



**PRÉFÈTE  
DE LA RÉGION  
AUVERGNE-  
RHÔNE-ALPES**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

**Tenerrdis**  
Auvergne-Rhône-Alpes

  
**eauairsolenergie**



## **Fiche thématique**

Le photovoltaïque flottant

Direction régionale de l'environnement,  
de l'aménagement et du logement  
Auvergne-Rhône-Alpes

*Jun 2023*

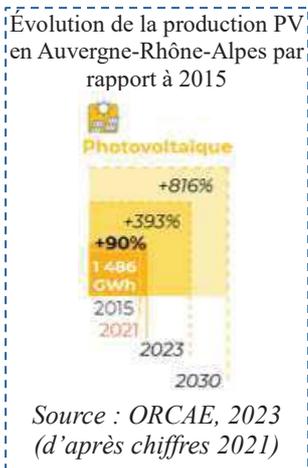
Tenerrdis

# Sommaire

---

|  |   |
|--|---|
| <b>Introduction</b> .....  | 3 |
| <b>Enjeux et perspectives de développement de la filière photovoltaïque flottant</b> ..... | 4 |
| <b>Déployer le photovoltaïque flottant</b> .....   | 7 |
| De l'étude de potentiel à l'étude de faisabilité   |   |
| Construction d'une centrale PV flottant sur une retenue d'eau                              |   |
| <b>Impacts environnementaux au cours du cycle de vie</b> .....                             | 9 |
| Projet des 3 Vallées   |   |

# Introduction



La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à 2050 pour s'inscrire dans la trajectoire d'émissions de GES compatible avec l'objectif de maintenir le réchauffement planétaire en-dessous de +2°C. Deux outils de cadrage de la trajectoire vers la neutralité carbone sont mis en place : la Stratégie nationale bas carbone et la Programmation pluriannuelle de l'énergie, toutes deux actuellement en révision. La première donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activités, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable.

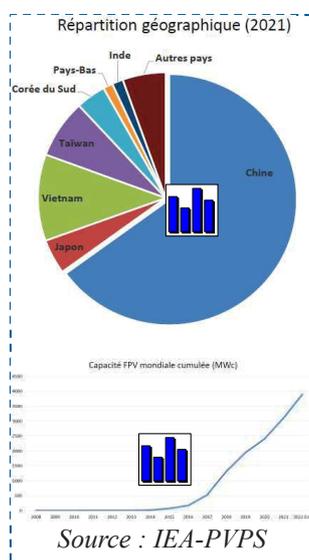
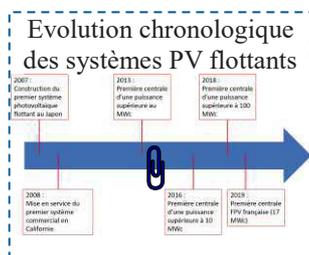
En parallèle d'un renforcement massif des mesures de sobriété et d'efficacité énergétique pour une baisse de la consommation finale d'énergie de -7% à 2023 et de -14% à 2028, la PPE actuelle fixe quant à elle les priorités nationales d'évolution du mix énergétique pour deux périodes de 5 ans (2019-2023 et 2024-2028). Elle fixe notamment un objectif d'un parc photovoltaïque entre 35 et 44 GWc en 2028, avec un objectif intermédiaire à 20,1 GWc en 2023. Or la puissance totale PV raccordée à la fin du premier trimestre en France était de 17,2 GWc, en retard donc sur cet objectif intermédiaire.

A l'échelle régionale, les objectifs de développement des énergies renouvelables sont intégrés dans les Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET). Celui de la Région Auvergne-Rhône-Alpes, élaboré par la Région, prévoit 13 GWc de photovoltaïque en 2050, avec des objectifs intermédiaires à 3 GWc en 2023 et 6,5 GWc en 2030. Le parc PV raccordé au 1<sup>er</sup> décembre 2022 n'était que de 1,8 GWc, là encore en retard par rapport aux objectifs régionaux.

