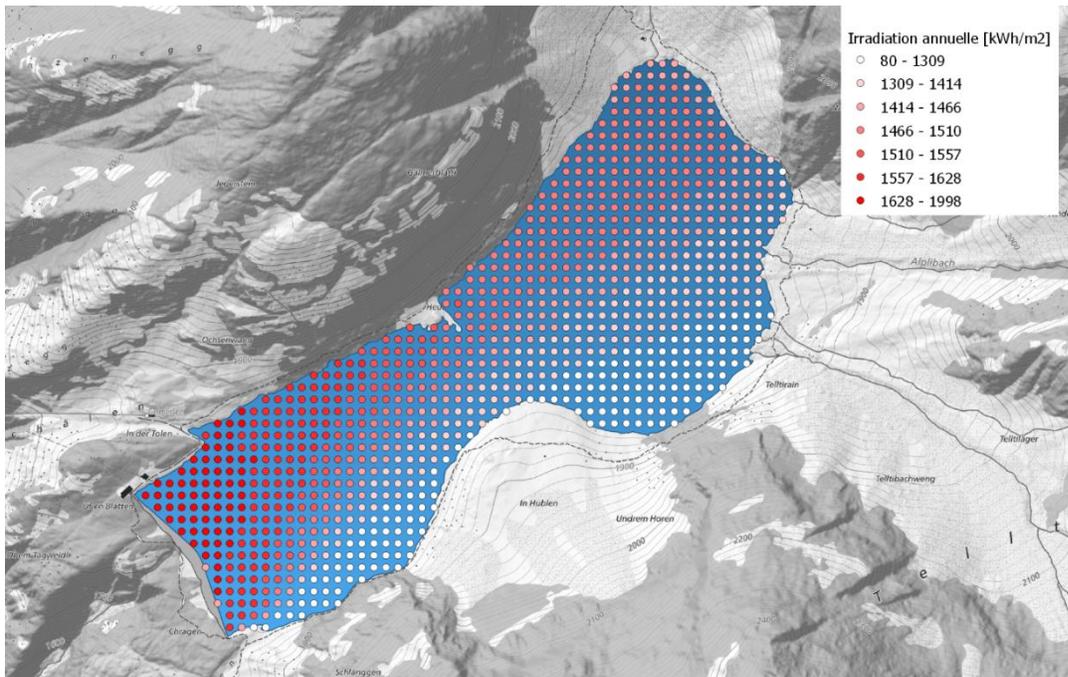


Figure 6 : Données Meteotest pour l'irradiation annuelle sur le Gelmersee.

Les irradiances ont été calculées pour deux plans, le plan horizontal et un plan 45° sud. En raison de la faible différence angulaire, l'irradiation horizontale a été utilisée sans correction pour les installations de type dôme qui présentent usuellement une inclinaison de 10°. Pour les 11 lacs dont les données Meteotest n'étaient pas disponibles, l'api de pvgis a été utilisée pour générer les irradiances mensuelles pour le centroid de chaque lac. Les données d'irradiation pvgis tiennent également compte de l'horizon du point sélectionné. Comme le modèle météo PVGIS-SARAH2 de pvgis sous-estime grandement l'irradiation hivernale en comparaison des données météotest, les données pvgis ont été calibrées sur les données meteotest sur la base d'une sélection de quelques points représentatifs.

La troisième variable  $\eta$  correspond à l'efficacité des modules fixée à 20% pour les 25 premières années et 28% pour les 25 années suivantes. L'efficacité des modules disponibles sur le marché présente une croissance d'environ 0.3% par année ces dernières années (Ballif et al. 2022). Cette croissance ne pourra pas se poursuivre indéfiniment. Si le marché se concentre sur des modules à base de silicium, le rendement en 2050 ne devrait pas dépasser 26%. Cependant, si la problématique de durabilité des cellules tandem silicium-pérovskite est résolue, il n'est pas improbable d'avoir sur le marché des modules à 30% d'efficacité. L'hypothèse de 28% est donc à mi-chemin entre un scénario pessimiste et optimiste.

La quatrième variable  $d$  est le taux de dégradation des modules fixé dans cette étude à 0.5% par année. Cette hypothèse permet de calculer un potentiel énergétique moyen sur les 50 ans de vie de l'installation.

La cinquième variable,  $PR$ , reflète la performance du système photovoltaïque. La détermination de ce paramètre est détaillée en annexe 5.2. Au final, deux valeurs du  $PR$  ont été définies : 90% pour les installations d'altitude et en hiver et 80% pour le reste de l'année et les installations de plaine.

## Potentiel technique

La méthodologie définie jusqu'à présent permet d'obtenir le potentiel brut de chaque lac. Cependant, de nombreuses parties de lac ne seraient d'un point de vue technique pas exploitables, comme une zone soumise à des chutes de pierre. Cette distinction est la différence entre le potentiel brut et le potentiel technique qui englobe la liste d'exclusion suivante :

1. Zones de danger définies par SilvaProtect (voir illustration Figure 8) :
  - a. Avalanches,
  - b. Laves torrentielles,
  - c. Chutes de pierres,
  - d. Coulées de boue,
  - e. Epandages d'alluvions,
2. Zones à moins de
  - a. 20m des rives,
  - b. 50m des barrages,
  - c. 100m d'un affluent, ou 50m si l'altitude du lac est supérieure à 1800m,
3. Zones dont le marnage (différence de hauteur d'eau) est supérieur à 50m,
4. Zones sur lesquelles devrait se poser l'installation en cas d'un niveau bas du plan d'eau présentant une pente supérieure à 20° ,
5. Lacs assimilés à des bassins de restitutions (18 lacs), exemple à la Figure 10,
6. Lacs dont le potentiel restant est inférieur à 200kW, et îlots isolés dont la puissance est inférieure à 100kW,
7. Lacs ne présentant pas de zone de chantier potentielle (au minimum 600m<sup>2</sup> avec moins de 15° de pente et à moins de 100m du lac. Aucun des lacs restants après l'application des critères précédents n'a été retiré en raison de cette contrainte,
8. Le potentiel technique de chaque lac est borné par la capacité de raccordement correspondante.

La Figure 8 illustre la réduction du potentiel technique sur Gelmersee due aux zones de dangers. On notera que l'exclusion en raison des chutes de pierre est importante et domine sur la contrainte de proximité des rives de 20m. Dans cet exemple, l'altitude minimal du lac est donnée par le niveau minimal d'exploitation selon l'exploitant, ce qui donne un marnage maximal de 17m. Si le marnage est supérieur à 50m, les îlots correspondants (points de la grille meteoest) sont retirés du potentiel technique. La hauteur d'eau pour chaque point de la grille a été calculée comme la différence entre l'altitude du lac et l'altitude donnée par le modèle numérique du terrain MTN25<sup>2</sup>. La maille de ce modèle est de 25m ; par conséquent, la hauteur d'eau et la pente dérivée de ces données présentent une incertitude significative. De plus il a été observé que la bathymétrie des lacs artificiels alpins peut évoluer d'année en année. La limite supérieure à 20° de pente a été choisie de sorte à éviter le risque que la structure puisse glisser une fois posée sur le fond du lac.

---

<sup>2</sup> <https://www.swisstopo.admin.ch/fr/geodata/height/dhm25.html>

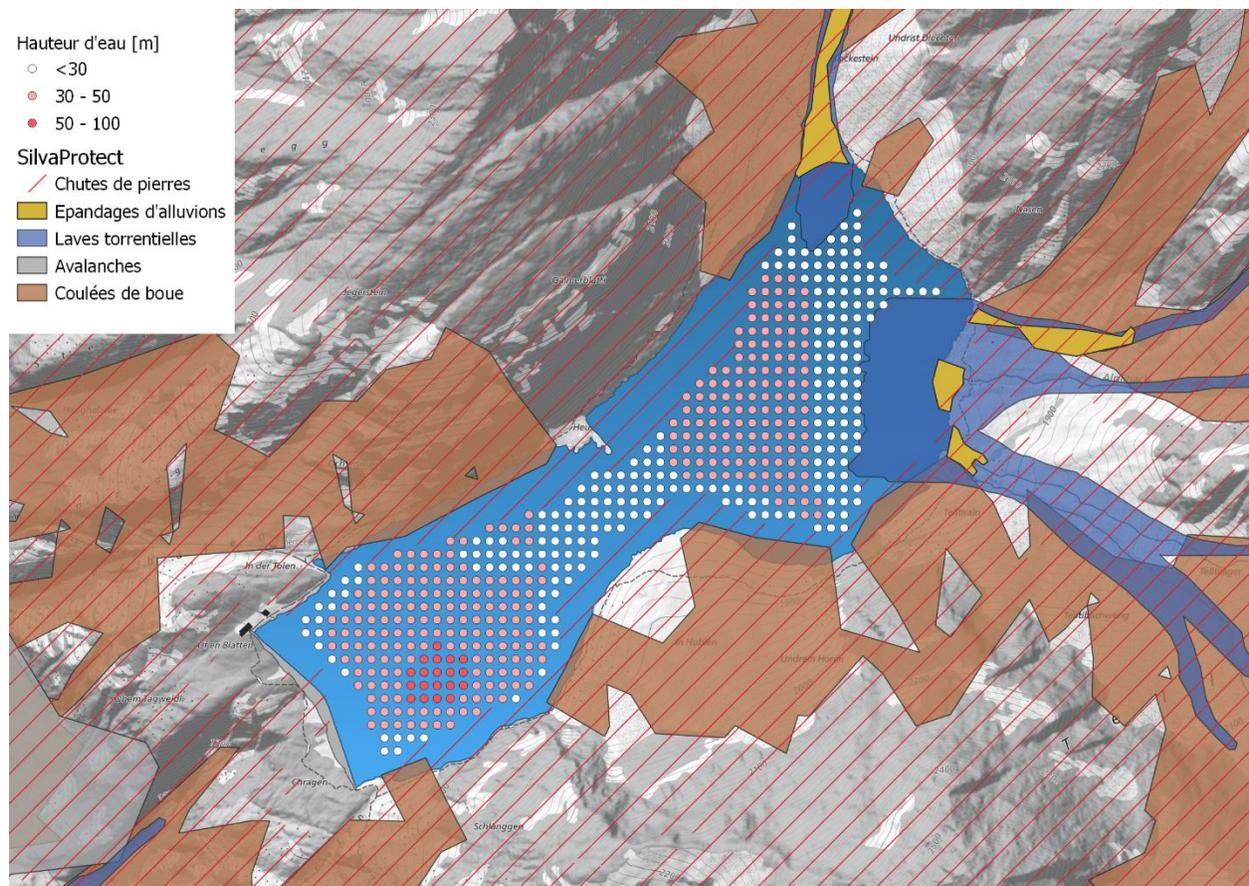


Figure 7 : Illustration des zones de danger SilvaProtect à proximité du Gelmersee. Ces zones sont exclues du potentiel technique. Les points dont la hauteur d'eau est supérieure à 50m sont également retirés du potentiel technique sauf si une altitude minimum du lac est indiquée. C'est le cas pour ce lac, dont le marnage maximum est de 17m. Les points à proximité des rives, barrages et affluents ont également été ici retirés.

Une estimation de la capacité de raccordement de chaque lac a été réalisée. La limite supérieure de cette capacité est fixée à 300 MW AC correspondant à environ 30% de la capacité de transport d'une ligne à très haute tension (380 kV). Ces 30% sont une hypothèse de la capacité disponible sur ce type de ligne.

Pour éviter les îlots isolés, chaque groupe d'îlots flottants doit avoir une puissance minimale de 100 kW. Un lac doit également présenter une capacité minimale de 200 kW pour apparaître dans le potentiel technique.

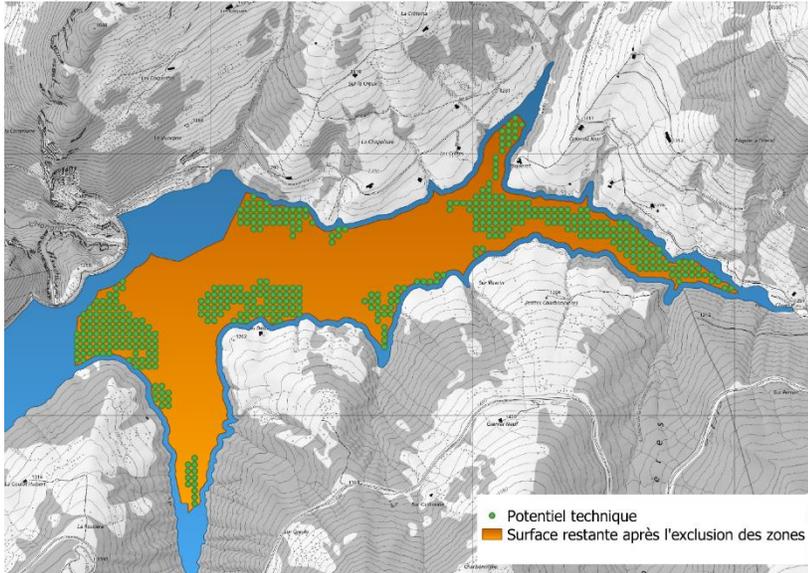


Figure 8 : Exemple d'une carte du potentiel technique du lac de l'Hongrin. La surface orange correspond à la surface brute avec les exclusions 1 et 2 décrites ci-dessus (zones de danger et zones de proximité). Les exclusions 3 et 4 (marnage et pente du fond) sont évaluées par point. Au final les points en vert permettent de localiser le potentiel technique.

Les lacs assimilés à des bassins de restitutions ont été exclus du potentiel en raison des mouvements d'eau lors des remplissages.



Figure 9 : Le plus grand lac assimilé à un bassin de restitution (48'000m<sup>2</sup>). Ces lacs ont été retirés du potentiel technique en raison des contraintes d'exploitation.

## Potentiel économique

Le potentiel économique est défini comme le potentiel technique permettant de produire de l'électricité à un coût actualisé (LCOE) inférieur à 20 cts/kWh. Le LCOE est calculé selon l'équation usuelle suivante :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Où  $I_t$  est la somme des investissements à l'année  $t$  qui dépendent de la puissance  $P [W]$  envisagée pour chaque lac,  $M_t$  représente l'ensemble des frais de maintenance à l'année  $t$ , et  $E_t$  correspond à l'énergie produite cette même année. Finalement  $r$  est le taux d'intérêt et  $n$  la durée de vie estimée du projet, mesurée en années.

Les frais de maintenance  $M_t$  sont fixés à 0.02 CHF/kWh et sont donc calculés par rapport à la production  $E_t$ . La production  $E_t$  décroît durant les 25 premières années en raison du facteur de dégradation, puis les modules sont remplacés par des modules de plus haute efficacité. Le taux d'intérêt a été fixé à 5% et la durée de vie  $n$  est de 50 ans.

Cette formule est utilisée pour le potentiel économique de l'ensemble des applications (lacs, barrages, toitures, façades, parkings) et sous-entend des coûts exprimés HT.

Les coûts d'investissement (CAPEX) comprennent les éléments suivants :

- Les coûts de la structure flottante, composée des modules, supports, câblage, ancrage et la pose de l'ensemble. La durée de vie supposée de l'ensemble est celle du projet, 50 ans. La fonction du coût spécifique associée est décroissante pour tenir compte des rabais de volume. Pour l'ensemble, y compris modules, mais hors coûts particuliers décrits ci-dessous, la fonction de coût  $c_{fpv}$  décroît linéairement de 4500 à 3500 CHF/kW entre 0 et 50 MW pour les installations d'altitude (>1000m). Pour les installations de plaine (<1000m) la fonction de coût décroît linéairement de 2000 à 1500 CHF/kW entre 0 et 50 MW,
- Certaines parties de l'installation, notamment les modules, nécessitant d'être remplacés après 25 ans, Ce remplacement, incluant la pose a été fixé à 1200 CHF/kW,
- Les coûts pour l'accessibilité au site, composés des coûts pour l'accès matériel et celui pour les ouvriers. Pour chaque lac, les routes les plus proches permettant la circulation d'un véhicule lourd et léger ont été identifiées. La longueur de la route manquante est calculée en prenant en considération le dénivelé et la distance horizontale entre la fin de la route et le point du lac le plus proche ainsi qu'une pente moyenne maximale de 5°. Pour les véhicules légers dont l'usage serait le transport des ouvriers, l'ensemble des routes des données SwissTLM3d TLM\_STRASSE a été considéré à l'exception des routes dont le GDB-Code est dans la liste suivante [12,16-19,22,23] correspondant aux routes et chemins dont la largeur est inférieure à 2m. Pour les véhicules lourds, dont l'usage est le transport du matériel, les routes de la catégorie 15 "chemin de 2m" ont également été exclues. La Figure 11 montre les points d'accès pour l'exemple du lac du Vieux Emosson. Le coût d'accessibilité est le minimum entre le coût pour la création de la route manquante et celui d'un acheminement hélicoptère depuis la fin de la route. Le coût d'une nouvelle route a été fixé à 250 CHF/m et les coûts d'hélicoptères à 70 CHF/kW/km pour le matériel et 20 CHF/kW/km pour les ouvriers en prenant quelques hypothèses sur la durée de la pose par kW, coût de service par heure

de l'hélicoptère, masse de l'installation par kW. Ces valeurs se retrouvent dans la table en annexe 5.5.

- Les coûts de raccordement, proportionnels à la capacité installée et la distance du point de raccordement. Pour chaque lac, deux ou trois points de raccordement ont été identifiés. Ceux-ci ont été en majorité fournis par les exploitants des barrages et complétés manuellement par le bureau Duvoisin-Groux. Si la capacité du plus proche ne suffit pas, le deuxième ou le troisième est considéré. Ce mécanisme induit une croissance non continue de la fonction de coût. Le détail des coûts de raccordement est donné en annexe 5.6,
- Deux types de surcoût particuliers, appliqués à certains îlots flottants : celui de marnage et celui de pose de l'îlot. Le premier s'applique si la variation de la hauteur d'eau sous l'îlot dépasse 30m et induit dans ce cas un surcoût de 100 CHF/kW. Le second s'applique si le marnage impose à l'îlot de se poser sur le fond du lac une partie de l'année. Un surcoût de 300 CHF/kW est appliqué dans ce cas.

Ne sont pas pris en considération :

- Les coûts pour d'éventuelles mesures compensatoires. L'approche globale de cette étude ne permet pas d'envisager une estimation fiable de ce surcoût pour chaque lac,
- Les subventions fédérale, cantonale ou communale pour les installations photovoltaïques. Cette étude vise à donner le LCOE du potentiel photovoltaïque flottant qui soit indépendant des évolutions annuelles des mécanismes de subventions.

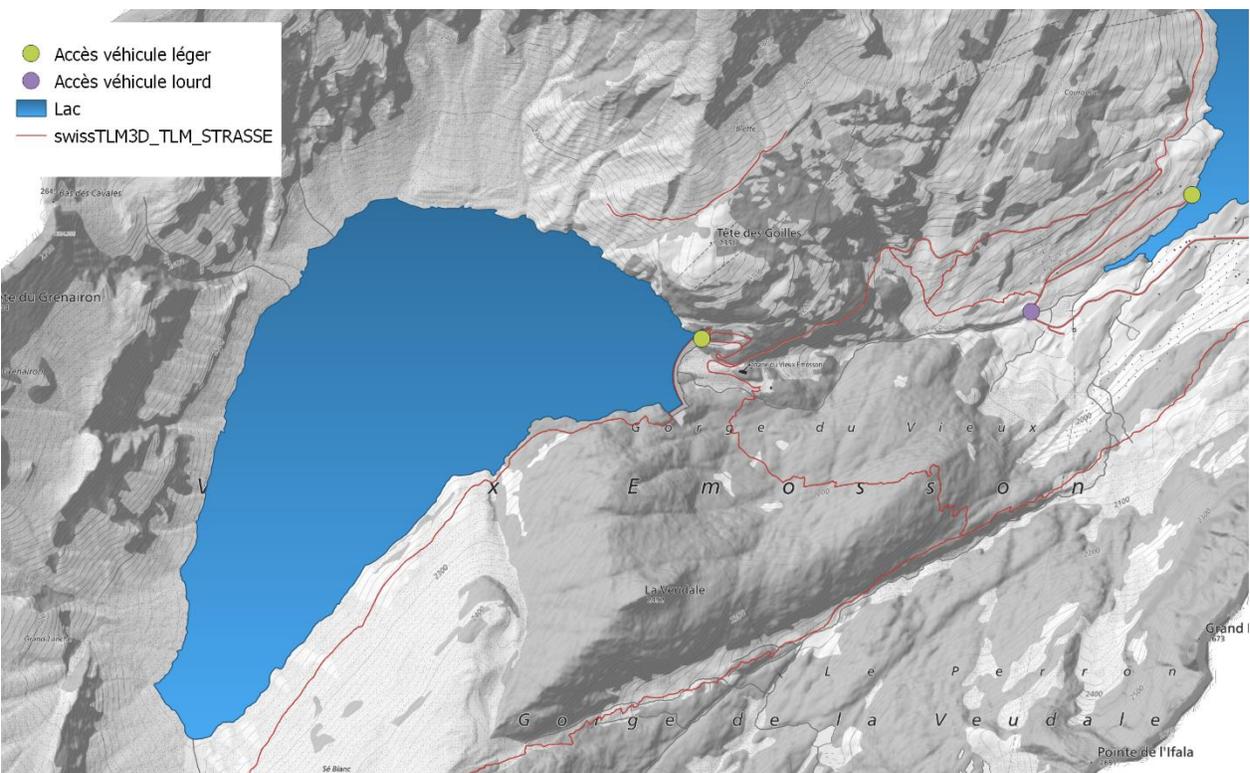


Figure 10 : Points d'accès répertoriés pour le lac du Vieux Emosson. Le point vert correspond au point le plus proche sur une route d'au moins 2m de largeur, permettant un accès pour les ouvriers. Le point violet est le point le plus proche sur une route d'au moins 3m de largeur qui correspond à l'accès le plus proche pour le matériel.

Afin de minimiser le LCOE d'une installation flottante, il peut être préférable de ne pas réaliser d'îlots (points de la grille à 25m) où l'irradiation serait trop faible, ou dans les zones comportant des surcoûts particuliers trop importants. Cette problématique de dimensionnement est traitée en réalisant un tri des îlots du potentiel technique basé sur un coût de revient du kWh solaire marginal. Ce coût de revient est calculé comme le ratio entre le coût de l'îlot, incluant les surcoûts particuliers (marnage et pose), et la production solaire annuelle de l'îlot.

$$\text{coût de revient marginal d'un îlot [CHF/kWh]} = p_{\text{îlot}} \cdot (c_{\text{fpv}} + c_{\text{spe}}) / E_{\text{îlot}}$$

Avec  $p_{\text{îlot}}$  la puissance [kW] de l'îlot,  $c_{\text{fpv}}$  le coût spécifique [CHF/kW] de l'installation flottante pour la puissance correspondant au potentiel technique,  $c_{\text{spe}}$  la somme des surcoûts particuliers (marnage et pose) et  $E_{\text{îlot}}$  la production annuelle de l'îlot.

