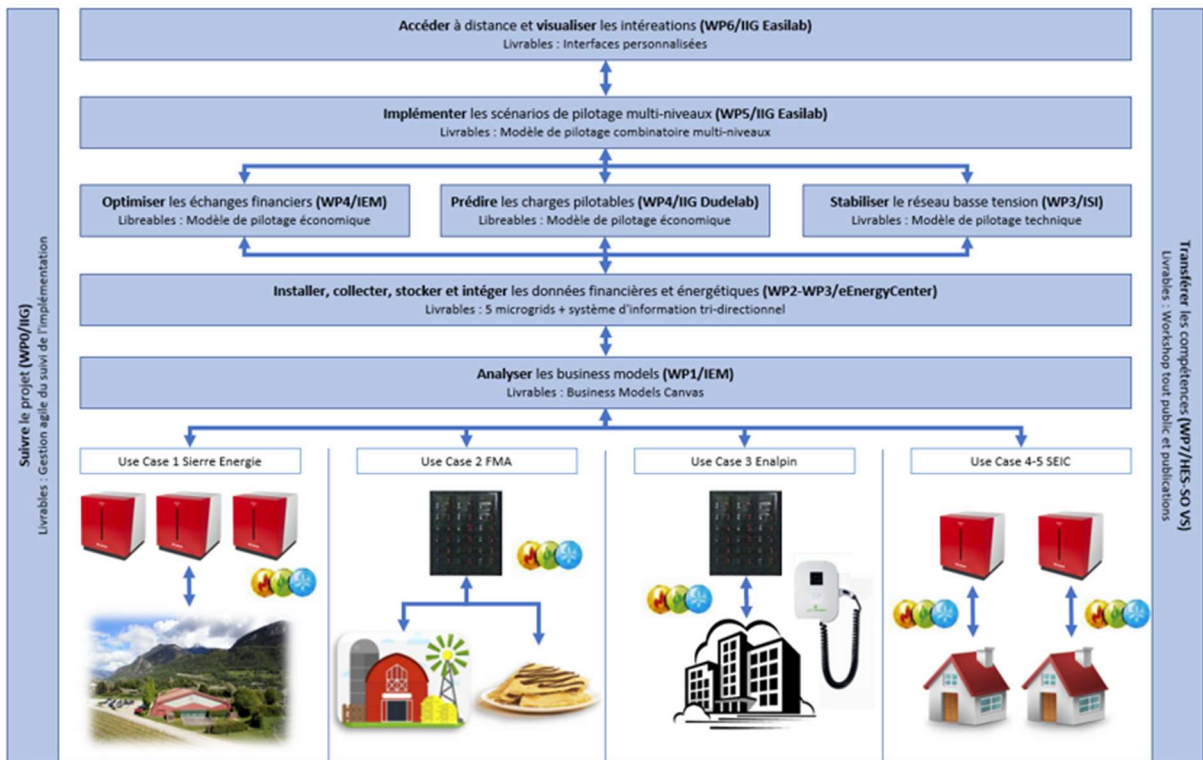




Rapport final du 11.08.2023

Micro Stockage Intelligent Distribué (MSID)

Source : Création de l'auteur, 2019





MSID

Date : 11.08.2023 **Lieu :** Sierre

Prestataire de subventions :

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

Bénéficiaires de la subvention :

HES-SO Valais-Wallis, Institut Énergie et Environnement, Rue de l'Industrie 21, 1950 Sion
ElectrInfo Sàrl, Rue du Techno-Pôle 4, 3960 Sierre
Studer Innotec, Rue Des Casernes 57, 1950 Sion
ICARE, Techno-Pôle 10, 3960 Sierre

Project manager et Product owner : David Wannier

Auteurs :

David Wannier, HES-SO IIG, david.wannier@hevs.ch
Dominique Genoud, HES-SO IIG, dominique.genoud@hevs.ch
Stéphane Genoud, HES-SO IEM, stephane.genoud@hevs.ch
Nicolas Jordan, HES-SO ISI, nicolas.jordan@hevs.ch

Équipe de développement :

Jérémie Vianin, HES-SO IIG, jeremie.vianin@hevs.ch
Helena Pereira, HES-SO IIG, helena.pereira@hevs.ch
Jean-Marie Alder, HES-SO IIG, jean-marie.alder@hevs.ch
Joao Carlos Ferreira Da Silva, HES-SO IIG, joao.ferreiradasilva@hevs.ch
Amine Weibel, HES-SO ISI/IEM
Olivier Arbella, HES-SO IIG, olivier.arbellay@hevs.ch
Nicolas Chianella, HES-SO IIG, nicolas.chianella@hevs.ch
Alan Lauraux, HES-SO IEM, alan.lauraux@hevs.ch
Noemi Imboden, HES-SO IEM, noemi.imboden@hevs.ch
Valentin Décaillet, Institut Icare, decaillet@icare.ch

