



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
Section Recherche énergétique et Cleantech

Rapport final du 08 mars 2023

Centrale photovoltaïque flottante de démonstration au lac de barrage des Toules



Source: © Romande Energie SA



Date : 08.03.2023

Lieu : Berne

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Bénéficiaires de la subvention :

Romande Energie SA
Rue de Lausanne 53
1110 Morges

Auteur(s) :

Maxime Ramstein, Romande Energie SA, maxime.ramstein@romande-energie.ch
Yves Chevillat, Planair SA, yves.chevillat@planair.ch
Andy Kaufmann, Romande Energie SA, andy.kaufmann@romande-energie.ch
Michael Berset, Romande Energie SA, michael.berset@romande-energie.ch
Mirko Stjepić, Romande Energie SA, mirko.stjepic@romande-energie.ch
Caroline Monod, Romande Energie SA, caroline.monod@romande-energie.ch

Suivi du projet à l'OFEN :

Karin Söderström, Office fédéral de l'énergie, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Stefan Oberholzer, Office fédéral de l'énergie, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN : SI/501884-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.



Résumé

La première centrale photovoltaïque flottante en milieu alpin au monde, placée sur le lac des Toules (VS), a été mise en service en décembre 2019, après 8 ans d'études. Le présent rapport donne un retour d'expérience après trois ans d'exploitation.

En raison de sa localisation, cette centrale est soumise à des contraintes météorologiques extrêmes. La vérification de l'état général des installations et l'analyse des données de production permettent d'acquérir des connaissances sur la fiabilité à long terme et le potentiel d'installations similaires.

Depuis la date de mise en service, en dehors des coupures annoncées par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) local, la centrale solaire a produit sans interruption. Il n'y a eu qu'un jour où elle n'a pas produit du tout parce que nous avons mis l'installation hors service le temps de faire des tests et des mesures du tableau AC avec un analyseur de réseau pour prouver que ce n'étaient pas les onduleurs qui causaient des perturbations dans le tableau.

Pour la construction, l'ensemble du démonstrateur a été mis en place dans sa version flottante, soit lorsque le lac était plein. Par la suite, le niveau a baissé en fonction de l'exploitation hivernale du barrage et les différentes structures flottantes se sont alors échouées au sol comme prévu. De manière générale, le démonstrateur recommence à flotter à partir de fin mai (basé sur la moyenne multi-annuelle du niveau d'eau du lac des Toules, chaque année étant différente en fonction de la météorologie).

Conformément à l'expérience acquise sur une installation-pilote à terre, il a pu être vérifié que la pente des panneaux est suffisamment forte pour que la neige libère rapidement les modules dès qu'il y a un peu d'irradiation. Toutefois, lors des jours autour du solstice d'hiver, la neige glisse moins bien sur les modules du démonstrateur que sur le pilote. Les conditions météorologiques locales et l'ombrage en sont probablement la source.

Par ailleurs, des instabilités dans la plateforme d'échouage ainsi que la formation localisée de congères ont eu pour conséquence quelques dégâts : D'une part, la structure flottante a subi des efforts non-prévus, provoquant des ruptures de soudures. D'autre part, 15 modules photovoltaïques ont cédé sous la charge de la neige et ont dû être remplacés. L'impact des congères sur la production représente une perte de production moyenne de -0.13% et peut dès lors être considéré comme négligeable. A contrario, la casse hivernale 2021-2022 des 15 panneaux, provoquée par celles-ci, est plus impactante puisqu'elle correspond à une perte de productible estimée entre 2 et 4%.

En termes de productible, on constate que pour l'ensemble de la période d'exploitation actuelle, les modules de l'installation solaire flottante ont produit +29% par rapport aux modules de référence en plaine.

Les comparaisons avec l'installation-pilote permettent de valider et affiner les modèles de simulation.



Zusammenfassung

Nach einer achtjährigen Planungsphase wurde im Dezember 2019 die weltweit erste schwimmende Photovoltaikanlage in alpiner Umgebung auf dem Lac des Toules (VS) in Betrieb genommen. Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick zu den Erfahrungen nach drei Jahren Betrieb.

Aufgrund des Standorts ist diese Anlage extremen Wetterbelastungen ausgesetzt. Durch die Überprüfung des allgemeinen Zustands der Anlage und die Analyse der Produktionsdaten können Erkenntnisse über die langfristige Zuverlässigkeit und das Potenzial ähnlicher Anlagen gewonnen werden.

Seit dem Datum der Inbetriebnahme hat die Solaranlage, abgesehen von den vom örtlichen Verteilernetzbetreiber (VNB) angekündigten Abschaltungen, ohne Unterbrechung produziert. An einem einzigen Tag produzierte sie überhaupt nicht, weil die Anlage für die Dauer von Tests und Messungen der Wechselstromschalttafel mit einem Netzanalysator ausser Betrieb genommen werden musste. Damit sollte nachgewiesen werden, dass nicht die Wechselrichter die Störungen in der Schalttafel verursacht hatten.

Für den Bau wurde der gesamte Demonstrator in seiner schwimmenden Version errichtet, d. h. bei vollem See. Danach sank der Pegel entsprechend dem Winterbetrieb des Stausees und die verschiedenen schwimmenden Strukturen wurden dann wie vorgesehen auf dem Boden gestrandet. Im Allgemeinen begann der Demonstrator ab Ende Mai wieder zu schwimmen (basierend auf dem mehrjährigen Durchschnitt des Wasserstands des Lac des Toules, wobei jedes Jahr je nach Wetterlage anders ist).

Entsprechend den Erfahrungen mit einer Pilotinstallation am Ufer konnte verifiziert werden, dass die Neigung der Module gross genug ist, um den angefallenen Schnee auf den Modulen schnell zu beseitigen, sobald etwas Einstrahlung eintritt. An Tagen um die Wintersonnenwende herum rutscht der Schnee auf den Modulen des Demonstrators jedoch weniger gut ab als auf der Teststruktur. Dies ist wahrscheinlich auf die lokalen Wetterbedingungen und die Verschattung zurückzuführen.

Im Übrigen hatten Instabilitäten in der Strandungsplattform sowie die lokale Bildung von Schneeverwehungen einige Schäden zur Folge: Zum einen wurde die schwimmende Struktur unvorhergesehenen Belastungen ausgesetzt, was zu Brüchen von Schweissnähten führte. Andererseits gaben 15 Photovoltaikpaneele unter der Schneelast nach und mussten ersetzt werden. Die Auswirkungen der Schneeverwehungen auf die Produktion entsprechen einem durchschnittlichen Produktionsverlust von -0,13 % und können daher als vernachlässigbar angesehen werden. Im Gegensatz dazu ist der durch Schneeverwehungen verursachte Bruch der 15 Paneele im Winter 2021-2022 mit einem geschätzten Produktionsverlust zwischen 2 und 4 % viel einschneidender.

In Bezug auf die Produzierbarkeit lässt sich feststellen, dass die Module der schwimmenden Solaranlage über den gesamten aktuellen Betriebszeitraum +29% im Vergleich zu den Referenzmodulen im Flachland produziert haben.

Vergleiche mit der Pilotanlage am Ufer ermöglichen die Validierung und Verfeinerung der Simulationsmodelle.



Summary

After 8 years of planning, the world's first floating photovoltaic power plant in the Alps on Lake Toules (VS) was commissioned in December 2019. This report provides a review of experience after three years of operation.

Due to its location, the installation is subject to extreme weather conditions. By checking the general condition of the installation and analysing the production data, knowledge is gained about the long-term reliability and potential of similar installations.

Since the date of commissioning, apart from interruptions announced by the local distribution system operator (DSO), the solar power plant has produced without interruption. Only one day did it not produce at all because we had taken the plant out of service while we tested and measured the AC array with a network analyser to prove that it was not the inverters that were causing disturbances in the array.

For the construction, the whole demonstrator was set up in its floating version, i.e., when the lake was full. Subsequently, the water level dropped accordingly to the winter operation of the dam and the various floating structures were then grounded as planned. In general, the demonstrator starts to float again from the end of May (based on the multi-annual average of the water level of the Lac des Toules, each year being different depending on the meteorology).

In accordance with the experience gained on a pilot installation on land, it could be verified that the slope of the panels is sufficiently steep for the snow to quickly release the modules as soon as there is some irradiation. However, on days around the winter solstice, the snow slides less well on the demonstrator modules than on the test structure. Local weather conditions and shading are probably the source of this.

However, instabilities in the grounding platform and the localized formation of snowdrifts resulted in some damage: On the one hand, the floating structure was subject to unforeseen stresses, causing weld failures. On the other hand, 15 photovoltaic panels failed under the snow load and had to be replaced. The impact of snowdrifts on production represents an average loss of production of around -0.13% and can therefore be considered negligible. On the other hand, the winter breakage of the 15 panels in 2021-2022, caused by these snowdrifts, has a greater impact since it corresponds to an estimated loss of production of between 2 and 4%.

In terms of deliverability, it can be seen that for the whole of the current operating period, the modules of the floating solar installation have produced +29% compared to the reference modules on the plain.

The comparisons with the pilot plant allow the simulation models to be validated and refined.

Take-home messages

- La production annuelle en altitude est supérieure de 29% par rapport à la plaine ;
- Les conditions météorologiques sont très exigeantes sur le dimensionnement de la structure ;
- Le raccordement d'une telle puissance hors zone de consommation présente un défi majeur ;
- Ce type d'installation est idéal dans un environnement déjà anthropisé, afin de limiter l'impact environnemental.



Table des matières

Résumé.....	3
Zusammenfassung.....	4
Summary	5
Take-home messages	5
Table des matières	6
Liste des abréviations.....	8
1 Introduction.....	9
1.1 Contexte actuel.....	9
1.2 Justification du projet.....	9
1.3 Acteurs principaux du projet.....	10
1.4 Objectifs du projet.....	10
2 Description des installations.....	11
2.1 Localisation des installations.....	11
2.2 Description de l'installation solaire flottante de démonstration	12
2.3 Description de l'installation pilote	14
2.4 Description des installations de référence en Plaine.....	16
3 Conception et simulations du photovoltaïque	17
3.1 Indisponibilité due à la neige	17
3.2 Simulation des ombrages lointains.....	17
3.3 Ombrages proches	18
3.4 Simulation de l'albedo	20
3.5 Simulation cumulée des ombrages lointains et proches et de l'albedo.....	22
3.6 Productible simulé	23
4 Autres contraintes et autorisations	24
4.1 Zonage et accessibilité routière.....	24
4.2 Demande d'autorisation de construire.....	24
4.3 Contraintes par la présence d'un ouvrage d'accumulation	24
5 Réalisation.....	26
5.1 Installations de chantier.....	26
5.2 Evacuation d'énergie	28
5.3 Planie et ancrages.....	29
5.4 Mise en place structure flottante.....	32
5.5 Mise en service.....	32
6 Exploitation	33
6.1 Disponibilité des données.....	33



6.2	Productible.....	34
6.3	Différences météorologiques pluriannuelles	35
6.4	Indisponibilité due à la neige	36
6.5	Ombrages lointains.....	42
6.6	Ombrages proches	44
6.7	Albedo.....	45
6.8	Mismatch MPP.....	45
6.9	Interventions	47
7	Retour d'expérience et recommandations.....	48
7.1	Note d'hypothèse.....	48
7.2	Surface d'échouage.....	48
7.3	Ancrages et amarres	49
7.4	Berge de la Dranse.....	49
7.5	Structure flottante	50
7.6	Modules et câbles DC	52
7.7	Station météo.....	54
7.8	Onduleurs	55
7.9	Câbles AC (liaison berge).....	55
7.10	Tableau électrique BT	55
7.11	Aspects logistiques.....	56
7.12	Conception PV.....	56
8	Aspects financiers.....	58
9	Évaluation des résultats obtenus	60
10	Recommandations pour les projets de solaire flottant en milieu alpin	61
11	Coopération nationale et internationale.....	62
12	Brevets et propriété intellectuelle.....	63
13	Contexte futur	64
14	Communication	65
15	Publications	66
16	Bibliographie.....	66
17	Annexes et liens	66



Liste des abréviations

kWc :	Kilowatt crête
BT :	Basse Tension
BSTC:	Bifacial Standard Test Condition
STC:	Standard Test Condition
TGBT:	Tableau général basse tension
GRD :	Gestionnaire de réseau de distribution
FPV :	Floating photovoltaic (photovoltaïque flottant)
LCOE :	Levelized Cost Of Energy (coût actualisé de l'énergie)
Démonstrateur :	Projet solaire flottant de démonstration
Pilote :	Projet solaire pilote à terre



1 Introduction

1.1 Contexte actuel

Déjà en 2017¹, la Commission fédérale de l'électricité ElCom s'inquiétait de la dépendance hivernale de la Suisse aux importations d'électricité et d'une aggravation de la situation si les énergies renouvelables n'étaient pas développées plus rapidement. Quelques technologies renouvelables permettent de produire de l'électricité en hiver, tels que l'éolien, la géothermie profonde et la biomasse, mais leur développement est trop lent. Dans ce contexte, le photovoltaïque en altitude peut apporter un potentiel intéressant à la sécurité d'approvisionnement hivernale.

Dès l'automne 2021, cette inquiétude a augmenté, d'abord suite à l'abandon de l'accord cadre avec l'UE, puis avec les difficultés d'approvisionnement en gaz depuis la Russie. Les craintes de pénurie se sont enfin exacerbées avec l'émergence du conflit entre la Russie et l'Ukraine en février 2022.

Le photovoltaïque en altitude a l'avantage d'offrir un meilleur productible qu'en plaine, et davantage encore en hiver, grâce à l'albedo de la neige et aux faibles températures². Toutefois, le potentiel sur les bâtiments est limité et le potentiel au sol entre en conflit avec d'autres intérêts, tels que agricoles, paysagers ou liés avec la biodiversité.

Placer une centrale photovoltaïque sur un lac de barrage est une piste prometteuse afin d'atteindre les objectifs de production d'énergie sans solliciter de surface de terrain, qu'elle soit exploitée par l'homme ou sauvage, ni dégrader un paysage déjà dédié à la production d'énergie. Les lacs qui se vident chaque année se prêtent particulièrement à une installation flottante car très peu de faune et de flore se trouvent sur ce type de sites.

Des centrales solaires flottantes (FPV) de grandes tailles existent en Asie, Europe ou Amérique du Sud, mais elles ont pour l'instant été développées pour des climats tempérés et ne sont pas adaptées au milieu alpin, soumis à la neige, à la glace, aux vents extrêmes et aux grandes variations de niveau d'eau d'un lac de barrage.

Il semble donc intéressant de développer une telle structure flottante qui résiste au milieu alpin afin de créer des sites multi-énergies (hydraulique et solaire) sur les lacs de barrage, tout en profitant des avantages de l'altitude.

Toutes les sources qui peuvent rapidement produire de l'électricité en hiver sont dès lors à encourager et développer rapidement. Le photovoltaïque flottant sur lac de barrage est potentiellement l'une de ces sources.

1.2 Justification du projet

Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, Romande Energie SA cherche à augmenter de façon continue sa production d'électricité de sources renouvelables. Actuellement Romande Energie SA produit 800'000'000 kWh (ce qui représente environ 20% de l'électricité livrée à l'ensemble de ses clients) par an et mise sur toutes les sources d'énergies renouvelables, mais développe également de nouvelles utilisations de celles-ci.

Parmi ces nouvelles utilisations, Romande énergie SA a souhaité explorer la combinaison des deux systèmes : les barrages d'accumulation et les centrales solaire flottantes, qui est une première mondiale ; à ce jour, aucune autre installation de ce genre n'a été construite en milieu alpin. Aujourd'hui, le contexte énergétique montre que cette stratégie est bonne et que le développement de centrales renouvelables permettra de diminuer la tension sur les marchés de l'électricité.

¹ https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/newsletter_2017/Newsletter%2003-2017.pdf.download.pdf/Newsletter_03-2017_FR.pdf

² Référence -> System Adequacy 2030



Le projet de démonstration est situé sur le Lac des Toules (VS), à 1'800 m d'altitude, au pied du col du Gd-St-Bernard. Hormis le fait que Romande Energie SA est actionnaire de la société exploitante de l'ouvrage hydroélectrique, la présence d'une route nationale à proximité a également justifié son choix. Du fait de son orientation nord-sud et l'environnement faiblement escarpé, les conditions d'ensoleillement y sont idéales.

Le projet des Toules prévoit à terme la mise en œuvre d'une installation photovoltaïque de grande envergure sur une surface de lac alpin : en plus de la centrale de 448 kWc, représentant le projet de démonstration actuellement en service, il est prévu une extension à environ 12 MWc. Avant de réaliser le projet flottant de démonstration, un projet pilote a été mené durant 6 ans sur le bord du lac afin de déterminer la meilleure inclinaison des modules pour une production hivernale optimisée, ayant également une capacité auto-nettoyant des chutes de neige.

Les différentes phases d'études de faisabilité du projet ont été convaincantes, confirmant le potentiel solaire en altitude, ainsi que la faisabilité technique avec les conditions extrêmes du site. Basé sur ces résultats, Romande Energie SA a décidé de valider la réalisation d'un projet de démonstration, dont la durée de vie est prévue pour 50 ans, soit deux cycles de 25 ans pour les modules photovoltaïques. Ce projet doit valider si ce type d'installations solaires flottantes est adapté à la Suisse et à ses nombreux réservoirs d'altitude.

1.3 Acteurs principaux du projet

Afin de pouvoir relever les différents défis techniques liés au milieu alpin, Romande Energie SA s'est rapproché de plusieurs mandataires et partenaires qui ont des expertises dans les différents domaines suivants :

- Étude de productible en milieu alpin, Planair SA, Suisse
- Etude conceptuelle du design en milieu extrême, Dr. Techn. Olav Olsen, Norvège
- Etude de détails du design et réalisation, Poralu Marine, France
- Etude et dimensionnement des onduleurs et transformateur, ABB SA, Suisse

1.4 Objectifs du projet

L'objectif de ce projet de démonstration est de vérifier la faisabilité technique et financière de la technologie solaire flottante en milieu alpin, avant une duplication à grande échelle. A ce stade, celle-ci serait prévue sur le lac des Toules, mais devrait également pouvoir être implémentée sur d'autres lacs en Suisse ou à l'étranger.

Les principales hypothèses à valider pour cette installation sont les suivantes :

- Comportement des structures flottantes sur l'eau, en toutes circonstances climatiques (vent, neige, glace et givre, variation de températures), en particulier le design ;
- Comportement du tapis lors de l'abaissement du plan d'eau, en particulier à l'échouage ;
- Comportement du système ancrage-amarrage et de la position du tapis pour tous les niveaux d'eau ;
- Capacité auto-nettoyant des modules photovoltaïques après des chutes de neiges ;
- Vérification du productible solaire en conditions réelles, en comparaison avec le pilote sur la rive du lac ;
- La bonne coordination entre la fabrication en atelier, transport, assemblage sur site et montage des modules photovoltaïques, ainsi que la mise à l'eau ;
- Comportement normal des composants électriques dans le temps au vu des conditions climatiques.

Le présent document décrit les diverses étapes de la modélisation et conception, les travaux sur site, les mesures réelles de la production photovoltaïque, ainsi que les retours d'expérience. Quelques pistes d'amélioration ou points de vigilance sont données à la fin du document.



2 Description des installations

2.1 Localisation des installations

Dans ce projet, il est fait mention de plusieurs installations :

L'installation solaire flottante de démonstration, qui est située sur la commune de Bourg-Saint-Pierre (VS), sur le lac de barrage des Toules, à 1'810 m d'altitude. Dans la suite du document, cette installation sera dénommée « le démonstrateur ».

Une installation-pilote, située à proximité du même barrage et mise en service en 2013. Cette installation sert de référence³ pour évaluer les performances du projet solaire flottant de démonstration. Dans la suite du document, cette installation sera dénommée « le pilote ».

Des installations en plaine sont également utilisées comme référence pour la comparaison entre plaine et Alpes, voir point 2.4.