Rattraper notre retard est un des objectifs fixés par le gouvernement et l'objet de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables promulguée en mars 2023 qui vise à lever un certain nombre de freins au développement de projets. En particulier, un des leviers identifiés est la « mobilisation des espaces déjà artificialisés pour développer les énergies renouvelables ». Sont notamment visés les délaissés routiers, les parkings, les friches, les toitures des bâtiments... Les plans d'eau sont également des surfaces, non explicitement citées dans cette loi, mais pouvant être exploitées pour déployer des panneaux photovoltaïques, sans compétition majeure d'usage sur la ressource foncière, ou du moins avec une cohabitation possible avec les usages actuels (pêche, loisir, réservoir d'eau etc.). Ces plans d'eau peuvent par exemple être des retenues de barrages, de plans d'eau artificiels (canon à neige, irrigation) ou naturels (lacs) etc.

Même s'il reste des défis techniques à lever, des parcs PV flottant existent déjà en Asie depuis plus de 15 ans, et commencent à se développer en France depuis 2021. Avec ses nombreux lacs et barrages, la Région Auvergne-Rhône-Alpes semble idéalement placée pour être un territoire sur lequel déployer cette filière innovante, et ainsi combler une partie de son retard sur ses objectifs de déploiement d'énergies renouvelables.

# Enjeux et perspectives de développement de la filière photovoltaïque flottant



Un gisement mondial en eau douce compris entre 400 GWc et 4 TWc

Le premier système de photovoltaïque flottant (FPV) a été construit au Japon en 2007, et le premier système commercial est opérationnel depuis 2008 en Californie. La première centrale d'une puissance supérieure au MWc voit le jour en 2013, la dizaine de MWc est franchie en 2016 et le cap de la centaine de MWc/centrale suit en 2018. Les capacités de production commencent ainsi à être significatives depuis 2015 à l'échelle mondiale, notamment en Asie, avec la Chine qui représente les 2/3 des capacités mondiales installées en 2021, mais également le Vietnam, Taiwan, le Japon ou la Corée du Sud<sup>1</sup>. En Europe, le marché est tiré par les Pays-Bas. La France commence à son tour à s'intéresser au sujet avec un effet de seuil à partir de 2021 : avant cette date, seuls 2 projets avaient vu le jour en France, avec des puissances de 17 MWc (Piolenc, Vaucluse, 2019, Akuo Energy), 14,7 MWc (Peyrolles, Bouches du Rhône, 2021, Boralex) alors que depuis, de nombreux projets sont en développement.

La capacité cumulée mondiale installée est de près de 4 GWc en 2022, avec une croissance quasi linéaire depuis 2017 (environ 500 MWc/an), soit 0,4 % de la capacité PV mondiale totale (seuil de 1 TW installé dans le monde atteint en mars 2022). Selon le cabinet Deloitte<sup>2</sup> (2021), la capacité installée mondiale pour le PV flottant pourrait atteindre 13 GWc en 2025. En comparaison, le parc installé PV pour la seule France était de 16,3 GW en décembre 2022 toutes applications confondues. Le FPV est donc pour l'instant une application de niche, mais avec une **perspective de croissance importante**.

La surface des réservoirs artificiels créés par l'homme dans le monde est estimée<sup>3</sup> à plus de 400 000 km<sup>2</sup>, ce qui permet de faire des estimations sur le gisement potentiellement exploitable par le FPV dont la plus conservatrice (1 % de la surface exploitée) envisagée par la Banque Mondiale tourne aux alentours de 400 GWc. La contribution du FPV en eau douce dans la transition énergétique internationale peut donc sembler modeste selon cette hypothèse, mais dans le cas où 10 % de cette surface pourrait être exploitée (hypothèse haute), le gisement serait de 4 TWc, soit **4 fois la capacité mondiale PV totale actuelle**, ce qui serait très significatif<sup>4</sup>. En Europe, le gisement estimé en eau douce est ainsi compris entre 20 et 200 GWc. En revanche, si les fabricants arrivent à lever les verrous sur le déploiement du FPV offshore, cette technologie deviendrait certainement **incontournable à la transition énergétique**.