Suivi du projet à l'OFEN

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN : SI/501848-01



Résumé

Le projet OFEN MSID a réuni des acteurs académiques (HES-SO Valais-Wallis et Icare) et les acteurs industriels (ElectrInfo, Enalpin, FMA, OIKEN, Seic-Télédis, Studer-Innotec) dans un but de résoudre deux problématiques majeures dues à l'injection de photovoltaïque (PV) qui sont l'optimisation de l'autoconsommation et la gestion de la tension réseau. En effet, deux GRDs font face à la première problématique avec des use-case différents. En ce qui concerne la SEIC-Télédis, la problématique d'autoconsommation est présente sur deux sites, deux maisons privées voulant valoriser le stockage local. Du côté de Viège, Enalpin a également cette problématique à gérer mais pour le bâtiment de la gare où se trouve leurs locaux.

Concernant la seconde problématique traitée par le projet, deux sites de deux GRDs différents ont permis de réaliser les démonstrations. Dans le cas de FMA, il s'agit d'une ferme en bout de ligne situé à Gryon dans le canton de Vaud. Le remplacement de la génératrice diesel par du PV nécessite de piloter le stockage pour stabiliser la tension. Pour terminer, le dernier site se situe à Sierre au tennis de Pont-Chalais. La production élevée des panneaux solaires de la halle de tennis pose des problèmes de tension sur le réseau.

Le projet OFEN MSID a permis de répondre aux différentes problématiques avec la mise en place d'une plateforme Virtual Power Plant (VPP) et d'un boîtier de pilotage. Cet appareil pilote les différents onduleurs (Xtender Next3, de Studer-Innotec, Victron, de Victron Energy, ou IMEON, de IMEON Energy) en place sur les différents sites et récolte le plus de données utiles possibles générées par les appareils en place (onduleur, batterie, PAC, ECS, etc). Une plateforme VPP de visualisation est mise à disposition des GRDs et des clients finaux afin de pouvoir observer les données historiques et réelles mises à jour toutes les 15 minutes. La plateforme VPP développée dans le cadre du projet OFEN MSID offre également la possibilité de créer des algorithmes de pilotage. Ces algorithmes sont construits avec l'aide des données récoltées mais également générées. En effet, les algorithmes de prédiction de production photovoltaïque ainsi que les algorithmes financiers liées à la place de marché OFEN GBFlex sont disponibles et utilisables dans la création de l'algorithme de pilotage. Ces stratégies combinatoires ont permis d'optimiser le pilotage intelligent et permettre ainsi une meilleure gestion de la production PV et des consommateurs énergétiques sur les sites. Les démonstrations présentes dans ce rapport final OFEN MSID prouvent l'efficacité du système. Du côté de la problématique d'autoconsommation, nous avons testé le système en condition réelle sur notre site de développement OFF-GRID avant de le déployer sur les sites des partenaires. Du côté de la stabilisation de la tension réseau, nous avons démontré qu'en cas de surtension, le système était prêt à réagir afin de diminuer le problème autant que possible en pilotant les batteries disponibles dans le projet. Vous retrouvez dans le chapitre 5 de ce présent rapport l'ensemble des stratégies combinatoires testées et validées.

En conclusion, ce projet a permis d'agrèger et piloter à distance plusieurs sites avec des cas d'usage très différents mais avec des problématiques communes. Dans le cadre du projet OFEN MSID, six sites d'implémentation ont vu le jour. Le système est scalable et nous estimons entre 500 et 1000 sites dans la version actuelle des développements. Avec les démonstrateurs en place, nous sommes en mesure de prouver l'utilité de la mise en place de système intelligent pilotant les micro-stockages distribués. Le système de création d'algorithme prévoit d'ores et déjà des actions en cas de pénurie planifiée permettant d'assurer la disponibilité maximale du stockage avant une période de 4 heures en mode autarcique par exemple.

Dans le contexte de potentielle pénurie d'électricité du printemps 2023, le pilotage de micro-stockages intelligents distribués (MSID) à distance intéresse de plus en plus les gestionnaires de réseaux de distribution (GRDs).



Summary

In the context of a potential electricity shortage in the spring of 2023, the remote control of intelligent micro-distributed storage (MSID) is of increasing interest to distribution system operators (DSOs).

The SFOE MSID project brought together academic actors (HES-SO Valais-Wallis and Icare) and industrial actors (ElectrInfo, Enalpin, FMA, OIKEN, Seic-Télédis, Studer-Innotec) with the aim of solving two major problems caused by the injection of photovoltaic (PV) energy, which are the optimisation of self-consumption and the management of the grid voltage. Indeed, two DSOs are facing the first issue with different use-cases. As far as SEIC-Télédis is concerned, the issue of self-consumption is present at two sites - two private houses wanting to make use of local storage. Visp and Enalpin also have this problem, but for the station building where their premises are located.