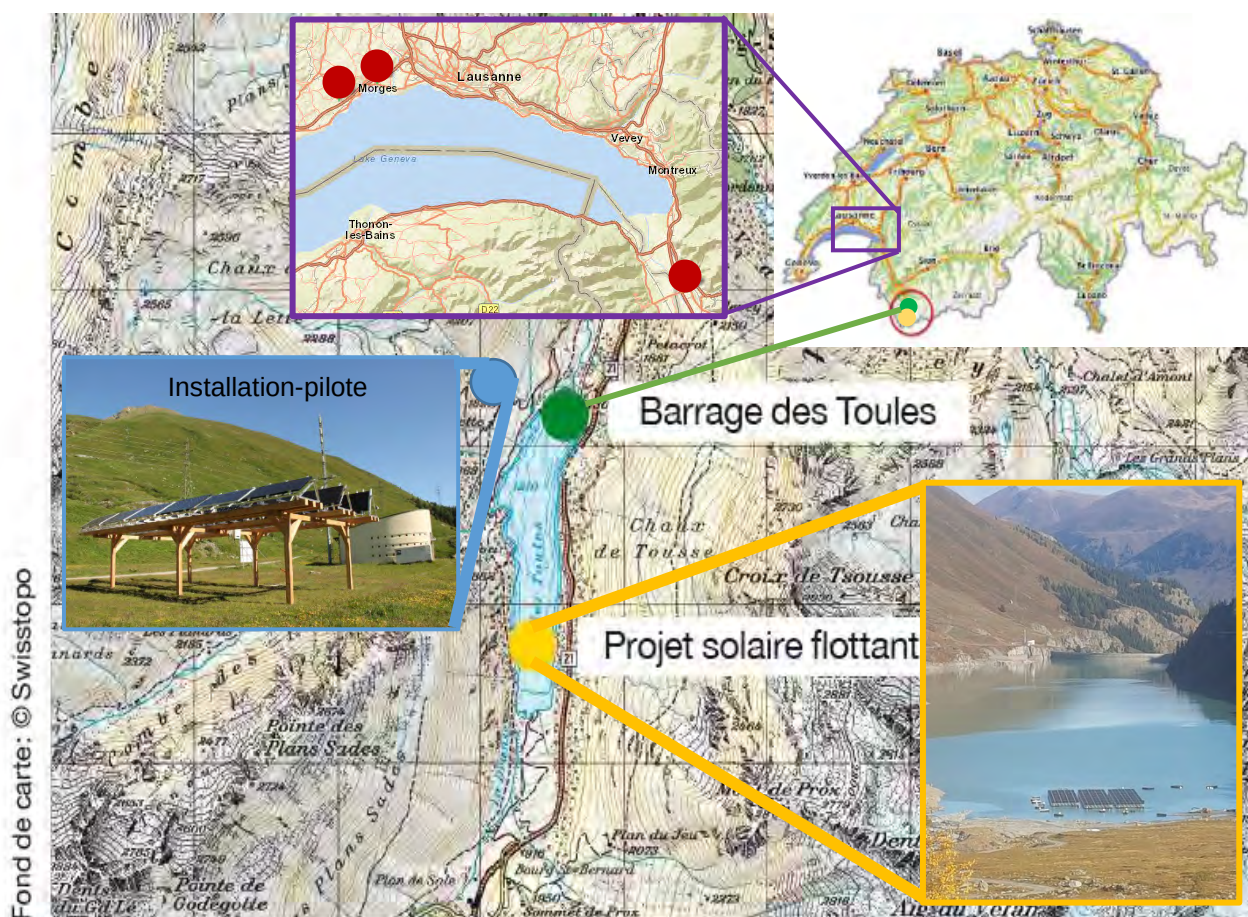


Figure 1 – Plan de situation du projet solaire flottant de démonstration sur le lac des Toules, de l'installation-pilote et des installations de référence en Plaine

³ Installation notamment étudiée dans le cadre du projet PValps, SI/501746



2.2 Description de l'installation solaire flottante de démonstration

L'installation du démonstrateur a une puissance de 448 kWc. Les modules sont orientés plein sud et inclinés à 37° en position flottante (niveau du lac haut) et 32° en position échouée (niveau du lac bas). Elle se compose des éléments suivants tels qu'observables sur la Figure 2 ci-dessous :

- 1 liaison flottante « berge – ponton onduleur » pour le raccordement électrique (20 kV) : en bas à gauche
- 36 structures flottantes assemblées en tapis 6 x 6 avec :
 - o 1 « ponton onduleur » qui comprends 3 onduleurs et un transformateur (coin gauche en bas du tapis flottant) ainsi qu'une station météo (vent, température et irradiation)
 - o 35 structures flottantes équipées chacune de 40 modules photovoltaïques, arrangés en 5 rangées de 8 modules
- 24 « pontons bouées » permettant de dévier les efforts verticaux des chaînes d'amarrage obliques.

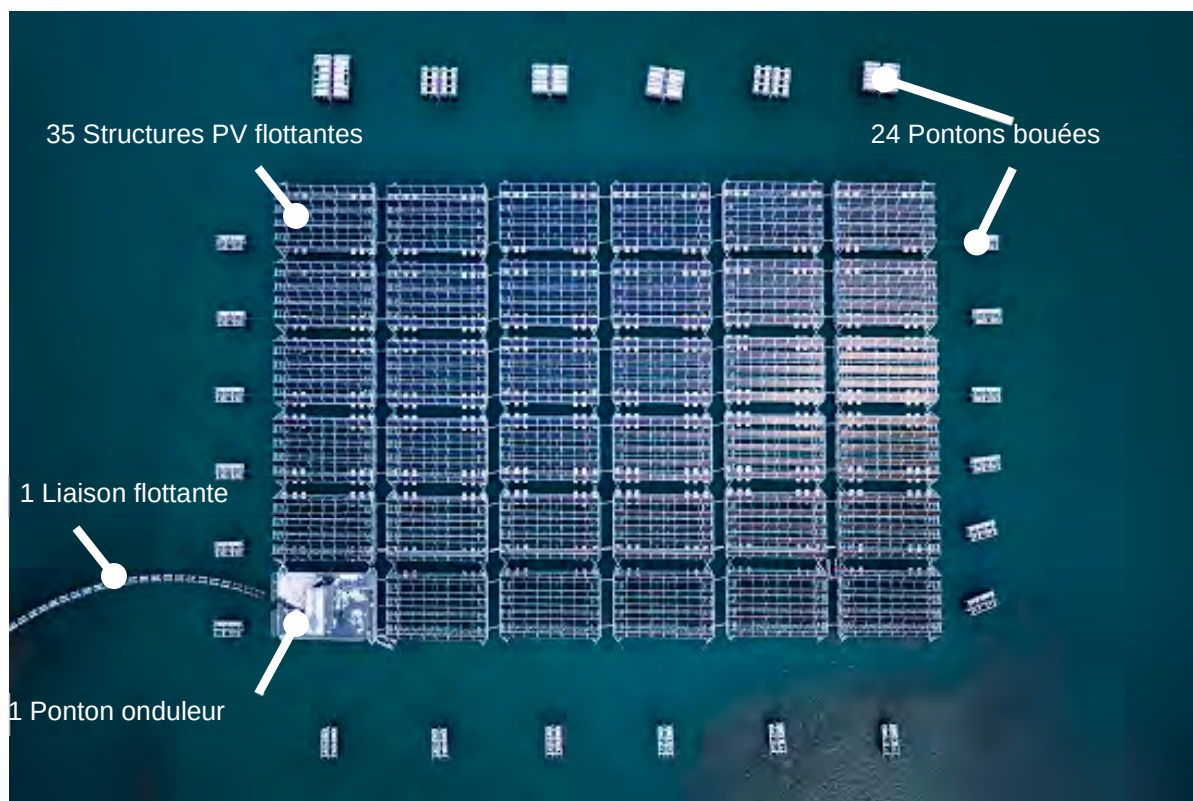


Figure 2 - Vue aérienne du démonstrateur - © Romande Energie SA



Figure 3 - Vue aérienne du projet de démonstration avec berge du lac - © Romande Energie SA



Figure 4 - Gros plan sur les structures flottantes avec chacune 40 modules PV (5 rangées de 8) © Romande Energie SA



2.3 Description de l'installation pilote

En préambule au projet solaire flottant de démonstration, une étude a pris place sous la forme d'une installation « pilote » à terre, à côté du Lac des Toules. Cette étude visait à déterminer les faisabilité, fiabilité et performance de la production photovoltaïque en région alpine. Ce pilote a testé successivement plusieurs modules à diverses inclinaisons. L'installation pilote a notamment accueilli le projet « PValps », ayant fait l'objet d'un soutien de l'OFEN, qui consistait à tester le vieillissement des modules en conditions de montagne. Il est actuellement composé notamment de :

Nombre	Technologie
8	Module bifacial du projet de démonstration
6	Module mono-facial de référence du pilote
2	Module bifacial de référence du pilote
1	Webcam permettant notamment de constater la présence de neige sur les panneaux

Tableau 1 - Composition de l'installation-pilote.

Productible

Entre septembre 2013 et septembre 2017, une mesure des productibles, à plusieurs inclinaisons, a été menée sur l'installation-pilote. L'inclinaison optimale était à 30°. L'analyse des modules à cette inclinaison montrait que le productible pour des modules mono-faciaux est meilleur en montagne qu'en plaine, comme le montre le comparatif mensuel des années étudiées (Figure 5), les modules bifaciaux affichant un productible encore supérieur.

En termes de productible annuel, la Figure 6 montre que les meilleurs modules bifaciaux inclinés à 30° dépassent les 1'800 kWh/kWc par an, soit 56% de plus que les modules de référence en plaine.

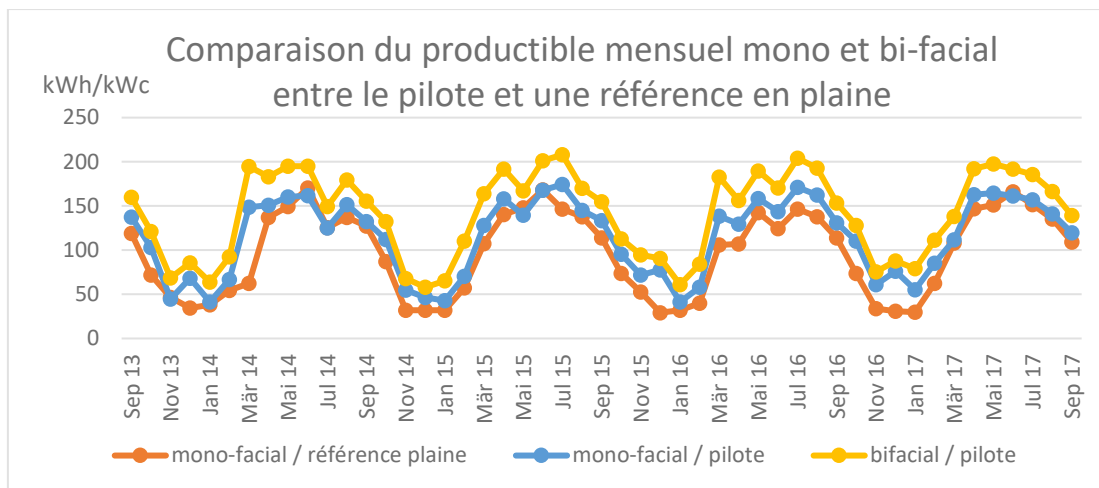


Figure 5 - Evolution mensuelle du productible mono-facial entre montagne et plaine, ainsi que du bifacial en montagne



Figure 6 - Productibles annuels en kWh/kWc et part hivernale pour l'installation-pilote et la plaine entre 2013 et 2017

Déneigement

Un autre enseignement tiré de l'étude de l'installation-pilote réside dans la constatation que la neige se dégage plus rapidement des modules bifaciaux que des mono-faciaux. Etant donné que les paramètres de vent et de température ambiante sont identiques pour tous les panneaux, le déneigement accéléré découle probablement de l'échauffement du module provoqué par le rayonnement diffus en face arrière.

Remarque : Le déneigement d'un module est déduit visuellement à partir de la disparition de la neige sur le sommet du module ainsi que de la courbe de puissance de l'optimiseur de chaque module. La mesure d'irradiation aurait été ici instructive ; une sonde avait été installée, mais n'a jamais fonctionné.

Températures

La température minimale relevée par la station météo de référence est de -20.1°C en novembre 2015, alors qu'un maximum de 33.5°C était atteint le 5 juillet 2015.

La température des modules a, quant à elle, oscillé entre un minimum de -10.66°C (limite non expliquée de la sonde) et un maximum de 44.4°C en juillet 2015.

Vitesse de vent

Le graphique de la Figure 7 met en forme les vitesses maximales relevées par mois pour les trois années où des valeurs sont disponibles. La vitesse maximale relevée est de 74 km/h, en date du 4 novembre 2014.

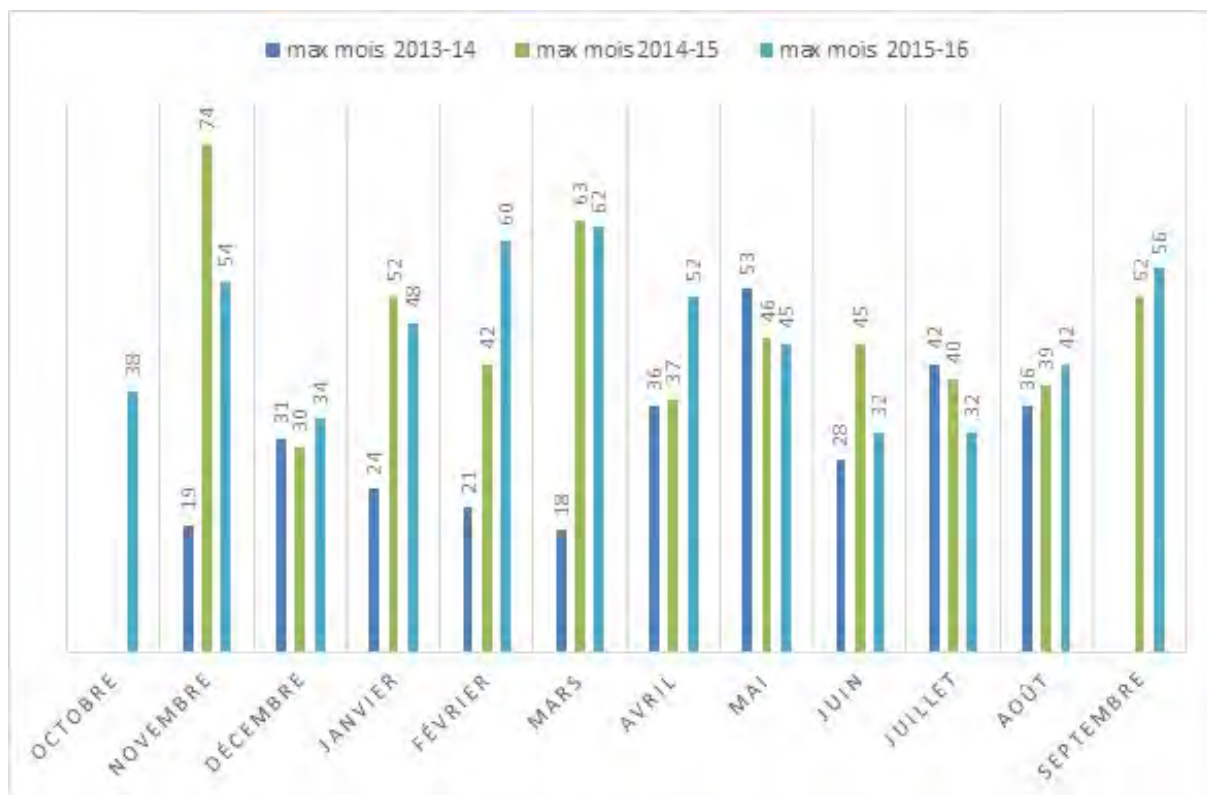


Figure 7 - Installation pilote : vitesse de vent maximale mesurée [km/h] par la station météo

Après une période de non-fonctionnement entre octobre 2017 et février 2020, l'installation-pilote est à nouveau monitorée et sert de référence pour déterminer les performances du projet solaire flottant de démonstration.

Situées à moins de 2 kilomètres l'une de l'autre, le pilote et le démonstrateur sont, à priori, soumis à des conditions similaires. L'horizon (ou ombrage lointain) de l'installation-pilote diffère toutefois de celui du projet solaire flottant de démonstration. Comme ce dernier est plus encaissé entre les montagnes, il bénéficie de moins d'ensoleillement le matin et le soir.

2.4 Description des installations de référence en Plaine

Romande Energie SA possède et supervise plusieurs installations dont la disposition et la technologie des modules sont comparables aux modules mono-faciaux de l'installation-pilote. Il s'agit de :

- Préverenges Orientation = 18°, inclinaison = 20°, altitude 411 m
- Aigle Orientation = 0°, inclinaison = 5°, altitude 415 m
- Tolochenaz Orientation = 15°, inclinaison = 15°, altitude 418 m

Ces installations sont monitorées et servent de référentiel pour déterminer les performances du projet solaire flottant de démonstration. Il n'y a pas de station météorologique auprès de ces installations.



3 Conception et simulations du photovoltaïque

Avant la réalisation proprement dite du démonstrateur, plusieurs études visant à son optimisation ont été menées. Des simulations du productible ont notamment été réalisées (voir les points suivants de ce chapitre).

Depuis la mise en service le 3 décembre 2019, la production solaire des trois onduleurs est monitorée. Ces données sont comparées avec les données historiques (depuis 2013) du pilote et celles des installations de référence situées en plaine.

Le but du présent projet est de confirmer le productible annuel envisagé dans les simulations, et, s'il devait être inférieur aux prévisions, de déterminer les raisons et les améliorations possibles sur la structure flottante pour y arriver ou dépasser cette valeur.

On rappellera que l'objectif du démonstrateur est d'améliorer produit et processus afin d'avoir un coût de revient plus compétitif en vue de réaliser un projet à grande échelle.

Plusieurs paramètres ont été identifiés et simulés, chacun de manière isolée, afin de pouvoir estimer leur impact respectif sur la production.

Les simulations ont été faites avec des modules bifaciaux ⁴. En raison de certaines limitations de l'outil de calcul, certaines simulations ont été faites avec des modules mono-faciaux et sont signalées comme telles.

3.1 Indisponibilité due à la neige

Dans les simulations, le facteur d'indisponibilité hivernal (pour cause de modules recouverts de neige) a été fixé à 5 jours sur la base de l'expérience du pilote.

3.2 Simulation des ombrages lointains

L'emplacement de l'installation de démonstration sur le lac a été choisi en amont du lac afin d'expérimenter des variations de niveau du lac modérées, mais également d'éviter de se retrouver dans des cônes de déjections de torrents de montagnes et autres coulées de pierres.

Afin d'évaluer la différence de production liée à un ombrage plus important des versants de la montagne sur le démonstrateur par rapport à l'installation-pilote à terre, les ombrages lointains pour chaque localisation ont été téléchargés sur Meteonorm et importés dans PVSyst afin de simuler la production électrique (Figure 8).

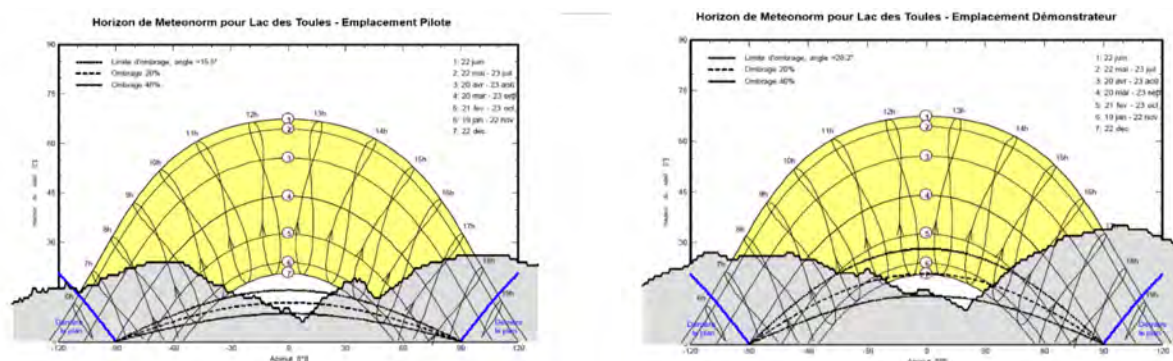


Figure 8 - Profil de l'horizon pour l'installation pilote (à gauche) et celle flottante de démonstration sur le lac (à droite), source Meteonorm

⁴ Canadian solar, avec une bifacialité de 0.82 %, telle que mesurée en laboratoire sur les Yingli mono-faciaux



Afin de déterminer l'impact seul de l'ombrage lointain, la simulation a été réalisée en considérant les autres paramètres comme invariables (Albedo, etc.).

Selon les simulations PVSyst, une installation photovoltaïque bifaciale positionnée à l'endroit du démonstrateur a une production annuelle de 6.8% inférieure à une installation positionnée à l'endroit de l'installation-pilote.