Selon Akuo Energy<sup>5</sup>, il existerait en France plus de **33 000 plans d'eau** de 10 à 50 hectares sur lesquels pourraient être installés à court terme **10 GWc** de centrales photovoltaïques flottantes.

<sup>1</sup> IEA-PVPS

<sup>2</sup> <https://www2.deloitte.com/fr/fr/insights/technology-media-and-telecom-predictions/2022/le-photovoltaïque-flottant.html>

<sup>3</sup> Shiklomanov, 1993

<sup>4</sup> *Where Sun Meets Water*, World Bank Group / ESMAP / SERIS, 2018

<sup>5</sup> <https://www.connaissancedesenergies.org/omega1-la-plus-grande-centrale-photovoltaïque-flottante-deurope-20218>

## Enjeux et opportunités

Le développement du PV flottant répond à plusieurs enjeux majeurs :

- Il ne mobilise **pas de nouvelle ressource foncière** sur lesquelles il pourrait y avoir une compétition d'usage, tout comme l'agrivoltaïsme, le déploiement de PV en toitures ou encore le PV linéaire (émergent).
- Le FPV peut en effet être déployé sur les retenues de barrages, les lacs artificiels, les anciennes mines et carrières etc. Le cas du déploiement sur retenues de barrages est particulièrement intéressant car la proximité avec les infrastructures électriques existantes (réseaux) permet de **mutualiser les coûts** et donc une meilleure rentabilité pour le parc FPV.
- La complémentarité entre une énergie variable (le FPV) et une énergie pilotable (l'hydroélectricité) permet de **lisser la production dans le temps** et donc facilite pour le producteur l'atteinte de la cible de production d'électricité qu'il s'est engagé à fournir sur les marchés de l'énergie.

## Co-bénéfices du PV flottant

Le fait de placer des panneaux photovoltaïques au-dessus d'un plan d'eau présente également des avantages techniques significatifs. Du côté de l'eau, l'ombrage représenté par la surface des panneaux permet de **limiter l'évaporation**, ce qui peut être important lorsque cette eau est une ressource destinée à un ou plusieurs usages (production électrique, irrigation etc.), particulièrement dans des lieux soumis à des sécheresses périodiques. Cet ombrage permet également d'**améliorer la qualité de l'eau** grâce à un ralentissement du développement des algues (oxygénation et température de l'eau). Réciproquement, la présence d'eau est également bénéfique à la production électrique des panneaux, via notamment le rafraîchissement que le plan d'eau procure qui permet d'**améliorer le rendement des cellules photovoltaïques**, ou encore grâce à l'optimisation de l'ensoleillement lié à l'**absence d'ombrages** et à la **réflexion du soleil sur l'eau** qui peut être captée par des panneaux bifaciaux.

## Points de vigilance

Pour autant, le déploiement de panneaux photovoltaïques sur des plans d'eau présente un certain nombre de contraintes, qui expliquent que ce type d'application ait émergé plus tard que les parcs PV au sol classiques ou le déploiement de panneaux PV sur toitures.

- La présence d'un milieu aqueux impacte la **fiabilité et la durabilité** des équipements électriques et métalliques
- La **sécurité des intervenants** lors de la phase d'opération et maintenance qui sont exposés à un risque électrique plus important.
- Le fait de positionner le parc dans un environnement qui n'est pas solide pose de **gros enjeux d'ancrage** du parc pour éviter toute dérive qui impacterait l'intégrité des installations et les éventuels utilisateurs du plan d'eau. Ces ancrages peuvent

être plus ou moins faciles à poser en fonction de la configuration du site (profondeur, type de sol, éloignement des berges etc.) et nécessitent des études supplémentaires au cas par cas. En outre, dans le cas de réservoirs artificiels, les ancrages risquent d'endommager l'enveloppe et ainsi de causer des fuites d'eau, voire la destruction du réservoir.