Une fois les îlots triés par ordre décroissant du coût de revient marginal, le LCOE est calculé pour chaque combinaison des  $n$  premiers îlots triés. Comme chaque îlot a une capacité donnée [kW], cela permet d'obtenir le LCOE pour une plage comprise entre une puissance nulle et la puissance correspondant au potentiel technique. La Figure 12 illustre le résultat obtenu avec cette approche. L'augmentation du LCOE vers 2 MW provient de la nécessité de se raccorder sur un point du réseau permettant une puissance supérieure, mais à une distance plus importante impliquant un surcoût (effet de seuil). La croissance du LCOE observée en dessus de 50 MW vient de la considération d'îlots moins favorables.

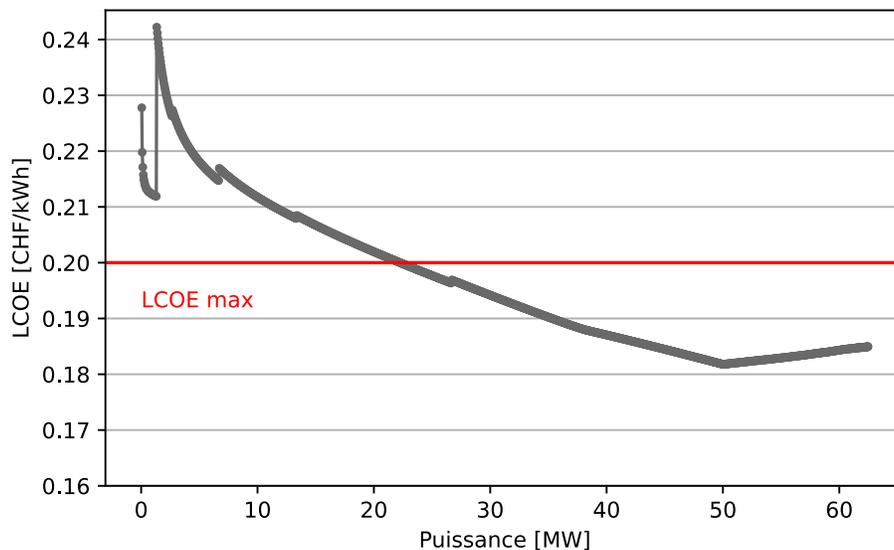


Figure 11 : Exemple de la dépendance du LCOE avec la capacité installée pour le Lago Ritóm.

Cette approche permet d'atteindre une valeur minimale de LCOE pour chaque lac, mais néglige la contrainte d'une continuité des îlots. La solution serait de faire une optimisation spatiale avec des contraintes géométriques (ensemble de rectangles) pour la sélection des îlots visant à minimiser le LCOE. Cette approche ne fait pas de sens dans le cadre de cette étude et des incertitudes inhérentes à une approche globale de l'ensemble des lacs artificiels sur le territoire suisse.

Le potentiel économique d'un lac est défini comme la puissance maximale pour lequel le LCOE est inférieur à la borne des 20 cts/kWh. Le potentiel économique global est simplement la somme des potentiels économiques de chaque lac.

## Potentiel mobilisable

Une partie du potentiel économique n'est pas considéré comme mobilisable. C'est en particulier le cas d'un lac comme le Gigerwaldsee, se trouvant dans un site naturel classé par l'UNESCO. Cette distinction entre le potentiel technique et mobilisable inclut non seulement des critères basés sur la protection du paysage, de la faune, de la flore et des eaux, mais également des critères d'acceptabilité, notamment concernant les lacs de basse altitude pouvant avoir d'autres usages, tels que navigation, pêche ou baignade. Pour les lacs identifiés manuellement comme présentant un usage multiple, uniquement 2% de la surface brute est considérée comme mobilisable.

Le Tableau 5 présente la liste des zones de protection considérées. Les zones catégorisées comme exclues sont jugées plus sensibles. Si une de ces zones intersecte un lac, le potentiel mobilisable du lac est considéré comme nul. Pour les zones de protection des oiseaux d'eau et migrateurs, cette règle n'est pas appliquée, mais uniquement l'empreinte sur le lac est retirée du potentiel mobilisable. Comme l'illustre la Figure 13, de nombreuses zones de protection ne recouvrent pas le lac, mais sont à proximité. Pour prendre en compte cet aspect, un degré de protection des rives est calculé comme la part d'une bordure de 100m autour des lacs en zone protégée définie comme l'union des zones de protection listées dans le Tableau 5. Si ce degré dépasse 50%, le potentiel mobilisable du lac est également considéré comme nul.

Tableau 5 : Zones de protection considérées dans l'évaluation du potentiel mobilisable.

Zone	Exclusion
Oiseaux d'eau et migrateurs	non
UNESCO sites naturels	oui
UNESCO sites culturels (y.c zone tampon proche)	oui
Zone de protection des eaux S1	oui
Zone de protection des eaux S2	oui
Zones biotope - Haut-marais	oui
Zones biotope - Bas-marais	oui
Zones biotope - Site marécageux	oui
Reproduction des batraciens	oui

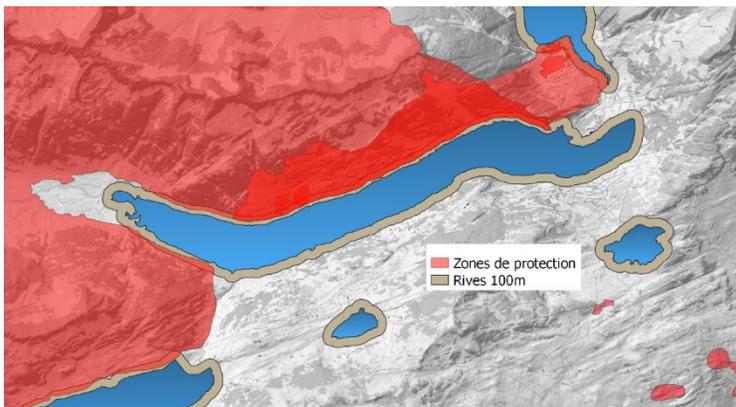


Figure 12 : Zones de protection dans la région du Grimsel. Comme les zones de protection ne s'étendent pas toujours sur le lac, un degré de protection a été calculé comme la part d'une bordure de 100m autour du lac en zone protégée. Si plus de 50% de cette bordure est en zone protégée alors le potentiel mobilisable du lac est nul. Pour le lac du Grimsel, uniquement 24% de la bordure est en zone protégée.

## 2.4.2 Barrages

Le potentiel brut des barrages cumule le potentiel de la face côté lac et de la face côté vallée.

Du côté lac, le potentiel estimé est celui d'une rambarde solaire, similaire à l'exemple d'Albigna. Sa hauteur est de 3.5m, soit deux modules en portrait. Les modules ne doivent pas dépasser de plus d'un mètre au-dessus du couronnement du barrage pour des raisons d'exploitation. La surface est calculée comme le produit de cette hauteur et la longueur du barrage approximée à partir du polygone du barrage donnée par SwissTLM3D. La surface photovoltaïque est calculée comme les 90% de cette surface. Le potentiel est calculé selon la formule détaillée dans l'annexe 5.1, en prenant l'irradiation moyenne de la des points se

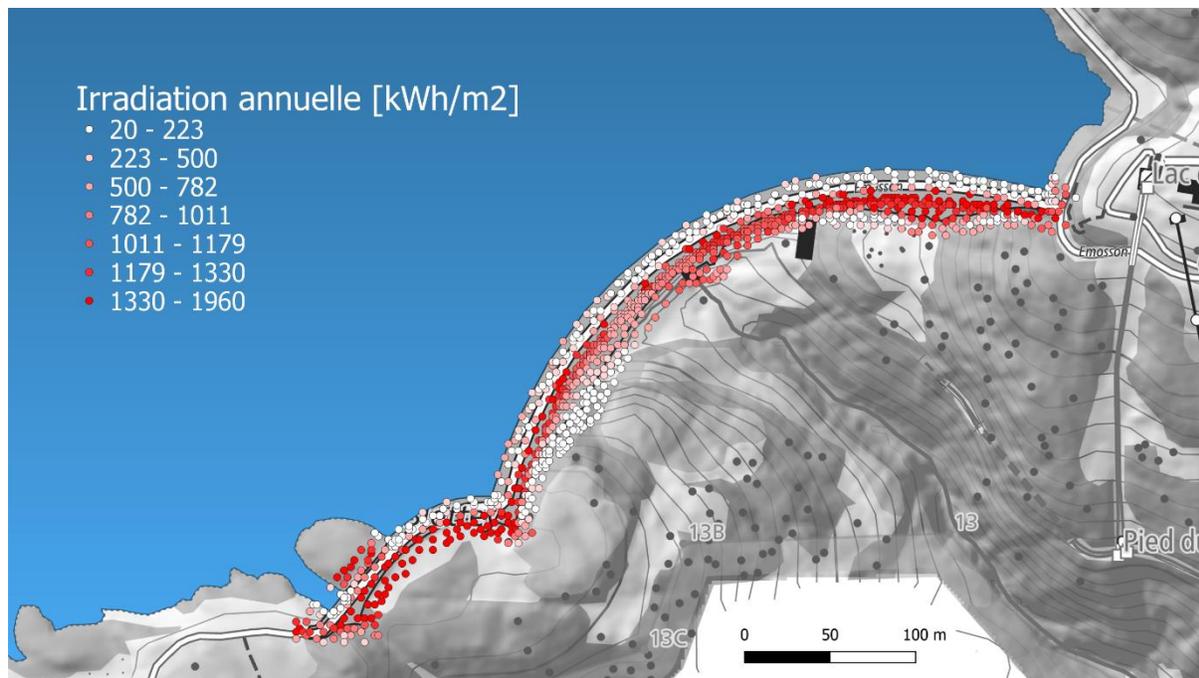


Figure 13 : Illustration des données Meteotest d'irradiation sur les faces du barrage d'Emosson.

situant à moins de 4m du polygone du lac donné par SwissTLM3D.

Du côté vallée, la surface totale est calculée comme la surface totale déterminée par Meteotest moins la surface de la rambarde calculée précédemment. La surface photovoltaïque est le produit de la surface et d'un taux de couverture. Ce dernier a été fixé à 50% pour les barrages digues afin de permettre la pénétration des eaux de pluie, et 70% pour les autres types de barrages. La nécessité de pouvoir inspecter visuellement les joints ne permet pas un taux de couverture de 100%. Le coefficient de performance des installations sur barrage est fixé à 80%. Les hypothèses d'efficacité sont identiques à celles réalisées pour les lacs.

Comme pour les lacs, un critère d'une capacité minimale a été inclus dans le calcul du potentiel technique. Si le potentiel brut cumulé des deux faces est inférieur à 100 kW, le potentiel technique du barrage est considéré comme nul. En dessous de 100 kW, le projet est supposé trop petit pour présenter un intérêt et présenterait un coût spécifique très élevé en raison des coûts fixes (étude, logistique, raccordement). Le potentiel technique de chaque barrage est également borné par la capacité de raccordement correspondante.

De manière similaire à ce qui a été réalisé pour les lacs, un tri sur l'irradiation annuelle est effectué pour considérer en priorité les zones les plus ensoleillées. Cette étape permet d'obtenir un LCOE en fonction de la puissance installée, comme l'illustre la Figure 15 pour l'exemple du barrage d'Emosson.

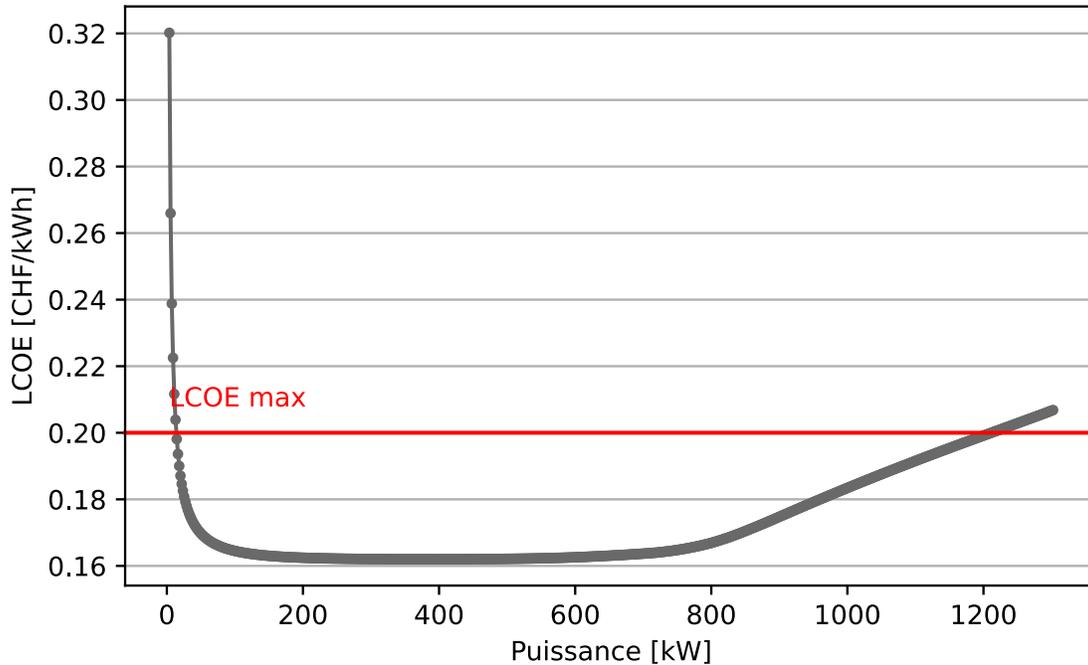


Figure 14 : LCOE de l'installation PV sur la face côté vallée du barrage de Piora en fonction de la puissance installée.

Le potentiel économique est défini comme le potentiel technique dont le LCOE est inférieur à 20 cts/kWh en considérant comme pour les lacs un coût de maintenance de 2 cts/kWh. Les coûts d'accessibilité sont supposés nuls et la méthode pour les coûts de raccordement est identique à celle utilisée pour les lacs. À ceux-ci s'ajoutent les coûts de la fourniture et pose de l'installation photovoltaïque. Pour ces derniers, les coûts spécifiques ont été déterminés sur la base de quelques installations existantes et en prenant en compte une correction de maturité. Le peu de réalisation implique que l'incertitude sur l'estimation du coût spécifique est élevée.

- Du côté lac, le coût associé à la rambarde solaire est de 1500 CHF/kW,
- Du côté vallée, le coût a été fixé à 3000 CHF/kW.

Le coût spécifique côté lac est plus faible, car l'installation peut se réaliser avec un camion-grue depuis la route du barrage.

Contrairement à une installation photovoltaïque flottante, celle sur un barrage ne porte pas préjudice à la flore ou faune. L'atteinte au paysage est considérée comme faible également. Par conséquent, le potentiel mobilisable est identique au potentiel économique.

### 2.4.3 Bâtiments d'exploitation

Le potentiel des aménagements hydroélectriques comprend les bâtiments d'exploitation des centrales hydroélectriques. Ce potentiel correspond au potentiel des toitures et façades des bâtiments les plus proches de chaque emplacement désigné dans la statistique des aménagements hydroélectriques, voire Figure 16.

Ces points ne correspondent pas directement à des bâtiments ou toitures. Celles-ci ont été identifiées par une jointure spatiale. Si l'emplacement est à l'intérieur d'un polygone d'une toiture recensé par la base de toitsolaire (référence en annexe 5.4), le potentiel associé à ce point correspond au potentiel de l'ensemble des toitures ayant le même identifiant EGID ou SB\_UUID que le polygone identifié. Si ça n'est pas le cas, la toiture la plus proche dans un rayon de 5m de l'emplacement est sélectionnée initialement.

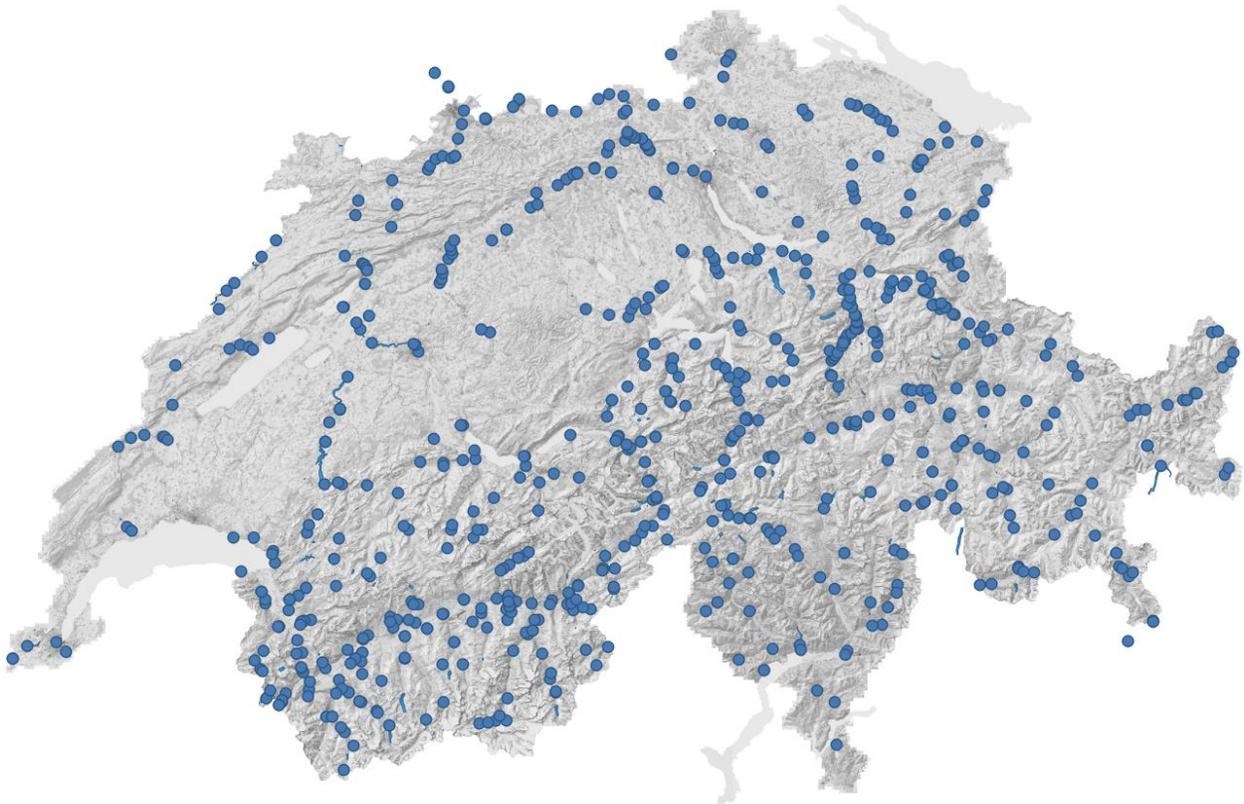


Figure 15 : Localisation des 718 emplacements désignés dans la statistique des aménagements hydroélectriques

Parmi ces toitures, seules celles de catégorie 3 ou supérieure (irradiation supérieure à 1000 kWh/m<sup>2</sup>/an) selon la carte de l'aptitude solaire des toits ont été prises en compte. Les taux de couverture solaire des toitures ont été repris du rapport de (Dionis Anderegg, Sven Strebler, et Jürg Rohrer 2022), figure 1. Le potentiel brut des toitures est celui donné par toitsolaire (STROMERTRAG) normalisé par trois facteurs :

- Le taux de couverture correspondant à la toiture,
- La correction de l'efficacité des modules, car toitsolaire calcule le potentiel avec une efficacité de 17%,
- Le facteur de dégradation pour obtenir la production moyenne sur 25 ans.

Pour estimer la part hivernale, qui n'est pas donnée par toitsolaire, l'api de pvgis a été utilisée pour calculer pour chaque toiture le ratio de la production hivernale sur la production annuelle.

Le potentiel technique des toitures inclut deux critères supplémentaires :

- Chaque toiture doit présenter une surface minimale de 10m<sup>2</sup>,
- La puissance minimale par installation ou emplacement est de 10 kW.

Le potentiel économique des toitures est défini comme le potentiel technique dont le LCOE est inférieur à 20 cts/kWh calculé sur 25 ans en prenant en compte un coût de maintenance de 2 cts/kWh. Le CAPEX est calculé selon la régression pour les installations ajoutées de l'observation des prix du marché photovoltaïque (Lionel Bloch, Yannick Sauter et Florent Jacqmin 2022) :

Plage de puissance [kW]	a [CHF/kW]	b [CHF]
2-10	1970	6420
10-30	1374	12382
30-100	1221	16979
100-300	1024	36606

$$\text{CAPEX toiture [CHF]} = \min_k (a_k \cdot (\text{puissance [kW]}) + b_k)$$

Un accès est toujours déjà présent et il est supposé que chaque bâtiment possède un raccordement électrique permettant l'installation PV en toiture et façade. Par conséquent, les coûts correspondants sont jugés nuls.

La totalité du potentiel économique est considérée comme mobilisable.

Le potentiel des façades est calculé de manière identique à celui des toitures aux exceptions suivantes près :

- Toutes les façades de catégorie 2 ou supérieures sont sélectionnées (>600kWh/m<sup>2</sup>) et le taux de couverture est de 55%. Ces hypothèses sont celles établies par (Portmann et al. 2019),
- La part hivernale est directement donnée par la base de données des façades, "Aptitude solaire des façades" (référence en annexe 5.4),
- La fonction de coût des façades est : CAPEX façade = 1.7·CAPEX toiture.

#### 2.4.4 Parkings

Le potentiel photovoltaïque des rives des lacs est celui de possibles ombrières solaires sur les parkings à proximité des barrages. L'ensemble des surfaces de parkings (référencé par swissTLM3D) à moins de 500m d'un barrage ont été prises en considération. La surface du potentiel brut correspond à 25% de la surface au sol en raison des deux hypothèses suivantes :

- Taux de couverture photovoltaïque déterminé par le calepinage de quelques parkings types à 50%,
- Part de la surface pour d'autres usages (par exemple pour un accès hélicoptère) à 50%.

Pour chaque parking, l'irradiation mensuelle est obtenue à l'aide de l'api pvgis. Cette irradiation prend en compte l'horizon lointain et est calculée pour un plan orienté de 10° vers le sud. Ces installations peuvent

se faire également avec des modules bifaciaux. En raison de l'absence d'ombrage local, un ratio de performance de 90% a été choisi pour toute l'année. Le potentiel technique est identique au potentiel brut. Le potentiel économique est le potentiel technique dont le LCOE est inférieur à 20 cts/kWh calculé sur 25 ans en prenant en compte un coût de maintenance de 2 cts/kWh. Le CAPEX est déterminé à partir d'un coût spécifique fixé à 3'000 CHF/kW, basé sur l'expérience du bureau Planair. Le calcul du LCOE est identique à celui réalisé pour les lacs. Tout le potentiel économique est considéré comme mobilisable.