Le détail des pertes par mois apparaît dans Figure 9 ci-dessous :

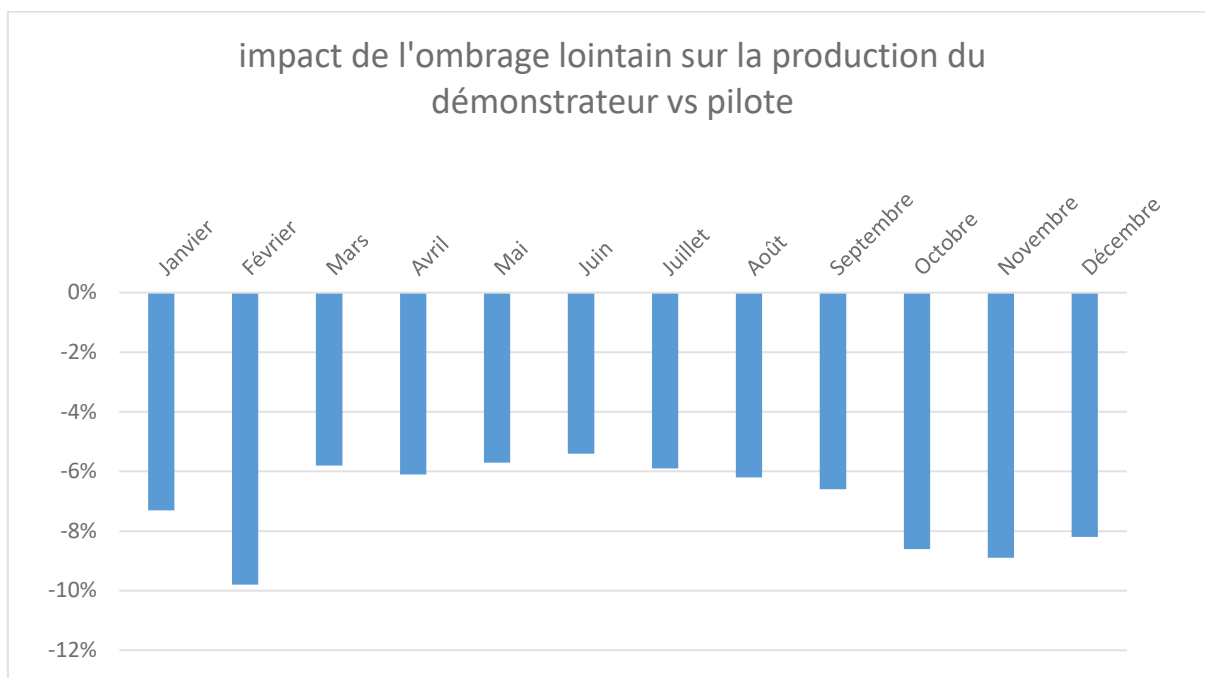


Figure 9 - Ombrage lointain : Comparaison des pertes de productibles mensuelles simulées pour le démonstrateur vs pilote

3.3 Ombrages proches

Simulation 2017

Lors du choix des distances entre rangées de panneaux en 2016-2017, le logiciel PVSyst permettait uniquement de simuler des modules mono-faciaux et pas des bifaciaux.

Pour le projet flottant de démonstration, les simulations avaient donc évalué les pertes de productible dues à l'ombrage en utilisant les paramètres des modules de référence mono-faciaux du pilote, avec 35° d'inclinaison et 1.94 m entre rangées (1.1 m d'espace entre rangées). Le productible sans ombrage était d'environ 1'400 kWh/kWc/an.

En admettant que la plateforme est échouée de février à mai, et en tenant compte de l'ombrage proche, le productible diminue à 1'341 kWh/kWc/an, soit 4.2% de perte par ombrage proche, ce qui semblait un compromis acceptable vis-à-vis des contraintes mécaniques de la structure portante et flottante.

Remarque : Si la plateforme flottait toute l'année, la simulation donne 1'357 kWh/kWc/an (soit 3.2% de perte d'ombrage proche). Si elle était échouée toute l'année c'est 1'302 kWh/kWc/an (soit 6.6% de perte).



Simulation 2020

Désormais, PVSyst permet de simuler des modules bifaciaux, avec toutefois certaines limitations. Il n'est notamment pas possible de considérer des strings, seulement des sheds infiniment longs.

La perte simulée est aujourd'hui de 5%, le détail par mois est illustré à la Figure 10. En sus du remplacement des modules mono-faciaux par des bifaciaux, les hypothèses considérées ont été légèrement adaptées comme suit :

- Installation échouée de février à mai
- Comparaison entre une installation flottante avec shed de 1.94 m et shed de 3 m (sans ombrage)
- Inclinaison en flottaison : 37°
- Inclinaison échouée ; 32.3° .

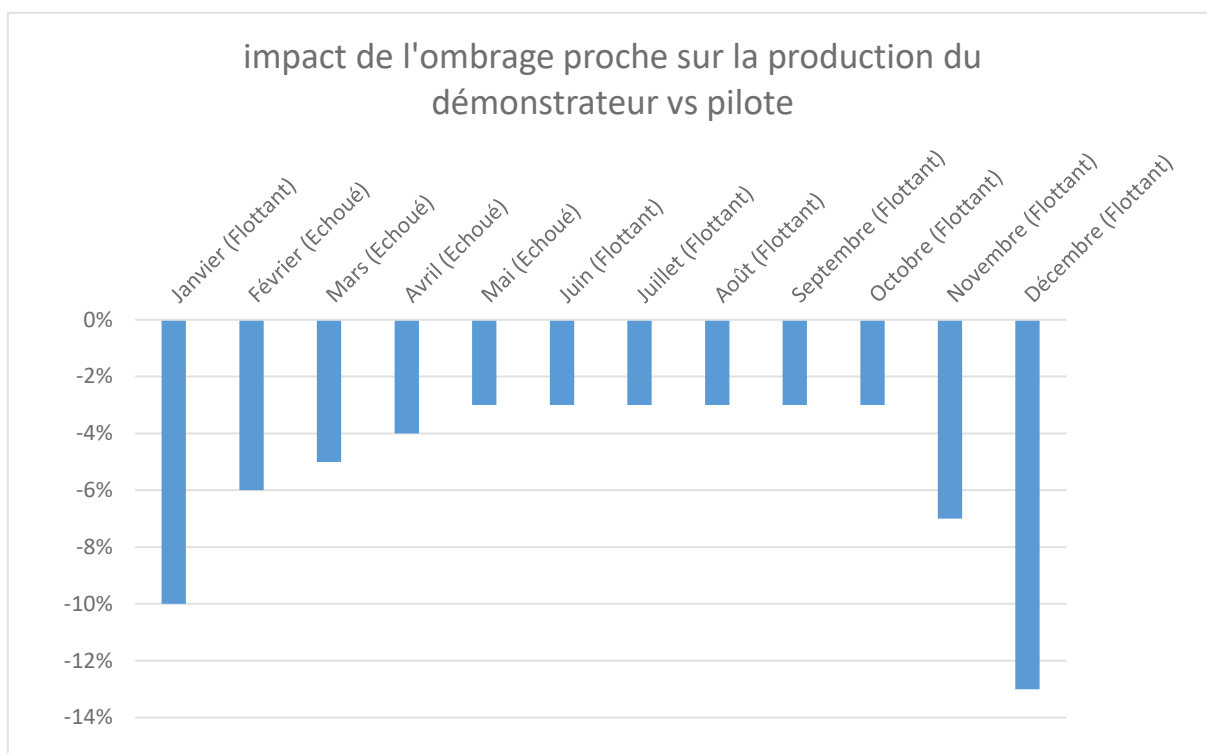


Figure 10 - Ombrage proche : Comparaison des pertes de productibles mensuelles simulées pour le démonstrateur vs pilote

Note : les légers décalages verticaux entre sheds, qui apparaissent lorsque les plateformes du démonstrateur sont échouées, ne sont pas pris en compte. Cet impact est considéré comme non significatif.



3.4 Simulation de l'albedo

Deux types d'albedos sont définis dans PVSyst :

L'albedo du projet, qui caractérise la réflexion du terrain devant l'installation

L'albedo pour système bifaciaux, qui caractérise la réflexion sur le sol.

Dans un système de plusieurs sheds, le premier type d'albedo n'a presque aucun impact car seule la première ligne de sheds reçoit l'irradiance lointaine.

A contrario, l'albedo de réflexion du sol peut avoir un impact plus important dans une installation avec des panneaux bifaciaux.

Le tableau ci-dessous montre les valeurs typiques d'albedo référencées dans le logiciel PVSyst.

Environnement urbain	0.14 - 0.22
Herbe	0.15 - 0.25
Herbe fraîche	0.26
Neige fraîche	0.82
Neige mouillée	0.55-0.75
Asphalte sec	0.09-0.15
Asphalte humide	0.18
Béton	0.25-0.35
Tuiles rouges	0.33
Aluminium	0.85
Cuivre	0.74
Acier galvanisé neuf	0.35
Acier galvanisé ancien	0.08

Tableau 2 - Valeur des albedos dans PVSyst



Ci-dessous figurent les valeurs mensuelles théoriques envisagées dans la comparaison entre l'albedo de réflexion du sol (utiles à l'évaluation de la production de la partie arrière des panneaux bifaciaux) du pilote et celui du démonstrateur.

Albedo	Albedo Pilote (-)	Albedo démonstrateur (-)	Perte démonstrateur
Janvier	0.7	0.7	0%
Février	0.7	0.7	0%
Mars	0.6	0.6	0%
Avril	0.4	0.4	0%
Mai	0.25	0.25	0%
Juin	0.25	0.03	-11%
Juillet	0.25	0.03	-11%
Août	0.25	0.03	-10%
Septembre	0.25	0.03	-8%
Octobre	0.25	0.03	-6%
Novembre	0.5	0.5	0%
Décembre	0.7	0.7	0%
Annuel			-4%

Tableau 3 - Valeur des albedos considérées pour le projet et influence sur le productible

Remarque : Dans le Tableau 3, l'albedo du terrain des deux installations, pilote et démonstrateur, a été considéré comme identique dans la simulation lorsque les plateformes sont échouées (albedo herbe = albedo sable) et différente lorsque l'installation de démonstration flotte (herbe > eau).



3.5 Simulation cumulée des ombrages lointains et proches et de l'albedo

Une simulation a également été menée pour évaluer l'impact cumulé des ombrages lointain et proche ainsi que de l'albedo.

Les paramètres considérés sont identiques à ceux énumérés précédemment. Ci-après, le détail mensuel des pertes selon les simulations. Au final, une différence de productible de -13% est envisagée pour le démonstrateur vis-à-vis du pilote ou de +31% par rapport à la plaine.

		Inclinaison modules	Albedo proche démonstrateur	Albedo proche pilote	Différence démonstrateur par rapport au pilote
Janvier	Flottant	37.0	0.7	0.7	-15%
Février	Échoué	32.3	0.7	0.7	-12%
Mars	Échoué	32.3	0.6	0.6	-7%
Avril	Échoué	32.3	0.4	0.4	-9%
Mai	Échoué	32.3	0.25	0.25	-8%
Juin	Flottant	37.0	0.03	0.25	-15%
Juillet	Flottant	37.0	0.03	0.25	-17%
Août	Flottant	37.0	0.03	0.25	-15%
Septembre	Flottant	37.0	0.03	0.25	-16%
Octobre	Flottant	37.0	0.03	0.25	-19%
Novembre	Flottant	37.0	0.5	0.5	-18%
Décembre	Flottant	37.0	0.7	0.7	-19%
Total					-13%

Tableau 4 - Différence de productible mensuelle attendue de l'installation PV flottante de démonstration vis-à-vis de la pilote

Autres paramètres influant sur le productible

D'autres paramètres influant sur le productible ont été envisagés, mais n'ont pas été inclus dans la simulation PVSyst :

- La présence d'optimiseurs sur le pilote apporte un certain avantage en termes de productible vis-à-vis des 3 onduleurs centraux choisis pour le démonstrateur. Toutefois, l'impact positif des optimiseurs sur le pilote n'est pas certain, car ils sont connectés en séries et gèrent des modules possédant des caractéristiques différentes, ce qui n'est pas leur destination initiale. Malgré la difficulté d'une telle comparaison, des simulations d'un « équivalent » du démonstrateur, mais avec des optimiseurs, ont été effectuées. On y conclut, que seule la plateforme « onduleurs » provoque un ombrage proche sur certains modules. L'influence d'optimiseurs serait donc probablement minime sur la production du démonstrateur. Seul le mismatch entre les modules, qui augmentera avec les années privilégiera la variante optimiseurs, mais sans qu'on puisse le chiffrer à priori.
- *Le dimensionnement des câbles* du démonstrateur considère des facteurs économiques dont le pilote n'avait pas à se préoccuper. Cela peut potentiellement la désavantager vis-à-vis du pilote. Un calcul des pertes de production découlant du dimensionnement des câbles conclut que dans la configuration actuelle, les pertes sont inférieures à 0.1%.



3.6 Productible simulé

La prise en compte commune des paramètres influençant la productivité du démonstrateur, et listés précédemment, prévoit un productible de 1'470 kWh pour le démonstrateur (voir Figure 11)

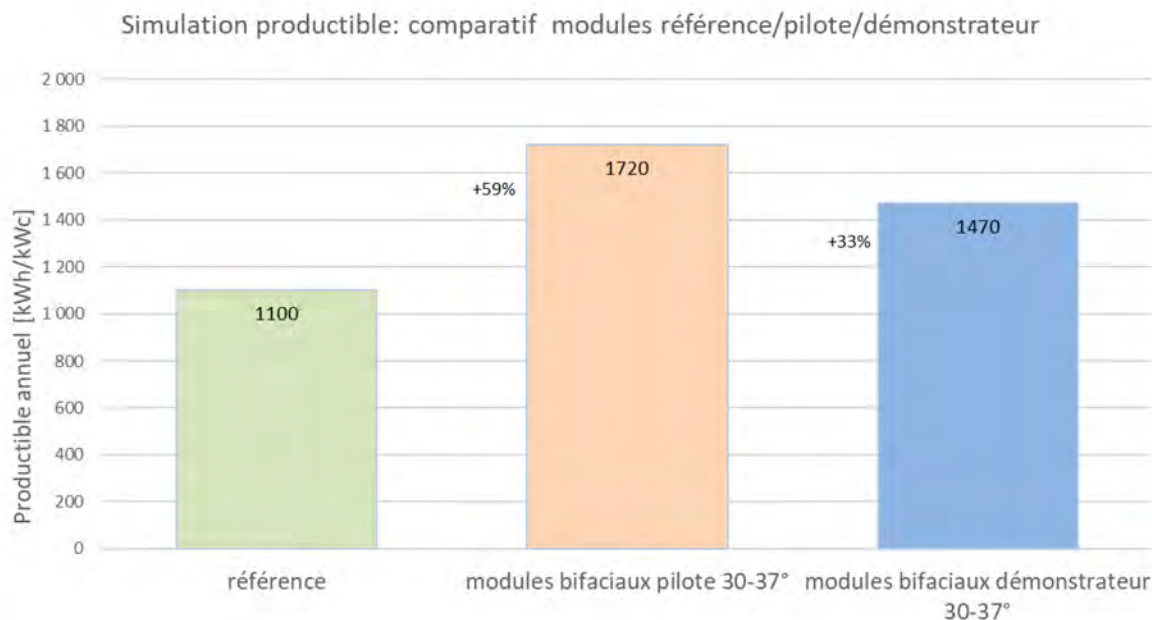


Figure 11 Comparatif des productibles entre les références mono-faciales en plaine, et le bifacial du pilote et du démonstrateur

A titre de rappel, le Tableau 5 récapitule les paramètres principaux expliquant la différence de productible entre pilote et démonstrateur.

Paramètre d'influence	Productible démonstrateur vs pilote
Ombrage lointain	-6.8%
Ombrage proche	-4% (-3.2% en 2017)
Albédo	-4%
Combinaison des facteurs	-13%

Tableau 5 - Récapitulatif des paramètres et de leur influence sur la production du démonstrateur vis-à-vis du pilote



4 Autres contraintes et autorisations

4.1 Zonage et accessibilité routière

Le site se situe à proximité de la route nationale menant au tunnel du Gd-St-Bernard, reliant Martigny au val d'Aoste. Cet axe ne comporte pas de restriction de circulation particulière pour l'acheminement des structures de la centrale solaire. Ainsi, une installation de chantier directement à proximité de cet axe a été choisie.

A côté de cet accès se trouve un site classé aux anciennes voies historiques (route Napoléon), réduisant considérablement les surfaces disponibles pour l'installation de chantier et l'accès au lac. De plus, des zones franches fédérales et cantonales bordent le site, comme l'illustre la Figure 12.

L'évacuation de l'énergie a été faite dans l'emprise du lac. En effet, outre les zones franches, des questions foncières ont empêché le passage sur le chemin longeant la rive.

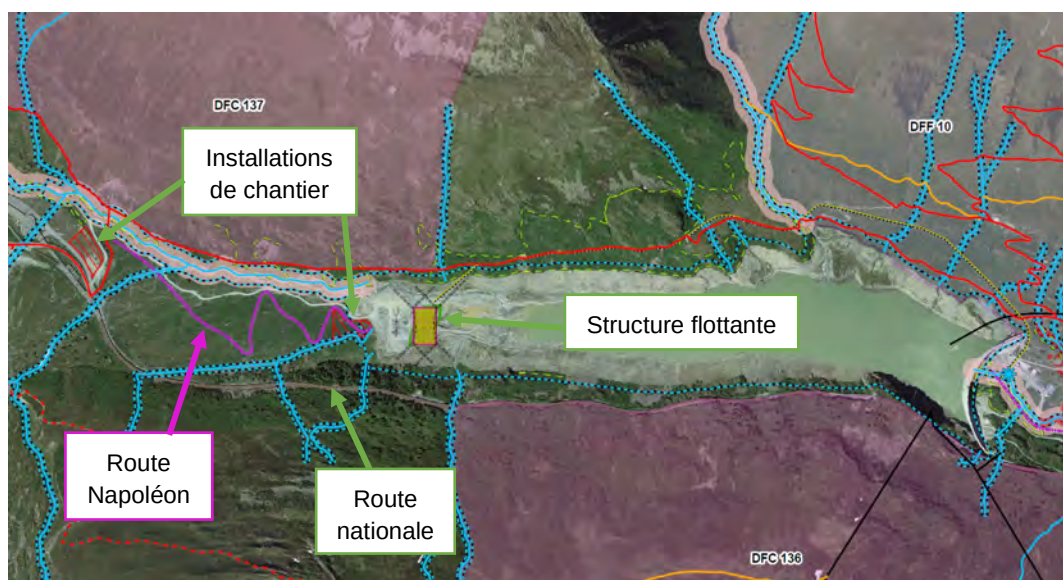


Figure 12 - Extrait de la carte des contraintes (en violet les districts francs)

4.2 Demande d'autorisation de construire

La demande d'autorisation a été déposée en mars 2017, selon une procédure d'approbation des plans. Le dossier de demande d'autorisation contenait, en particulier, un rapport technique et une notice d'impact sur l'environnement. Une autorisation particulière a été demandée pour une intervention technique dans le torrent des Erberts pour l'évacuation d'énergie, ainsi que pour une exploitation préjudiciable de la forêt. L'autorisation a été accordée en date du 05.09.2017.

A la suite d'une modification technique au niveau des ancrages, une nouvelle demande en conséquence a été faite, qui a été approuvée en date du 21.08.2019.

4.3 Contraintes par la présence d'un ouvrage d'accumulation

Par la présence du barrage, l'installation flottante est considérée comme une installation annexe au sens de l'ordonnance sur la surveillance des ouvrages d'accumulation. Elle doit ainsi faire l'objet d'une surveillance adaptée afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage d'accumulation, et en particulier ses organes



de sécurité (déversoir de crue, vidange de fond, prise d'eau). Ainsi, la structure flottante a dû être dimensionnée en tenant compte de contraintes extrêmes (vent, crue, séisme, etc.) avec des temps de retour allant de 1'000 à 10'000 ans.

Par conséquent, les ancrages, amarres et liaisons entre structures flottantes ont dû être conçus de façon à ne pas permettre la perte incontrôlée d'un module flottant, pour toutes les situations extrêmes pouvant intervenir.

Pour la phase d'exploitation, un concept de surveillance mensuel a été mis en place avec l'exploitant du barrage. Celui-ci est consigné dans le rapport annuel du barrage. Il se base sur une fiche de contrôle, couvrant notamment les aspects de la structure flottante, amarres et ancrages, ainsi que l'état de la plateforme d'échouage tout comme la berge de la Dranse à lac bas.

En outre, les contraintes de vent ainsi que la position des modules au nord-est et nord-ouest sont surveillés en temps réel. En cas d'anomalie, une alarme est émise, permettant à l'exploitant de mettre en place un dispositif d'urgence afin d'assurer la sécurité des organes de sécurité du barrage. Une première appréciation peut alors être faite grâce à une webcam installée sur le ponton onduleur.

L'OFEN, représentée par la section *surveillance des barrages*, a demandé à réceptionner les travaux sur site. L'ensemble du concept de surveillance leur a été soumis pour approbation.



5 Réalisation

Lors de la réalisation du projet, toutes les opportunités d'amélioration des différentes phases du projet (design, production en usine, concept logistique, assemblage hors de l'eau, mise à l'eau et assemblages du tapis flottant) ont été listées afin de pouvoir en tirer le maximum d'expérience de cette réalisation. Les principaux sont listés ci-après :

5.1 Installations de chantier

Pour la réalisation du projet, au vu des conditions d'accès au lac limitées et la présence de la route Napoléon, deux zones d'installation ont été nécessaires, selon la Figure 12 ci-dessus.

- A la sortie de la galerie couverte du Gd-St-Bernard, une importante zone a été installée pour l'approvisionnement, l'assemblage des modules flottants, installations des panneaux PV et leur câblage, ainsi que la base vie et logistique des entreprises actives sur site. Depuis ce site, les modules flottants ont été héliportés jusqu'au lac.



Figure 13 - Montage des modules PV sur les structures flottantes – © Romande Energie SA



Figure 14 - Héliportages et mise à l'eau des structures flottantes - © Romande Energie SA

Au bord du lac, une seconde zone d'accès au lac a été aménagée. Depuis cette base le ponton onduleur/transformateur et des pontons bouées ont été assemblés, mise à l'eau et déplacés à leur emplacement définitif par remorquage.