- La phase de construction du parc présente également des difficultés spécifiques, avec la nécessité de **pré-assembler le parc sur les berges** (problématique d'espace) puis de l'amener sur le plan d'eau, avec des engins de chantier moins maniables que pour des parcs terrestres.
- Enfin, il est indispensable de prendre en compte les impacts environnementaux liés au déploiement de panneaux en surface du plan d'eau, et notamment leur **influence sur la vie aquatique** (faune et flore), ou encore avec les oiseaux aquatiques migrateurs qui peuvent être désorientés à l'amerrissage, notamment en raison de la brillance des panneaux. Pour ces raisons, un plan d'eau ne sera jamais recouvert entièrement de panneaux PV. La détermination de la surface devant être restée libre est intégrée dans les études d'impact de chaque projet et peut varier d'un projet à l'autre et selon les typologies des plans d'eau. On peut en première approche retenir l'ordre de grandeur du seuil de couverture aux alentours de 50 % de la surface du plan d'eau.

Ces difficultés sont encore plus importantes dans le cas du déploiement de parcs PV flottant en milieu offshore, qui présenterait pourtant comme avantage de **démultiplier le gisement adressable de plusieurs ordres de grandeur** à l'échelle mondiale.

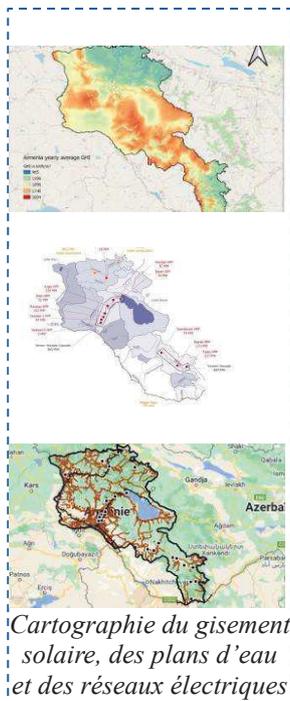
- Les conditions de fonctionnement (hauteur des vagues, vitesse du vent) sont plus dures que sur des plans d'eau intérieurs, ce qui ajouté au fait que le parc soit déployé en milieu salin (corrosion), impacterait la **durée de vie des équipements** et donc les coûts d'investissement et de maintenance.
- Les problématiques d'ancrage seraient démultipliées, à la fois en termes de **tenue dans le temps** et en termes de **difficulté d'installation**, avec des profondeurs plus importantes, l'éloignement des berges, la présence d'un sol sablonneux meuble ou encore de courants marins qui solliciteraient davantage les ancrages (problématique de fatigue).

Même si la France est en retard sur le déploiement de ce type de parcs par rapport à l'Asie, **les acteurs français sont en revanche particulièrement bien placés sur le marché mondial**. Ciel & Terre en particulier, PME lilloise pionnière du PV flottant est un des leaders mondiaux de la technologie, avec plus de 280 parcs installés dans le monde pour une puissance cumulée qui atteindra les 1,5 GWc fin 2023, ce qui représente 20 % de parts de marché mondial en termes de puissance installée et 40 % en termes de nombre de projets réalisés. En considérant les projets développés et réalisés par Akuo avec la technologie Hydrelion de Ciel & Terre, leur part de marché en France avoisine les 90 %. L'INES est également un acteur de référence, qui propose des formations pour les concepteurs, les opérationnels et les porteurs de projet.

# Déployer le PV flottant

## De l'étude de potentiel à l'étude de faisabilité

### Exemple d'un projet FASEP en Arménie



*Cartographie du gisement solaire, des plans d'eau et des réseaux électriques*

Nepsen, PME française de conseil et d'ingénierie dans les métiers de la transition énergétique depuis 40 ans, mène pour le compte des autorités arméniennes un projet FASEP financé par le Ministère de l'Economie, des Finances et de la Relance français sur l'étude du potentiel de PV flottant à l'échelle de l'Arménie. L'enjeu est de passer de l'estimation du gisement à l'identification de sites concrets pour déployer des centrales PV flottantes, et de déployer un démonstrateur sur l'un d'entre eux. Ce projet est mené en partenariat avec EDF, Ciel & Terre, alt'Ancre, Transvalor et Rina.