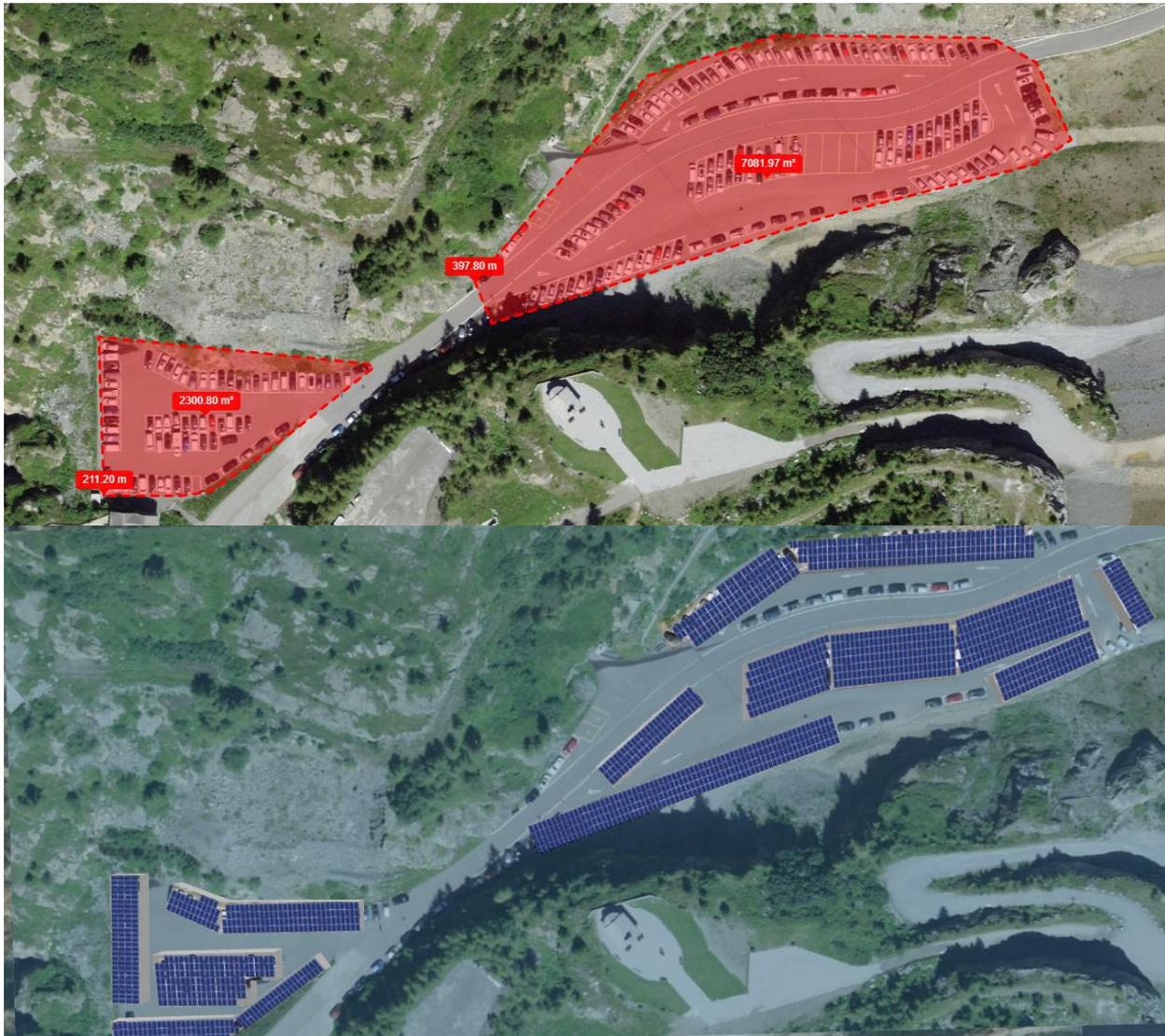


Figure 16 : Exemple d'un calepinage d'ombrières photovoltaïques sur parkings. Le ratio entre la surface photovoltaïque et la surface au sol définit le taux de couverture.

### 3 Résultats

#### 3.1 Potentiels des lacs de retenue

Le potentiel du solaire flottant sur les 158 lacs de retenue étudiés représente la grande partie du potentiel des aménagements hydroélectriques. L'application successive des critères des potentiels technique, économique et mobilisable implique une réduction à chaque étape du potentiel photovoltaïque pouvant réduire à zéro le potentiel de certains lacs. La Figure 18 montre le nombre de lacs ayant un potentiel non nul pour chaque catégorie de potentiel décrit dans la section 2.2.

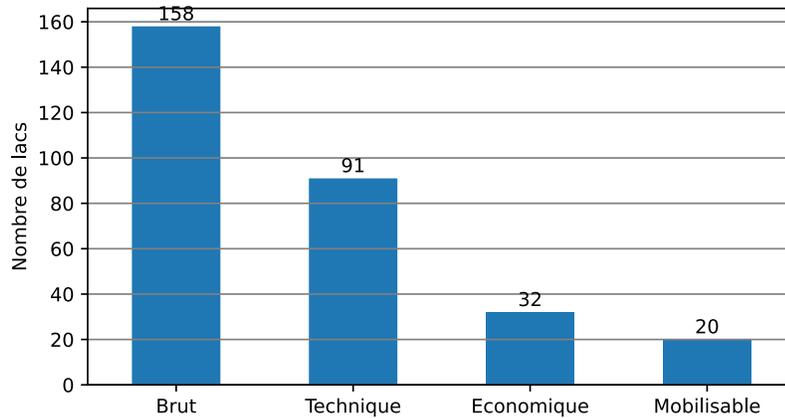


Figure 17 : Nombre de lacs ayant un potentiel non nul par catégorie de potentiel.

Le potentiel énergétique pour chacune de ces catégories est donné par la Figure 19.

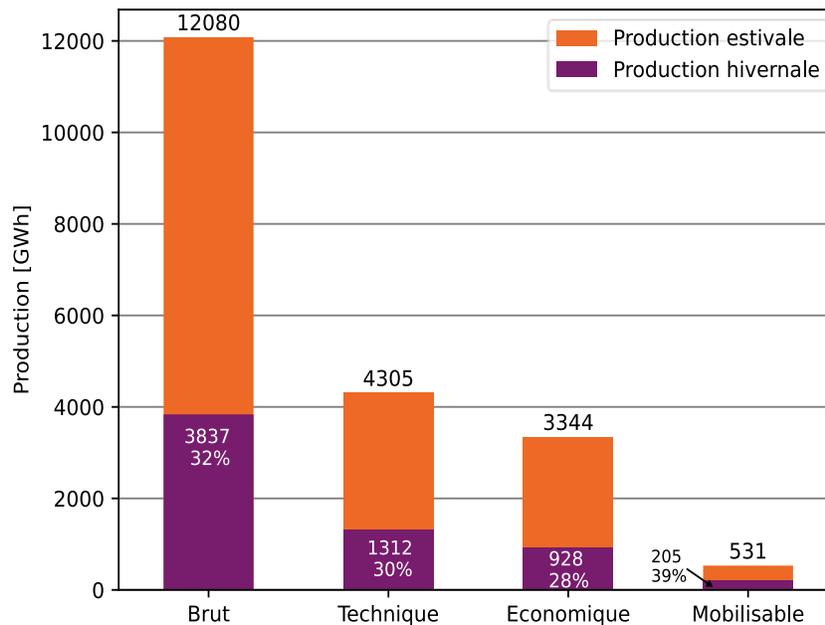


Figure 18 : Potentiels du photovoltaïque flottant sur l'ensemble des lacs artificiels suisse. La partie hivernale est la part de production entre octobre et mars.

Le potentiel brut, correspondant à couvrir la totalité de ces lacs d'îlots solaire flottants sans restriction technique, permettrait une production annuelle estimée à 12'080 GWh. La prise en considération de l'ensemble des contraintes techniques réduit de plus de moitié ce potentiel, à 4'305 GWh (avec une part hivernale de 1'312 GWh ou 30%). Cela correspondant à 7.6 % de la consommation suisse en 2022 (OFEN 2023). Il s'agit également du potentiel qui pourrait être obtenu avec une adaptation des mécanismes de subvention afin d'assurer la rentabilité de l'ensemble des projets, sans tenir compte des facteurs d'acceptation. L'exclusion des zones de dangers, zones de proximité des rives, barrages et affluents est à l'origine de près de la moitié de la différence entre le potentiel brut et technique. L'autre moitié est exclue par les autres critères détaillés en section 2.4.1.

Une partie du potentiel technique est exclu du potentiel économique, lorsque le coût actualisé (LCOE) de l'électricité produite dépasse la valeur cible de 20 cts/kWh. Cette contrainte supplémentaire donne un potentiel économique estimé à 3'344 GWh avec une part hivernale de 928 GWh (ou 30%). La réduction de la part hivernale entre le potentiel technique et économique s'explique par le fait que les installations de basse altitude sont plus nombreuses à produire sous la barre des 20 cts/kWh. La part hivernale est plus importante dans le potentiel mobilisable en raison du critère de l'usage multiple des lacs de plaine.

La Figure 20 montre que le potentiel technique de la majorité des lacs (90%) est inférieur à 50 MW et quelques grands lacs de plaine concentrent une grande part du potentiel.

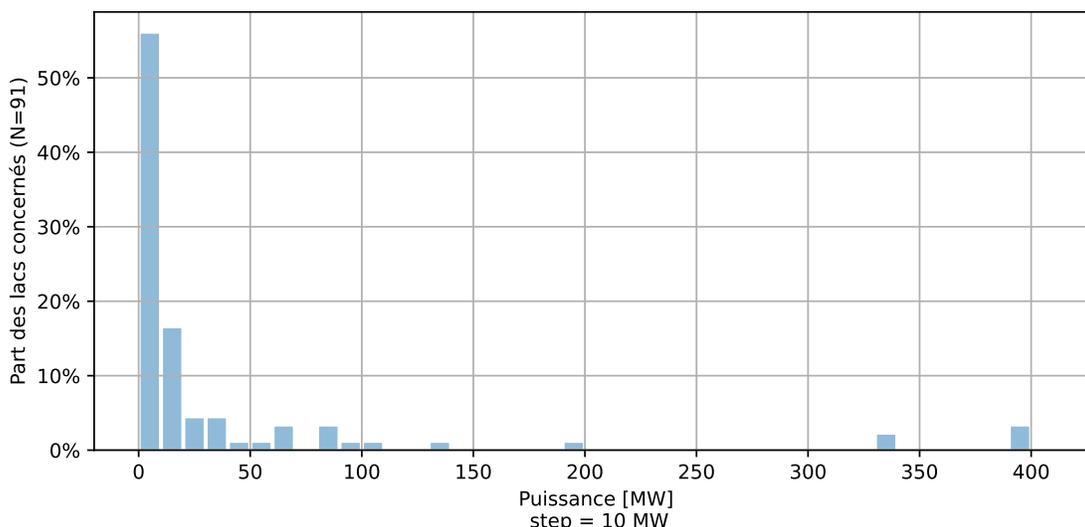


Figure 19 : Histogramme de la puissance du potentiel technique pour le photovoltaïque flottant par tranches de 10 MW.

Cette concentration du potentiel est également illustrée avec la Figure 21 montrant la puissance cumulée du potentiel technique ordré de la plus grande à la plus petite installation. On remarque que les 5 plus grandes installations concentrent 50% des 3'538 MW du potentiel technique. La figure de droite montre que les grands lacs sont principalement sous les 1000m et représente 75% du potentiel technique. Le quart restant se situe principalement en dessus de 2000m.

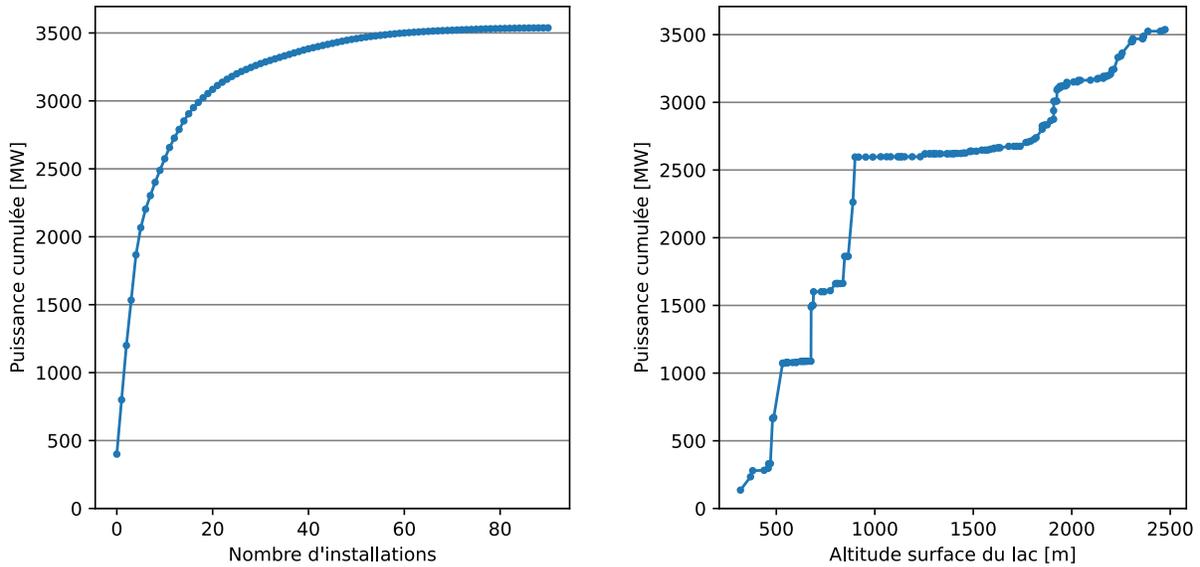
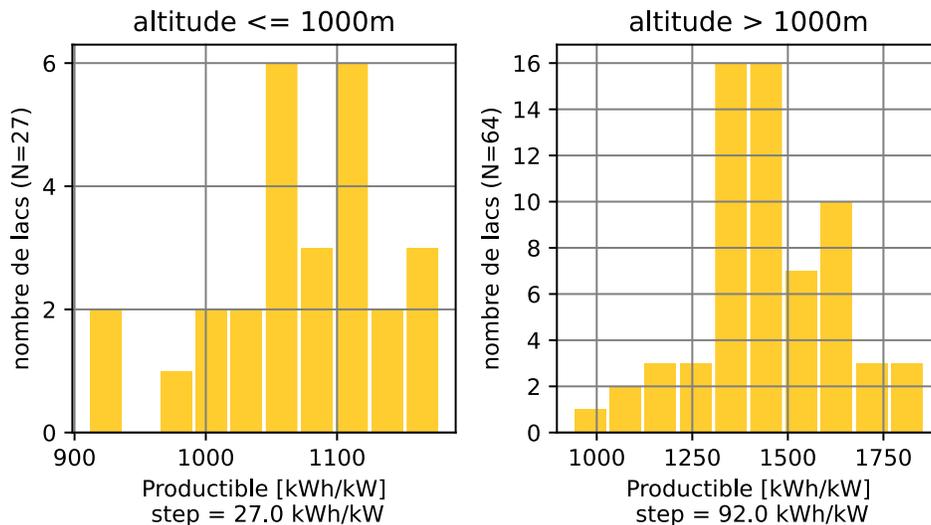


Figure 20 : A gauche, puissance cumulée du potentiel technique ordré de la plus grande à la plus petite installation. A droite puissance cumulée en fonction de l'altitude maximale.

Même si les grands lacs de plaine concentrent une grande partie du potentiel en termes de puissance, le productible de ces lacs est moins élevé que celui des lacs alpins. Cette différence est illustrée avec la Figure 22 montrant les histogrammes des productibles annuels pour les lacs situés à une altitude inférieure et supérieure à 1000m. On note que le productible alpin (~1400 kWh/kW) est approximativement 30% supérieur à celui de plaine (~1100 kWh/kW). Cette différence s'explique à la fois par les conditions alpines plus favorables (température, ensoleillement, albedo), mais également par le choix d'un système orienté au sud avec une inclinaison de 45° en altitude.



Une des contraintes limitant le potentiel technique est le marnage correspondant à la variation maximale de la hauteur d'eau du lac. Si cette valeur dépasse 30m, un surcoût a été appliqué. Si elle dépasse 50m, la zone correspondante est retirée du potentiel technique. Comme le montre la Figure 23, cette contrainte peut drastiquement réduire le potentiel d'un lac comme c'est le cas par exemple pour le Lac des Dix (70% de la surface avec un marnage de plus de 50 m), ou représenter un surcoût important comme dans le cas du Grimsensee (15% de la surface avec un marnage de plus de 50 m, 30% avec un marnage entre 30 et 50 m).

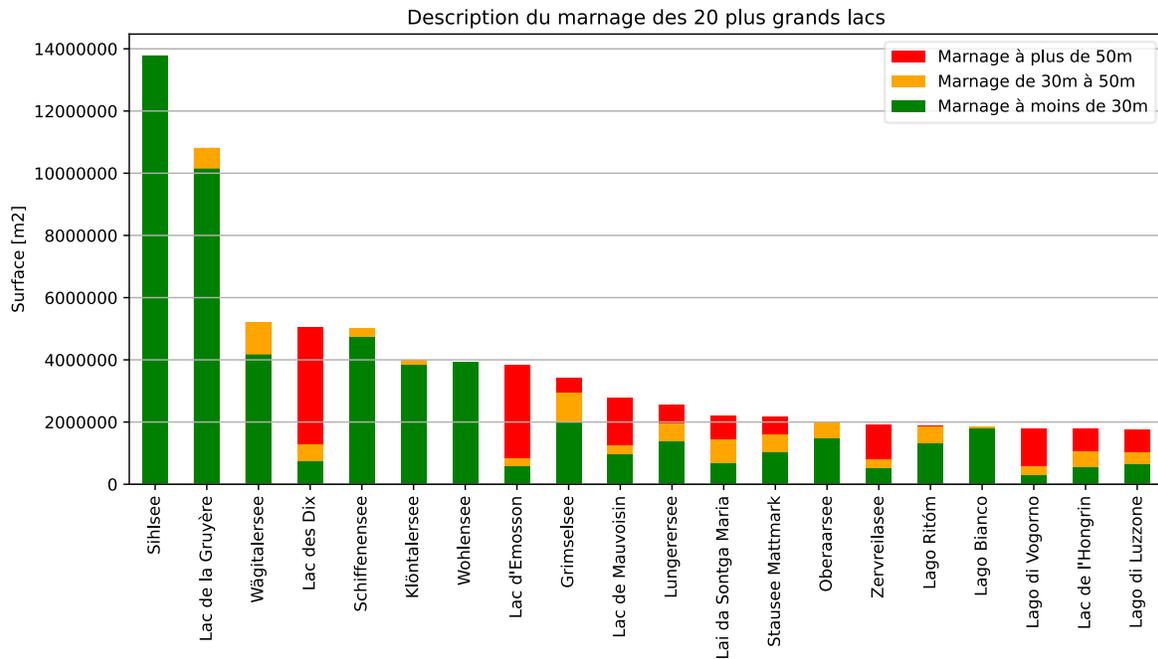


Figure 22 : Superficie par catégorie de marnage pour les plus grands lacs.

La distance de raccordement au réseau est également un paramètre essentiel dans l'évaluation du potentiel économique. La Figure 24 montre l'histogramme des distances de raccordement pour les 32 lacs contribuant au potentiel économique. Étant donné que plusieurs couples distance-capacité ont déterminés pour chaque lac, la distance présentée ici correspond à celle du potentiel économique. Pour plus de 60% de ceux-ci, un point de raccordement est disponible à moins de 1 km. Parmi ces 32 lacs, 6 nécessiteraient un raccordement à plus de 6 km. Cette distribution ne reflète pas la situation des 158 lacs car les lacs contribuant au potentiel économique sont plus susceptibles d'avoir un coût de raccordement faible, d'autant qu'ils se situent majoritairement sous les 1000m.

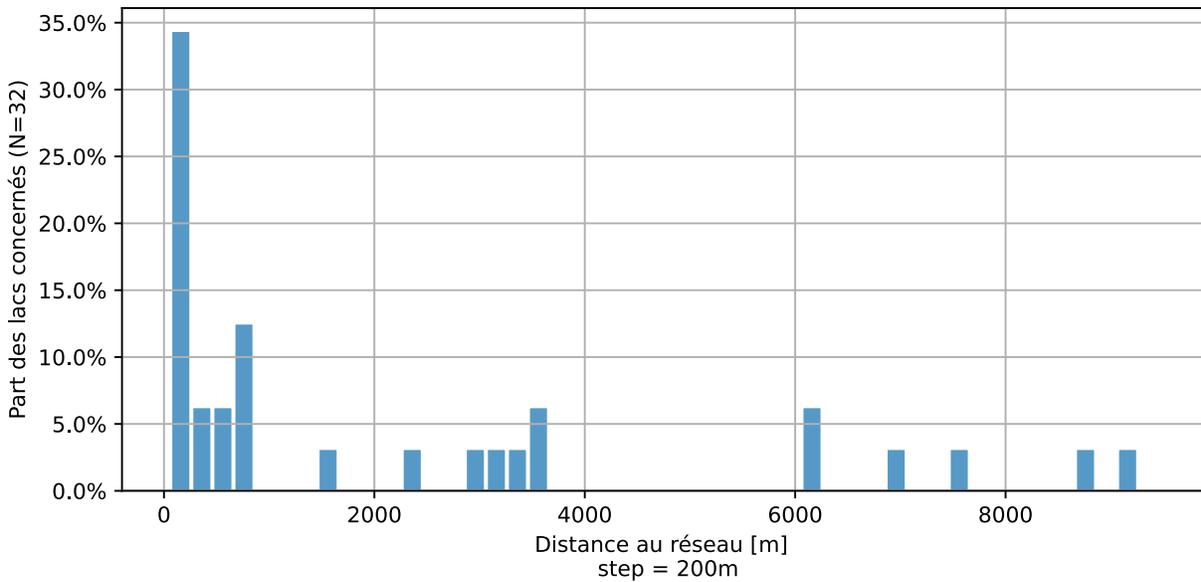


Figure 23 : Histogramme de la distance au réseau pour les 32 lacs contribuant au potentiel économique.

La Figure 25 montre la distribution du LCOE minimal en fonction de l'altitude et de la taille de l'installation. Ce LCOE minimal est défini comme le minimum du LCOE atteignable pour chaque lac, soit le minimum de la courbe dans l'exemple de la Figure 12.

Les installations de plaine (<1000m) de type dôme permettent une production d'électricité se situant entre 14 et 18 cts/kWh. A l'inverse, les petites installations alpines (0-5 MW) ont un LCOE médian proche de 28 cts/kWh et sont donc exclues du potentiel économique. Le LCOE pour les installations d'altitude décroît avec la puissance et seul quelques installations entre 50-100 MW ont un LCOE inférieur à 20 cts/kWh. On notera également que 80 des 91 des lacs contribuant au potentiel technique ont un LCOE minimum inférieur à 30 cts/kWh. Cette évaluation du LCOE ne prend pas en compte d'éventuelles subventions. Une

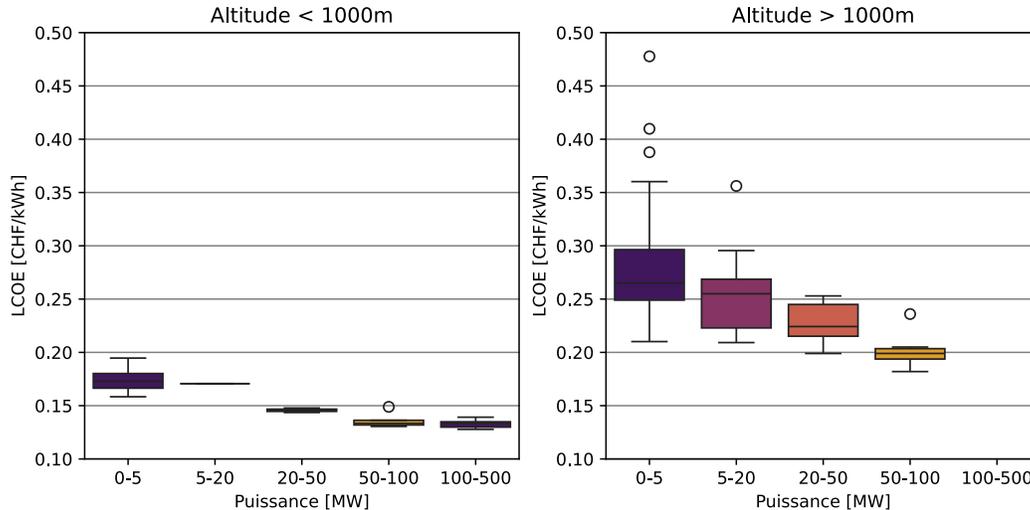


Figure 24 : Répartition du LCOE minimum pour les installations de type plaine (<1000m) et d'altitude (>1000m) par catégorie de taille d'installation.

subvention de 30% des coûts d'installation permettrait de descendre le LCOE de la majorité des installations sous les 20 cts/kWh. Dans ce cas là, le potentiel économique s'approcherait du potentiel technique de 4'305 GWh.