Figure 15 - Montage et mise à l'eau des pontons bouées - © Romande Energie SA



5.2 Evacuation d'énergie

Dès mars 2019, les travaux pour le raccordement électrique ont été entrepris. Pour cela, et au vu de la présence du district franc en rive gauche, une fouille a été entreprise dans l'emprise du lac. Par la berge en rive gauche et un éperon rocheux, la fouille a dû être réalisée quasiment au milieu du lac, proche du niveau minimal de la cote du lac.

La réalisation de ces travaux a nécessité une proche collaboration avec l'exploitation du bassin d'accumulation, afin de permettre les fouilles au point le plus bas. En effet, durant le mois d'avril, la centrale est à l'arrêt durant 3 semaines pour les travaux de maintenance annuel, la cote du lac ne pouvait alors plus être contrôlée par le turbinage.

Depuis le point bas, deux fronts ont progressé en parallèle. Le premier a travaillé vers le nord jusqu'au point d'injection à proximité du barrage. Son tracé a nécessité le croisement d'un affluent en rive gauche, le torrent des Erbets. La seconde équipe est partie en direction du sud, jusqu'au point fixe en rive, auquel le câble flottant est relié. Le tirage du câble s'est fait en une fois sur toute la longueur de la portion lacustre.



Figure 16 - Travaux de la fouille pour la ligne d'évacuation d'énergie au point bas dans l'emprise du lac



La rive gauche du lac étant soumise à un risque élevé d'avalanches, la possibilité d'exécuter les travaux a nécessité l'approbation quotidienne d'un guide de montagne local.

5.3 Planie et ancrages

Après les travaux liés à l'évacuation d'énergie, l'entreprise de génie-civil a entrepris la réalisation de la planie, soit la plateforme d'échouage et la protection de sa berge exposée contre la Dranse à lac bas, ainsi que les ancrages.

La réalisation de la planie s'est faite par un terrassement de matériaux présents à l'aval dans le lac, pour être mis en place par couches successives. Seule la dernière couche de 50 cm est composée de matériaux d'apport, soit de la grave GNT 0-45. Pour limiter le volume de matériaux à terrasser, une pente longitudinale vers le nord de 5% a été admise, provoquant une diminution de l'inclinaison des panneaux photovoltaïques quand les structures sont échouées. La protection de la berge a été réalisée avec des blocs du site.



Figure 17 - Réalisation de la plateforme d'échouage et des corps-mort périphériques



Les contraintes liées au vent étant principalement dans l'axe nord-sud, dix points d'ancrages sont disposés au nord et au sud. Latéralement, six points sont réalisés de chaque côté.

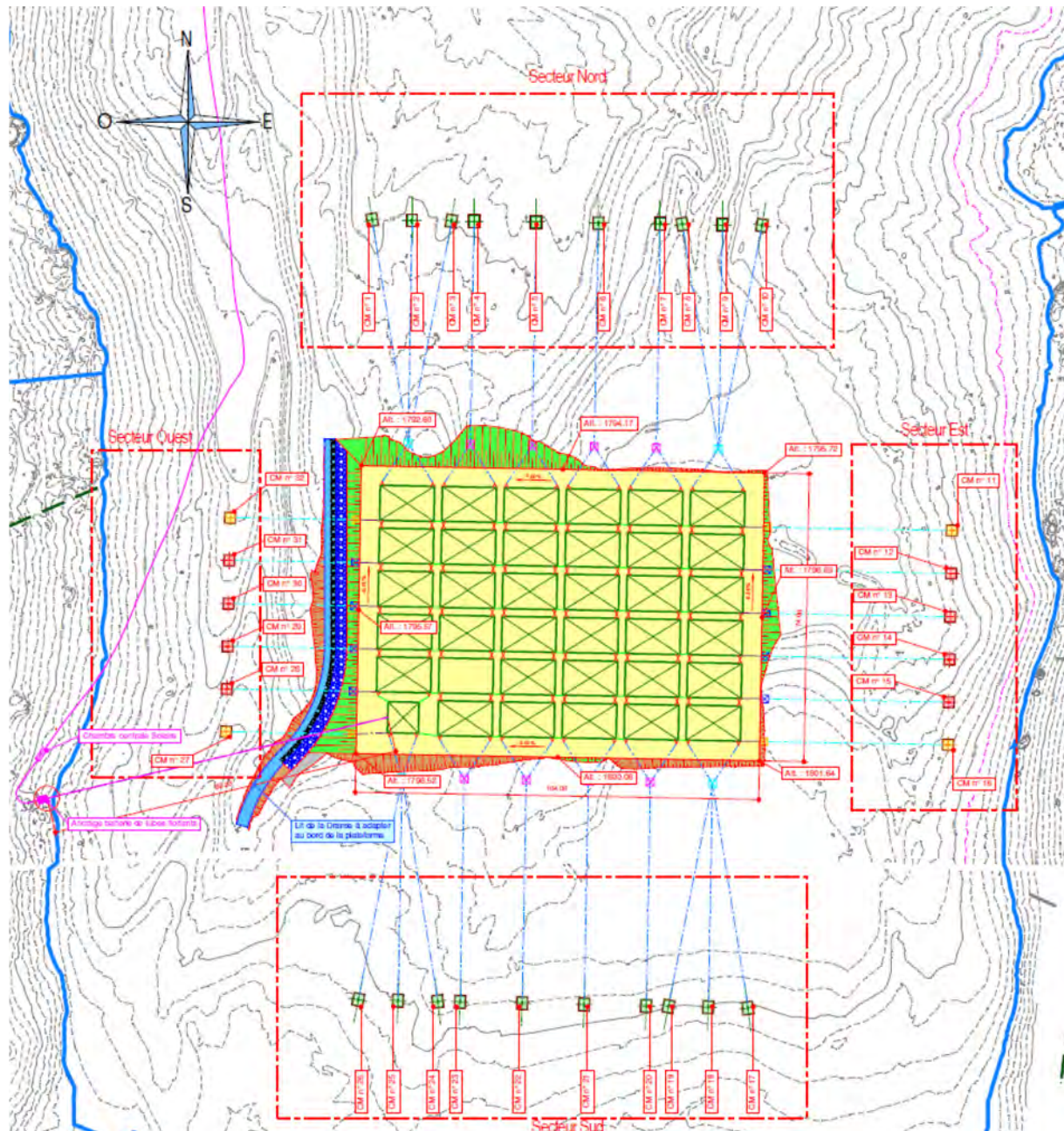


Figure 20 - Plan de situation de la plateforme d'échouage et des corps-morts périphériques

Ces éléments en particulier font l'objet d'un suivi régulier à lac bas dans le cadre de la surveillance, tel que décrit au chapitre 4.3.

Au vu de la variation importante du niveau du lac, un concept d'amarrage et ancrage traditionnel n'a pas pu être employé et une solution particulière a été développée pour ce projet.



5.4 Mise en place structure flottante

Le tapis flottant est composé de 36 structures. Celles-ci ont été développées spécifiquement pour les besoins du projet, afin de répondre aux conditions climatiques extrêmes (vent et neige en particulier). En effet, les solutions « marché » existantes ne sont pas adaptées pour cette utilisation, du fait d'une hauteur trop faible et généralement d'une inclinaison des modules trop basse pour l'évacuation de la neige.

Tel qu'indiqué précédemment, l'assemblage de la structure flottante et de ses panneaux solaires a été réalisé sur la place d'installation de chantier, à proximité de la galerie couverte du Gd-St-Bernard. Le montage s'est fait en deux phases : premièrement 17 structures, puis les 18 autres.

Pour la mise à l'eau, un transport par hélicoptère, depuis la place de montage au niveau de la galerie couverte, a été nécessaire. L'option d'un transport routier spécial jusqu'au lac pour mise à l'eau à l'aide d'une grue a été écartée pour des raisons technico-économiques. En effet, le nombre de structures flottantes était trop faible pour justifier l'installation d'une grue. De plus, le chemin menant au lac ne permettait pas un tel transport du point de vue du gabarit.

Pour la mise à l'eau, un hélicoptère du type Kamov a dû être employé. En effet, il s'agissait de la seule machine capable de transporter de telles charges à plus de 1'800 m d'altitude. L'opération s'est déroulée en deux étapes, permettant le transport de 18, puis 17 modules entièrement montés et câblés à terre. La durée d'une rotation nécessitant environ 5 minutes, un goulot d'étranglement sur l'eau s'est rapidement fait sentir lors de l'assemblage des structures entre-elles. Ce point nécessitera une attention particulière lors d'un futur projet. De plus, l'utilisation d'un hélicoptère pour la mise à l'eau devra également être remise en question dans le cadre d'un projet de plus grande envergure.

Autour des modules flottants sont situés des bouées de déviation. L'objectif de celles-ci est d'absorber la part verticale des efforts obliques des chaînes d'amarrage, pour ne transmettre qu'une tension horizontale au tapis photovoltaïque.

Le dernier module flottant, le ponton onduleur, a été assemblé depuis la berge. Après un remorquage par bateau sous le déversoir de crue, une autogrue y a déposé un container maritime de 20", contenant l'ensemble des installations électriques, tels que les onduleurs et le transformateur. L'ensemble a été remorqué par bateau à l'emplacement final pour y être assemblé avec le reste de l'installation. Cette opération, bien que fastidieuse, a été un succès.

Après la mise à l'eau et assemblage de l'ensemble du tapis, la finalisation du câblage DC a eu lieu. Celle-ci a mis en lumière un défaut de conception particulier, soit la disposition de chaînes de modules à cheval sur plusieurs modules flottants. Par ce fait, le câblage était nettement plus complexe qu'escompté et a nécessité plus de temps que prévu. De plus, l'exécution de ces travaux sur l'eau présente un risque supplémentaire. Ce point devra également faire l'objet d'une amélioration pour un futur projet. En effet, le nombre de panneaux photovoltaïques par structure flottante ne correspondant pas à la capacité optimale pour un string, certaines structures comportent 3 strings incomplets. Une meilleure disposition devra être mise en œuvre pour des projets futurs. De plus, la conception devra mieux intégrer les problématiques liées à l'exploitation et aux cheminements sur les structures flottantes.

5.5 Mise en service

La mise en service s'est déroulée normalement, sans incident particulier à signaler.



6 Exploitation

6.1 Disponibilité des données

Une part importante des données attendues dès décembre 2019 est disponible, soit près de 3 ans de données au quart d'heure. On déplorera toutefois la quasi-absence de données de la station météorologique en raison de ses nombreux dysfonctionnements et de son arrêt en février 2021. On peut constater cela au travers de l'exemple de l'irradiance dans la Figure 21.

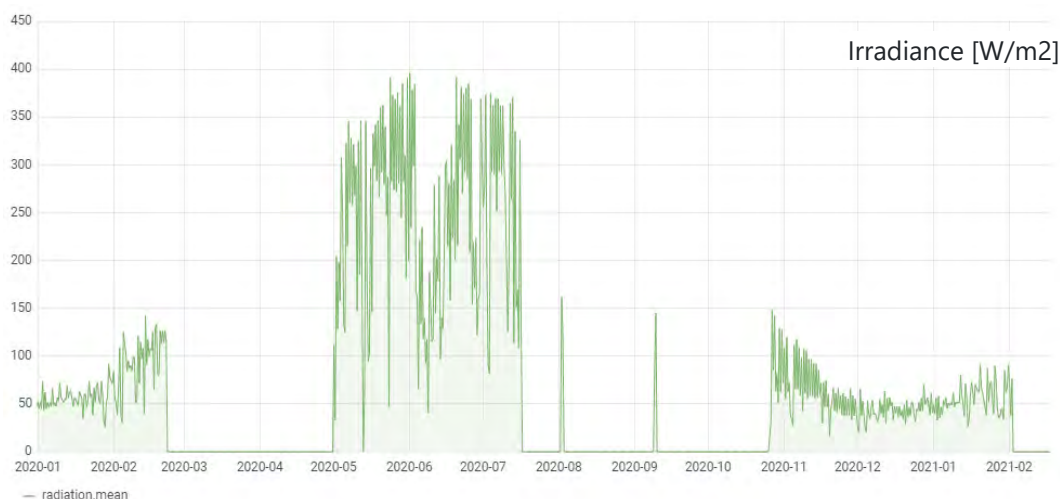


Figure 21 - Irradiance mesurée sur le démonstrateur avec de nombreuses lacunes

On regrettera également des problèmes de communication qui amènent des lacunes dans les données. Il manque les données pour les onduleurs 1, 2 et 3, de respectivement 222, 196 et 36 jours sur les 1'033 jours considérés. Les données du compteur et d'index sont toutefois disponibles et permettent de connaître la production annuelle, voire mensuelle et montrent que l'installation a continué de produire, hormis du 22 au 24 juin 2021 (productible ajouté artificiellement). La somme de production des trois onduleurs a également pu être comparée aux données du compteur d'injection pour vérification de la constance des données.

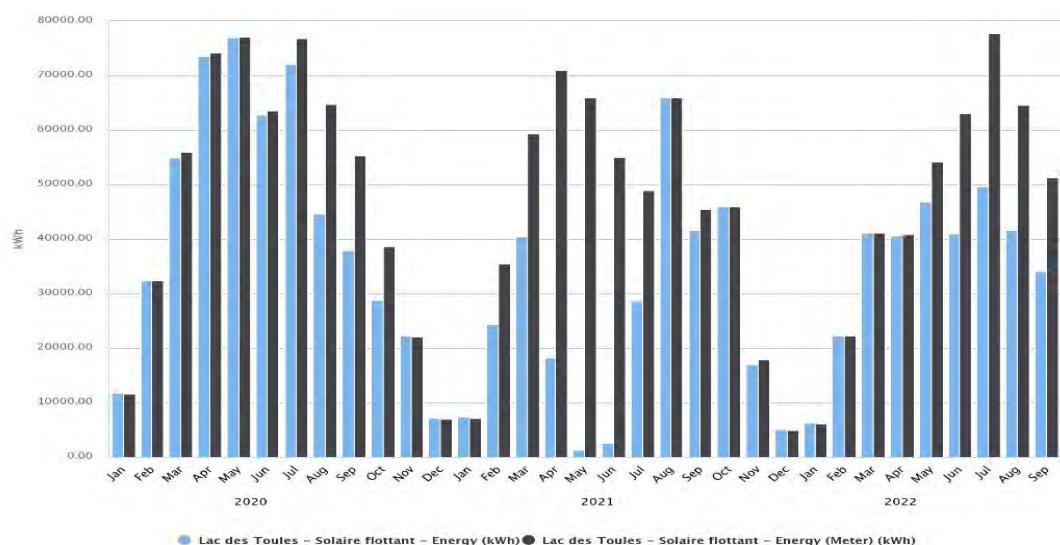


Figure 22 - Production mensuelle : Les données de production en bleu sont lacunaires en raison de problèmes de pertes de données des onduleurs ; les valeurs devraient être quasiment égales aux données du compteur d'injection en noir.

En termes de production, les informations suivantes ont pu être déterminées.



6.2 Productible

Le productible tient compte des effets cumulés des ombrages lointains et proches et de l'albedo, l'impact distinct de chacun est déterminé dans les prochains chapitres. Lorsque les données n'étaient pas disponibles, celles-ci ont été extrapolées.

Pour la période de décembre 2019 à septembre 2022, les modules sur le lac ont produit davantage que les modules de référence en plaine, toutefois elles sont légèrement inférieures aux simulations.

Dans la Figure 23, sont représentés les résultats des mesures de toutes les installations. On constate que les panneaux de l'installation PV flottante de démonstration produisent 29% de plus que les panneaux mono-faciaux de plaine.

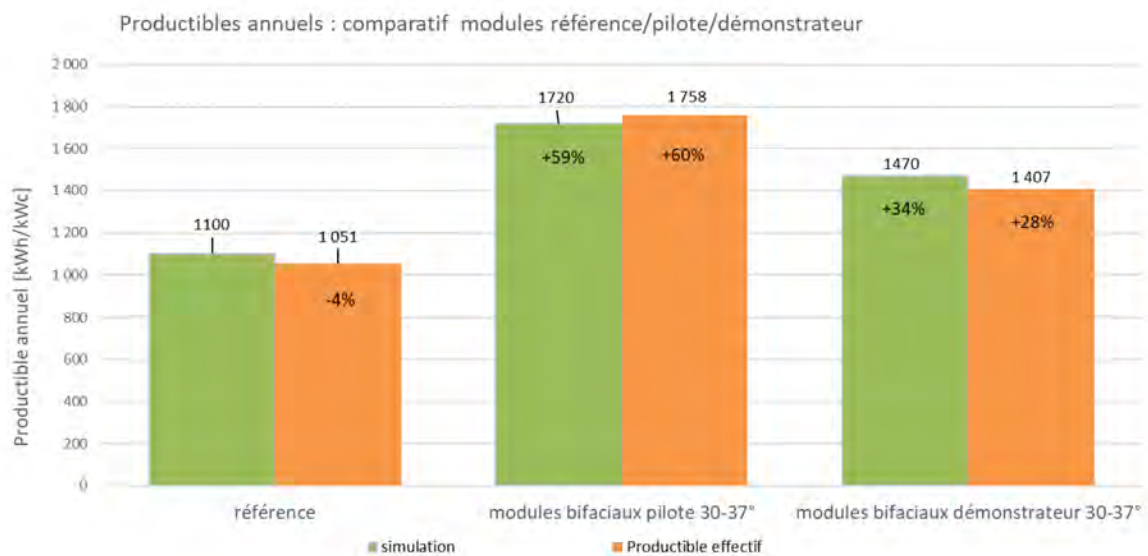


Figure 23 - Comparatif des productibles annuels de référence en plaine (mono-facial), pilote bifacial et démonstrateur bifacial

En analysant ces données plus en détail temporellement (Figure 24), on constate que le démonstrateur affiche des productibles plus faibles en hiver, particulièrement autour du solstice d'hiver :

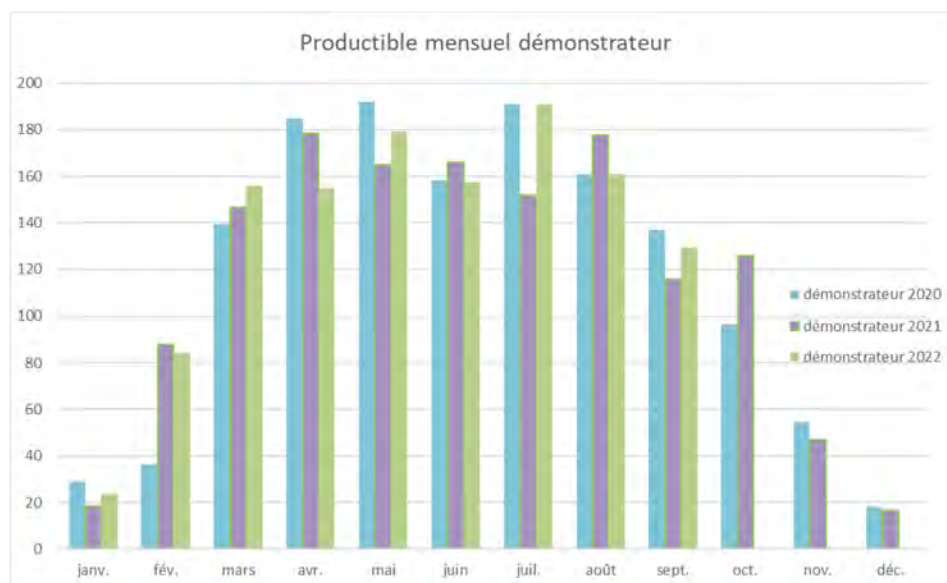


Figure 24 - Histogramme mensuel du productible (kWh/KWc)



Ces différences proviennent principalement des ombrages proches, plus marqués à cette période. Ils découlent également des ombrages lointains, de l'albedo effectif lié à la présence/absence d'eau ou de neige sous le démonstrateur, mais également de la persistance de la neige sur les modules, phénomène beaucoup plus prononcé que sur le pilote alors que les inclinaisons et les modèles de modules sont identiques.