Ce projet se décline sous la forme :

- D'une **étude de potentiel** : analyse du cadre réglementaire, contraintes et opportunités à l'échelle nationale, estimation du potentiel
- D'**études de faisabilité** : sélection de 3 sites représentatifs, analyses des contraintes locales, réalisation des études de faisabilités
- De la **conception et la construction d'un démonstrateur** : conception et études d'exécution, sélection des fournisseurs et consultation des entreprises, transport des composants, formation des équipes de montage, construction

Pour déterminer les lieux d'implantation potentiels du démonstrateur, le consortium a croisé des données complémentaires macroscopiques, en particulier le **gisement solaire** du pays, la **localisation et les caractéristiques des ressources hydrauliques** (lacs et bassins), ainsi que leur **variation de niveau de l'eau**, les **périmètres de protection environnementales**, ainsi que la **localisation des réseaux électriques et routiers**.

Une caractérisation des contraintes locales spécifiques a ensuite lieu sur les sites préalablement retenus lors de l'étape précédente :

- **Caractéristiques du bassin** : bathymétrie en profondeur, variabilité du niveau de l'eau au cours de l'année, vitesse de courant, embâcles (obstructions), zone favorable pour un chantier
- **Environnement du site** : climat (données de vent, neige, glace, phénomènes extrêmes), accessibilité du réseau routier et électrique (acheminement du matériel et facilité de raccordement), biodiversité
- **Usages** : activités humaines (pêche, navigation, tourisme), usages de l'eau (hydroélectricité, eau potable, irrigation)

En fonction des données recueillies, le consortium est en capacité de mener des études de faisabilité plus poussées pour chaque site. Ces études visent à identifier les **contraintes et les risques** pour l'installation et les équipes, les **zones favorables à l'implantation** du parc, la **puissance installable et l'énergie productible**, les **coûts** d'investissement et de maintenance, à anticiper les **modalités de mise en œuvre du chantier** ou encore à comparer les **différentes solutions d'ancrage** possibles en fonction des spécificités des sites. Des études complémentaires peuvent être nécessaires en fonction des réglementations imposées par les pays : **études environnementales** (biodiversité en particulier), impact sur la **qualité de l'eau**, **études agricoles** (dans le cas où l'eau a une fonction d'irrigation).

Les différentes étapes successives décrites ci-dessus expliquent la variabilité des hypothèses prises en compte pour l'estimation du gisement de production de PV flottant à l'échelle mondiale, qui passent du simple au décuple.

## Déployer le PV flottant

### Construction d'une centrale FPV sur une retenue d'eau

#### Exemple de la centrale de Lazer

##### Chiffres clés :

- 20 MWc
- 24,5 ha
- 4 îlots
- 50 000 modules
- 89 000 flotteurs
- 700 ancrages
- 4 liaisons électriques
- 1 PDL 20 kV

La retenue de Lazer, créée avec des digues artificielles, est située dans le département des Hautes-Alpes (05), dans la Région Sud, et consiste en un bassin de 30 ha dédié au double **usage agricole (irrigation) et hydroélectrique**. Le Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH) d'EDF a souhaité y déployer une centrale PV flottante pour bénéficier des infrastructures électriques existantes au niveau du barrage. La centrale ainsi déployée, d'une puissance de 20 MWc, couvre 24,5 ha (80 % de la surface), grâce à quatre îlots flottants de technologie Ciel & Terre qui requièrent 50 000 modules PV Jinko, 89 000 flotteurs, 700 ancrages et lignes d'ancrage et quatre liaisons électriques terrestres rassemblées sous un seul point de livraison Enedis de 20 kV.

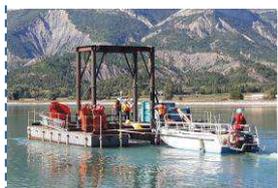
Ce projet a été **lauréat de l'Appel d'Offres** de la Commission de Régulation de l'Energie en août 2018, et devrait être **mis en service pour février ou mars 2023**.