Cette différence du LCOE entre les lacs de plaine et d'altitude est également visible sur la Figure 26 montrant le potentiel technique en termes de production en fonction d'une borne supérieure du LCOE. Par exemple pour un LCOE maximum de 20 cts/kWh, la production cumulée de l'ensemble des lacs dont le LCOE est inférieur à cette borne est de 3'344 GWh. La première rampe de la production est principalement composée par les grands lacs de plaine dont le LCOE est faible et la production élevée. Suit un plateau composé de plus petits lacs également majoritairement en plaine. Ce plateau indique qu'une diminution du critère de rentabilité n'aurait que peu d'influence sur le potentiel économique. La deuxième rampe commence avec les grands lacs alpins, suivi pas les plus petits. Cette deuxième rampe, commençant vers 20 cts/kWh, implique qu'une faible réduction des coûts ou subvention pourrait permettre d'accroître de manière significative le potentiel économique.

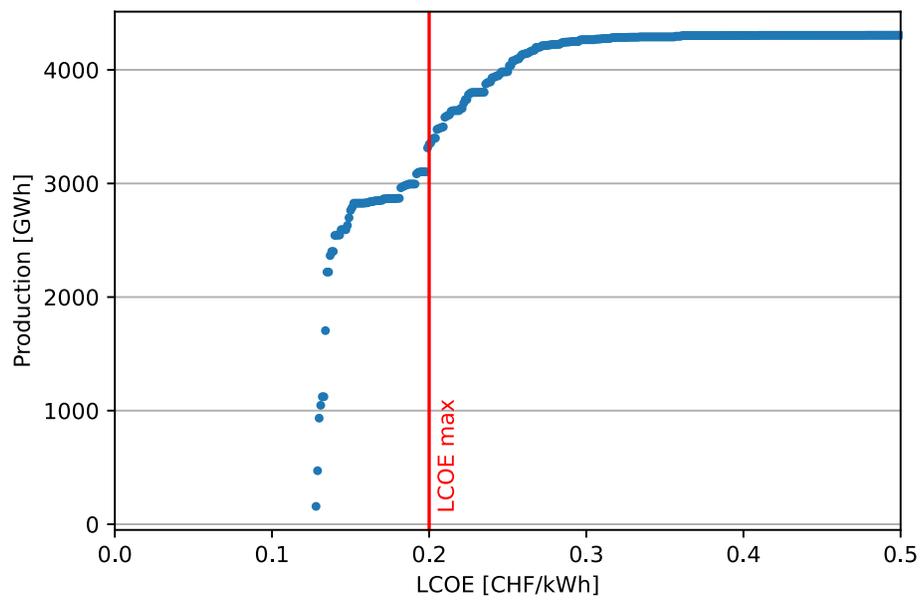


Figure 25 : Potentiel technique en fonction de la limite supérieure du LCOE. Le critère économique de 20 cts/kWh fixe le potentiel économique à 3344 GWh.

La Figure 27 illustre le cas d'un grand lac d'altitude, le lac des Toules, ne contribuant pas au potentiel économique avec le seuil fixé à 20 ct/kWh. On observe que le LCOE décroît rapidement avec la taille de l'installation. Cependant, le surcoût de raccordement intervenant entre 6 et 7 MW implique un LCOE toujours supérieur à 23 cts/kWh.

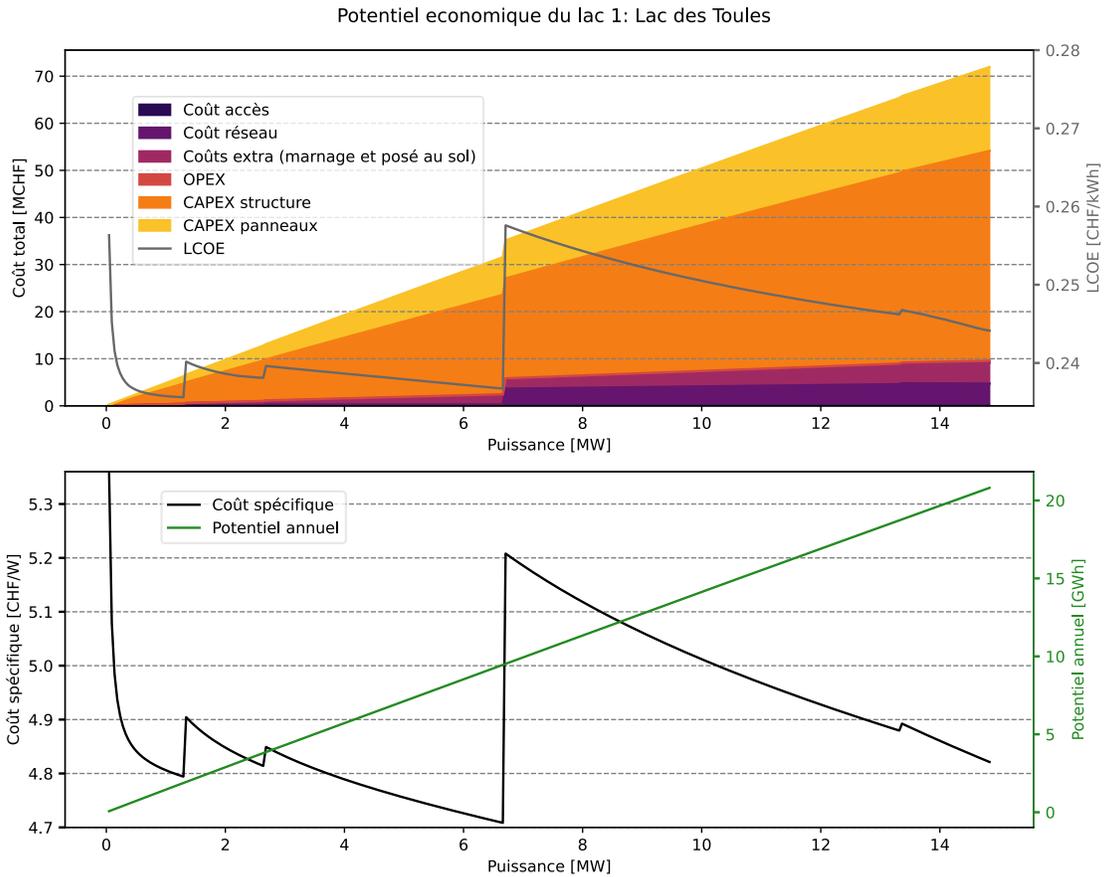


Figure 26 : Composition des coûts et dépendance du LCOE avec la taille de l'installation pour l'exemple du lac des Toules.

La Figure 28 montre que le coût spécifique global des 32 installations contribuant au potentiel économique se situe entre 1.5 et 4 CHF/kW. Ce coût spécifique a été calculé comme la somme des investissements sur les 50 années d'exploitation divisée par la puissance moyenne du potentiel correspondant au potentiel économique.

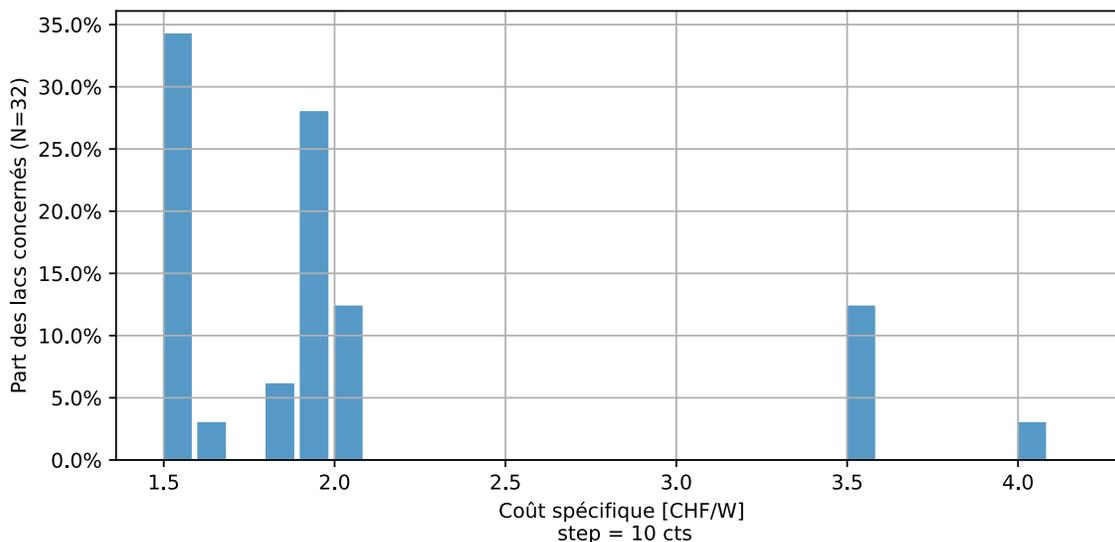


Figure 27 : Coût spécifique global des 32 installations contribuant au potentiel économique.

Une partie du potentiel économique n'est cependant pas mobilisable. C'est le cas si une trop grande part des rives sont en zone protégée ou si le lac a un usage multiple. Ces critères supplémentaires réduisent le potentiel à 531 GWh. Les 10 lacs contribuant de manière la plus importante au potentiel mobilisable sont listés dans le tableau ci-dessous. Finalement, bien que le potentiel brut du lac de la Gruyère soit un des plus importants et d'un ordre de grandeur supérieur à celui du Lago Ritóm, son potentiel mobilisable est estimé 4 fois plus faible. Des illustrations graphiques de ces lacs sont données en annexe 5.10. La table complète est également donnée en annexe 5.11.

Tableau 6 : Sélection des lacs ayant les plus grandes contributions au potentiel mobilisable

Nom	Productible mobilisable [kWh/kW]	LCOE mobilisable [cts/kWh]	Brut [GWh]	Technique [GWh]	Economique [GWh]	Mobilisable [GWh]
Lago Ritóm	1703	18.2	179	106	106	106
Lai da Sontga Maria	1655	19.2	205	105	105	105
Lac de Salanfe	1463	19.8	133	119	97	97
Lac de Montsalvens	1130	13.3	92	60	60	60
Lago della Sella	1794	19.8	57	39	39	39
Lac de la Gruyère	1162	12.9	1385	463	463	28
Wichelsee	921	18.2	27	13	13	13
Wägitalersee	1142	13.2	647	374	374	13
Schiffenensee	1123	13.4	613	445	445	13
Gübsensee	1037	17.1	25	12	12	12

La Figure 29 montre que 70% des lacs contribuant au potentiel économique ont moins de 10% des rives (bordure de 100m) en zone protégée, impliquant un degré d'acceptabilité favorable. L'ensemble des lacs dont la part en zone protégée dépasse 50% ont été exclus du potentiel mobilisable.

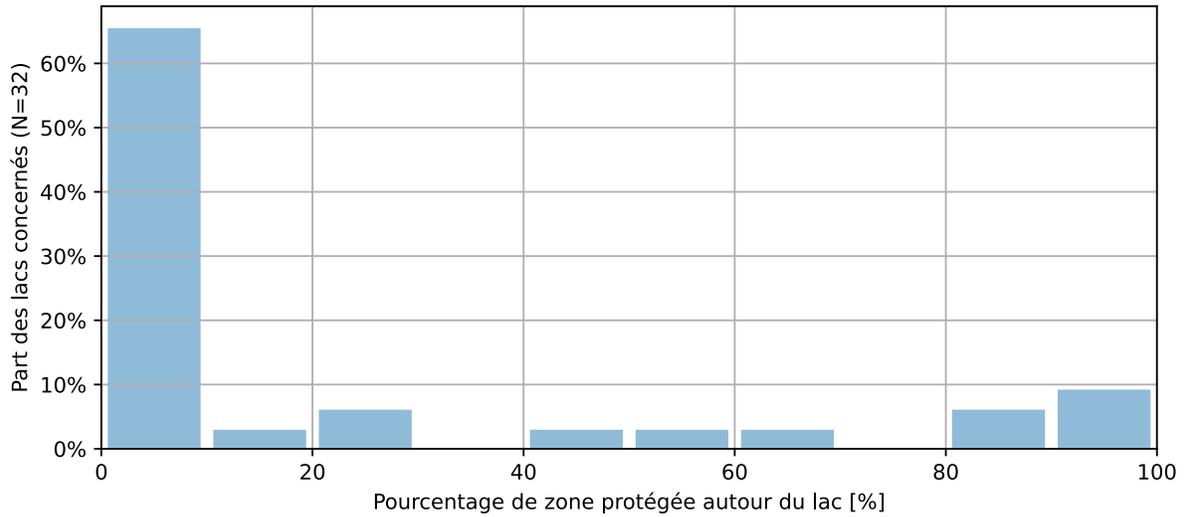


Figure 28 : Histogramme de la part des rives des lacs (bordure de 100m) en zone protégée définie dans le Tableau 5. Les lacs dont la part dépasse 50% sont exclus du potentiel mobilisable.

Le tableau ci-dessous donne la sensibilité du potentiel mobilisable sur une sélection d'hypothèses. La première analyse considère l'hypothèse de retirer la zone tampon autour des sites culturels Unesco des zones de protection. Ce critère élimine uniquement le Lago Bianco dont le potentiel mobilisable serait de 104 GWh.

Les 6 analyses suivantes considèrent l'ajout d'une zone protégée supplémentaire et son effet sur le potentiel mobilisable. Ces zones de protection sont traitées de manière similaire à la méthode détaillée dans le chapitre 2.4.1 pour la zone de protection 'Oiseaux d'eau et migrateurs'. L'ajout des parcs d'importance nationales engendrerait une baisse du potentiel mobilisable de 31%. L'ajout des quatre zones protégées qui suivent n'aurait pas d'influence sur le potentiel mobilisable. L'ajout des zones protégées répertoriées par l'inventaire fédéral des paysages réduirait le potentiel de 23%.

Pour les lacs avec un usage multiple, 2% de la surface a été considérée comme disponible pour du solaire flottant. Si l'ensemble des lacs avec usage multiple (7 lacs) sont retirés du potentiel mobilisable, celui-ci diminuerait de 12%. À l'inverse, si 10% de la surface était dédiée à la production, le potentiel mobilisable augmenterait de près de 48%. Finalement, si aucune contrainte n'était imposée pour ces lacs, le potentiel mobilisable serait triplé, atteignant 2066 GWh soit 62% du potentiel économique. Le potentiel mobilisable d'un lac a été supposé nul si la part des rives (bordure de 100m) en zone protégée dépasse 50%. Si ce seuil était descendu à 0%, c'est-à-dire si le potentiel mobilisable d'un lac était nul dès qu'une zone de protection est présente sur la rive, alors le potentiel serait réduit de 32%. L'augmentation de ce seuil à 100% n'augmente pas le potentiel mobilisable.

Tableau 7 : Analyse de sensibilité du potentiel mobilisable des lacs artificiels

Critère de l'étude de sensibilité	Valeur initiale	Nouvelle valeur	Potentiel mobilisable [GWh]	Part du potentiel économique	Variation par rapport au potentiel mobilisable
Exclusion de la zone tampon autour des sites culturels de l'Unesco des zones protégées	inclus	non-inclus	635	19%	19%
Inclusion des parcs d'importance nationale dans les zones protégées	non-inclus	inclus	366	11%	-31%
Inclusion des zones forestières dans les zones protégées	non-inclus	inclus	531	16%	0%
Inclusion des prairies et pâturages secs dans les zones protégées	non-inclus	inclus	531	16%	0%
Inclusion des districts francs dans les zones protégées	non-inclus	inclus	531	16%	0%
Inclusion des zones de protection S3 des eaux dans les zones protégées	non-inclus	inclus	531	16%	0%
Inclusion de l'inventaire fédérale des paysages dans les zones protégées	non-inclus	inclus	408	12%	-23%
Changement du pourcentage d'utilisation des lacs avec usage alternatif	2%	0%	468	14%	-12%
Changement du pourcentage d'utilisation des lacs avec usage alternatif	2%	10%	786	24%	48%
Changement du pourcentage d'utilisation des lacs avec usage alternatif	2%	100%	2066	62%	289%
Limite supérieure du pourcentage de la zone tampon en zone protégée	50%	0%	360	11%	-32%
Limite supérieure du pourcentage de la zone tampon en zone protégée	50%	100%	531	16%	0%

### 3.2 Potentiels des barrages

Le potentiel brut de 149 barrages liés aux 158 lacs étudiés est estimé à 225 GWh. Parmi eux, 140 ont une capacité supérieure à 100 kW, correspondant au seuil de puissance minimale pour intégrer le potentiel technique. Ce dernier est évalué à 224 GWh dont 63 GWh pour la partie hivernale (28%). Le potentiel économique dont le LCOE est inférieur à 20 cts/kWh est évalué à 55 GWh composés de 76 installations distribuées sur 62 sites, dont 42 coté lac et 34 coté vallée.

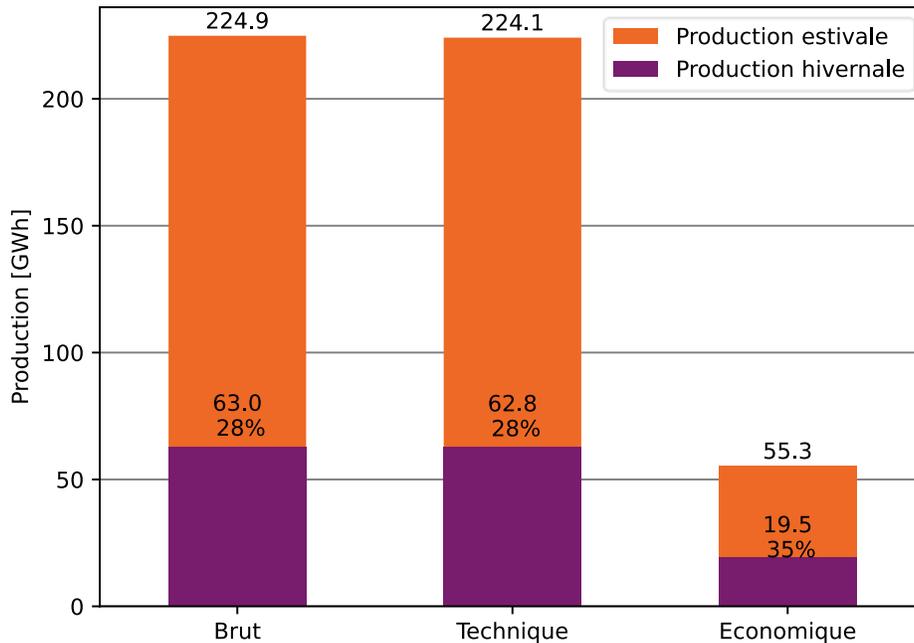


Figure 29 : Potentiel photovoltaïque brut, technique et économique des barrages (faces côté lac et vallée)

L’histogramme de la puissance technique de ces barrages est représenté dans la Figure 31. La majorité des installations potentielles se situe en dessous de 500 kW côté lac et en dessous de 10 MW côté vallée.

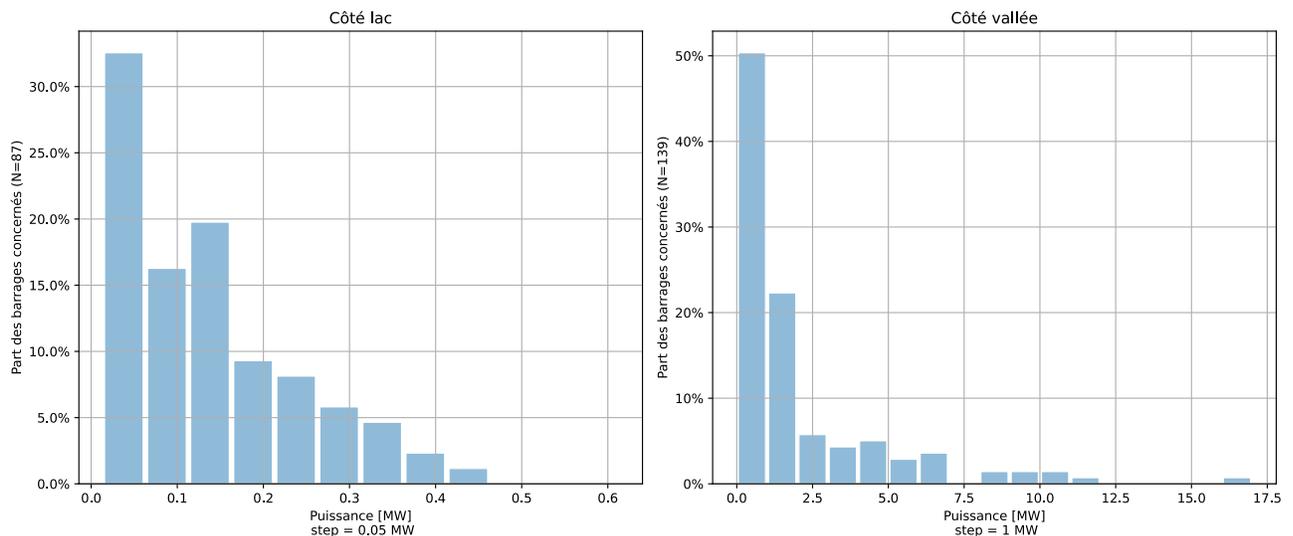
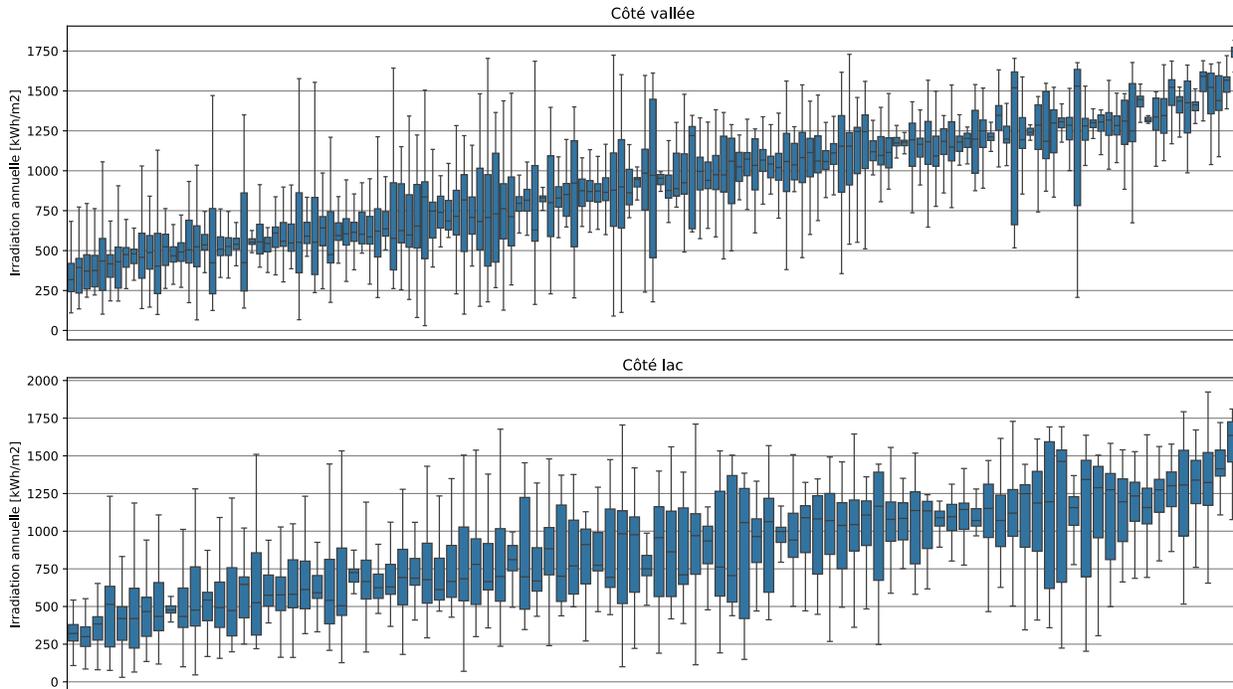


Figure 30 : Histogramme du potentiel technique des barrages en termes de capacité.