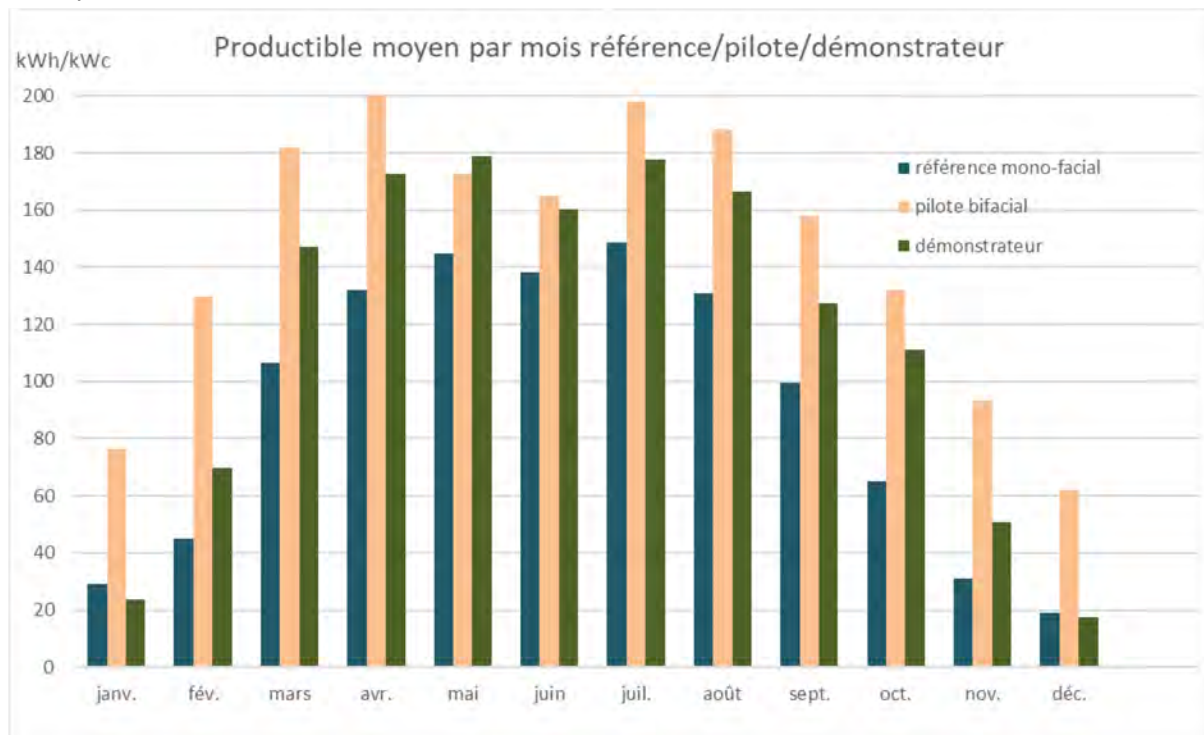


Figure 25 Comparaison, entre références, pilote bifacial et démonstrateur, des moyennes mensuelles de productibles 01/2020-09/2022

Deux facteurs non envisagés ont également été détectés durant la période hivernale : la formation de congères en février-mars ainsi que des problèmes de fonctionnement des onduleurs hors de la plage usuelle (problèmes de MPP) en décembre-janvier. Ces différents paramètres sont développés dans les points suivants :

6.3 Différences météorologiques pluriannuelles

L'absence de données météorologiques sur site empêche la mise en perspective chiffrée d'une année à l'autre.

On notera toutefois les fortes tendances et disparités suivantes sur la période de mesures :

L'année 2020 a été la plus chaude depuis le début des mesures en 1864, à égalité avec l'année 2018. L'hiver le plus doux a été suivi par le troisième printemps le plus chaud avec une période de sécheresse prolongée. L'été a apporté deux vagues de chaleur modérées. En août et en octobre, des précipitations massives ont affecté le Sud des Alpes et les régions voisines.

En 2021, il y a eu de nombreuses précipitations. D'importantes chutes de neige en janvier et mars, ont été suivi d'un printemps froid et d'une fin de saison arrosée. Au Nord des Alpes, l'été a été l'un des plus pluvieux depuis le début des mesures. Les grandes quantités de pluie persistantes ont fait déborder plusieurs rivières et lacs vers la mi-juillet. Contrairement à l'été arrosé, l'automne s'est souvent montré sec et ensoleillé. Concernant la production, l'installation flottante a encore connu des problèmes de communication ; les données sont lacunaires ; il manque respectivement 74, 66 et 34 jours de données pour les onduleurs 1, 2 et 3. L'installation flottante a cessé de produire entre le 22 et le 24 juin 2021.



En 2022, l'hiver et le printemps ont été très doux dans tout le pays, très ensoleillé dans certaines régions et remarquablement peu arrosé. La Suisse a connu son deuxième été le plus chaud depuis le début des mesures en 1864. Il a donné lieu à trois vagues de chaleur marquées dès juin. Cette chaleur s'est accompagnée d'un manque massif de pluie pendant une longue période. Le peu de pluie a laissé la place à un fort ensoleillement, ce qui a conduit, dans certaines régions, à l'été le plus ensoleillé depuis le début des mesures.

En résumé, du point de vue de la production photovoltaïque, la météo rencontrée en 2020 et 2022 a été plutôt favorable, alors qu'elle a été plutôt défavorable en 2021.

Synaptiq a inclus des données météorologiques « satellites » dans les graphiques de sa plateforme dont l'irradiance. Toutefois, elles semblent décorrélées avec la production (Figure 26) ; nous ne les avons dès lors pas prises en compte.

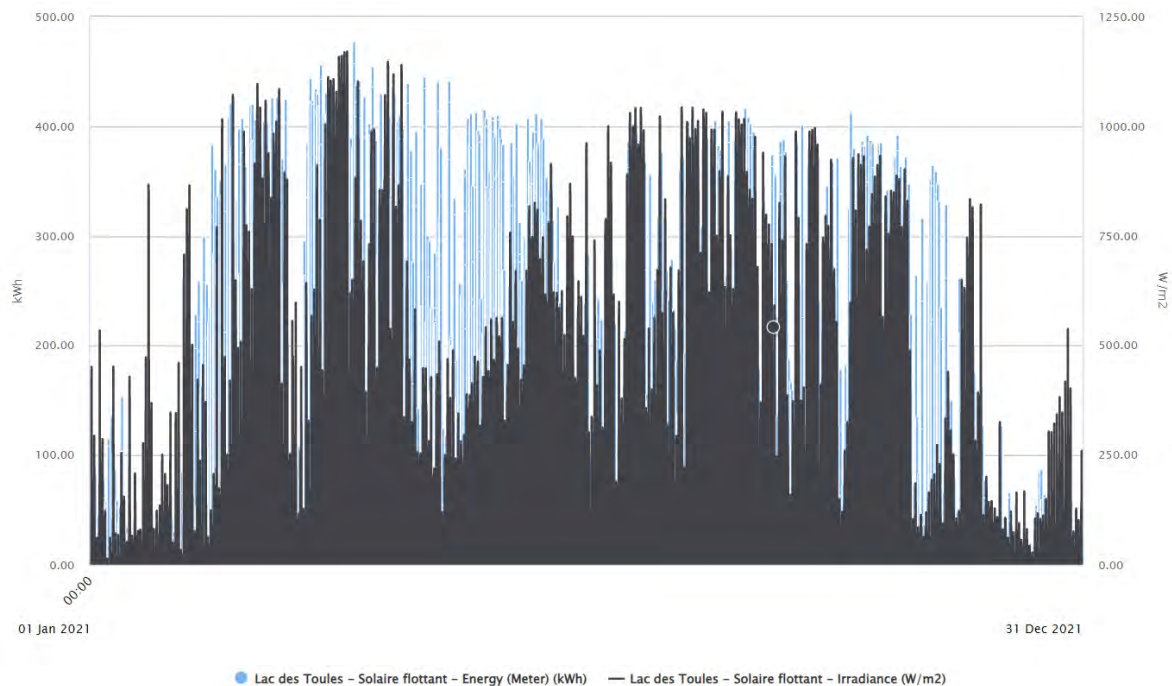


Figure 26 – Exemple de manque de corrélation entre la production du démonstrateur et en noir l'irradiance "satellite". -> les données satellites ne peuvent pas être utilisées comme référentiel pour analyser si les modules produisent correctement

6.4 Indisponibilité due à la neige

L'une des premières validations attendues du projet de démonstration, basée sur l'expérience du pilote, était la bonne évacuation de la neige grâce à l'inclinaison des modules. Conformément aux attentes, **la neige évacue les modules** dès qu'il y a un peu d'irradiation et ce, même si le ciel est nuageux et que le soleil n'est pas visible. Toutefois, on constate qu'**autour du solstice d'hiver** (décembre-janvier), **l'évacuation de la neige est bien moins efficace sur le démonstrateur que sur le pilote.**

Les 3 hivers que le démonstrateur a connus ont été bien différents aux Toules : En 2019-2020, il y a eu peu de neige hormis en décembre et en janvier, alors qu'en 2020-2021, on a connu d'importantes chutes de neige en décembre et janvier. En 2021-2022, il a également bien neigé entre novembre à février.

Des relevés visuels ont été effectués via la webcam du taux d'enneigement des modules par jour, respectivement du démonstrateur et du pilote. Ainsi, un équivalent d'indisponibilité a pu être déterminé comme le présente le Tableau 6 :



Période	Estimation de la quantité de neige fraîche	Indisponibilité des modules du démonstrateur	Indisponibilité des modules du pilote
Hiver 2019-2020	150 cm	19 jours	4 jours
Hiver 2020-2021	420 cm	44 jours	16 jours
Hiver 2021-2022	325 cm	34 jours	8 jours

Tableau 6 - Nombre de jours équivalents d'enneigement et nombre de jours d'indisponibilité des modules en raison de la neige

Ci-après, figure l'exemple en photos du 30 mars 2020, où de la neige s'était déposée sur l'installation durant la nuit ; on y constate qu'entre 6h50, moment des dernières chutes de neige et 12h30, la totalité de la neige a glissé hors du panneau, et ce, sans qu'un vent notable ait été mesuré ($<1.5\text{m/s}$). Aucun relevé de la quantité de neige fraîche ou de la hauteur de neige n'est effectué sur place, mais l'institut pour l'étude de la neige et des avalanches « SLF » publie un ordre de grandeur situé entre 5 et 10 cm de neige fraîche pour cette période-là⁵.

Il est possible que le choix de modules sans cadre pour ce projet facilite également la chute de la neige.

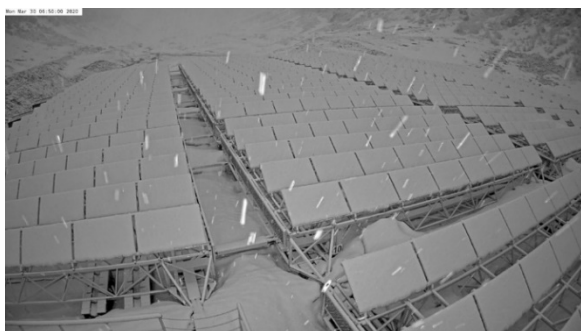


Figure 27 - 30.03.2020, 6h50, dernières chutes de neige



Figure 28 - 9h10, même sans soleil, la neige commence à décrocher de certains modules



Figure 29 - 10h30, la neige décroche sur quasi tous les modules



Figure 30 - 11h10, la neige a glissé, mais subsiste par endroits

⁵<https://www.slf.ch/fr/bulletin-davalanches-et-situation-nivologique/rapports-hebdomadaires-et-de-l'hiver/2019/20/breve-offensive-de-fin-d'hiver-avec-de-la-neige-fraiche-jusqua-basse-altitude-dans-le-nord-faible-activite-avalancheuse.html>



Figure 31 - 12h10, modules dégagés, quelques taches de neige subsistent



Figure 32 - 30 mars, 13h, la neige a disparu des modules

Durant la période autour du solstice d'hiver, on constate que la neige est moins bien évacuée des modules du démonstrateur que de ceux du pilote.

Pertes de production dues à l'enneigement

Bien que n'ayant pas à disposition des données d'irradiance, nous avons tout de même souhaité quantifier les pertes de production dues à l'enneigement. Pour ce faire, nous avons effectué un relevé manuel de la couverture neigeuse d'après les images de la webcam. Nous avons ensuite comparé et normalisé la production des 3 onduleurs du démonstrateur par rapport à la production des modules de référence du pilote.

Nous obtenons ainsi, par exemple en Figure 33, un nuage de points de la production de l'onduleur 3 du démonstrateur en fonction de la production des modules de référence du pilote. Les points sont colorés selon le degré de la couverture neigeuse renseignée pour le démonstrateur.

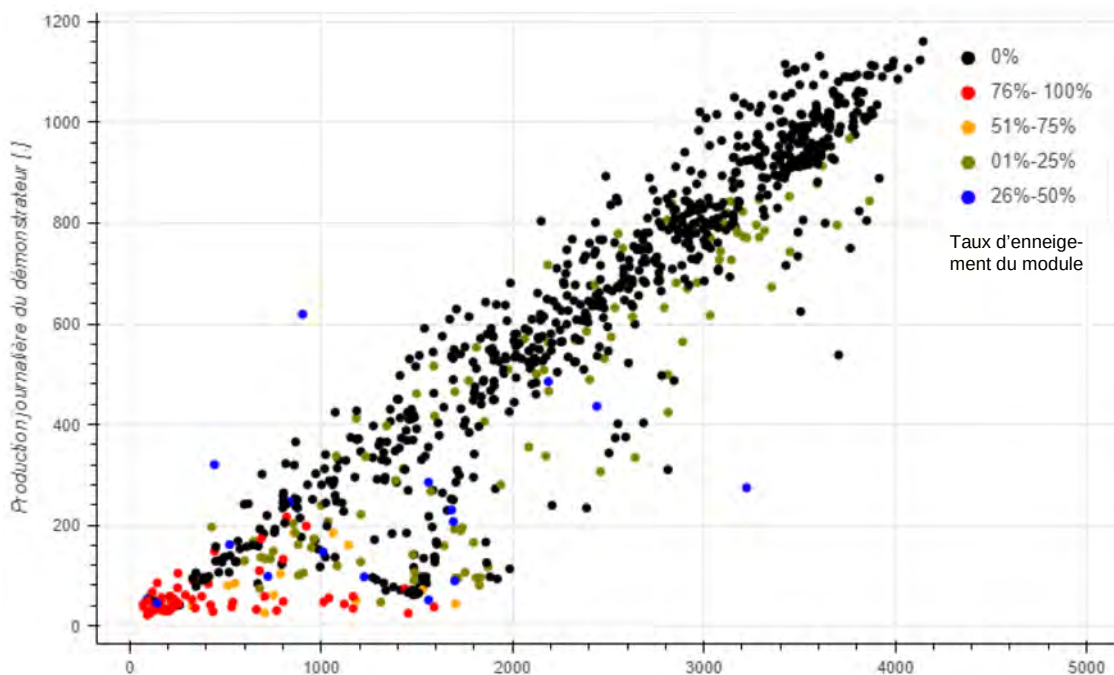


Figure 33 - Nuage de points de la production de l'onduleur 3 du démonstrateur en fonction de la production des modules similaires du pilote utilisé afin de déterminer quels jours les modules du démonstrateur produisent pas/peu en raison de l'enneigement. Idéalement, l'abscisse devrait provenir d'une mesure d'irradiance, mais celle-ci a fait défaut.



A partir des données de la Figure 33 et afin d'estimer les pertes dues à l'enneigement, nous avons développé et appliqué une méthodologie permettant de séparer les pertes dues à l'ombrage de celles imputables à la présence de neige sur les modules. Le tableau ci-dessous montre le résultat, pour l'onduleur 3, de l'application d'une régression polynomiale du 3ème degré (fit).

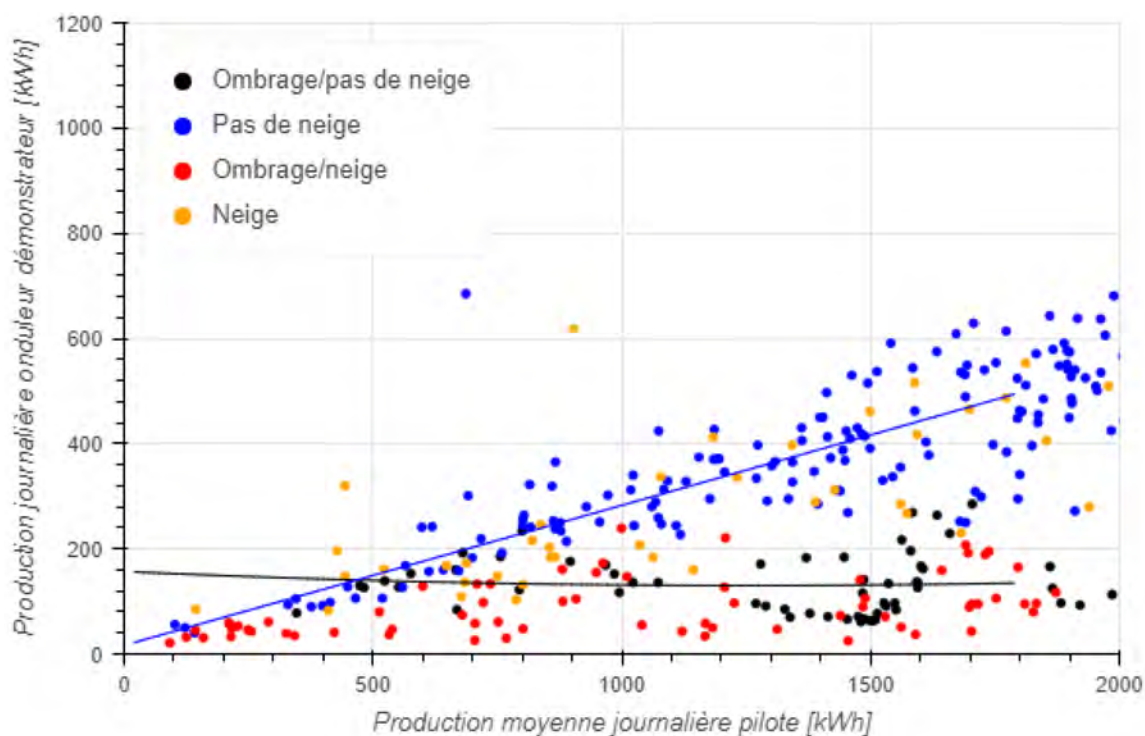


Figure 34 - Fits polynomiaux de la production de l'onduleur 3 du démonstrateur par rapport aux modules similaires du pilote

Ce modèle estime que les pertes liées à la neige se situent entre 1.5% et 4% selon l'année et l'onduleur.

	Onduleur 1			Onduleur 2			Onduleur 3		
	Produc- tion [kWh]	Perte neige hiver [%]	Perte neige prin- temps [%]	Produc- tion [kWh]	Perte neige hiver [%]	Perte neige prin- temps [%]	Produc- tion [kWh]	Perte neige hiver [%]	Perte neige prin- temps [%]
2020	132,345	0.62	-0.48	201,416	0.34	0.08	199,402	0.41	0.44
2021	96,518	1.31	0.2	145,765	1.08	2.32	177,941	0.88	1.9
2022	162,867	0.53	0.17	98,723	NaN	NaN	164,051	0.51	2.23

Tableau 7 - Pertes de productible du démonstrateur, liées à la présence de neige sur les modules

La précision de ce modèle pourrait être grandement améliorée en comparant le démonstrateur à un pyranomètre qui serait sur place et dans le plan des modules. En effet, le présent modèle limite les journées d'ombrage à une période définie ; il sous-estime ainsi les effets d'ombrage en début et fin de journée, considérant ainsi des journées comme non ombragées alors qu'elles le sont partiellement.



Pertes de production dues à la casse de modules

En fin d'hiver 2022, une dizaine de module a été cassé lors de l'épisode de congères et n'a pas encore été remplacé, notamment en raison de problèmes d'approvisionnement du matériel. Les solutions envisagées dans le chapitre suivant, consacré aux congères, devraient limiter ce type de problèmes à l'avenir. Des modules plus résistants devront également être envisagés dans des projets futurs.

Une comparaison de la production des strings avec modules cassés par rapport à la moyenne des strings sans modules cassés a donc été effectuée afin de déterminer la perte découlant de cet incident. La Figure 35 image cette comparaison.



Figure 35 – Productions hebdomadaires relatives des strings avec modules cassés par rapport aux autres strings.

La conclusion de cette analyse est que la réduction de production dues à la casse est inférieure à 3%. Seul le string 10 de l'onduleur 3 (ST3 Pin10) affiche une baisse significative à 50% de production relative. Le ratio remonte en juin à 80%. Avec l'hypothèse d'une production réduite de 50% sur une autre paire de string, située sur l'onduleur 2 et qui rencontre une problématique similaire, mais pour lequel il n'y a pas de données disponibles, une perte annuelle totale de 2%-4% peut être considérée.

Pertes de production dues aux congères

Durant les 3 hivers, il est apparu un phénomène inattendu qui n'avait pas été expérimenté avec le pilote, celui de la **formation de congères** (monticules de neige soufflée) à l'avant de plusieurs modules des premières rangées. Ainsi, à la fin de chaque hiver ont eu lieu plusieurs épisodes de vents forts, parfois accompagnés de chutes de neige. La neige, compacte, s'est alors accumulée devant et sur certains modules et y est demeurée longtemps, par endroits jusqu'à un mois, impactant négativement la production des modules et de facto des onduleurs, en particulier du côté Est (côté tunnel) de l'installation. Côté Ouest, le local onduleur semble faire barrage et protège les modules en aval, mais favorisant peut-être indirectement la formation de congère sur la colonne de modules latéralement attenante. En 2022, une dizaine de modules ont même été cassés par les congères.