Cette centrale présente des enjeux particuliers sur les ancrages, liés d'une part aux caractéristiques de la digue, et d'autre part au **marnage** associé à l'usage de la retenue d'eau pour l'hydroélectricité.

Il s'agit en effet d'une retenue de classe B avec des digues d'une hauteur de 14 m, qui est donc soumise à une Etude de Dangers. Par ailleurs, la retenue d'eau a été étanchéifiée grâce à une **couche d'argile au fond du lac, qui surplombe une couche de gypse**. Il a ainsi été fait le choix de ne pas implanter de système d'ancrage ni dans les digues en remblais (enjeu de tenue) ni dans le sol sur une profondeur de plus de 50 cm (enjeu d'étanchéité). Le système d'ancrage ainsi retenu a été des **corps morts** (lestage) équipés d'ancres à vis peu profondes. Ce choix a eu des **conséquences importantes sur la logistique** (moyens de manutention pour des objets lourds, notamment les moyens nautiques), la **précision de mise en œuvre**, le **planning** et les **coûts**.

Pour choisir les caractéristiques précises du système d'ancrage (géométrie, masse, revêtement, nombre de vis etc.), deux campagnes d'essais et de nombreux tests ont été menés, notamment pour éviter les **phénomènes de glissement et de basculement des corps morts**. Après 10 modèles de corps morts testés et le 22<sup>ème</sup> essai, le modèle retenu a été un bloc de béton de 1,85 m<sup>2</sup> de 40 à 60 cm de haut avec des barres d'un diamètre de 4 cm pour une profondeur de 50 cm. 4 types de corps morts dotés de plus ou moins de barres (entre 5 et 8) et donc avec plus ou moins de résistance ont été déployés sur la centrale pour couvrir les besoins de résistance tout en optimisant les coûts.

Le choix de ce système d'ancrage a eu des répercussions sur les modalités de construction de la centrale. Pour éviter les problématiques de transport, il a en effet fallu déployer une **unité de production de béton sur le site**, avec des moyens de manutention importants. Les barres en acier ont ensuite été **assemblées à la main** sur les berges. En l'absence de stabilisation des moyens de pose, la **précision d'implantation des corps morts était limitée**. Il est également apparu à cette occasion que la géométrie des corps morts aurait



Étapes de déploiement de la centrale.

pu être améliorée avec des **corps morts hexagonaux**, pour éviter les chevauchements dans les angles.

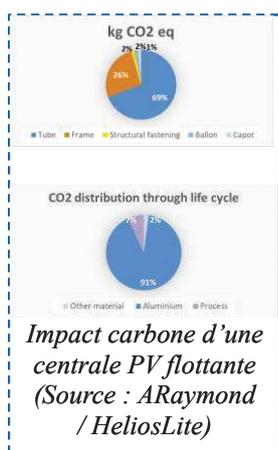
Pour répondre à la problématique du marnage, les ancrages ont été reliés aux flotteurs par une spreader bar, capable de s'étendre ou se rétracter en fonction de la hauteur au niveau de l'eau. L'**élasticité** de l'ensemble avec le cordage en polyamide dépasse ainsi 15 %.

La construction de la centrale a requis une place importante sur les berges, car outre la fabrication du béton, **1,5 hectare ont été réservés pour le stockage** des flotteurs et des modules PV. Sur l'eau, la zone d'assemblage flottante a atteint la taille d'un demi sous-ensemble, cette zone étant alimentée en modules par des **toboggans** depuis la berge. Le positionnement chaque sous-ensemble a allongé le temps d'assemblage en nécessitant de gonfler et dégonfler la zone d'assemblage, par cycles de 30 min.

La liaison électrique à la terre quant à elle a été réalisée grâce à des chemins de câble sur flotteurs, avec des liaisons articulées.