Le potentiel technique de 224 GWh nécessiterait l'installation d'une capacité photovoltaïque de 304 MW résultant en un productible annuel moyen de seulement 737 kWh/kW. Ce faible productible s'explique par le fait que de nombreux barrages ont des faces fortement inclinées et orientées plutôt au nord. La Figure 32 montre que de nombreux barrages n'ont aucune zone avec une irradiation supérieure à 1000 kWh/m<sup>2</sup>.



*Figure 31 : Distribution de l'irradiation annuelle pour chaque face de chaque barrage du potentiel brut.*

Le productible moyen du potentiel économique est de 1'170 kWh/kW. Comme le montre la Figure 33, la valeur de ce potentiel est sensible à l'objectif de LCOE. Notamment, une subvention de 30% sur le CAPEX permettrait de doubler ce potentiel.

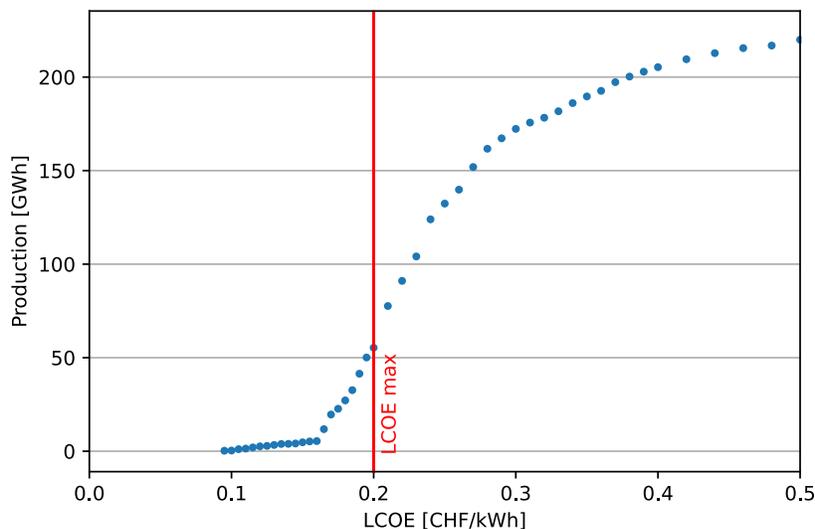


Figure 32 : Potentiel technique en fonction de la limite supérieure du LCOE. Le critère économique de 20 cts/kWh fixe le potentiel économique à 55 GWh.

Le Tableau 8 donne les 10 barrages ayant les plus grandes contributions au potentiel économique. On notera en première place le barrage du Sambuco suivi par le barrage du Muttsee sur lequel une installation photovoltaïque a déjà été réalisée sur la face côté vallée. Si l'on déduit le potentiel de ce barrage, le potentiel économique restant est estimé à 40 GWh.

Tableau 8 : Sélection des barrages ayant les plus grandes contributions au potentiel économique.

Nom	Côté 0=lac 1=vallée	Productible éco [kWh/kW]	LCOE éco [cts/kWh]	Brut [MWh]	Technique [MWh]	Economique [MWh]
Sambuco	1	1169	20.0	5486	5486	5279
Muttsee	1	1177	19.8	4791	4791	4791
Marmorera (Castiletto)	1	1180	20.0	6481	6481	3679
Robiei	1	1254	19.0	2863	2863	2863
Mattmark	1	1166	20.0	7605	7605	2726
Sella	1	1558	16.5	2695	2695	2695
Gelmer	1	1325	18.0	2501	2501	2501
Isola	1	1215	19.4	2100	2100	2100
Godey	1	1377	17.2	1886	1886	1836
Luzzone	1	1218	20.0	7511	7511	1808

### 3.3 Potentiels des bâtiments et parkings

La Figure 34 donne le potentiel technique cumulé, ordonné par capacité décroissante, de l'ensemble des toitures et façades des bâtiments d'exploitation, ainsi que des parkings à proximité des barrages. La capacité cumulée des toitures des plus de 400 bâtiments atteint presque 50 MW et près de la moitié est concentrée sur une dizaine de sites.

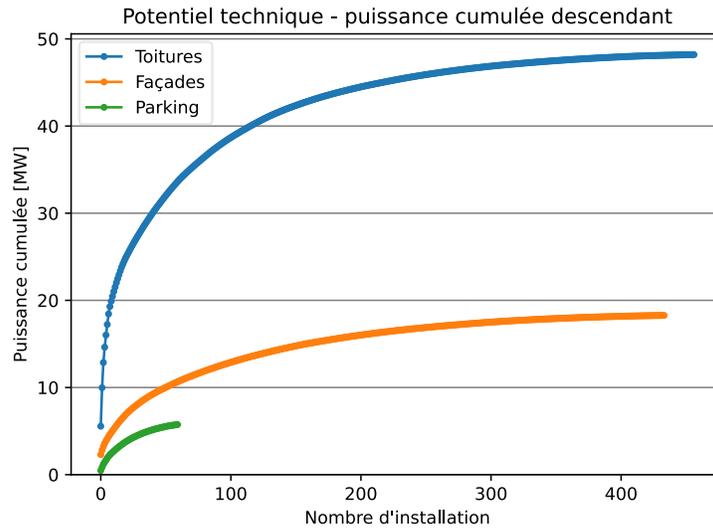


Figure 33 : Potentiel technique cumulé des toitures, façades et parkings.

En termes énergétiques, le potentiel technique des bâtiments d'exploitation est de 62 GWh dont 51 GWh en toiture. Le potentiel technique d'ombrières solaires sur les parkings (60 sites identifiés) est estimé à 7.4 GWh. La Figure 36 montre que la majorité des installations en toiture permet une production à un coût inférieur à 20 cts/kWh. Ce n'est pas le cas des façades pour lesquels le LCOE se situe en majorité dans l'intervalle 20-30 cts/kWh. Il est cependant intéressant de remarquer que la part hivernale est en moyenne deux fois supérieure pour les façades que pour les toitures.

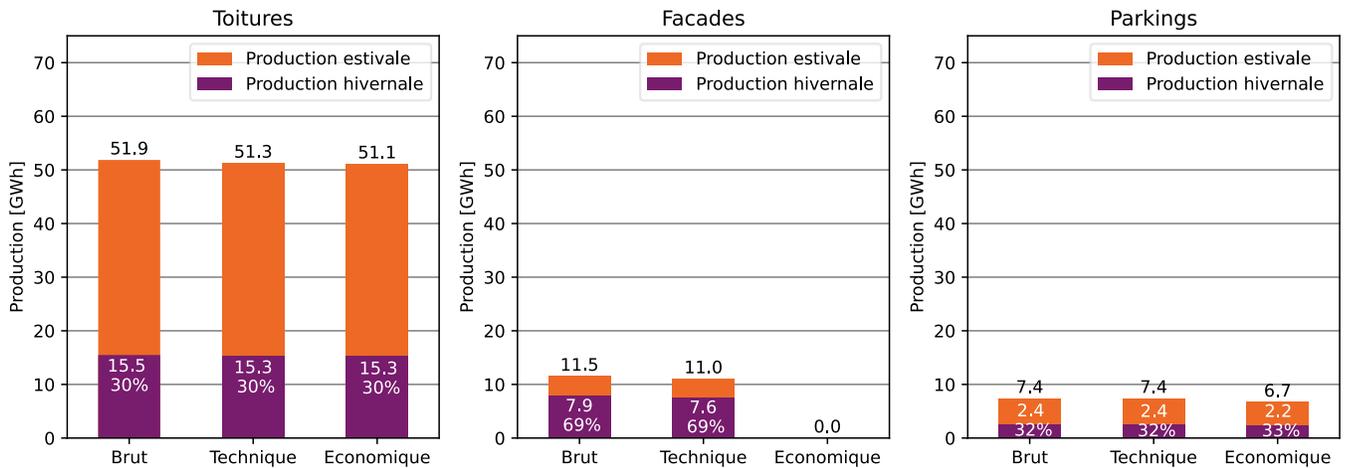


Figure 34 : Potentiels pour les bâtiments associés aux installations hydroélectriques (toitures et façades) et potentiels d'ombrières solaires sur les parkings à proximité des barrages.

La Figure 36 donne le potentiel économique en fonction du LCOE maximum considéré. On remarque ici qu'une subvention n'aurait que peu d'influence sur le potentiel économique des toitures et des parkings. Cependant une subvention de 30% sur le CAPEX des installations en façades permet d'augmenter le potentiel économique à plus de 10 GWh.

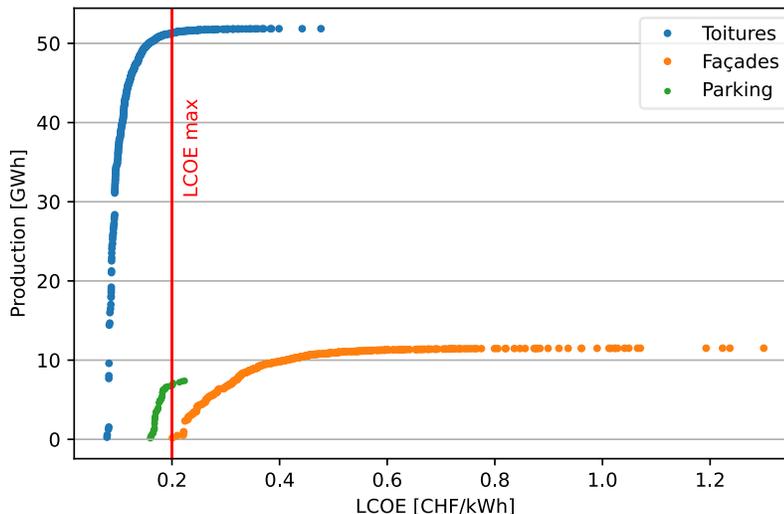


Figure 35 : Potentiel économique des toitures, façades et parkings en fonction du LCOE maximum considéré.

### 3.4 Synergie des productions et valorisation de l'électricité

Les installations potentielles présentées dans cette étude se situent par nature à proximité ou sur un ouvrage hydroélectrique et hors des zones à bâtir / lieux de consommation. Il convient donc d'évaluer à la fois les synergies potentielles avec l'ouvrage et les modalités de valorisation de l'énergie.

#### Synergies avec les ouvrages hydroélectriques

Les potentielles synergies avec la production hydroélectrique sont présentées ci-dessous :

- Atteinte au paysage / à la biodiversité : les installations photovoltaïques sont construites sur des espaces partiellement artificialisés, limitant l'atteinte au paysage ou la biodiversité dans certains cas. L'acceptation potentielle du projet en sera facilitée,
- Réseau électrique : les infrastructures de raccordement au réseau peuvent être mutualisées, cependant avec quelques contraintes : le raccordement au réseau de l'ouvrage hydroélectrique se situe souvent à plusieurs kilomètres et le raccordement de l'installation photovoltaïque nécessite une ligne d'alimentation supplémentaire jusqu'aux abords de la retenue d'eau ; également, il n'existe pas de synchronisation entre production photovoltaïque et hydroélectrique, et le photovoltaïque est peu pilotable sans perte d'énergie associée. Ceci entraîne la nécessité de bénéficier d'une puissance de raccordement suffisante pour exploiter simultanément les deux productions. Cependant, l'ouvrage pourrait être perçu comme un ouvrage unique, dont la puissance maximale serait la puissance maximale de l'une ou l'autre des deux sources de production pour limiter les coûts réseau ; dans ce contexte, l'exploitation hydraulique serait bridée par la production photovoltaïque afin de ne pas dépasser la puissance maximale admissible.

- Autres infrastructures communes : d'autres infrastructures, comme les routes d'accès, des locaux d'exploitation, des systèmes météorologiques, ou encore de la connectivité peuvent être mutualisés ; ces différents paramètres concernent essentiellement l'exploitation des installations,
- Interventions / maintenance : dans le cadre de projets ou l'exploitant de l'ouvrage est le même que l'exploitant de l'installation photovoltaïque, des interventions de maintenance mutualisées peuvent être envisagées ; cette synergie est cependant à évaluer au regard de son très faible impact et des compétences nécessaires différentes entre les deux types d'exploitation.

### **Valorisation de l'énergie**

Les différents modes de valorisation de l'énergie sont la consommation propre, la revente au gestionnaire de réseau local ou la valorisation sur le marché (commercialisation directe).

La consommation propre nécessite de bénéficier d'un consommateur se situant à proximité de l'installation de production. En effet, même s'il est possible d'un point de vue légal de traverser des parcelles entre le producteur et le consommateur, il est nécessaire de créer une ligne d'alimentation qui péjorerait très fortement, dans la majorité des cas, la rentabilité de l'opération. Cette valorisation, compte tenu des fortes puissances de production et de la faible ampleur des consommateurs à proximité des ouvrages (parking, petit bâtiment touristique, etc...), devrait rester marginale.

Le gestionnaire de réseau est tenu de rétribuer la production locale sur demande du producteur, jusqu'à une production de 5'000 MWh ou une puissance de 3 MW. Cette valorisation est donc tout à fait envisageable dans la plupart des cas (sauf grands projets flottants) et constitue une opportunité pour le producteur. Peu de distributeurs acceptent de définir le tarif de reprise pour plusieurs années, ce qui constitue un risque majeur pour le projet et pourrait limiter ce débouché pour l'énergie produite.

La commercialisation sur le marché constitue donc l'opportunité la plus probable pour la valorisation de l'énergie. Celle-ci pourrait s'effectuer dans le cadre de PPA (Power Purchase Agreement), ou de contrats de commercialisation directe. Cette opportunité semble la plus pertinente compte tenu des fortes puissances potentielles et du profil des acteurs qui pourraient réaliser et exploiter ces centrales, souvent fournisseurs d'électricité ou bénéficiant du réseau de partenaires pour valoriser l'énergie sur le marché.

## 4 Perspectives et regard critique

Les ouvrages hydroélectriques constituent un potentiel important de production d'énergie photovoltaïque. Le solaire flottant, qu'il soit en altitude ou en plaine, constitue la majeure partie de ce potentiel. La consommation propre de l'électricité produite devrait rester marginale, compte tenu des consommations plutôt faibles à proximité de la plupart des ouvrages, mais la vente de l'énergie produite au gestionnaire de réseau local pour les petites centrales et sur le marché pour les plus importantes constituent un débouché pertinent pour valoriser l'énergie produite.

Le marché international pour les lacs à faible altitude est relativement mature et des coûts compétitifs peuvent être envisagés, mais ces surfaces sont aussi plus sensibles à exploiter du fait de leurs usages multiples et de l'attachement de la population au paysage lacustre proche des lieux de vie. Aucun projet n'a encore pu voir le jour en Suisse sur ce type de surface. L'arbitrage, au cœur des débats depuis la récente crise énergétique, entre protection de la nature et du paysage et réduction de la dépendance énergétique de la Suisse influencera de manière conséquente le potentiel mobilisable à court et moyen terme sur ces ouvrages.

Les défis techniques associés à l'altitude (fort marnage, glace hivernale) rendent l'exploitation potentielle plus incertaine, même si ces surfaces sont plus propices à l'acceptation sociale. La maturité des solutions techniques est aujourd'hui relativement faible pour pallier ces contraintes, et il est difficile d'anticiper à quel point des solutions économiquement viables permettront de déployer ces infrastructures énergétiques.

De manière générale, le potentiel sur ouvrages hydroélectriques est conséquent, mais ne constitue pas le plus accessible à court terme, du fait des aspects techniques, économiques et sociétaux. Son déploiement dépend aussi du contexte réglementaire associé à des surfaces plus accessibles et plus rentables, comme des installations photovoltaïques au sol ou sur terrain agricole (agrivoltaïque), aujourd'hui non plébiscitées en raison de très fortes restrictions légales. Le solaire sur ouvrage hydroélectrique bénéficie de surfaces déjà artificialisées, où il est possible de valoriser le double usage à des fins de production d'électricité. Le raccordement au réseau de l'ouvrage, lorsqu'il est relativement proche, peut constituer un argument de taille par rapport à d'autres surfaces alpines.

Les lacs et barrages en altitude présentent un surcoût, mais également un réel intérêt pour l'approvisionnement hivernal. Les mécanismes de subventionnement ou de rétribution de l'énergie seront donc un facteur clé pour valoriser cette double opportunité de déployer des centrales d'envergure dans des milieux artificialisés et à fort potentiel hivernal. Les synergies avec la production hydroélectrique se situent essentiellement au niveau de l'exploitation (accès pour l'entretien, équipes de piquet, etc...), mais également pour limiter les frais de raccordement au réseau de l'installation photovoltaïque. Dans ce dernier cas, cela nécessiterait de voir l'ouvrage comme un producteur unique, et piloter la production hydroélectrique en fonction de l'intermittence solaire et de la capacité maximale du réseau, ce qui réduit légèrement la flexibilité qu'elle apporte.

Les coûts et le potentiel identifié méritent une perspective avec d'autres sources d'énergies renouvelables ou neutre en carbone mobilisables dans les 15 prochaines années en Suisse. Le tableau présente selon les dernières études publiées la répartition des potentiels et des coûts par ordre croissant des prix de revient, en homogénéisant les hypothèses des différentes études (hors subvention et actualisation autour de 5%).

Technologie renouvelable	Prix de revient/kWh	Potentiel mobilisable en 15 ans	Source
Solaire au sol plaine	<8 cts (6-8)	-	Expérience Planair
Eolien	<13 cts (7-13)	6 TWh	Rapport PSI 2022 (nouveaux projets)
Solaire grandes toitures	<20 cts (8-20)	12 TWh	Rapport PSI 2022 / Swissolar
Solaire lac suisse	<20 cts (12-20)	0,45 TWh	Présent rapport
Solaire au sol montagne	<20 cts (12-20)	3,3 TWh	Expérience Planair et Swissolar
Couplage chaleur force biogaz	>18cts (18-35)	0,5 TWh	Rapport PSI 2022
Solaire petites toitures	>20cts (20-35)	12 TWh	Rapport PSI 2022
Solaire murs antibruit	>20cts (20-30)	0,1 TWh	Rapport Planair
Couplage chaleur force (Co2 compensé)	>20cts (20.8-124)	1,6 TWh	Rapport PSI 2022

En résumé, les modifications législatives à mettre en œuvre pour accélérer le déploiement de ce potentiel sont essentiellement d'une part le subventionnement des installations onéreuses sur surfaces adaptées, et un arbitrage clair entre les différentes zones de protection et la production d'énergie renouvelable. Cet arbitrage est également déterminant pour tous les autres potentiels renouvelables sur notre territoire. Dans le cas du potentiel de cette étude, cette réflexion consiste à évaluer le niveau de soutien accordé à des parcs solaires sur des lacs de montagnes, plus chers, mais moins impactant.

Enfin, cette étude a pour objectif d'identifier un potentiel fédéral. Elle ne constitue pas une série d'études de faisabilité et il est probable que certains potentiels par ouvrage aient été sur/sous évalués. Les marges d'incertitude sont relativement importantes du fait de la faible maturité des solutions techniques et du peu de références économiques en suisse. L'évolution de la technique et du contexte réglementaire seront les facteurs déterminants pour l'exploitation de ces surfaces. Il s'agit donc d'une étude de potentiel, mais pas d'un objectif de réalisation. Suivant les ambitions, un objectif réaliste pourrait se situer entre le potentiel économique et le potentiel mobilisable.

## 5 Annexes

### 5.1 Potentiel photovoltaïque énergétique

Le potentiel photovoltaïque énergétique dépend de la surface de modules, de l'irradiance dans le plan de ces modules ainsi que de leur efficacité et l'indice de performance du système. L'indice de performance (performance ratio)  $PR$  sur une période  $T$  d'une installation photovoltaïque est donné par le ratio entre le rendement énergétique photovoltaïque  $Y_f$  [kWh/kW] avec le rendement énergétique de référence  $Y_r$  [kWh/kW]. Le rendement énergétique photovoltaïque  $Y_f$  correspond à la production solaire AC divisé par la puissance dans les conditions standards (STC). Le ratio du rendement énergétique  $Y_f$  avec la période considérée, généralement une année, correspond au productible [kWh/kW/an], appelé aussi facteur de charge. Le rendement énergétique de référence  $Y_r$  est le ratio entre l'intégrale de l'irradiation solaire dans le plan des modules  $\int H_{POA}(t)dt$  [kWh/m<sup>2</sup>] et l'irradiance de référence dans les conditions STC  $H_{STC} = 1000$  W/m<sup>2</sup>.

$$PR(T) = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{\int_T P_{AC}(t)dt}{P_{STC}}}{\frac{\int_T H_{POA}(t)dt}{H_{STC}}}$$

La puissance de l'installation (sous conditions STC) est liée à l'irradiance de référence via la surface  $S$  [m<sup>2</sup>] photovoltaïque et son rendement  $\eta$  [-] :

$$P_{STC} = H_{STC} \cdot \eta \cdot S$$

Ainsi le potentiel photovoltaïque énergétique peut être obtenu comme le produit de l'irradiance solaire dans le plan des modules par le rendement, la surface et l'indice de performance.

$$\text{Potentiel PV sur la période } T = \int_T P_{AC}(t)dt = \int_T H_{POA}(t)dt \cdot \eta \cdot S \cdot PR(T)$$

Pour tenir compte de la dégradation annuelle du rendement énergétique  $d$ , le potentiel PV moyen annuel sur  $N$  années est obtenu selon :

$$\text{Potentiel PV moyen annuel} = \left( \int_{\text{année}} H_{POA}(t) \cdot PR(t) dt \cdot \eta \cdot S \right) \cdot \frac{1 + (1 - d \cdot N)}{2}$$

Dans cette étude, le calcul du LCOE est réalisé sur 50 ans avec un renouvellement des modules après 25 ans. Par conséquent le rendement  $\eta$  de l'équation ci-dessus est le rendement moyen.