Une estimation de l'impact de la présence des congères sur des modules sur la production a été effectuée en comparant les données de production par strings (impactés vs non-impactés) durant l'hiver. L'impact spécifique de la casse a également été analysé :



Hiver	Formation des congères	Durée jusqu'à la disparition des congères	Nb de jours équivalents d'indisponibilité des modules en raison des congères	Estimation des pertes dues aux congères	Impact sur la production annuelle	Estimation des pertes dues à la casse de modules par les congères
2019-20	6 mars	25 jours	3.1 jours	1 MWh	-0.1%	-
2020-21	3 février	29 jours	3.3 jours	1.6 MWh	-0.2%	-
2021-22	13 mars	32 jours	3.1 jours	1 MWh	-0.1%	2-4%

Tableau 8 - Récapitulatif de la présence de congères sur des modules du démonstrateur et de leur impact sur la production

En analysant plus en détail les courbes de puissance et les images de la webcam durant l'hiver 2019-2020, on constate que certains strings ont été impactés plusieurs jours, parfois jusqu'à un mois suivant l'apparition des congères.

Par exemple, on constate dans la Figure 31 et

, que les strings 1-9A et 1-9B sont partiellement enneigés. Le passage du 6 au 8 mars se traduit visiblement par un regain de production (cf. flèche bleue du graphique de la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) malgré de nombreux panneaux encore enneigés.

Autre exemple, la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** démontre que quelques modules des strings 1-10 et 1-11 sont enneigés. Le passage du 17 au 19 mars se traduit par un regain de production du string 1-10 (cf. flèche rose du de la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) malgré de nombreux panneaux encore enneigés. De son côté, le string 1-11 semble très peu impacté par l'accumulation de neige présente devant un de ses modules.

Au total, 6 strings de l'installation de démonstration sont notablement touchés par les congères, soit ceux situés à l'avant de l'installation de démonstration. Suivant la méthode d'analyse employée pour approximer l'impact des congères, on obtient une perte correspondant à 0.1-0.5% de la production annuelle attendue.

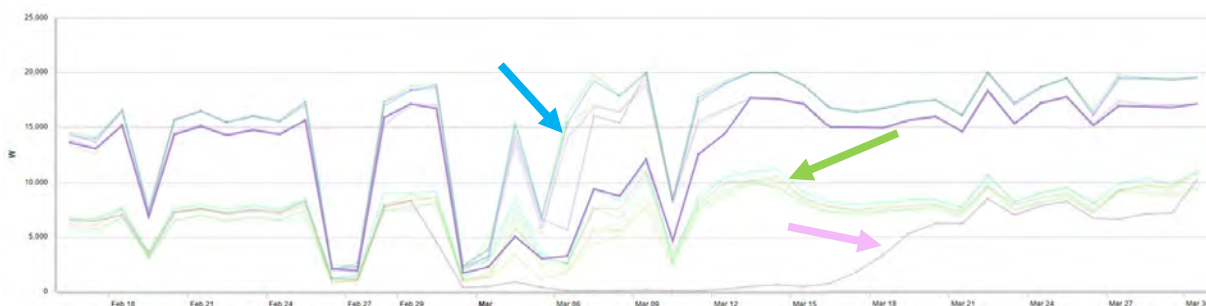


Figure 36 - Courbe de puissance des strings de l'onduleur 1 entre mi-février et fin mars 2020.
Les flèches signalent les strings discutés (1-9A+B = bleu, 1-10 = rose, 1-11 = vert)

Sur les photos ci-dessous, nous constatons que la hauteur des congères est d'environ 2,50 mètres, ce qui fait une hauteur de neige d'environ 1 mètre sur les panneaux photovoltaïques. Une des possibilités envisagées était d'intervenir manuellement sur certains modules PV afin de vérifier la situation et éventuellement déneiger mais cela n'a malheureusement pas été possible.

Lors de l'hiver 2020-2021, les mêmes dépôts ont été constatés. Les strings concernés sont sensiblement les mêmes.



Des solutions techniques existent et ont été envisagées afin de bloquer la neige en amont de la première rangée de structures flottantes, un peu à l'exemple du ponton onduleur qui semble bénéficier de la « protection » des flotteurs positionnés sur toute la largeur de la structure flottante. Une clôture pare-congères sera installée à la fin de l'année 2022, dans le but de limiter les dépôts de neige soufflé sur les modules. Cette installation, expérimentale, sera réalisée hors du cadre du projet du démonstrateur.

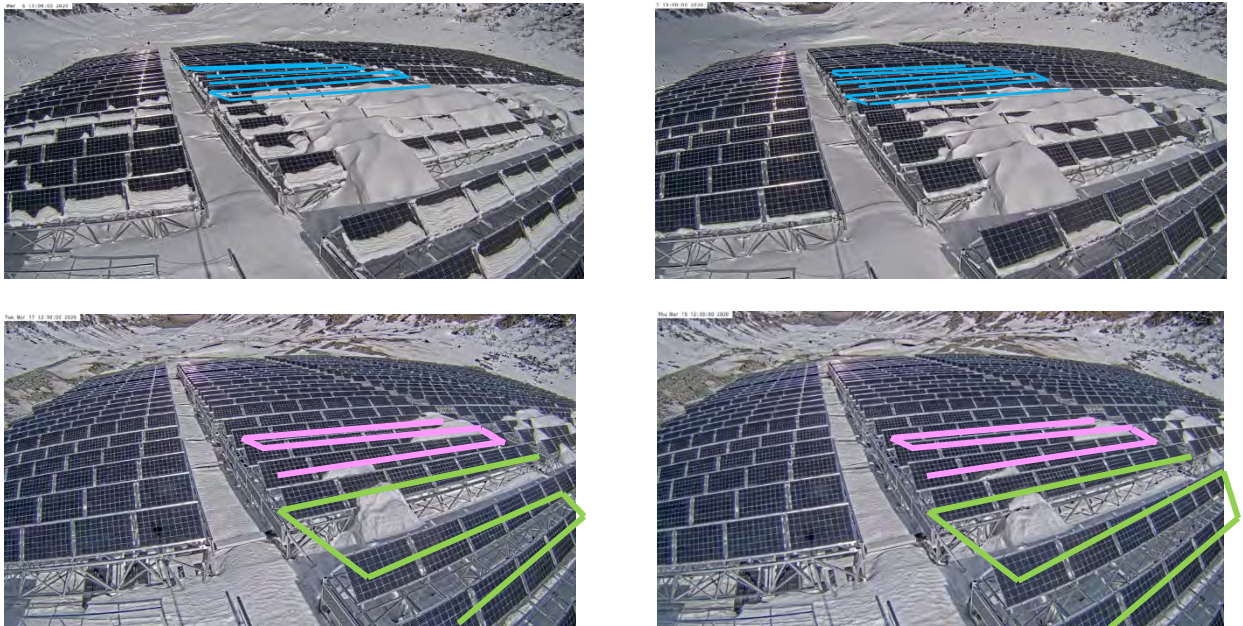


Figure 37 - Démonstrateur | *En haut à gauche* : 6 mars 2020. En bleu, les strings 1-9A&B partiellement pris dans les congères, *En haut à droite* : 7 mars 2020. En bleu, les strings 1-9A&B moins pris dans les congères, *En bas à gauche* : Congères sur le démonstrateur, 17 mars. En vert, le string 1-10, en rose, le string 1-11 Congères sur le démonstrateur et *En bas à droite* : 19 mars. En vert, le string 1-10, en rose, le string 1-11.

6.5 Ombrages lointains

Comme attendu dans les simulations (voir § 3.2), on constate une différence de production en raison des ombrages lointains. Celle-ci est notamment visible via la webcam où on note, le 15 avril 2020 par exemple, un décalage de 20 minutes entre le début de production de l'installation-pilote, puis celui du projet solaire flottant de démonstration.



Figure 38 - Apparition du soleil à 9h10 sur l'installation-pilote le 15 avril 2020



Figure 39 - A 9h30, le 15 avril, le soleil n'illumine pas encore complètement l'installation solaire flottante de démonstration



Le constat se retrouve avec davantage de précision sur les graphiques de la puissance (Figure 40 et Figure 41)

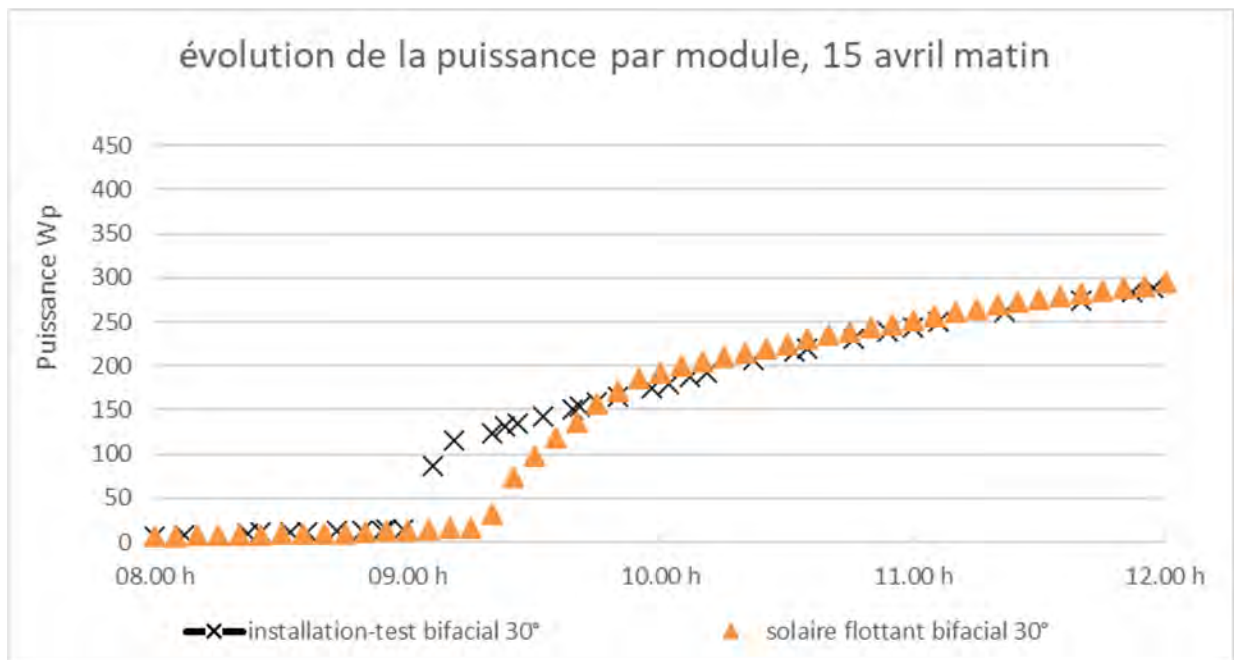


Figure 40 - Le démonstrateur monte en puissance avec un retard d'environ 20 minutes sur le pilote en avril 2020

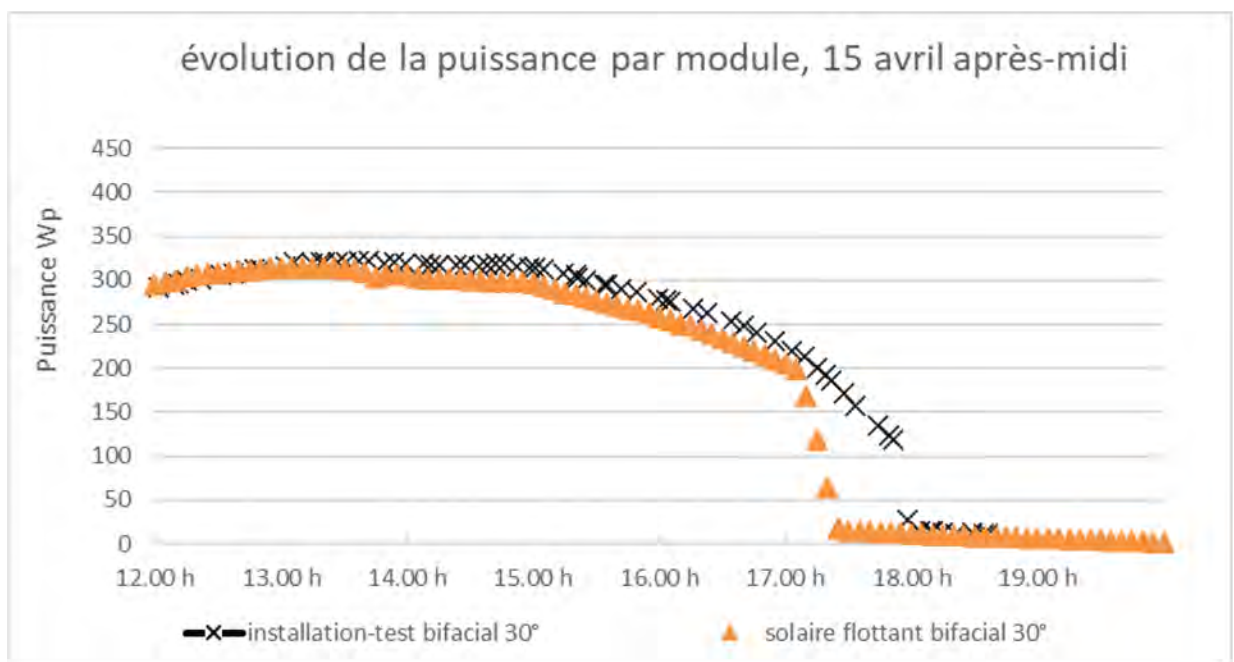


Figure 41 - Le pilote continue de produire 30 minutes après l'arrêt du démonstrateur

La perte de productible journalière en raison de l'ombrage lointain estimée en théorie correspond à la perte mesurée dans les quelques exemples mesurés.



6.6 Ombrages proches

Pour l'instant, grâce à la webcam, on constate que de décembre à mi-janvier, le tiers inférieur des modules est ombragé (Figure 42) et que l'ombre diminue graduellement jusqu'à disparaître à fin février.



Figure 42 - L'ombrage proche des panneaux sur les rangées suivantes couvre 1/3 de la hauteur au solstice d'hiver

Les périodes d'échouage diffèrent légèrement en pratique. On passe de 4 mois entre février et mai en théorie à 7 mois, de décembre à juin en pratique.

Si on adapte le modèle théorique, le démonstrateur perd ainsi un peu de productible par rapport au pilote.



6.7 Albedo

Les valeurs d'albedo n'ont pas pu être déterminées. Il aurait fallu pour cela mesurer notamment l'irradiance à l'arrière des modules. Cette mesure était difficile à mettre en place au début du projet, puis au vu des problèmes sur la station météo, elle a été repoussée et sera intégrée à la future station météo.

On peut toutefois signaler les différences entre théorie et pratique quant à la période de flottaison du démonstrateur (Tableau 9).

De la même manière, on a pu constater les différences entre la présence de neige qui diffère de ce qui était attendu.

	Matériau sous démonstrateur				Albedo proche du démonstrateur corrigé		
	Théorie	2020	2021	2022			
Janvier	Neige/glace	Neige	Neige	Neige	0.7		
Février					0.7		
Mars					0.6		
Avril					0.4		
Mai	Sable	Sable	Sable	Sable	0.25		
Juin	Eau				Eau	Eau	0.03 → 0.1
Juillet							0.03
Août							0.03
Septembre							0.03
Octobre							0.03
Novembre	Neige/glace	Neige	Neige	Neige	0.5 → 0.03		
Décembre					0.7		
Total							

Tableau 9 - Albedo, comparaison entre les matériaux présents sous le démonstrateur théorique et pratique.

6.8 Mismatch MPP

Une thématique inattendue a été relevée au niveau du fonctionnement des onduleurs sur le démonstrateur, lorsqu'une ou plusieurs rangées de cellules sont ombragées sur les modules. En comparant plusieurs strings lors de journées bien ensoleillées au cœur de l'hiver, on constate une forte limitation de la puissance sur plusieurs strings.

Lors du dimensionnement de l'installation, les strings ont été dimensionnés dans la fourchette basse (24 panneaux par string). Cela implique une tension relativement basse des strings. Lors d'épisodes d'ombrage, la diode de blocage a pour effet de diminuer la tension. Si la tension MPP du string est trop basse par rapport à la plage MPP de l'onduleur, cela occasionne une chute du courant IMPP.

La Figure 43 montre qu'en date du 19 novembre 2021, 3 strings ont une production très mauvaise alors que les autres produisent bien.

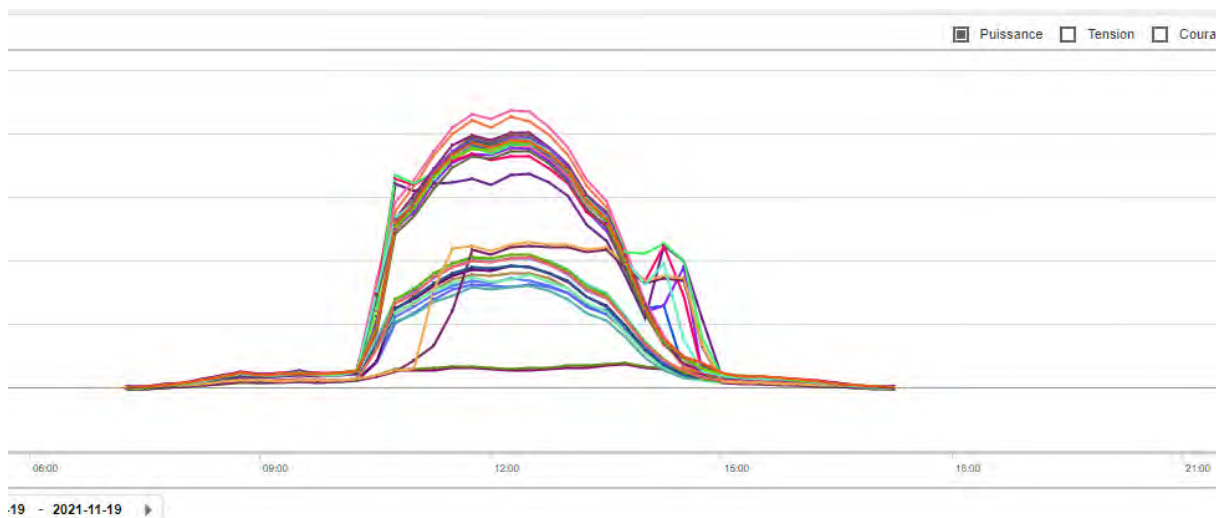


Figure 43 - Puissance des strings du démonstrateur au 19.11.2021. On constate que certains strings produisent très mal, ne trouvant pas de point de fonctionnement dans la plage de tension MPP

La Figure 1Figure 44 montre un autre exemple en date du 26 janvier 2022 où seul le string n°10 de l'onduleur 3 a une production acceptable alors que les autres produisent mal.

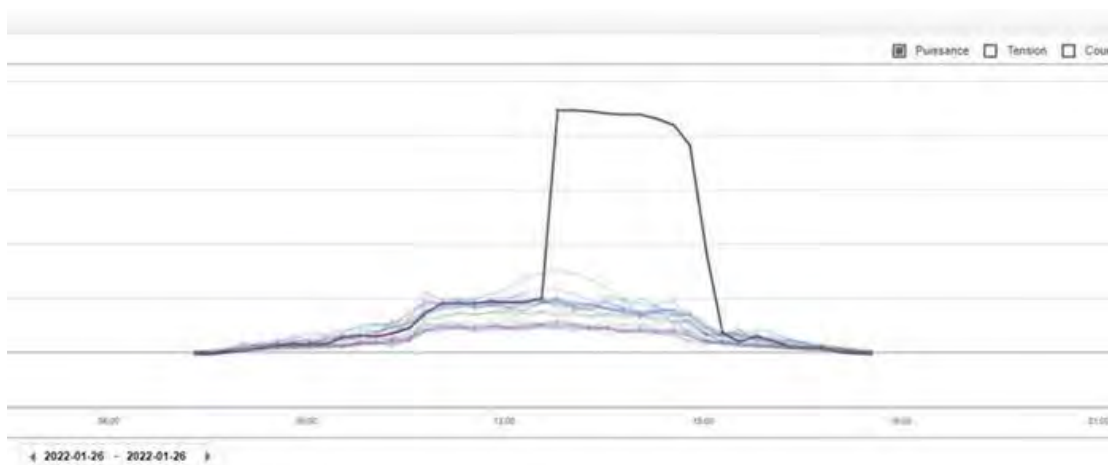


Figure 44 - Puissance des strings du démonstrateur au 26.01.2022. On constate que seul un string produit bien, les autres ne trouvant pas de point de fonctionnement dans la plage de tension MPP

Bien qu'il soit facile, visuellement, de constater si une journée est problématique ou pas, l'analyse est quant à elle difficile à systématiser car il n'y a pas de systématique quant aux strings impactés ; il est donc impossible d'utiliser l'un d'eux comme référence pour déterminer ceux qui produisent mal. La présence d'un pyranomètre pourrait servir en tant que référence. Un string, uniquement composé de modules non-ombragés pourrait également faire l'affaire.

Il est à relever également, dans cette analyse, la difficulté de séparer les effets usuels de l'ombrage et ceux des problèmes de MPP. La combinaison du pyranomètre et d'un string non-ombragé devrait permettre d'y pallier.

L'analyse de l'influence de la présence de neige semble toutefois montrer que l'ordre de grandeur de cette perte se chiffre en quelques pourcents.



6.9 Interventions

De manière générale, étant donné la situation particulière du site, les interventions ne peuvent pas être organisées comme sur une installation classique et demandent plus de préparations.