## Impacts environnementaux au cours du cycle de vie

### Exemple du projet des 3 Vallées



Comme tout projet d'infrastructure, un projet de production d'énergie renouvelable, présente des aspects positifs d'un point de vue environnemental, comme la production d'électricité avec de faibles émissions de gaz à effet de serre, mais il est susceptible d'impacter l'environnement local du projet pendant les phases de mise en place et d'exploitation, et implique des enjeux matière qui ne sont pas à négliger. Le PV flottant a l'intérêt de ne pas mobiliser de nouvelles surfaces foncières, mais il présente également des enjeux spécifiques à cette application, qui font encore l'objet de **projets de R&D technologiques et d'innovations d'usage**, comme développé précédemment.

ARaymond et HeliosLite ont en particulier travaillé sur certains d'entre eux au cours d'un projet de centrale PV flottante de 250 kWc sur une retenue d'eau alimentant les canons à neige de la Société des 3 Vallées, démarré en 2019 et actuellement en phase de tests. Le projet répond aux attentes en termes de **déneigement des panneaux**, enjeu clé pour assurer la production PV en période hivernale par exemple pour alimenter en électricité les canons à neige. Leur système devrait être déployé à l'été 2023 sur une centrale flottante de 245 kWc sur la retenue collinaire de l'Ariondaz à Courchevel située à 2 000 mètres d'altitude pour alimenter le réseau de distribution électrique privé<sup>6</sup>.



Afin d'analyser l'impact des matières et des procédés de fabrication de leur centrale PV flottante, et déterminer ce qui pouvait être modifié pour améliorer son impact environnemental, ils ont utilisé le **logiciel SimaPro**<sup>7</sup> spécialisé dans les calculs d'Analyse de Cycle de Vie. Leur étude a fait apparaître que l'aluminium présent en particulier dans les tubes de flottaison représente 91 % de l'impact carbone de la centrale. Son remplacement par de l'aluminium recyclé permettrait ainsi de réduire de plus des trois quart l'impact carbone de l'aluminium, soit une **réduction de 79 % de l'impact carbone total** de la centrale.

<sup>6</sup> <https://www.tenerdis.fr/fr/actualite/montagne-la-solution-ingenieuse-dhelioslite-pour-deneiger-les-panneaux-solaires/>

<sup>7</sup> <https://simapro.com/>

La limitation du volume inutile de matériel transporté impose également de **fabriquer et gonfler sur place les flotteurs**, plutôt que de transporter de l'air. Le volume transporté est ainsi de 150 m<sup>3</sup>/MWc.

La minimisation de l'impact sur les berges, à l'exemple de celui mentionné dans la partie précédente sur la centrale de Lazer, a amené les porteurs de projet à déployer une « **micro-factory** » **mobile** qui n'occupe un espace au sol que de 20 x 20 m.

L'ancrage est au sens propre la partie la plus intrusive dans le milieu au cours de la vie de la centrale. La **minimisation des points d'ancrage** est ainsi un enjeu à la fois économique et d'impact environnemental. Les modélisations réalisées par les porteurs de projet leur ont permis de passer d'un modèle avec 7 points d'ancrage par vis sur les berges associés à un point d'ancrage au fond du bassin à un système qui ne nécessite que 4 points d'ancrage sur les berges. Leur objectif est d'avoir un **nombre de points d'ancrage inférieur à 10 par MWc** pour les grandes centrales.

Afin d'éviter la pollution de l'eau via la **migration de particules de plastique** et ainsi d'affecter la biodiversité, des flotteurs en **aluminium et en plastique PEHD** ont été privilégiés. Un autre levier mis en œuvre a été la **minimisation de la surface de contact** entre les flotteurs et l'eau via notamment une ouverture des flotteurs.

Enfin, un intérêt particulier a été apporté à la gestion de la fin de vie de la centrale en veillant dès la construction à **faciliter le démontage**.



*Points d'ancrage de la centrale*



*Flotteur ouvert*



**PRÉFÈTE  
DE LA RÉGION  
AUVERGNE-  
RHÔNE-ALPES**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



Direction régionale de l'environnement,  
de l'aménagement et du logement  
Auvergne-Rhône-Alpes

crédits photo : Nepsen / EDF CIH / Araymond / HeliosLite