## 5.2 Détermination du ratio de performance

Le ratio *PR* reflète la performance du système photovoltaïque, il est proportionnel au ratio entre la production AC de l'installation PV et de l'irradiation sur la même période. La faible température des modules en altitude ainsi que le gain bifacial contribuent à améliorer la performance du système. En raison du manque de données sur des systèmes similaires, la détermination des *PR* a été réalisée sur la base de simulation PVsyst. La méthode consiste à choisir 10 lacs d'altitude entre 1000m et 2500m pour étudier la dépendance saisonnière et d'altitude du *PR*. Une simulation PVsyst est réalisée pour chaque lac en définissant des albedos mensuels déterminés sur la base des statistiques d'enneigement représentées en Figure 37.

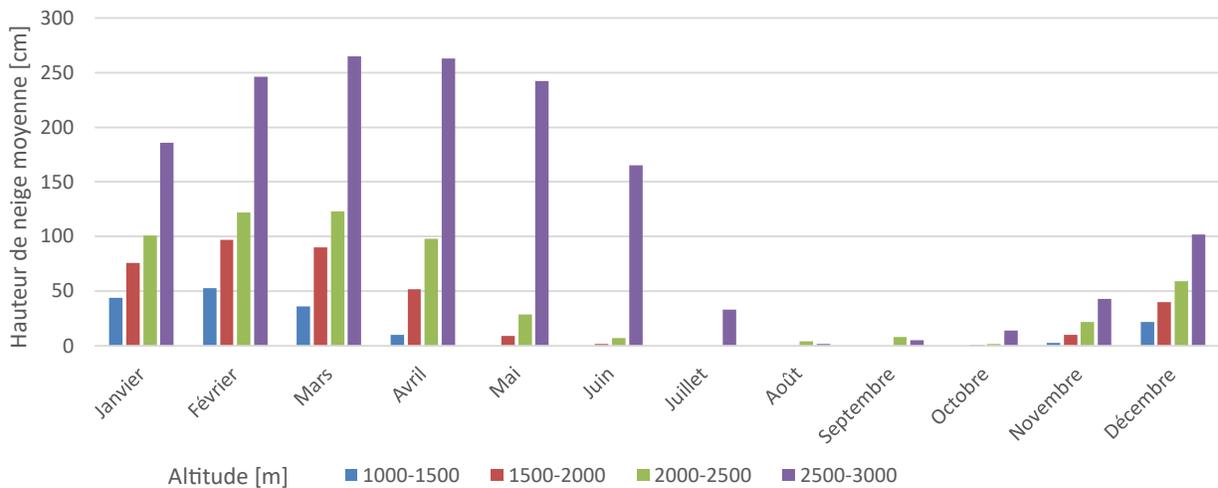


Figure 36 : Hauteur de neige moyenne par mois en fonction de l'altitude. Basé sur l'ensemble des stations météorologiques de 2018-2022.

Les hypothèses suivantes ont été prises sur les albedos :

	Absence de neige	Présence de neige
Albedo proche	0.03 (lac)	0.7 (glace et neige)
Albedo lointain	0.25 (roche, herbe, ..)	0.7 (neige)

Le calcul du performance ratio de PVsyst est défini de la manière suivante

$$PR = \frac{E_{grid}}{GlobInc \cdot P_{nomPV}}$$

Où  $E_{grid}$  est la production AC du système,  $GlobInc$  l'irradiation dans le plan des modules et  $P_{nomPV}$  la puissance STC du système. Dans le cas présent, ce calcul est inadéquat, car ce performance ratio inclus les pertes dues aux ombrages lointains, en négligeant l'horizon dans le calcul de l'irradiation  $GlobInc$ . Or, dans le cadre de cette étude, ces pertes sont déjà incluses dans le calcul de l'irradiation de Meteotest. Pour remédier à ce problème, le performance ratio a été recalculé selon la formule suivante :

$$PR = \frac{E_{grid}}{GlobHrz \cdot PnomPV}$$

Où  $GlobHrz$  correspond à l'irradiation  $H_{POA}$  dans le plan des modules et incluant les pertes dues à l'horizon.

La Figure 38 montre le performance ratio en fonction du mois de l'année et de l'altitude pour la situation en été (à gauche) et en hiver (à droite). On n'observe pas de tendance significative sur l'altitude. On note une faible augmentation du  $PR$  en fin de période hivernale. La principale observation est l'augmentation absolue du  $PR$  d'approximativement 10% en hiver qui est la conséquence de la température plus basse et d'un albedo plus haut.

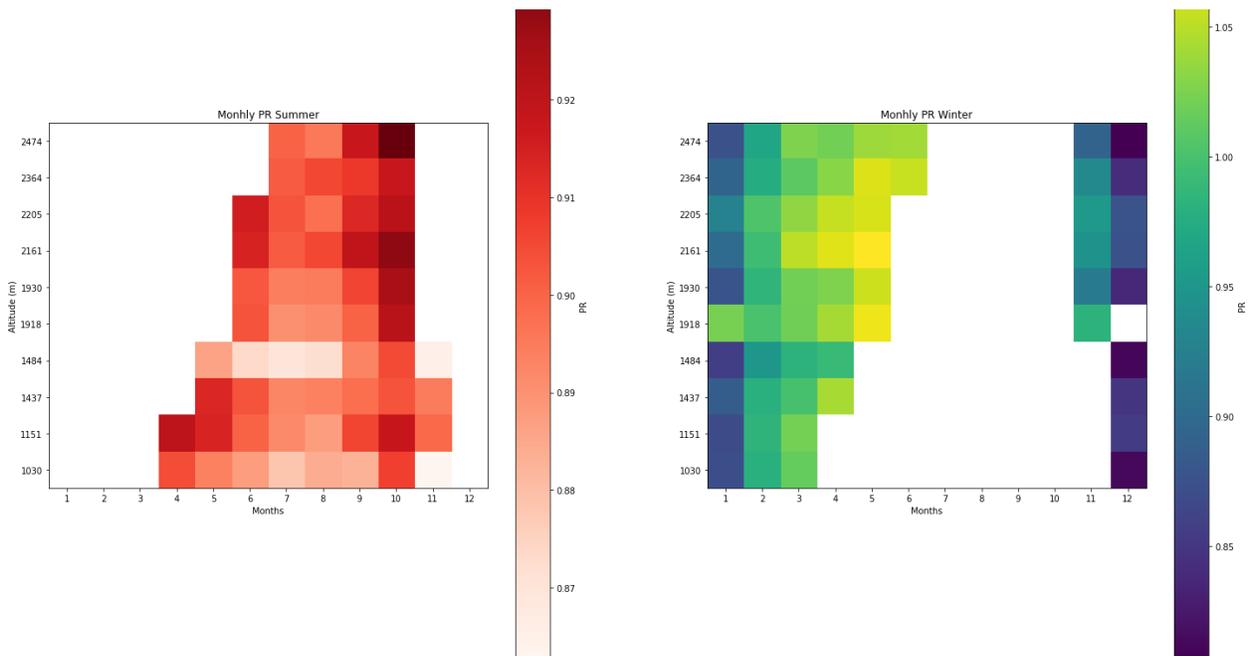


Figure 37 : Évaluation d'une dépendance saisonnière (x) et d'altitude (y) du ratio de performance. Les  $PR$  présentés ici ne tiennent pas compte de l'indisponibilité du système en raison de la présence de neige sur les modules.

L'étude des résultats de simulation n'a pas permis d'obtenir de régression linéaire valide de la dépendance saisonnière et d'altitude du  $PR$ . En conservant les valeurs moyennes et la considération de l'indisponibilité croissante des systèmes avec l'altitude, deux valeurs du  $PR$  ont été définies, 90% pour les installations d'altitude et en hiver, 80% pour le reste de l'année et les installations de plaine.

### 5.3 Implantation des modules sur îlots flottants

Comme détaillé dans la modélisation des îlots photovoltaïques flottants au chapitre 2.4.1, deux types d'implantation ont été considérés. Une implantation de type shed pour les lacs d'altitude (>1000m) avec une inclinaison de 45° vers le sud pour favoriser une production hivernale en permettant le glissement de la neige et en profitant du gain bifacial accru par l'albedo proche plus élevé durant l'hiver. Pour les lacs de

plus faible altitude, le risque d'enneigement est plus faible et l'albedo moyen nettement moins favorable. Pour ces raisons, une implantation en dôme a été considérée pour maximiser la production et minimiser les coûts spécifiques des installations. La suite de ce chapitre détaille, pour les deux types d'implantation, le calcul du taux de couverture correspondant au ratio entre la surface des modules photovoltaïques et la surface au sol correspondante.

### 5.3.1 Implantation en sheds

L'implantation en sheds a été inspirée par le démonstrateur sur le lac des Toules. La Figure 39 montre que chaque îlot est constitué de 8 modules en largeur et 5 modules en hauteur.

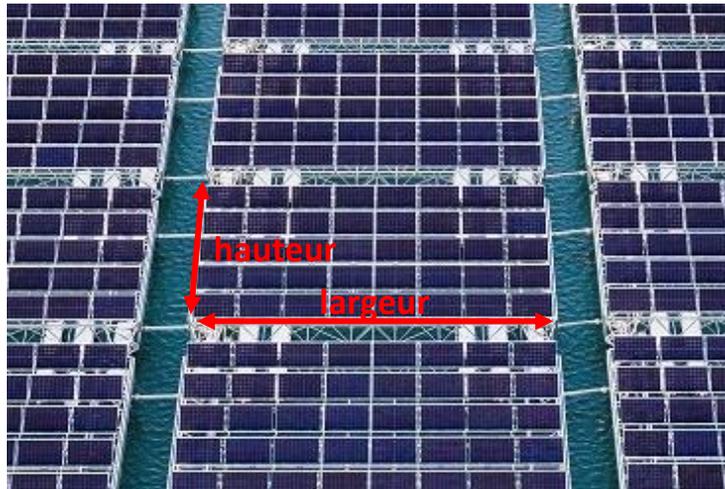


Figure 38 : Implantation en sheds sur le lac des Toules servant de modèle pour cette étude.

La distance entre les rangées  $d$  est calculée de sorte à éviter les ombrages proches lorsque l'élévation du soleil dépasse un seuil minimum  $\beta = 20^\circ$ . Celle-ci dépend également de l'inclinaison des modules  $\alpha = 45^\circ$  et hauteur des modules  $H$ .

$$d = H \frac{\sin(\alpha + \beta)}{\sin(\beta)}$$

Tableau 9 : Caractéristiques pour l'implantation en sheds.

Paramètres installation			Résultats		
Inclinaison des modules	°	45	Distance entre les rangées	m	2.9
Élévation du soleil min	°	20	Largeur îlot	m	15.7
Nombre de modules en hauteur		5	Hauteur îlot	m	13.4
Nombre de modules en largeur		8	Surface îlot	m <sup>2</sup>	209.9
Hauteur du module	m	1.096	Surface modules par îlot	m <sup>2</sup>	76.9
Largeur du module	m	1.754	Surface modules / surface îlot		37%
Canaux largeur	m	1.5			
Canaux hauteur	m	1			

<b>Interstice entre les modules en largeur</b>	m	0.02				
--	---	------	--	--	--	--

### 5.3.2 Implantation en dômes

Une inclinaison de 10° a été choisie pour l'implantation de type dômes. La largeur des canaux est similaire à celle de l'implantation de type sheds.

Tableau 10 : Caractéristiques pour l'implantation en dômes

Paramètres installation			Résultats			
<b>Inclinaison des modules</b>		10		Largeur îlot	m	15.7
<b>Nombre de modules en hauteur</b>		12		Hauteur îlot	m	16.4
<b>Nombre de modules en largeur</b>		8		Surface îlot	m <sup>2</sup>	256.3
<b>Hauteur du module</b>	m	1.096		Surface modules par îlot	m <sup>2</sup>	184.5
<b>Largeur du module</b>	m	1.754		Surface modules / surface îlot		72%
<b>Canaux largeur</b>	m	1.5				
<b>Canaux hauteur</b>	m	1				
<b>Interstice entre les modules en largeur</b>	m	0.02				
<b>Interstice entre les modules en hauteur</b>	m	0.2				

## 5.4 Source des géodonnées

Les sources de l'ensemble des géodonnées utilisées dans le cadre de cette étude sont listés dans le tableau ci-dessous :

Catégorie	Nom	Source	Description
<b>Danger</b>	SilvaProtect	BAFU-Gefahrenpraevention@bafu.admin.ch	Zones de danger : chute de pierres, avalanche, prise en considération dans le calcul du potentiel technique
<b>Hydro</b>	Bassins versants topographiques des eaux suisses : Troncçons d'effluents	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/topographische-einzugsgebiete-der-schweizer-gewasser-vorfluter">https://open-data.swiss/fr/dataset/topographische-einzugsgebiete-der-schweizer-gewasser-vorfluter</a>	
<b>Hydro</b>	Statistique des aménagements hydroélectriques	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/statistik-der-wasserkraftanlagen-wasta">https://open-data.swiss/fr/dataset/statistik-der-wasserkraftanlagen-wasta</a>	
<b>Modèle de terrain</b>	MNT25	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/dhm25">https://open-data.swiss/fr/dataset/dhm25</a>	Modèle de terrain, utilisé pour estimer les pentes et profondeur des lacs
<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels (IFP)	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-landschaften-und-naturdenkmaler-bl">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-landschaften-und-naturdenkmaler-bl</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Unesco	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/unesco-welterbe-naturstat">https://open-data.swiss/fr/dataset/unesco-welterbe-naturstat</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Parcs d'importance nationale	<a href="https://data.geo.admin.ch/browser/index.html#/collections/ch.bafu.schutzgebiete-paerke_nationaler_bedeutung/items/schutzgebiete-paerke_nationaler_bedeutung?.language=en">https://data.geo.admin.ch/browser/index.html#/collections/ch.bafu.schutzgebiete-paerke_nationaler_bedeutung/items/schutzgebiete-paerke_nationaler_bedeutung?.language=en</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des prairies et pâturages secs d'importance nationale (PPS)	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-trockenwiesen-und-weiden-von-nationaler-bedeutung-tww">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-trockenwiesen-und-weiden-von-nationaler-bedeutung-tww</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des hauts-marais et des marais de transition d'importance nationale	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-hoch-und-ubergangsmoore-von-nationaler-bedeutung">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-hoch-und-ubergangsmoore-von-nationaler-bedeutung</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable

<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des bas-marais d'importance nationale	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-flachmoore-von-nationaler-bedeutung">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-flachmoore-von-nationaler-bedeutung</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des sites marécageux d'une beauté particulière et d'importance nationale	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-moorlandschaften-von-besonderer-schonheit-und-nationaler-bedeutung">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-moorlandschaften-von-besonderer-schonheit-und-nationaler-bedeutung</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>Protection</b>	Inventaire fédéral des districts francs fédéraux (y compris réseau d'itinéraires) – Districts francs	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-eidgenossischen-jagdbanngebiete-inkl-routennetz-jagdbanngebiete">https://open-data.swiss/fr/dataset/bundesinventar-der-eidgenossischen-jagdbanngebiete-inkl-routennetz-jagdbanngebiete</a>	Zones de protection, prise en considération dans le calcul du potentiel mobilisable
<b>PV</b>	Aptitude solaire des toitures	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/eignung-von-hausdachern-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie">https://open-data.swiss/fr/dataset/eignung-von-hausdachern-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie</a>	Données toitsolaire pour le potentiel des toitures
<b>PV</b>	Aptitude solaire des façades	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/eignung-von-hausfassaden-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie">https://open-data.swiss/fr/dataset/eignung-von-hausfassaden-fur-die-nutzung-von-sonnenenergie</a>	Données toitsolaire pour le potentiel des façades
<b>Topo</b>	swissTLM3D	<a href="https://open-data.swiss/fr/dataset/swisstlm3d">https://open-data.swiss/fr/dataset/swisstlm3d</a>	Ensemble d'éléments topographique, lacs, barrages, ...

## 5.5 Hypothèses et critères

La table suivante liste l'ensemble des hypothèses et critères

Surface	Type critère	Paramètre	Description	Valeur	Unité	Source
Lac	Brut	Altitude limite type implantation	En dessous de cette altitude - l'implantation maximise la production annuelle ; au dessus : elle maximise la production hivernale	1000	m	Expérience des bureaux
Lac	Brut	Taux de couverture si orienté prod hivernale	Ratio entre la puissance PV flottante et la surface technique exploitable, pour les implantations optimisant la production hivernale	37	%	Expérience des bureaux - Calcul basé sur projets existants
Lac	Brut	Taux de couverture si orienté prod annuelle	Ratio entre la puissance PV flottante et la surface technique exploitable, pour les implantations optimisant la production annuelle	72	%	Expérience des bureaux - Calcul basé sur projets existants
Lac	Brut	Performance ratio alpin hiver	Performance ratio hivernal spécifique pour les installations flottantes en altitude	90	%	Expérience des bureaux - Logiciels de dimensionnement
Lac	Brut	Performance ratio plaine ou été	Performance ratio dans tous les autres cas	80	%	Expérience des bureaux - Logiciels de dimensionnement
Lac	Brut	Territoire CH	Les lacs dont une partie de la surface se situe en dehors du territoire suisse sont exclus du potentiel			Expérience des bureaux
Lac/barrage	Brut	Efficacité des modules 2023	Efficacité moyenne des modules PV sur la période de production	20	%	Expérience des bureaux ; volonté de concordance avec d'autres études fédérales
Lac/barrage	Brut	Efficacité des modules 2050	Efficacité moyenne des modules PV sur la période de production	28	%	Expérience des bureaux ; volonté de concordance avec d'autres études fédérales
Barrage	Brut	Hauteur max PV/barrage	Hauteur maximale des panneaux PV en garde corps de la couronne afin de ne pas perturber les visées géodésiques	1	m	Workshop et recommandation OFEN Section barrage
Barrage	Brut	Hauteur des PV côté eau	hauteur totale des panneaux comme bandeau sur les barrages, côté lac, y compris la hauteur du garde-corps	3.5	m	Expérience des bureaux
Barrage	Brut	Taux de couverture de barrage côté lac	Ratio entre la surface PV sur barrage voute ou poids et la surface technique exploitable. Ce 90% vient de la nécessité de laisser 50cm tout les 10m (verticalement et horizontalement) pour l'entretien des joints.	90	%	90% selon workshop + pertes effets de bord
Barrage	Brut	Taux de couverture de barrage côté vallée	Ratio entre la surface PV sur barrage voute ou poids et la surface technique exploitable.	70	%	70% selon workshop + pertes effets de bord
Barrage	Brut	Taux de couverture barrage digue	Taux d'exploitation de la surface d'un barrage digue, côté aval	50	%	Selon critère OFEN, Section barrages
Barrage	Brut	Performance ratio des barrages	Performance ratio des barrages	80	%	

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

<b>Toiture</b>	Brut	Catégorie minimum selon cadastre national	Irradiation annuelle supérieure à 1000kWh/m2	3		
<b>Façade</b>	Brut	Catégorie minimum selon cadastre national	Irradiation annuelle supérieure à 600kWh/m2	2		
<b>Façade</b>	Brut	Taux de couverture façade		55	%	Selon "Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden" pour bâtiment de catégorie autre
<b>Parking</b>	Brut	Taux occupation parkings	Taux d'occupation maximal du parking afin de laisser une surface libre suffisante pour l'atterrissage d'hélicoptères et l'amenée de turbines	50	%	Expérience des bureaux - recommandations propriétaires d'ouvrages
<b>Parking</b>	Brut	Taux couverture carport	Sur la surface de parking exploitable, taux d'occupation de la surface pour des carports PV	50	%	Expérience des bureaux
<b>Parking</b>	Brut	Performance ratio		90	%	
<b>Tout</b>	Brut	Dégradation annuelle du rendement des panneaux solaires		0.5	%	Hypothèse basée sur données fabricants
<b>Lac</b>	Technique	Puissance minimum technique	Les lacs dont la puissance PV flottante potentielle est inférieure à cette valeur sont exclus du potentiel technique	200	kW	Entretiens préalables - Expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Technique	Puissance minimum technique par surface - lac multisurface	En cas de surfaces multiples sur un même lac, les surfaces ayant des puissances PV inférieures à cette valeur sont exclues du potentiel technique	100	kW	Expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Technique	Zone avalanche	Exclusion de toutes les zones d'avalanche du potentiel technique	considéré	ignoré / considéré	SilvaProtect CH_LAW
<b>Lac</b>	Technique	Zone lave torrentielle	Exclusion de toutes les zones de risque de lave torrentielle du potentiel technique	considéré	ignoré / considéré	SilvaProtect CH_MUR
<b>Lac</b>	Technique	Zone chute de pierre	Exclusion de toutes les zones de risque de chute de pierre du potentiel technique	considéré	ignoré / considéré	SilvaProtect CH_STURZ
<b>Lac</b>	Technique	Zone de crue	Exclusion de toutes les zones de risque de crue du potentiel technique	considéré	ignoré / considéré	SilvaProtect CH_HM
<b>Lac</b>	Technique	Zone épandage alluvion	Exclusion de toutes les zones d'épandage d'alluvions du potentiel technique	considéré	ignoré / considéré	SilvaProtect CH_UEB
<b>Lac</b>	Technique	Distance minimum au bord	Distance minimum à respecter par rapport au bord du lac (calculée au niveau d'eau maximal)	20	m	Workshop et expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Technique	Distance affluent <1800	Distance minimum aux entrées d'affluents pour les lacs à une altitude <1800m. Le disque dont le rayon est donné par ce paramètre est soustrait de la surface technique.	100	m	Workshop et expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Technique	Distance affluent >1800	Distance minimum aux entrées d'affluents pour les lacs à une altitude >1800m. Le disque dont le rayon est donné par ce paramètre est soustrait de la surface technique.	50	m	Workshop et expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Technique	Distance barrage	Distance minimum au mur du barrage	50	m	Workshop