Des passerelles ont été prévues pour pouvoir travailler entre les panneaux. Cependant, il n'est possible de les utiliser que pendant la période où les plateformes sont échouées car c'est le seul moment où elles peuvent être mise en place en toute sécurité, un bateau n'étant pas assez stable le reste du temps.

En hiver, les dangers d'avalanche empêchent les interventions sans l'autorisation d'un guide de montagne.

Le niveau du lac de mai à octobre nécessite l'utilisation d'un bateau pour accéder aux modules et aux onduleurs. Cela a pour effet de prendre plus de temps pour amener les outils et le matériel sur l'installation.



Figure 45 - Déplacement en bateau jusqu'à la plateforme onduleur

Il y a eu un total de 10 interventions (7 curatives et 3 préventives) réalisées par l'exploitant photovoltaïque depuis la mise en service ce qui est plus élevé que la moyenne après deux ans d'exploitation. Généralement, seule une maintenance préventive par année suffit durant cette période.

Les fournisseurs ont dû intervenir plusieurs fois pour régler des défauts sur la station complète et ont aussi effectué plusieurs interventions sur les onduleurs et la station météo.

L'exploitant hydraulique et les fournisseurs ont contrôlé plusieurs fois la structure, les flotteurs, les liaisons, les ancrages ainsi que tout ce qui entoure l'installation afin d'assurer son intégrité. Ils nous ont reportés les bonnes et mauvaises observations et ont pris des décisions pour y remédier et améliorer l'exploitation de la centrale.

Il y a aussi eu deux interventions pour réaliser des images thermographiques des modules avec un drone ce qui a permis de découvrir plusieurs modules défectueux. Les raisons de ces dégâts sont expliquées au point 7.6.

La mise en place d'un analyseur de réseau a aussi permis de détecter divers problèmes dans le TGBT.



7 Retour d'expérience et recommandations

7.1 Note d'hypothèse

En début de projet, une note d'hypothèse a été rédigée, synthétisant l'ensemble des contraintes climatiques et environnementales, ainsi que les charges à considérer. Dans le cadre du projet, celles-ci ont principalement été déterminées sur la base des normes SIA. En outre, certaines mesures provenant de l'installation test au niveau du barrage ont également été intégrées. Afin de compléter les données sur les vents, les données des stations MeteoSuisse du Gd-St-Bernard ainsi que celle d'Evolène, station d'altitude la plus proche, ont été employées.

En particulier pour les contraintes climatiques, plus spécifiquement le vent ou les charges de neige, les normes SIA ne sont pas adaptées aux structures alpines. Dans le cadre du développement d'un projet de grande envergure, une étude spécifique devra être menée afin d'affiner ces aspects, permettant ainsi une optimisation structurelle et financière de la structure flottante.

7.2 Surface d'échouage

Depuis la mise en service, une importante érosion interne a été constatée en certains points de la plateforme d'échouage. De ce fait, la plateforme sur laquelle les modules doivent s'échouer n'est plus plane, présentant localement des affaissements de plus d'un mètre de hauteur. Ainsi, certains modules ne peuvent plus se déposer sur les quatre appuis comme modélisé, provoquant un changement dans la répartition des contraintes. Plusieurs ruptures dans les profilés de la structure flottante ont déjà été relevés suite à cela, ainsi que des déformations irréversibles dans les caissons flottants.



Figure 46 - Tassements de la plateforme d'échouage



Figure 47 - Efforts induits dans les liaisons entre modules flottants



Dans le cadre d'un développement futur, une attention particulière doit être portée à ce point. Pour des questions environnementales, il est clair qu'une stabilisation au ciment ou chaux de l'ensemble de la surface n'est pas envisageable. La mise en place de zones dures, par exemple avec des blocs, est actuellement à l'étude. Ce point de développement est fortement lié à la précision de la position à l'échouage, ainsi que la densité de points de contact au sol.

D'autres options supprimant le contact au sol ont également été étudiées, mais abandonnées pour des questions technico-financière. D'une part, la création d'un « faux-plancher » sur toute la surface, en battant des pieux liés entre eux par des poutrelles, a été rejetée par l'impact financier. D'autre part, la suspension sur leurs câbles d'amarrage a été abandonnée par les contraintes liées aux vents extrêmes pouvant intervenir durant l'hiver et la complexité de la modélisation.

7.3 Ancrages et amarres

Le concept d'ancrage retenu pour le démonstrateur consiste en une liaison en chaînes entre les modules flottants, des bouées de déviation périphérique et des corps-morts immergés. Ces corps-morts ont été réalisés grâce à des éléments en béton préfabriqués, enterrés dans les matériaux meubles du fond du lac (voir § 5.3).

Sur la période d'exploitation disponible, ce concept fait pleinement satisfaction. L'avantage principal d'un tel système est qu'il est totalement passif, avec des longueurs de chaînes fixes. Tout autre système nécessiterait une surveillance et des éléments actifs.

Toutefois, les premières réflexions dans le cadre du projet d'extension ne parlent pas en faveur d'une reproduction du même système d'amarrage et ancrage. En effet, avec une hauteur d'eau plus importante, les distances horizontales entre le point d'ancrage et la bouée de déviation deviennent trop importantes. D'autre part, la précision où la structure flottante va s'échouer est trop faible, menant potentiellement à des collisions avec la topographie naturelle du fond du lac.

La hauteur du marnage est également un paramètre essentiel à prendre en considération lors de la conception du principe d'amarrage et ancrage. En effet, là où une variation de 15 mètres au niveau du démonstrateur pouvait accepter un grand degré de liberté quant à la position du tapis sur l'eau, le projet d'extension avec 60 mètres de variation de niveau nécessite des précautions plus importantes.

7.4 Berge de la Dranse

Lors du démarrage des travaux, il a été constaté que le lit de la Dranse s'était déplacé depuis la phase d'étude de projet, nécessitant ainsi des mesures de confortement de la berge en urgence. Ces travaux ont été entrepris avec les matériaux disponibles sur site. A ce jour, la berge est sous surveillance, sans qu'une défaillance n'ait été constatée.

Quand le lac est vide, durant la période hivernale et au printemps, la Dranse, tout comme les autres affluents, méandre au fond du lac. D'année en année, en fonction des crues printanières, la position du lit peut varier de plusieurs mètres. Pour un futur projet d'extension, il sera vraisemblablement nécessaire de canaliser les eaux de la Dranse, ainsi que des autres affluents latéraux, afin de maîtriser leur position dans le temps et éviter que le cours d'eau ne vienne éroder la surface d'échouage. Pour cela, un chenal en enrochement pourrait être revu, d'une capacité équivalente à une crue centennale.



7.5 Structure flottante

La structure flottante et surtout les liaisons entre plateformes sont soumises à de très grandes contraintes lorsqu'il n'y a pas d'eau en raison de l'irrégularité du terrain. Cela va aussi impacter les modules photovoltaïques.

Par cette irrégularité du sol, les structures ne peuvent plus être posées sur les quatre caissons flottants. Ainsi, les efforts dans la structure sont redistribués, provoquant une surcharge sur certains profils, menant à leur rupture. Certaines soudures ont également cédé. Les caissons flottants, remplis de mousse à cellules closes, subissent des efforts de compression plus importants que prévu. Certains ont subi des déformations irréversibles. Par ces déformations, la capacité flottante n'est pas impactée, aucune fuite de mousse ne peut avoir lieu.

Une mise à terre rigide s'est décrochée de la structure à cause de la glace et a dû être remplacée par une tresse souple.



Figure 48 - Photo de la mise à "terre" dessoudée de la structure à cause de la glace, photo



Figure 49 - Photo de la nouvelle mise à "terre" avec une tresse souple

Les réflexions actuelles pour le projet d'extension au niveau des structures flottantes portent essentiellement sur la façon dont sont conçus et disposés les flotteurs. En effet, avec seulement 4 angles reposant au sol lors de l'échouage, la structure est très sensible aux déformations dans la plateforme d'échouage. Dès lors, le maillage des contacts au sol est revu, afin de limiter les conséquences en cas d'instabilité du sol.



7.6 Modules et câbles DC

Deux inspections des modules PV par drone équipé de caméra thermique ont eu lieu. La première, faite dès le premier été (07.2020), a révélé un seul module cassé et la seconde, réalisée en été l'année suivante (06.2021), en a révélé deux supplémentaires. On constate que deux de ces modules ont des cassures qui sont dues à l'effort exercé par la structure au point de fixation avec les modules. Le troisième a l'air d'avoir été abîmé pendant le montage. Il a aussi été constaté que ces 3 modules se trouvent dans la même zone, là où la différence de hauteur entre les structures posées au sol est la plus grande.

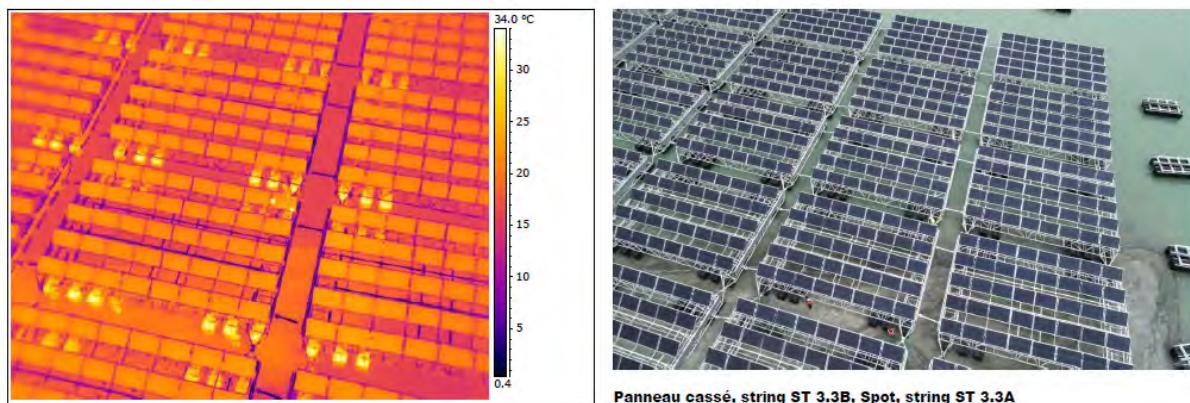


Figure 50 - Photo thermographique du 15.07.2020



Figure 51 - Module abîmé lors du montage

En plus de ces deux inspections à la caméra thermique, des inspections visuelles ont été faites par l'exploitant. Ainsi, en deux ans, c'est en tout 15 modules qui ont été cassés, vraisemblablement dû au poids de la neige durant l'hiver 2021-2022. Un string a été déconnecté de ce fait.



Figure 52 - Contrôle de la structure du mois de mars 2022

Le problème général des installations photovoltaïques par rapport aux tailles non-standardisées des modules s'applique aussi sur cette installation et fait que les modules ne peuvent pas être remplacés par des modules du même fournisseur, qui ne fabrique plus ce type de modules. Nous essayons de trouver des modules adéquats pour remplacer ceux qui ne sont plus en état de fonctionner. Si nous n'arrivons pas à en trouver, nous utiliserons tous les modules d'une des plateformes pour compléter les vides où les panneaux cassés ont été enlevés et le reste des modules de cette plateforme seront utilisés comme réserve. Il sera ensuite plus simple d'adapter la structure à un nouveau type de panneau qui sera mis sur la plateforme où tous les modules ont été enlevés.

En hiver 2021-2022, la formation d'importantes congères localisées a été observée malgré l'espace sous les modules (env. 2 mètres). Cela est dû au fait que la neige soufflée s'accumule sur les panneaux malgré la hauteur au sol et parvient à y rester en de rares emplacements du démonstrateur. Cette formation a cependant été observée très majoritairement sur les plateformes de la partie sud de l'installation. Des solutions de filet ou de haie brise-vent ont été étudiées mais ne s'avèrent pas convaincantes. Pour la haie, le sol n'est pas suffisamment fertile et pour le filet, l'installation est trop éloignée de la berge afin que le filet puisse être efficace. De plus, le sol sablonneux ne permet pas de planter temporairement des filets pour l'hiver.

Nous n'avons jamais nettoyé les modules de cette installation malgré le fait qu'ils ont été salis par le sable du Sahara mais nous avons constaté qu'ils étaient plus propres que beaucoup d'autres installations. Grâce au fait que les modules n'ont pas de cadre et à la bonne inclinaison prévue des modules, les salissures ne peuvent pas se déposer au fond du panneau et peuvent couler avec la pluie ou glisser avec la neige.



Figure 53 - Panneaux salis par le sable du Sahara

Quelques strings sur le premier onduleur ont plus de 1000V (1.1.A à 1.3.B). Cela implique des équipements plus chers pour les mesures. Ces strings seront réduits et un nouveau string sera créé afin d'avoir un meilleur équilibre aux entrées des onduleurs en plus de pouvoir utiliser les équipements habituels.

Aucun défaut d'isolement n'a été constaté sur cette installation. Les connecteurs MC4 avaient tous été bien confectionnés et bien attachés à la structure.

L'expérience du démonstrateur montre qu'une optimisation de la disposition des modules PV devra être menée. En effet, avoir des strings qui sont partagés entre plusieurs plateformes flottantes entraînent des travaux de câblage inter-plateformes. Il sera préférable de prévoir un string complet par plateforme flottante, afin de limiter ces travaux, mais également de permettre l'interchangeabilité entre plateformes.

7.7 Station météo

La station météo a fonctionné de manière sporadique jusqu'en mars 2021, puis a cessé de fonctionner. Elle a d'abord été connectée au premier onduleur. Lors de la première panne de la station, le premier onduleur est tombé en panne peu après, puis peu de temps après la remise en état, la station a été connectée au deuxième onduleur qui est lui-même tombé en panne quelques temps après la station. Nous pensons que la station météo choisie n'était pas la plus adaptée à la situation.



7.8 Onduleurs

Un onduleur a eu une carte interne de communication qui a brûlé et qui a dû être changée en 2020. Un autre a eu un condensateur qui a dû être remplacé en 2021. Ce sont des problèmes que nous rencontrons pour la première fois en aussi peu de temps après la mise en service. Le fournisseur ne nous a pas signalé de défaut d'usine sur ces appareils, ce qui peut laisser penser qu'ils ont été abîmés par les pannes de la station météo ou du tableau électrique BT.

Un onduleur a aussi eu quelques problèmes au niveau de l'AC qui ont été résolus en resserrant des borniers sur le tableau électrique.

A cause de changements organisationnels début 2022, le service après-vente du fournisseur d'onduleur a pris plus de temps que d'habitude pour traiter nos demandes ce qui a causé une perte de production complète d'un onduleur du 16.12.2021 au 23.05.2022.

7.9 Câbles AC (liaison berge)

L'évacuation de l'énergie, depuis la station transformatrice, se fait par un câble MT. Jusqu'à la rive, celui-ci est flottant, passant notamment au-dessus de la Dranse quand le lac est bas. Sur la berge, une chambre d'amarrage et tirage a été construite, depuis laquelle le câble est enterré jusqu'à une station au pied du barrage (voir § 5.2).

La portion flottante est supportée par des caissons moussés, similaires aux flotteurs des structures flottantes. Les câbles, insérés dans des tubes PE, sont bridés sur ces caissons.

Au printemps 2021, lors d'une crue de la Dranse, des matériaux flottants se sont accumulés à l'amont de la section flottante, provoquant son retournement. Dans le cadre d'une extension, cette partie flottante doit être revue, afin que sa stabilité soit augmentée ou que la déformation soit limitée.

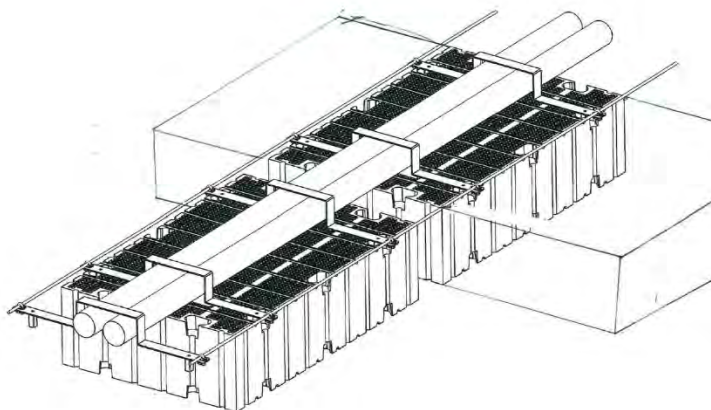


Figure 54 - En vert, la proposition de Poralu pour améliorer la stabilité des flotteurs

7.10 Tableau électrique BT

Plusieurs soucis ont été observés dans le tableau électrique BT tels que de mauvais serrages et mauvais dimensionnement ayant provoqués des pannes de communication et de production. Un analyseur a été mis en place du 20.06.2021 au 29.06.2021 pour détecter ces problèmes sur les diverses lignes avec de mauvaises connexions. Pendant cette période, l'installation avait été coupée un jour puis les onduleurs ont été remis en service un par un afin de prouver qu'ils ne causaient pas de perturbations et de dégâts dans le tableau.



7.11 Aspects logistiques

Pour le démonstrateur, le fournisseur des structures flottantes a transporté depuis ses ateliers des pièces prémontées jusqu'à l'installation de chantier à la sortie du tunnel. Là, une phase d'assemblage a eu lieu, avec également le montage des panneaux solaires et une partie du câblage. Ces opérations ont eu lieu à ciel ouvert, subissant tous les caprices de la météo et mettant à rude épreuve les monteurs. Le reste du câblage a dû être effectué sur l'eau, une fois que les modules flottants ont été héliportés.

Avant une duplication du projet, une optimisation de la production en atelier et du transport doit avoir lieu, afin de diminuer le nombre de transports poids lourds. Aussi, les travaux d'assemblage sur site devront être revus. Dans le contexte du démonstrateur, avec « seulement » 35 plateformes flottantes, la méthodologie retenue peut être appliquée. Mais lorsqu'il est question de mettre à l'eau plus de 1'000 modules, une chaîne de montage efficace devra être mise en place, d'autant plus au vu des conditions climatiques et d'une exécution ne pouvant avoir lieu qu'en dehors de la saison hivernale. Une halle de montage provisoire pourrait être envisagée, ou l'installation temporaire dans une halle industrielle à proximité.

Pour la mise à l'eau, diverses variantes sont à l'étude. D'une part, l'installation d'un blondin est envisagée, permettant la mise à l'eau indépendamment du niveau de la retenue. D'autre part, une grue à tour pourrait également être montée au droit du barrage, avec comme avantages principaux de permettre une plus grande cadence et un moindre coût. Ces variantes dépendent notamment des paramètres comme l'accessibilité routière, des surfaces de montage disponibles et de la distance au lac. En outre, la variabilité de la position de la rive du lac, en fonction de son niveau, est également un point essentiel à prendre en considération.

7.12 Conception PV

L'optimum du photovoltaïque flottant (FPV) en milieu alpin réside en un compromis entre le souhait de maintenir à distance les modules afin de limiter les ombrages proches et la nécessité économique de concentrer les modules afin d'exploiter au maximum la surface des plateformes flottantes.

Une des questions principales posée à l'élaboration d'un tel projet a été de déterminer si le but était une production annuelle maximale ou alors une production hivernale maximale. La première pousse à rapprocher les modules (au détriment de la production hivernale en raison de l'ombrage proche) et à diminuer l'inclinaison des modules (au détriment de l'évacuation de la neige et de la production hivernale). La seconde pèjorera la production estivale en augmentant l'inclinaison ; cela nécessite d'augmenter encore davantage la distance entre rangées et de renforcer la structure afin de supporter la prise au vent supérieure qui en découle.

Le pilote montrait un bon compromis à 30° avec une bonne production hivernale qui ne pèjorait pas trop la production estivale, mais surtout, permettait d'évacuer facilement la neige. Le choix s'est donc orienté vers cette solution, avec la relative surprise que la neige évacuait moins bien.

Une autre question abordée, et encore à optimiser, était celle de l'élévation des modules. En effet, afin d'éviter d'être enseveli sous la neige et de pèjorer ainsi la production d'électricité, on a cherché à augmenter l'élévation des modules, avec pour conséquence, une nouvelle fois, d'augmenter la prise au vent et donc la nécessité de renforcer la structure pour y parer.

La problématique du MPP relève d'une trop grande prudence lors du dimensionnement de l'installation vis-à-vis des écarts de températures et de son influence sur les performances, ce point devra être un point de vigilance lors du choix des onduleurs et des modules lors de développements ultérieurs. Les comportements de l'installation en cas d'ombrage ont un impact important sur la détermination de l'espacement entre les rangées de modules et de leur inclinaison pour de futures installations de grande taille.



Les points précités relèvent de différences fondamentales du FPV alpin avec le FPV traditionnel. Ce dernier ayant des modules très peu inclinés et proches de l'eau qui offrent peu de résistance au vent et sont peu ou pas confrontés à la neige.

Au vu des pénuries hivernales d'électricité prévues, il semble important de continuer à investiguer la thématique de la production hivernale inférieure aux prévisions et la rémanence de la neige sur le FPV alpin afin de profiter pleinement du potentiel notable de cette ressource.