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

<b>Lac</b>	Technique	Marnage hauteur limite max	Marnage maximum à partir duquel le potentiel technique est supposé nul (l'installation n'est pas réalisable)	50	m	Entretiens + expérience sur projets existants
<b>Lac</b>	Technique	Pente fond	Pente maximale du fond en dessus de laquelle la structure ne pourrait pas se poser.	20	°	Entretiens + expérience sur projets existants
<b>Lac</b>	Technique	Bassin de restitution	Ensemble des lacs considérés comme bassin de restitution. Ces lacs sont exclus du potentiel technique			Entretiens préalables - workshop
<b>Lac</b>	Technique	Zone de chantier pente	Présence d'une zone de chantier à proximité immédiate de l'entité dont la pente est inférieure à 15°.	15	°	Expérience des bureaux et parcours manuel des ouvrages sur base de vue aérienne
<b>Lac</b>	Technique	Surface minimale zone de chantier	Présence d'une zone de chantier à proximité immédiate de l'entité d'au moins 600m2. En cas d'absence, exclusion du potentiel	600	m2	Expérience des bureaux et parcours manuel des ouvrages sur base de vue aérienne
<b>Barrage</b>	Technique	Puissance minimum technique	Les installations PV sur barrage inférieures à cette puissance sont exclues du potentiel technique	100	kW	Entretiens préalables - Expérience des bureaux
<b>Toiture/Façade</b>	Technique	Surface minimum par pan		10	m2	
<b>Toiture/Façade</b>	Technique	Puissance minimum par installation		10	kW	
<b>Lac</b>	Economique	Masse installation PV flottante	Masse spécifique de l'installation PV yc accessoires, utilisée pour le calcul du surcoût hélicoptère	250	kg/kW	Expérience des bureaux - Calcul basé sur projets existants
<b>Lac</b>	Economique	Surcoût si l'installation se pose en hiver	Surcoût pour les installations solaires flottantes se posant au fond du lac en hiver (donc pas prises dans la glace) - uniquement pour les lacs d'altitude	300	CHF/kW	Selon indications fournisseurs, expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Economique	Marnage hauteur min surcoût	A partir de cette valeur, un surcoût lié au marnage important est appliqué.	30	m	Entretiens préalables et expérience projets existants
<b>Lac</b>	Economique	Surcoût marnage	Surcoût appliqué pour les lacs dont le marnage est supérieur à marnage 1	100	CHF/kW	Calcul basé sur projets existants
<b>Lac</b>	Economique	CAPEX FPV		voir capex fpv	CHF/W	Expérience des bureaux
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Pente route accès	En cas de création d'une piste d'accès, pente moyenne de la piste servant de base au calcul de sa longueur	5	°	Indication fournie par une société de transports spéciaux
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Categorie route exclue matériel	Catégories de route exclues pour l'accès du matériel. Selon catégories définies dans le GDB-Code de SwissTLM3d TLM_STRASSE	[12,15-19,22,23]		swissTLM3d
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Categorie route exclue ouvrier	Catégories de route exclues pour l'accès des ouvriers. Selon catégories définies dans le GDB-Code de SwissTLM3d TLM_STRASSE	[12,16-19,22,23]		swissTLM3d
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Chantier hélicoptère matériel	Surcoût pour monter le matériel par hélicoptère, distance calculée depuis la route de largeur >=3m la plus proche	70	CHF/kW/km	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants (voir annexe dédiée)

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

<b>Lac/barrage</b>	Economique	Chantier hélicoptère ouvrier	Surcoût pour monter les ouvriers par hélicoptère, distance calculée depuis la route carrossable la plus proche	20	CHF/kW/km	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants (voir annexe dédiée)
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Prix construction nouvelle route	Prix pour la réalisation d'un mètre de piste en cas d'accès manquant: piste provisoire en tout-venant avec fondation pour accès poids-lourds y.c. remise en état du terrain.	250	CHF/m	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Prix raccordement MT	Coût du raccordement au réseau moyenne tension le plus proche, fonction de la distance et de la puissance de l'installation PV	Voir table de coûts raccordement réseau annexée	CHF/kVA/m	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Prix raccordement HT	Coût du raccordement au réseau haute tension le plus proche, fonction de la distance et de la puissance de l'installation PV	Voir table de coûts raccordement réseau annexée	CHF/kVA/m	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Vitesse d'installation	Nombre de kWc qu'un ouvrier installe en une journée, participant au calcul du coût de transport par hélicoptère	5	kW/pers/jour	Expérience des bureaux - Calcul basé sur chantiers existants
<b>Lac/barrage</b>	Economique	Coût de revient (LCOE) maximum pour le potentiel économique et mobilisable	Les installations PV dont le prix de revient du kWh est supérieur à cette valeur sont exclues du potentiel économique et mobilisable	0.2	CHF/kWh	OFEN
<b>Barrage</b>	Economique	CAPEX barrage		voir capex barrage	CHF/W	Expérience des bureaux
<b>Tout</b>	Economique	Durée de vie structure et réseaux	Durée de vie de la structure flottante et du raccordement au réseau pour l'évaluation du coût de production du kWh	50	an	Durée de vie technique selon données fournisseurs
<b>Tout</b>	Economique	Durée de vie installation PV	Durée de vie de l'installation PV hors structure flottante et raccordement au réseau pour l'évaluation du coût de production du kWh.	25	an	Durée de garantie minimale des fabricants de modules PV (conditions d'utilisations spécifiques)
<b>Tout</b>	Economique	Ratio AC/DC	Ratio de la puissance AC sur DC, utilisé pour les contraintes et coûts du raccordement.	75	%	Expérience des bureaux et selon SIA 2062

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

<b>Tout</b>	Economique	Frais de maintenance	Frais de maintenance prix par kWh de production	0.02	CHF/kWh	Expérience des bureaux
<b>Tout</b>	Economique	Taux d'intérêt		5	%	OFEN
<b>Tout</b>	Economique	CAPEX PV	Part du CAPEX FPV et barrage qui nécessite d'être remplacé après pv_lifespan (25ans). Le reste du CAPEX a une durée de vie de struct_lifespan=50ans	1.2	CHF/W	Expérience des bureaux
<b>Tout</b>	Economique	Coût remplacement module	A la fin du temps de vie, les modules sont remplacés à ce prix là pour tous les types d'installations	1200	CHF/kW	Expérience des bureaux
<b>Lac</b>	Mobilisable	Taux occupation multiaffectation navigation ou baignade	En cas de présence d'un port de plaisance, taux d'utilisation "acceptable" du lac	2	%	Workshop
<b>Lac</b>	Mobilisable	Seuil sur la part bordure lac en zone protégée	Densité de zones protégées dans un périmètre de 100 m autour du lac. Si la densité est supérieure à la valeur indiquée, l'ouvrage est exclu du potentiel mobilisable.	50	%	Expérience des bureaux - hypothèse
<b>Lac</b>	Mobilisable	Seuil sur la part du lac en zone protégée de type exclusion	Si la part du lac est en zone protégée (considéré & exclusion entité) dépasse 1% alors le potentiel mobilisable du lac est considéré comme nul.	1	%	Expérience des bureaux - hypothèse
<b>Lac</b>	Mobilisable	Zone de protection des eaux S1	En cas d'intersection de l'ouvrage (y compris le lac) avec cette zone de protection, l'intégralité de l'ouvrage est exclue du potentiel mobilisable	considéré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	Zone de protection des eaux S2	En cas d'intersection de l'ouvrage (y compris le lac) avec cette zone de protection, l'intégralité de l'ouvrage est exclue du potentiel mobilisable	considéré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	Zones biotope (Haut-marais, Bas-marais, Site marécageux)	En cas d'intersection de l'ouvrage (y compris le lac) avec cette zone de protection, l'intégralité de l'ouvrage est exclue du potentiel mobilisable	considéré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	Parc régional	Les surfaces situées dans une zone de protection type "parc régional" sont conservées dans le potentiel mobilisable	ignoré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	Réserve forestière	En cas d'intersection de l'ouvrage (y compris le lac) avec cette zone de protection, l'intégralité de l'ouvrage est exclue du potentiel mobilisable	ignoré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	PPS	Les surfaces situées dans une zone de protection type "PPS - pâturage sec" ne permettent pas de travaux de fouilles, accès ni d'emprise du chantier	ignoré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	Parc suisse	Les surfaces situées dans une zone de protection type "parc suisse" sont conservées dans le potentiel mobilisable	ignoré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac</b>	Mobilisable	IFP	Les surfaces situées dans une zone de protection type "IFP" sont conservées dans le potentiel mobilisable	ignoré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac/bar-rage</b>	Mobilisable	Oiseaux d'eau et migrateurs	Les surfaces situées dans une zone de protection des oiseaux d'eaux et migrateurs sont exclues du potentiel mobilisable	considéré	ignoré / considéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

<b>Lac/bar- rage</b>	Mobili- sable	Reproduction des ba- traciens	Les surfaces situées dans une zone de reproduction des ba- traciens sont exclues du potentiel mobilisable	consi- déré	ignoré / con- sidéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Lac/bar- rage</b>	Mobili- sable	Zone de protection des eaux S3	Les surfaces situées dans une zone de protection des eaux type S3 sont conservées dans le potentiel mobilisable	ignoré	ignoré / con- sidéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Tout</b>	Mobili- sable	Districts francs	intersection (comme IFP)	ignoré	ignoré / con- sidéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin
<b>Tout</b>	Mobili- sable	Unesco site naturel	En cas d'intersection de l'ouvrage (y compris le lac) avec cette zone de protection, l'intégralité de l'ouvrage est exclue du po- tentiel mobilisable	consi- déré	ignoré / con- sidéré	Workshop - opendata.swiss / data.geo.admin

## 5.6 Coûts de raccordement

La puissance raccordement prise en considération a été fixée à 75% de la puissance DC de l'installation en raison des pertes DC/AC et qu'un sous-dimensionnement AC est généralement réalisé pour atteindre un optimum économique. Le coût de raccordement est la somme de coût fixe pour le poste de transformation et le coût variable dépendant de la distance entre le lac et le point de raccordement le plus proche.

Les hypothèses de raccordement au réseau des centrales PV ont été considérées sur les niveaux de tension suivants :

- Raccordement sur réseau MT (10 – 20kV) : Puissance  $\leq$  10 MW
- Raccordement sur réseau HT (40 – 65kV) : Puissance 11 – 50 MW
- Raccordement sur réseau HT (110 – 132kV) : Puissance 51 – 100MW
- Raccordement sur réseau HT (220 – 380kV) : Puissance 101 – 200MW

Ces principes ont été appliqués pour tous les lacs et barrages pour lesquels les données ont été collectées auprès des propriétaires/exploitants.

Les coûts de raccordement considérés dans les prix budgétaires comprennent :

### Raccordement MT

- Fouille en tranchée à la machine avec pose de tubes y.c. remise en état du terrain.
- Fourniture, pose et raccordement de câbles MT.
- Fourniture poste de transformation MT/BT.

### Raccordement HT

- Fouille en tranchée à la machine avec pose de tubes y.c. remise en état du terrain.
- Fourniture, pose et raccordement de câbles HT.
- Fourniture poste HT : transformateur extérieur dédié + champ GIS (isolation gazeuse) supplémentaire.

(non-considéré : coûts d'extension ou de construction d'un bâtiment)

## Coûts considérés

Tableau 11 : Coût du poste de transformation

Min [MVA]	Max [MVA]	Coût poste transfo [CHF]
1	2	150 000
2	5	250 000
5	10	650 000
10	20	850 000
20	50	1 250 000
50	100	2 250 000
100		4 250 000

Tableau 12 : Coût de raccordement hors station/poste

CHF/m		Distance de raccordement réseau					
		1km	2km	5km	10km	20km	50km
Puissance	1MW (MT)	260	260	270	298	298	298
	2MW (MT)	260	260	270	298	298	298
	5MW (MT)	270	270	270	298	325	325
	10MW (MT)	298	298	298	396	450	450
	20MW (HT)	313	313	313	313	336	336
	50MW (HT)	336	336	336	336	336	336
	100MW (HT)	472	472	472	472	472	472
	200MW (HT)	508	508	508	508	508	508

## 5.7 Définition des hypothèses de surcoûts hélicoptères

Les surcoûts hélicoptères sont composés de deux coûts distincts :

- Surcoût hélicoptère pour l'acheminement du matériel depuis la place de montage accessible par route jusqu'au lac: plateformes flottantes, stations MT/BT et logistique chantier (outillage, matériel de montage). Surcoût exprimé en CHF/kW/km. La distance est calculée depuis la route carrossable la plus proche.
- Surcoût hélicoptère pour le transport quotidien des ouvriers sur site de montage. Surcoût exprimé en CHF/kW/km. La distance est calculée depuis la route carrossable la plus proche.

### Hypothèses de calcul du surcoût hélicoptère - matériel (CHF/kW/km)

Acheminement du matériel: plateformes flottantes, stations MT/BT et logistique chantier

Puissance par plateforme flottante	50 x 600Wp	30 kWp
Durée rotation (valeur moyenne pour 1km)		5 min
Nb de rotations plateformes pour 1MW		33 p
33 rotations gros porteur		
Nb de rotation station MT/BT		6 p
6 rotations gros porteur		
Nb de rotations matériel, machines		40 p
10 rotations par semaine / 1 mois petit porteur		
p		
Coût gros porteur (type Kamov, Super Puma)		260 CHF/min
Coût petit hélicoptère (type Ecureuil)		45 CHF/min
Survol (vol d'approche) gros porteur	8 000.00	CHF
Nb de survols gros porteur	1	p
Survol (vol d'approche) petit hélicoptère	500	CHF
Nb de survols petit hélicoptère	4	p
Nb de rotations gros porteur	39	p
Nb rotations petit hélicoptère	40	p
Durée intervention gros porteur	197	min
Durée intervention petit hélico	200	min
Coûts totaux pour 1MW	70 133.33	CHF
Coût au kWp/km	<b>70 CHF/kWp/km</b>	

Hypothèses:

- Plateforme flottante comprenant : structure, panneaux, flotteurs
- Charge maximale admissible pour le gros porteur : 3.5 tonnes (1'500m - 2'000m altitude)
- Charge maximale admissible pour le petit hélico : 0.6 tonne (1'500m - 2'000m altitude)

**Hypothèses de calcul du surcoût hélicoptère - ouvriers (CHF/kW/km)**

Transport quotidien des ouvriers par hélicoptère depuis la route carrossable la plus proche		
Hypothèse rythme d'installation:	5	kW/jour/ouvrier
Durée chantier pour 1MW (20j à 10ho)	200	jour x ho
Durée rotation (valeur moyenne pour 1km)	4	min
Nb de rotations pour 1MW	80	p
Capacité hélicoptère: 5 passagers 20 jours à 2 rotations matin et soir		
Coût petit hélicoptère (type Ecureuil)	45	CHF/min
Survol (vol d'approche) petit hélicoptère	500	CHF
Nb de survols petit hélicoptère (considéré 1/2)	20	p
Durée intervention petit helico	320	min
Coûts totaux pour 1MW	24 400.00	CHF
Coût au kWp/km	<b>20 CHF/kWp/km</b>	

## 5.8 Entretiens préalables – acteurs et canevas

### Acteurs contactés

Alexis Constant – Ciel & Terre

Adrien Maire – BMG Solution

Bruno Belin – Poralu Marine

Michael Berset – Romande Energie

Polina Vasilenko – HelioRec

Jacopo Gentili – NRG Island

Daniel Mugnier – chairman IEA PVPS

Nico Luterbacher - EWZ

Christian Heierli - Axpo

### Canevas d'entretien

#### 1. Faisabilité

- a. Quelles raisons potentielles pourraient entraîner l'impossibilité d'un projet solaire sur ouvrages ? hydroélectriques (techniques, administratifs, environnementaux, etc...)
- b. Quels sont les paramètres qui vont susciter ou réduire l'intérêt de développer un projet solaire sur ouvrages hydroélectriques ?

#### 2. Réalisation

- a. Quels sont les facteurs clés du succès d'un projet sur ouvrages hydroélectriques ? Les thèmes suivants peuvent être abordés, entre autres :
  - i. Emplacement
  - ii. Météo et climat
  - iii. Propriété
  - iv. Caractéristiques du fond du lac
  - v. Caractéristiques de l'eau
  - vi. Infrastructure électrique, autoconsommation éventuelle
  - vii. Accès (route, bateau, emplacement de montage)
  - viii. Écologie (faune, flore)
  - ix. Acceptance

- x. Règlementaire /légal / sécurité (électrique, chute...)
  - xi. Économique (subventions)
  - xii. Technique (fatigue, ancrage, inclinaison/vent, inclinaison)
  - xiii. Durée de vie + coût de maintenance
3. Autres
4. Discussion libre

## 5.9 Entretiens préalables – exploitants de barrages

Les entretiens avec les exploitants de barrage a permis la collection des données suivantes pour près de la moitié des barrages étudiés.

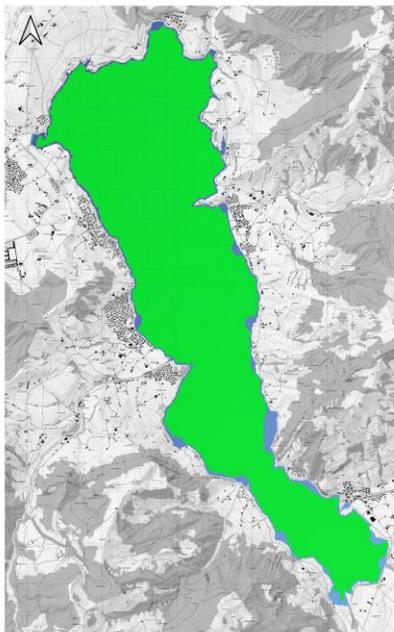
Champ	Remarque
<b>Accessibilité au couronnement du barrage</b>	Type d'accès : aucun / véhicule léger / poids lourd
<b>Accessibilité des rives du lac (machines de chantier)</b>	Inaccessibles / Gauche ou droite / Les deux
<b>Obstacles particuliers sur ou près du barrage</b>	Remarque sur la présence d'obstacle
<b>Obstacles particuliers dans ou près du lac</b>	Remarque sur la présence d'obstacle
<b>Topographie, bathymétrie Déclivité du fond du lac</b>	Pente moyenne du fond du lac
<b>Variation de niveau max du lac (marnage) [m]</b>	<15m / 15-30m / > 30m
<b>Niveau d'eau min résiduel au barrage (valeur pluriannuelle) [m]</b>	
<b>Niveau d'eau sur la période hivernale (valeur max pluriannuelle) [m]</b>	
<b>X</b>	Coordonnées EPSG 2056 du barrage
<b>Y</b>	Coordonnées EPSG 2056 du barrage
<b>Coordonnée X - Usine hydroélectrique</b>	Coordonnées EPSG 2056 de l'usine
<b>Coordonnée Y - Usine hydroélectrique</b>	Coordonnées EPSG 2056 de l'usine
<b>Racc. réseau: dist. point connexion plus proche [m]</b>	Distance de raccordement au point le plus proche en haute tension.
<b>Racc. réseau: capacité point connexion plus proche [MW]</b>	Puissance correspondante
<b>Racc. réseau: dist. point connexion HT [m]</b>	Distance de raccordement au point le plus proche en haute tension.
<b>Racc. réseau: capacité point connexion HT [MW]</b>	Puissance correspondante
<b>Type de surfaces disponibles dans le périmètre des infrastructures</b>	Autre surface disponible à proximité
<b>Surfaces disponibles correspondantes [m2]</b>	
<b>Remarques</b>	

## 5.10 Potentiels des lacs de retenue – illustrations

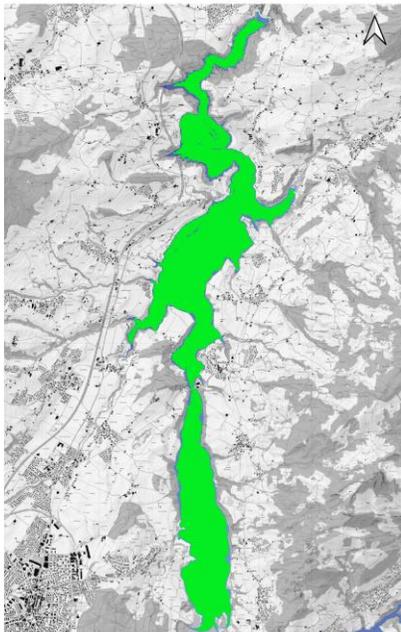
Les figures suivantes donnent les illustrations du potentiel technique pour les 3 lacs ayant les plus importants potentiels économique et mobilisable.

### Top 3 du potentiel photovoltaïque économique des lacs

Nom: Sihlsee  
Puissance: 400 MW  
Production annuelle: 471.31 GWh  
Production hivernale: 122.82 GWh  
LCOE: 12.9 cts/kWh



Nom: Lac de la Gruyère  
Puissance: 400 MW  
Production annuelle: 462.74 GWh  
Production hivernale: 125.99 GWh  
LCOE: 13.0 cts/kWh



Nom: Schiffenensee  
Puissance: 400 MW  
Production annuelle: 444.54 GWh  
Production hivernale: 114.41 GWh  
LCOE: 13.5 cts/kWh

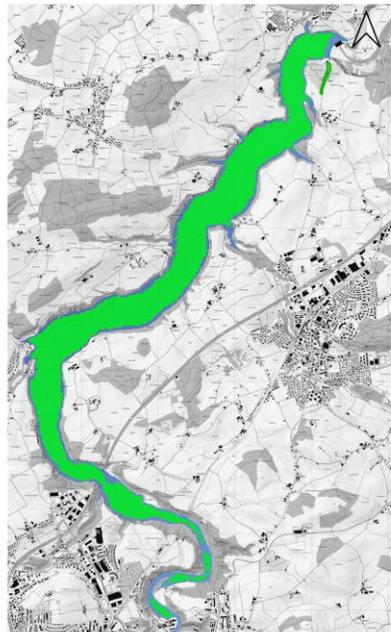


Figure 39 : Illustration du potentiel technique pour les 3 lacs ayant les plus importants potentiels économiques. Ces trois lacs sont également ceux ayant les importants potentiels techniques. La puissance, production et LCOE correspondent au potentiel économique.

## Top 3 du potentiel photovoltaïque mobilisable des lacs

Nom: Lago Ritòm  
Puissance: 62.47 MW  
Production annuelle: 106.39 GWh  
Production hivernale: 50.94 GWh  
LCOE: 18.2 cts/kWh

Nom: Lai da Sontga Maria  
Puissance: 63.6 MW  
Production annuelle: 105.33 GWh  
Production hivernale: 48.76 GWh  
LCOE: 19.2 cts/kWh

Nom: Lac de Salanfe  
Puissance: 66.62 MW  
Production annuelle: 97.47 GWh  
Production hivernale: 39.44 GWh  
LCOE: 19.8 cts/kWh

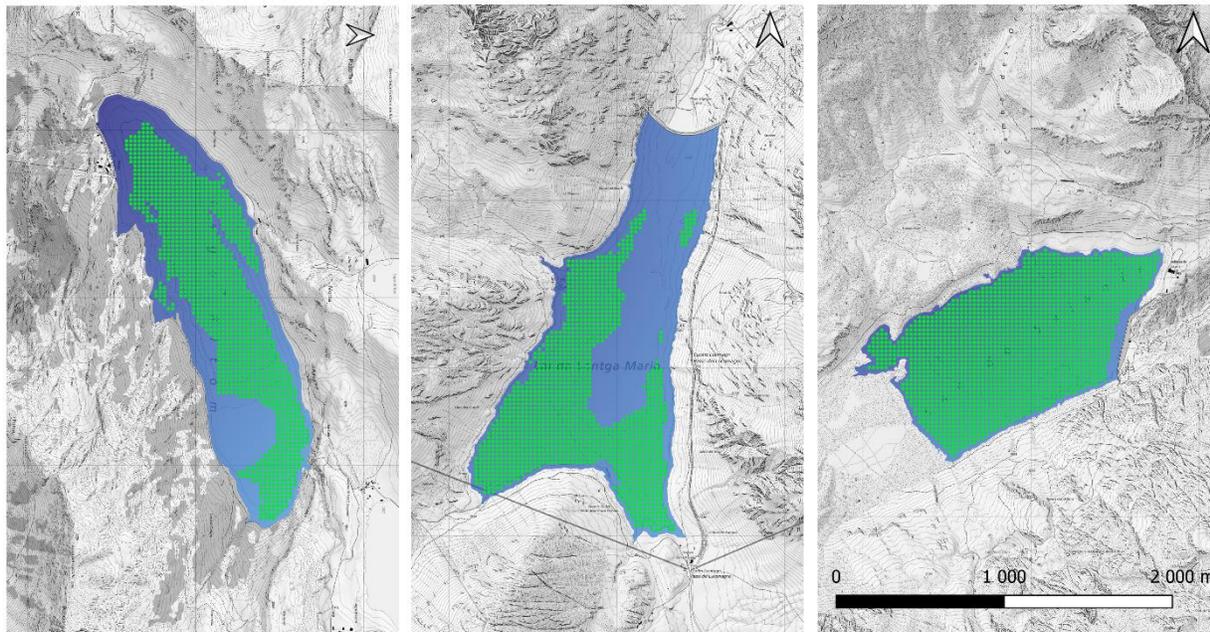


Figure 40 : Illustration du potentiel technique pour les 3 lacs ayant les plus importants potentiels mobilisables. La puissance, production et LCOE correspondent au potentiel mobilisable.