8 Aspects financiers

A la suite de la réalisation de ce projet et des 3 premières années d'exploitation, la pertinence d'un tel aménagement peut être validée d'un point de vue environnemental. Il est cependant délicat de tirer des conclusions sur une rentabilité financière à ce stade. En effet, puisqu'il s'agit d'un ouvrage novateur et de taille réduite, les coûts de développement sont plus importants, aucune économie d'échelle n'est possible et la structure n'est pas forcément optimisée. De plus, au vu du retour d'expérience des premières années de service, le concept d'échouage hivernal est à revoir si l'on souhaite explorer des investissements sur de futurs projets. En outre, les coûts de raccordement au réseau ont une importance très variable en fonction de l'infrastructure existante à proximité. Dans le cadre du démonstrateur, cet aspect avait une importance relativement faible, contrairement au projet d'extension.

Pour le démonstrateur, les analyses financières sont basées sur les frais effectifs des travaux. Pour le projet d'extension, ces indications ci-dessous sont basées sur les études initiales, basées sur des hypothèses identiques à celles du démonstrateur. Il est à préciser que selon notre expérience acquise grâce au démonstrateur, une optimisation du système est nécessaire pour un projet de grande envergure.

Pour le projet d'extension, dans le but d'augmenter la durée d'amortissement de la structure flottante et des travaux d'infrastructure, une durée de vie de 50 ans a également été considérée, nécessitant alors un renouvellement des panneaux photovoltaïques à 25 ans, ainsi que le remplacement des onduleurs. Aucune augmentation de la production n'a cependant été prise en compte (remplacement des éléments avec les caractéristiques de rendement et puissance identiques à celles de l'installation initiale), ce qui ne sera très probablement pas le cas. Aussi, cette simulation prévoit les mêmes panneaux que ceux installés en 2019 sur le démonstrateur. Sur ce point également, la simulation est très conservatrice au vu des évolutions technologiques ayant eu lieu depuis. Cette approche a été retenue afin de permettre une extrapolation sur la base de l'expérience acquise avec le démonstrateur.

Les coûts d'investissement effectif et prévus pour le projet d'extension sont présentés dans le tableau suivant :

	Démonstrateur actuel 448kW 25 ans	Extension simple 15.1MW 25 ans	Extension avec réinvestissement 15.1MW 50 ans
Etudes et procédure autorisation	85	800	
GC planie et ancrages	1 005	15 600 .. 18 500	
Structure flottante	1 946	52 100 .. 65 200	
PV fourniture et montage	414	10 400 .. 12 000	20 200 .. 22 600
Partie électrique	381	12 600 .. 14 500	32 800 .. 34 800
Investissement total	4 208	101 350 .. 120 850	141 200 .. 161 600

Tableau 10: investissements [en kCHF] pour le démonstrateur et le projet d'extension en fonction de la durée de vie

Au sujet des coûts de maintenance, le démonstrateur a nécessité plus d'interventions qu'une installation classique en plaine comme décrit aux chapitres 7.5, 7.6 et 7.7. Ceux-ci sont dus en partie à la particularité d'une structure qui s'échoue sur une surface non-stabilisée, nécessitant alors des travaux de renforcement structurels, ainsi qu'au réglage du matériel et aux défauts de l'onduleur et système de transmission de données. Les coûts de maintenance depuis la mise en service sont de l'ordre de 0.025 CHF/kWh. Il a été admis que ces coûts seront constants sur la durée de vie du démonstrateur, ce qui ne devrait pas être le cas une fois les erreurs de jeunesse corrigées (prototype). Pour le projet d'extension, ils ont été admis forfaitairement à 0.02 CHF/kWh, bénéficiant du retour d'expérience du démonstrateur et d'un facteur d'échelle. A ce stade, il est jugé que cette valeur est conservatrice, mais reste tout de même supérieure à une grande centrale en toiture, estimée à environ 0.01 CHF/kWh.



La Figure 55 représente la répartition des coûts de projet, pour le démonstrateur ainsi que ceux prévus pour le projet d'extension pour 25, respectivement 50 ans d'exploitation. Les frais d'infrastructure représentant plus de la moitié des coûts de projet, il est évident qu'une structure flottante doit être conçue pour une longue durée de vie.

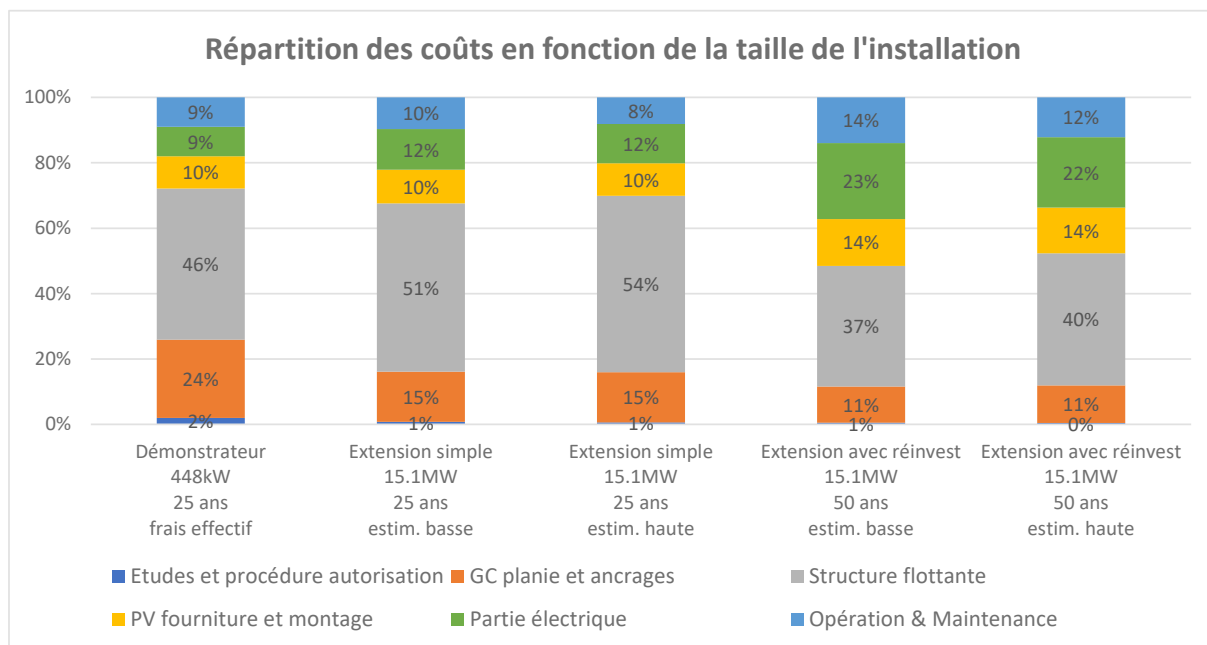


Figure 55 - répartition des coûts en fonction de la taille de l'installation



9 Évaluation des résultats obtenus

La réalisation du projet de démonstration a été un succès. Cela a démontré que la technologie est techniquement implantable dans un milieu alpin, et que le comportement de l'ensemble du tapis flottant porte satisfaction à ce jour. Quelques points d'amélioration dans la phase échouée ont, en outre, été enregistrés, nécessitant une revue partielle du concept avant un déploiement à plus grande échelle.

Le productible de l'installation solaire flottante de démonstration, supérieur de 29% à celui d'installations standards en plaine, est conforme, bien que légèrement inférieur aux attentes. Plusieurs paramètres étaient d'ores et déjà identifiés et évalués, telles les différences météorologiques pluriannuelles, les ombrages et l'albedo du « terrain ».

Parmi les paramètres impactant le productible, seul l'ombrage proche pourra être modifié pour ce projet. En augmentant par exemple la distance entre les rangées de 30 cm, l'impact sur la production annuelle passerait de -5% à -3%. Ce facteur sera pris en compte lors du dimensionnement de la phase suivante.

La formation de congères est un facteur qui n'avait pas été expérimenté sur l'installation-pilote et qui doit être prise en compte. L'influence de ces congères est notable en termes de productible annuel (0.1-0.5%), mais il est probable qu'elle ait participé à endommager quelques éléments de la structure porteuse ; il est donc important de mettre en place des solutions afin de les limiter dans le futur.

En conclusion, le démonstrateur, tel que mis en place en 2019, est une solution appropriée pour des parcs flottants en permanence (sans échouage) et comportant un faible marnage. Romande Energie travaille actuellement au développement d'une solution intégrant l'échouage et des hauteurs de variation de niveau d'eau importantes, afin de la mettre en place sur le lac des Toules.



10 Recommandations pour les projets de solaire flottant en milieu alpin

Le projet de démonstration aux Toules ayant confirmé les attentes du Maître d'Ouvrage concernant le productible, une extension et d'autres projets pourraient voir le jour dans un avenir proche.

Il faut cependant noter que quelques points techniques restent à améliorer, comme l'échouage de la plateforme sur le sol lorsque le niveau du lac est bas.

À ce stade, il est déjà possible d'identifier les points importants à considérer pour l'évaluation de potentiels d'autres projets de solaire flottant en milieu alpin :

- Accès : le site doit être facilement accessible par la route, sous peine de relever les CAPEX, baisser le rendement, voire rendre impossible le projet pour des raisons environnementales ;
- Ensoleillement et ombrages lointains : les sites les plus ensoleillés doivent être privilégiés ;
- Fond du lac : lorsque le niveau du lac est bas, les plateformes vont venir s'échouer sur le fond du lac. Afin d'éviter des nivellements trop importants qui pourraient s'avérer coûteux et/ou problématiques sur le plan environnemental, il est opportun de sélectionner des sites avec un fond le plus régulier possible ;
- Réseau électrique : une connexion au réseau à proximité immédiate du site envisagé est un atout. En effet, la construction d'un raccordement peut s'avérer très coûteux ;
- Environnement protégé à proximité : certains sites protégés (inventaires fédéraux par exemple) ne semblent pas propices au développement du solaire flottant qui peut avoir un impact sur le paysage, bien que les lacs artificiels soient, par nature, existants seulement grâce à la main de l'Homme.

Les points ci-dessus permettent donc de sélectionner les sites propices au solaire flottant en milieu alpin, auxquels il faudrait ajouter les points d'attention suivants concernant le design des plateformes :

- Afin de permettre une meilleure exploitation tout au long de l'année, la mise en place de passerelles d'accès fixe accessibles en tout temps depuis le bord du lac doit être prise en compte pendant le développement du projet ;
- Dans le but d'éviter des effets de balancements des flotteurs, il faut éviter de les mettre directement en aval d'un cours d'eau ;
- Comme les conditions sont plus extrêmes qu'en plaine, davantage de panneaux de réserve doivent être prévus afin de pouvoir combler les casses ;
- Des mesures pour éviter la formation de congères doivent être prises (haie ou filet à neige en amont) ;
- Un service de prévision météo spécialisé permettant d'anticiper certaines conditions très défavorables à l'installation peut être un grand plus ;
- Une optimisation de la production totale peut être effectuée en rapprochant les rangées de modules, mais elle se fait au détriment du productible, en particulier sa part hivernale !

A noter que le design de la structure flottante de Romande Energie SA, ancrages inclus, fait l'objet de brevets déposés pour la zone Europe, le Canada ainsi que le Japon, voir au chapitre 11.

D'un point de vue de la rentabilité d'un tel projet, il est important de préciser que les coûts des panneaux représentent entre 5% et 10% du montant d'investissement total. De ce fait, il peut paraître opportun d'installer des panneaux à très haute performance, car les surcoûts induits ne seront que très faibles, proportionnellement à l'investissement total. De plus, les surcoûts sont très probablement compensés par le gain en productible.



11 Coopération nationale et internationale

La réalisation du projet de démonstration a suscité beaucoup d'intérêt de la part d'acteurs énergétiques suisses et étrangers (France, Autriche et Italie). De nombreuses visites sur site ont été organisées, tout comme des rencontres préliminaires en vue d'une possible collaboration.

Des premiers contacts avec des propriétaires de barrages suisses ont déjà été établis en 2015. Ceux-ci ont démontré un clair intérêt pour la technologie. La plupart souhaitait reprendre contact après la réalisation du projet de démonstration au lac des Toules.

Le projet de démonstration a permis de confirmer l'intérêt grandissant pour ce type de projets tant du point de vue des producteurs d'énergie que de celui du grand public et des médias (voir Communication).

Faisant suite au potentiel représenté non seulement par l'extension du projet de démonstration, mais aussi les autres lacs de retenue suisses et alpins, Romande Energie SA a lancé un groupe de travail qui se focalise sur le développement du modèle d'affaires « solaire flottant en milieu alpin ». Cela a notamment confirmé que plusieurs acteurs énergétiques suisses et européens souhaiteraient travailler avec Romande Energie SA sur cette thématique soit en réutilisant la technologie brevetée, soit en adaptant celle-ci aux particularités des sites.

Les avantages de cette technologie vu par les potentiels partenaires :

- Utilisation de surfaces existantes et hybridation de centrales hydrauliques
- Production solaire hivernale plus élevée
- Diversification du mix de production renouvelable
- Image de robustesse et d'innovation.

L'objectif de ce groupe de travail est d'optimiser le design et le concept logistique afin de définir un coût standard pour des duplications sur d'autres lacs de barrages (alpins).

La notoriété aux proportions inattendues de ce projet a permis à Romande Energie SA de se positionner encore plus comme étant une entreprise à la pointe de l'innovation et relevant les défis que peut représenter celle-ci.



12 Brevets et propriété intellectuelle

La famille brevet intitulé Plateforme solaire flottante prend son origine dans un premier dépôt en date du 10 mars 2017.

La famille brevet comporte 3 membres qui couvrent les États membres du brevet européen, donc la majorité des pays européens, ainsi que le Canada et le Japon. Les brevets peuvent potentiellement produire leurs effets jusqu'en mars 2038.

L'invention protégée est un tapis solaire pour l'installation sur un lac de montagne. Le tapis solaire comprend des éléments flottants avec des panneaux photovoltaïques montés dessus et une structure flottante dédiée à un onduleur et un transformateur. Les éléments sont reliés en matrice par des câbles. D'autres câbles permettent de fixer le tapis solaire sur le bord du lac. Les câbles de liaison sont dimensionnés de sorte que les éléments flottants soient posés au sol du fond du lac en épousant la topographie de celui-ci lorsque le lac est vide d'eau.

Le tapis solaire peut en outre être configuré pour éviter toute emprise dans de la glace en cas de gel de l'eau du lac.

L'invention couvre également un procédé d'installation d'un tapis solaire sur un lac de montagne.

Les numéros de publication ou dépôt des brevets sont EP3593064, JP2019-571120 et CA3055880.



13 Contexte futur

Le projet de centrale photovoltaïque aux Toules a fait office de pionnier dans le domaine technique et a servi à démontrer la faisabilité et le potentiel que les plans d'eau des barrages suisses (et étrangers) représentent. Ceci est particulièrement vrai dans le contexte énergétique que la Suisse et l'Europe vivent en cette année 2022.

D'importantes avancées ont été initiées au niveau fédéral afin de stimuler la duplication de ce type de technologie sur des plans d'eau artificiels. Ainsi, l'Office fédéral de l'aménagement du territoire (ARE) a, lors de la dernière révision de l'Ordonnance idoine, ajouté un alinéa dédié exclusivement au PV flottant alpin au nouvel article 32c, *al. 1, let. b* de l'OAT entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2022 et portant sur les installations solaires imposées par leur destination hors de la zone à bâtir. L'art. 32c, *al. 1, let. b* précise que *Hors de la zone à bâtir, les installations solaires raccordées au réseau électrique peuvent être imposées par leur destination en particulier si elles sont mises en place de façon flottante sur un lac de barrage ou un autre plan d'eau artificiel (...).*

En parallèle de cette adaptation du cadre légal, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a lancé, à la suite d'une motion de M. Cattaneo, Conseiller national, une étude de potentiel PV sur les aménagements hydroélectriques. Cette étude considérera également les possibilités PV sur le mur du barrage lui-même.

Finalement, la nouvelle Loi sur l'Energie (LEne) entrée en vigueur au 1^{er} octobre 2022 mentionne certaines « mesures urgentes » dont certaines sont liées à des *Dispositions transitoires relatives à la modification du 30 septembre 2022*. Ainsi, l'art. 71c entend favoriser « la production supplémentaire d'électricité provenant de grandes installations photovoltaïques ». L'alinéa 2 précise qu'il s'agit de celles qui remplissent les exigences suivantes : a. une production minimale annuelle de 10 GWh, et b., la production d'électricité entre le 1^{er} octobre et le 31 mars (semestre d'hiver) doit être d'au moins 500 kWh par kWc. Outre le PV alpin au sol, le PV alpin flottant *peut* entrer dans cette définition.

Il apparaît dès lors clair que le potentiel du photovoltaïque flottant alpin est voué à se développer, à l'instar du projet d'extension des Toules.



14 Communication

La communication proactive du projet s'est résumée à la publication de 3 communiqués, plus un dans le cadre d'une conférence de presse (Liens n° 1 à 4). Le premier en février 2017 annonçait la mise à l'enquête du projet, tandis que le second marquait le lancement des travaux de réalisation. Le troisième a été publié dans le cadre d'une conférence de presse sur site présentant l'avancement des travaux. Mme Karin Söderström a représenté l'OFEN à cette occasion. Enfin, un dernier communiqué a été publié en décembre 2019, pour la mise en service de l'installation.

Un site internet a par ailleurs été mis en place dès 2017. Il reprend les principales informations sur le projet, son actualité et ses étapes. Y figurent également une sélection d'images et une revue de presse.

Des prises de vue photographiques et des vidéos de qualité ont été réalisées et sont régulièrement utilisées.

Enfin, une inauguration de l'installation, prévue initialement au printemps 2020 a dû être plusieurs fois repoussée pour cause de pandémie et a fini par être suspendue. L'évolution du projet permettra sans doute de replanifier un événement lors d'une prochaine étape d'importance.

De manière générale, il est important de souligner le caractère hors norme de ce projet en matière de communication. En effet, malgré une communication proactive réduite, le parc solaire flottant du lac des Toules a suscité un intérêt soutenu et a, dès lors, acquis une notoriété tout à fait inattendue. Des médias du monde entier nous ont sollicités pour utiliser des images, réaliser des interviews ou écrire des articles sur le projet. Nous avons notamment été contactés par CNN, BBC, TF1, Euronews, Süddeutsche Zeitung, YTN, RTS/SRF, Nouvelliste, 24Heures, NZZ, Tages Anzeiger, etc. Dans le contexte actuel, l'intérêt du parc s'est encore accentué au niveau national, du fait de sa production hivernale et de sa situation alpine.

Nous recevons en moyenne deux à trois demandes d'illustrations par semaine, sans compter les images issues de la banque d'image de l'ATS-Keystone qui a aussi réalisé des photographies.

Les valeurs portées par le projet (durabilité et innovation principalement), son aspect esthétique et son absence d'opposition font de lui une carte de visite plébiscitée, notamment par le World Economic Forum (film réseau sociaux et Switzerland Japan Economic Forum), ou le canton du Valais (campagne métiers).

Il s'agit également d'un sujet très porteur sur les réseaux sociaux, avec de nombreuses vues ou partages et peu de commentaires négatifs. Les seules inquiétudes portent sur l'atteinte à la nature qui, selon les études menées, sont négligeables.

Il est difficile de chiffrer les retombées médiatiques amenées par le projet des Toules, mais elles sont énormes, toujours positives et ne se tarissent pas.

Enfin, l'intérêt est aussi technique. Les porteurs du projet ont été invités à présenter le projet à plusieurs occasions, lors d'événements (Moving Mountains, Floatovoltaics, PV Tagung Austria, etc.) ou en rencontres individuelles.

Depuis peu, un guide a été formé pour accueillir quelques visites grand public par année. En 2023, une des courses du club alpin suisse passera par exemple par notre parc.



15 Publications

A. Frehner (2022), Floating Solar im Hochgebirge: die Solartechnologie der Zukunft? Ökobilanz einer schwimmenden Solaranlage in den Schweizer Alpen, IUNR Magazin 02/22, pp. 12-13, *ZHAW IUNR Institut für Umwelt und natürliche Ressourcen, Wädenswil*

16 Bibliographie

Y. Chevillat & L. Perret, PValps Performances de modules photovoltaïques en haute altitude après 5ans - SI/501746, 12/2018

T. Szacs vay, ALPINE Untersuchung zum Alterungsverhalten von PV-Modulen einer hochalpinen PV-Anlage, 01/2022

17 Annexes et liens

- Lien n°1 : Communiqué de presse du 20 février 2017, « Projet solaire flottant au lac des Toules : en route vers une première mondiale »
- Lien n°2 : Communiqué de presse du 18 mars 2019, « Première mondiale en milieu alpin : un parc solaire flottant sur le lac des Toules dès l'automne »
- Lien n°3 : Communiqué de presse du 16 décembre 2019, « Le premier parc solaire flottant en milieu alpin est en service : retour en images sur sa construction ! »
- Lien n°4 : Communiqué de presse du 7 janvier 2021, « Le parc solaire flottant alpin de Romande Energie remporte le Watt d'Or 2021 dans la catégorie énergies renouvelables » Lien n° 5 : Site internet du projet
- Lien n° 6 : Film 1 – parc solaire flottant du lac des Toules
- Lien n°7 : ZHAW, IUNR Magazin 02/22