## 5.11 Potentiels des lacs de retenue – table résultats

Cette étude n'a pas pour objectif de donner avec une grande précision le potentiel photovoltaïque de chaque lac, ce qui nécessiterait une étude spécifique par lac, mais de donner une estimation du potentiel global. Par conséquent l'incertitude sur les résultats présentés ci-dessous n'est pas quantifiée et non négligeable.

id	Nom	Productible mobilisable [kWh/kW]	LCOE mobilisable [cts/kWh]	Brut [GWh]	Technique [GWh]	Economique [GWh]	Mobilisable [GWh]
1	Lac des Toules		23.6	66.2	23.4	0.0	0.0
2				1.2	0.0	0.0	0.0
3	Lac de Mauvoisin		25.5	230.6	10.9	0.0	0.0
4				3.1	0.0	0.0	0.0
5				1.4	0.0	0.0	0.0
6				2.5	0.0	0.0	0.0
7				2.3	0.0	0.0	0.0
8	Stausee Mattmark		25.9	178.8	14.2	0.0	0.0
9	Lac de Louvie		28.4	11.4	6.6	0.0	0.0
11	Lac du Vieux Emosson		25.1	75.3	44.0	0.0	0.0
12	Lac des Dix		24.5	424.4	20.5	0.0	0.0
13				1.3	0.0	0.0	0.0
14	Lac d'Emosson			319.2	14.9	0.0	0.0
15	Lac de Cleuson		31.3	39.3	4.5	0.0	0.0
16	Lac de Moiry		27.2	132.2	13.2	0.0	0.0
17	Lac de Salanfe	1463	19.8	132.9	119.4	97.5	97.5
18				3.6	0.0	0.0	0.0
19				1.9	0.0	0.0	0.0
20	Bacino di Palagnedra			5.3	0.0	0.0	0.0
21				2.7	0.0	0.0	0.0
22	Bacino di Palagnedra	1097	16	23.9	8.8	8.8	8.8
23	Turtmannsee		28.4	9.3	2.0	0.0	0.0
24	Sera Stausee			1.3	0.0	0.0	0.0
25				1.9	0.0	0.0	0.0
26	Lac Supérieur de Fully		25.2	18.0	11.5	0.0	0.0
28				161.5	113.1	113.1	0.0
29				3.1	0.0	0.0	0.0
30	Lac de la Forcle			2.0	0.0	0.0	0.0
31	Lago di Vogorno	1015	19.3	209.5	0.9	0.9	0.9
32	Oberer Märetschisee		47.8	2.7	0.7	0.0	0.0
33	Unterer Märetschisee		41	2.6	1.1	0.0	0.0
34	Illsee		28.4	21.0	5.0	0.0	0.0
35	Laghet di Buseno			7.1	0.0	0.0	0.0
36	Bortelseewji		36	12.6	5.6	0.0	0.0
37	Lac de Godey			4.5	0.0	0.0	0.0

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

38	Lago della Vasasca		1.4	0.0	0.0	0.0
39			1.5	0.0	0.0	0.0
40	Lac de Chermignon	22.1	2.4	0.5	0.0	0.0
42	Lac du Rawil		85.0	3.6	0.0	0.0
43	Lägh da l'Albigna	26.5	127.4	20.9	0.0	0.0
44	Lac de Sénin	24.9	28.0	16.8	0.0	0.0
45			1.6	0.0	0.0	0.0
46	Lago di Rierna		2.5	0.0	0.0	0.0
47	Stausee Gibidum		15.9	0.0	0.0	0.0
49			8.0	0.0	0.0	0.0
50	Arnesee	25.8	45.8	12.3	0.0	0.0
51	Bettmersee	21	8.7	4.8	0.0	0.0
52			2.5	0.0	0.0	0.0
53	Lagh da Palü		5.0	0.0	0.0	0.0
55	Lac de l'Hongrin	25.3	148.0	29.7	0.0	0.0
56		26.5	3.8	1.0	0.0	0.0
57	Laghetto della Val Malva- glia		16.9	0.0	0.0	0.0
58	Lago del Zött	23.6	13.5	6.0	0.0	0.0
59			2.7	0.0	0.0	0.0
60	Lago Bianco		164.3	137.0	104.0	0.0
61	Märjelen-Stausee	26.6	6.4	1.9	0.0	0.0
62	Lago di Robièi	20.9	27.5	19.4	0.0	0.0
63	Lago dei Cavagnöo	24.7	52.7	0.7	0.0	0.0
64	Griessee	20.9	77.1	63.2	0.0	0.0
65	Lac du Vernex		42.3	0.0	0.0	0.0
66	Lago d'Isola	23.2	36.4	7.9	0.0	0.0
67		26.5	1.5	0.5	0.0	0.0
68	Lago del Sambuco		101.3	0.0	0.0	0.0
69	Lago del Narèt	21.1	93.7	30.8	0.0	0.0
71	Lac de Lessoc	1087	16.1	29.9	8.3	8.3
72			2.3	0.0	0.0	0.0
73	Lai da Marmorera	22.5	161.7	17.8	0.0	0.0
74			2.4	0.0	0.0	0.0
75	Oberaarsee	20.5	168.0	124.8	0.0	0.0
76	Lago Ritóm	1703	18.2	178.7	106.4	106.4
77	Lago di Carassina		2.1	0.0	0.0	0.0
78	Triebteseewli		10.0	0.0	0.0	0.0
79	Lago dei Morti		2.1	0.0	0.0	0.0
80	Totesee		23.0	0.0	0.0	0.0
81	Lago di Lucendro	25.9	57.0	8.2	0.0	0.0
82	Lago della Sella	1794	19.8	56.5	39.4	39.4
83	Grimselee	23.5	253.0	89.2	0.0	0.0

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

84	Sufnersee		25	83.1	2.1	0.0	0.0
85	Lago di Luzzone		29.7	138.4	0.3	0.0	0.0
86	Zervreilasee		25.5	159.4	9.2	0.0	0.0
87	Räterichsbodensee			66.5	42.5	0.0	0.0
88	Lai da Sontga Maria	1655	19.2	204.7	105.3	105.3	105.3
89	Lai da Palpuegna		28.2	4.3	1.2	0.0	0.0
90	Lai da Seara			6.1	0.0	0.0	0.0
91	Lac de Montsalvens	1130	13.3	91.8	59.5	59.5	59.5
92	Gelmersee		23.9	60.3	33.1	0.0	0.0
93				4.0	0.0	0.0	0.0
94	Mattenalpsee			17.3	0.0	0.0	0.0
95	Lai da Curnera		26.3	82.5	3.1	0.0	0.0
96	Lai da Burvagn			4.7	0.0	0.0	0.0
97	Lai da Nalps		25.6	94.1	15.4	0.0	0.0
98	Göscheneralpsee			115.3	9.5	0.0	0.0
101				2.4	0.0	0.0	0.0
103				4.0	0.0	0.0	0.0
104	Stauweier	1143	15.8	16.4	8.8	8.8	8.8
105				2.4	0.0	0.0	0.0
106				22.4	0.0	0.0	0.0
107	Lai dad Ova Spin			31.2	0.0	0.0	0.0
108	Lac de la Gruyère	1162	12.9	1384.9	462.7	462.7	28.0
109				2.9	0.0	0.0	0.0
110	Lac du Day			10.0	0.0	0.0	0.0
111	Stausee			4.3	0.0	0.0	0.0
112				2.1	0.0	0.0	0.0
113	Igl Lai		26.5	7.9	3.1	0.0	0.0
114	Igl Lai			31.9	18.3	0.0	0.0
115	Melchsee			56.5	46.7	0.0	0.0
116	Tannensee		22.2	41.3	31.3	0.0	0.0
117	Arnisee			4.6	0.0	0.0	0.0
118	Lag da Breil		24.2	6.6	2.4	0.0	0.0
120	Lac de Pérolles			2.6	0.4	0.4	0.0
121	Lac de Pérolles			2.3	0.5	0.5	0.0
122	Stausee Isel		22.6	9.8	2.3	0.0	0.0
123	Lungerersee			308.0	108.5	108.5	0.0
124	Lag da Pigniu		32.7	31.6	3.9	0.0	0.0
125				1.8	0.0	0.0	0.0
126				1.8	0.0	0.0	0.0
127	Limmerensee		38.7	108.9	1.2	0.0	0.0
128	Bannalpsee		35.6	11.6	6.2	0.0	0.0
129	Muttsee		25.5	63.2	11.1	0.0	0.0

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

130	Schiffensee	1123	13.4	613.4	444.5	444.5	12.5
131				4.3	0.0	0.0	0.0
132				5.8	0.0	0.0	0.0
133	Waldisee		31.6	4.5	1.1	0.0	0.0
135				4.3	0.0	0.0	0.0
136				2.2	0.0	0.0	0.0
137	Wichelsee	921	18.2	26.8	13.4	13.4	13.4
138	Gigerwaldsee			40.5	0.0	0.0	0.0
139	Mapraggsee			26.7	0.0	0.0	0.0
141	Stausee Garichti			14.2	5.4	0.0	0.0
142	Wohlensee	1109	13.5	481.5	367.2	367.2	9.7
145		910	19.5	9.0	2.1	2.1	2.1
146	Stausee Niederried			75.0	37.6	37.6	0.0
147	Klöntalersee			431.2	195.2	195.2	0.0
148	Oberer Murgsee			18.4	13.2	0.0	0.0
149	Chapfensee			8.8	3.1	0.0	0.0
152	Wägitalersee	1142	13.2	647.3	374.4	374.4	13.3
153	Rämpensee	1065	17	5.6	0.8	0.8	0.8
154	Sihlsee			1795.7	471.3	471.3	0.0
156	Teufenbachweier	1111	16.6	6.4	2.0	2.0	2.0
158	Freyenweijer			2.7	0.0	0.0	0.0
159	Sternenweier			2.4	0.0	0.0	0.0
161	Waldweiher	1054	17.3	5.4	1.4	1.4	1.4
162	Flachsee			98.3	47.9	47.9	0.0
163	Gübsensee	1037	17.1	25.0	11.6	11.6	11.6
164	Baslerweier			3.1	0.0	0.0	0.0
165	Wenigerweier			5.6	1.5	1.5	0.0
166	Klingnauer Stausee			181.3	144.2	144.2	0.0
1001	Aabachweiher			1.8	0.0	0.0	0.0
1006	Châtelard (ESA)			0.8	0.0	0.0	0.0
1017	Kumme		29.6	5.7	2.1	0.0	0.0
1024	Le six de Bonfol			20.7	2.9	2.9	0.0
1026	Lucelle	1066	17.2	5.7	1.7	1.7	1.7
1035	Pilgersteg			1.2	0.0	0.0	0.0
1038	Rotelsee			1.5	0.0	0.0	0.0
1039	Schlappin			1.7	0.0	0.0	0.0
1042	Schwänberg			1.2	0.0	0.0	0.0
1048	Ual da Mulin			0.9	0.0	0.0	0.0
1050	Waldnacht			0.8	0.0	0.0	0.0

## 5.12 Potentiels des barrages – table résultats

id	Nom	Côté 0=lac 1=vallée	Productible éco [kWh/kW]	LCOE éco [cts/kWh]	Brut [MWh]	Technique [MWh]	Economique [MWh]
1	Gübsensee Ost	0			50	50	
1	Gübsensee Ost	1			256	256	
2	Rempen	0	756	17.9	39	39	39
2	Rempen	1			260	260	
4	Schräh	0	786	16.3	79	79	79
4	Schräh	1			760	760	
5	Chapfensee Nord	0			59	59	
5	Chapfensee Nord	1			190	190	
6	Rhodannenberg	1			1353	1353	
7	Garichte Hauptmauer	0			90	90	
7	Garichte Hauptmauer	1			543	543	
8	Gigerwald	0	617	19.5	105	105	105
8	Gigerwald	1			2760	2760	
9	Waldalp	1			432	432	
10	Limmern	0	925	13.8	159	159	159
10	Limmern	1			2073	2073	
11	Panix   Pigniu	0			56	56	
11	Panix   Pigniu	1	1181	20	1780	1780	1778
12	Egschi	0	828	18	31	31	31
12	Egschi	1			229	229	
13	Barcuns	0			85	85	
13	Barcuns	1			646	646	
14	Runcahez	0	642	19.2	73	73	73
14	Runcahez	1			484	484	
15	Punt dal Gall	0	1439	10.3	417	417	417
15	Punt dal Gall	1			1287	691	
17	Châtelot	0			46	46	
17	Châtelot	1			263	263	
18	Schiffenen	0	986	12.9	247	247	247
18	Schiffenen	1	1152	20	2274	2274	457
19	Les Clées	0			11	11	
19	Les Clées	1			364	364	
20	Rossens	0	898	18.7	136	136	136
20	Rossens	1			1084	1084	
21	Tannensee	1			3215	3215	
23	Gelmer	0	1021	13.4	217	217	217
23	Gelmer	1	1325	18	2501	2501	2501
24	Räterichsboden	0	739	17.9	230	230	230

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

24	Räterichsboden	1			1682	1682	
25	Seeuferegg	0	1035	14.9	185	185	185
25	Seeuferegg	1			794	794	
26	Spitallamm	0	994	18.1	93	93	93
26	Spitallamm	1			1677	1677	
27	Nalps	0	1050	12.3	242	242	242
27	Nalps	1	1185	20	2441	2441	132
28	Curnera	0	783	16	109	109	109
28	Curnera	1			1628	1628	
29	Santa Maria	0	1175	11.1	352	352	352
29	Santa Maria	1	1151	20	2305	2305	296
30	Zervreila	0	918	16.5	218	218	218
30	Zervreila	1			4027	4027	
31	Sufers	0	780	17	101	101	101
31	Sufers	1	1148	20	1356	1356	1349
32	Hongrin	0			200	200	
32	Hongrin	1			3165	3165	
33	Arnensee	1			675	675	
34	Sanetsch	0			70	70	
34	Sanetsch	1			472	472	
35	Zeuzier	0			39	39	
35	Zeuzier	1			2302	2302	
36	Vordersee	1			819	819	
37	Bettmersee	1	1225	20	542	542	507
38	Gebidem	0			44	44	
38	Gebidem	1			3221	3221	
39	Lucendro	0			118	118	
39	Lucendro	1			2996	2996	
40	Oberaar	0	1017	12.9	286	286	286
40	Oberaar	1			2295	2295	
41	Gries	0	685	19.2	160	160	160
41	Gries	1			1387	1387	
42	Robiei	0	777	19.8	153	153	153
42	Robiei	1	1254	19	2863	2863	2863
43	Sella	0			130	130	
43	Sella	1	1558	16.5	2695	2695	2695
44	Airolo	0	967	15.4	20	20	20
44	Airolo	1			340	340	
45	Naret I	0	1190	12.9	250	250	250
45	Naret I	1			2325	2325	
46	Naret II	0	1075	15.3	146	146	146
46	Naret II	1	1164	20	1742	1742	1415

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

47	Sambuco	0			55	55	
47	Sambuco	1	1169	20	5486	5486	5279
48	Luzzone	0	745	20	253	253	253
48	Luzzone	1	1218	20	7511	7511	1808
49	Darbola	0			33	33	
49	Darbola	1			334	334	
50	Marmorera (Castiletto)	1	1180	20	6481	6481	3679
51	Albigna	0	1013	12.4	454	454	454
51	Albigna	1			3548	3548	
52	Salanfe	0	860	15.3	286	286	286
52	Salanfe	1	1172	20	4519	4519	712
53	Emosson	0			126	126	
53	Emosson	1			6340	6340	
54	Vieux Emosson	0			147	147	
54	Vieux Emosson	1			1386	1386	
55	Godey	1	1377	17.2	1886	1886	1836
56	Cleuson	0			168	168	
56	Cleuson	1			1554	1554	
57	Moiry	0	850	16.8	272	272	272
57	Moiry	1			2214	2214	
58	Grande Dixence	0	1100	13.5	443	443	443
58	Grande Dixence	1			7732	7732	
59	0	1	1173	20	1408	1408	350
60	Mattmark	1	1166	20	7605	7605	2726
61	Contra	0			32	32	
61	Contra	1			6878	6878	
62	Palagnedra	0			36	36	
62	Palagnedra	1			924	924	
63	Carmena	0			31	31	
63	Carmena	1			421	421	
64	Roggiasca	0			40	40	
64	Roggiasca	1			543	543	
65	Les Toules	0	676	20	102	102	63
65	Les Toules	1			2392	2392	
66	Mauvoisin	0	691	17.4	169	169	169
66	Mauvoisin	1			4142	4142	
67	Z'Mutt	0			20	20	
67	Z'Mutt	1	1328	20	553	553	142
69	Fully	0			29	29	
69	Fully	1			505	505	
73	Refrain	0			7		
73	Refrain	1			56		

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

75	Göscheneralp	1	1196	19.4	12086	12086	1594
76	Waldalp	1			767	767	
77	Cavagnoli	0			108	108	
77	Cavagnoli	1	1205	20	2671	2671	1272
78	Zöt	0	1002	16.1	70	70	70
78	Zöt	1			378	378	
79	Piora	0	609	20	94	94	77
79	Piora	1	1144	20	1433	1433	1385
81	Carassina	0			32	32	
81	Carassina	1			380	380	
82	Val d'Ambra	1			845	845	
83	Malvaglia	0			63	63	
83	Malvaglia	1			2457	2457	
84	Vasasca	0					
84	Vasasca	1					
85	Totensee	0	1143	18.3	24	24	24
85	Totensee	1			193	193	
86	Trübtensee	1			120	120	
87	Zen Binnen	1					
88	Isola	0			70	70	
88	Isola	1	1215	19.4	2100	2100	2100
89	Preda	0			14	14	
89	Preda	1			219	219	
90	Molina	0	801	17.3	37	37	37
90	Molina	1			441	441	
91	Valle di Lei	0			492	492	
91	Valle di Lei	1			4258	4166	
93	Corina	1	1172	20	1704	1704	1076
104	Teufenbachweiher	1			518	518	
105	0	1			364	364	
108	In den Schlagen (Sihlsee)	0			53	53	
108	In den Schlagen (Sihlsee)	1			279	279	
117	Pfaffensprung	0					
117	Pfaffensprung	1					
118	0	1			180	180	
119	Bannalp	1			744	744	
121	Hintersand	1			1264	1264	
122	Tierfehd	1			1164	1164	
123	Tierfehd	1			1623	1623	
129	Safien Platz	1			1331	1331	
130	Wanna	1			1592	1592	
132	Brigels	1	1161	20	670	670	522

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

134	Mattenalp	0			39	39	
134	Mattenalp	1			216	216	
137	Bärenburg	0	903	16	45	45	45
137	Bärenburg	1	1167	20	1168	1168	278
141	Arniboden	1	1252	18.8	449	449	449
142	Arniboden	1	1184	20	315	315	263
147	Waldweiher	1			247	247	
149	Mapragg	0	956	14.8	89	89	89
149	Mapragg	1			384	384	
150	Hühnermatt (Sihlsee)	1			805	805	
151	Chapfensee Ost	0			69	69	
151	Chapfensee Ost	1			280	280	
152	Schlattli	0					
152	Schlattli	1					
153	Gübsensee West	1			541	541	
155	Sternenweiher	1			759	759	
157	Isel	1			376	376	
158	Garichte Nebenmauer	0	953	20	116	116	98
158	Garichte Nebenmauer	1			395	395	
159	Muttsee	0	950	13.1	619	619	619
159	Muttsee	1	1177	19.8	4791	4791	4791
170	Solis	0					
170	Solis	1					
173	Ova Spin	0			19	19	
173	Ova Spin	1			405	405	
174	Linthal	1			982	982	
176	Obermatt	1			1157	1157	
178	Löbbia	0			32	32	
178	Löbbia	1			433	433	
179	Palü I	0			10	10	
179	Palü I	1			343	343	
181	Lago Bianco Nord	0			122	122	
181	Lago Bianco Nord	1			399	399	
182	0	1			299	299	
183	Lago Bianco Süd (Scala)	0			68	68	
183	Lago Bianco Süd (Scala)	1			456	456	
185	Wenigerweiher	1			710	710	
186	Mühleberg	0					
186	Mühleberg	1					
188	Gübsensee Nord	1			540	540	
189	Lessoc	0	1049	16	43	43	43
189	Lessoc	1			472	472	

Etude du potentiel photovoltaïque sur les aménagements hydroélectriques

190	Rossinière	0					
190	Rossinière	1					
193	Plans Mayens	1	1334	17.8	982	982	982
194	Proz-Riond	1			876	876	
195	Illsee	0			165	165	
195	Illsee	1			497	497	
197	Unterer Meretschisee	1			315	315	
198	0	1			321	321	
199	Mottec	1			1188	1188	
200	Turtmann	0	786	20	38	38	36
200	Turtmann	1			363	363	
203	Les Esserts	1	1184	20	1066	1066	265
206	Fionnay GD	0			52	52	
206	Fionnay GD	1			550	550	
209	Ferpècle	0			20	20	
209	Ferpècle	1			309	309	
210	Pallazuit	1			790	790	
213	Zermeiggern	1	1180	20	1188	1188	574
215	Verbois	0			19	19	
215	Verbois	1			474	474	
216	Plan-Dessous	0	1018	16.4	42	42	42
216	Plan-Dessous	1	1184	20	332	332	277
219	Unterer Heidsee	1			831	831	
220	Oberer Heidsee	1			876	876	
222	Montsalvens	0			22	22	
222	Montsalvens	1			381	381	
225	Simmenporte	0					
225	Simmenporte	1					
228	Spiezmoos	1	1153	20	904	904	177
230	Croix	1			198	198	
237	Louvie	0					
237	Louvie	1					
240	Crestawalddamm	1	1189	20	1688	1688	1613
243	Bortelsee	1			1333	1333	
244	Baslerweier	1			295	295	
246	0	0			20	20	
246	0	1			808	808	
247	Serra	0			7	7	
247	Serra	1			218	218	

## 6 Références

- Ballif, Christophe et al. 2022. « Status and Perspectives of Crystalline Silicon Photovoltaics in Research and Industry ». *Nature Reviews Materials*: 1-20.
- Dionis Anderegg, Sven Strebel, et Jürg Rohrer. 2022. *Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz*. ZHAW.
- Jan Remund, Michael Schmutz, et Anne-Kathrin Weber. 2022. *Strahlungsdaten für Stauseen und Stau-mauern*. Meteotest.
- Lionel Bloch, Yannick Sauter, et Florent Jacqmin. 2022. *Observation des prix de marché photovoltaïque 2021*.
- OFEN. 2023. *Production et consommation totales d'énergie électrique en Suisse 2022*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZnlvcHVibGltjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA4Mzg=.html>.
- Portmann, Markus et al. 2019. *Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden*. e4plus.