Regarding the second issue addressed by the project, two sites of two different DSOs were used to carry out the demonstrations. In the case of FMA, it is an end-of-line farm located in Gryon in the canton of Vaud. The replacement of the diesel generator by PV needs to control the storage to stabilise the voltage. Finally, the last site is located in Sierre at the Pont-Chalais tennis court. The high production of the solar panels in the tennis hall causes voltage problems on the grid.

The OFEN MSID project has made it possible to respond to the various problems with the implementation of a Virtual Power Plant (VPP) platform and a control box. This device controls the various inverters (Xtender Next3, from Studer-Innotec, Victron, from Victron Energy, or IMEON, from IMEON Energy) in place on the various sites and collects as much useful data as possible generated by the devices in place (inverter, battery, heat pump, DHW, etc.). A VPP visualisation platform is made available to the DSOs and end customers in order to observe historical and actual data updated every 15 minutes. The VPP platform developed within the framework of the SFOE MSID project also offers the possibility of creating control algorithms. These algorithms are built with the help of the data collected but are also generated. The photovoltaic production prediction algorithms as well as the financial algorithms linked to the OFEN GBFlex marketplace are available and can be used in the creation of the control algorithm. These combinatorial strategies have allowed the optimisation of the intelligent control and thus allow a better management of the PV production and energy consumers on the sites.

The demonstrations presented in this final SFOE MSID report prove the efficiency of the system. On the self-consumption side, we tested the system in real conditions at our OFF-GRID development site before deploying it at partner sites. On the grid voltage stabilisation side, we demonstrated that in the event of a voltage surge, the system was ready to react in order to reduce the problem as much as possible by driving the batteries available in the project. All the tested and validated combinatorial strategies can be found in chapter 5 of this report.

In conclusion, this project has allowed us to aggregate and remotely control several sites with very different use cases but with common problems. With the demonstrators in place, we are able to prove the usefulness of setting up an intelligent system to control distributed micro-storage. Within the framework of the SFOE MSID project, six implementation sites have been created. The system is scalable, and we estimate between 500 and 1000 sites in the current version of developments. The algorithm creation system already provides for actions in the event of a planned shortage to ensure maximum availability of storage before a period of 4 hours in autarkic mode for example.



Zusammenfassung

Das BFE-Projekt MSID hat die akademischen Partner HES-SO Valais-Wallis und Icare und zusammen mit den industriellen Partnern ElectrInfo, Enalpin, FMA, OIKEN, Seic-Télédis, und Studer-Innotec zusammengebracht, um zwei Hauptprobleme zu lösen, die durch die Einspeisung von Photovoltaik (PV) entstehen: die Optimierung des Eigenverbrauchs und die Steuerung der Netzspannung. In der Tat stehen zwei Verteilnetzbetreiber (VNB) der ersten Problematik mit unterschiedlichen Fallstudien gegenüber. Bei der SEIC-Télédis ist die Problematik des Eigenverbrauchs an zwei Standorten präsent, da zwei Privathäuser die lokale Speicherung verbessern wollen. In Visp hat Enalpin ebenfalls diese Problematik zu bewältigen, jedoch für das Bahnhofsgebäude, in dem sich ihre Räumlichkeiten befinden. In Bezug auf die zweite vom Projekt behandelte Problematik wurden die Demonstrationen an zwei Standorten von zwei verschiedenen VNB durchgeführt. Im Fall von FMA handelte es sich um einen End-of-Line-Bauernhof in Gryon im Kanton Waadt. Der Ersatz des Dieselgenerators durch PV erfordert die Steuerung von Speichern, um die Spannung zu stabilisieren. Der letzte Standort befindet sich in Sierre beim Tennisplatz Pont-Chalais. Die hohe Produktion der Solarpaneele in der Tennishalle führt zu Spannungsproblemen im Netz.

Im Rahmen des BFE-Projekts MSID konnten die verschiedenen Probleme mit der Einrichtung einer Virtual Power Plant (VPP)-Plattform und eines Steuergeräts gelöst werden. Dieses Gerät steuert die verschiedenen Wechselrichter, Xtender Next3 von Studer-Innotec, Victron von Victron Energy oder IMEON von IMEON Energy, die an den verschiedenen Standorten installiert sind, und sammelt so viele nützliche Daten wie möglich, die von den installierten Geräten (Wechselrichter, Batterie, WP, ECS, etc.) erzeugt werden. Eine VPP-Plattform zur Visualisierung wird den VNB und den Endkunden zur Verfügung gestellt, um die historischen und tatsächlichen Daten, die alle 15 Minuten aktualisiert werden, beobachten zu können. Die im Rahmen des BFE-Projekts MSID entwickelte VPP-Plattform bietet auch die Möglichkeit, Steuerungsalgorithmen zu erstellen. Diese Algorithmen werden mit Hilfe der gesammelten, aber auch der generierten Daten aufgebaut. Tatsächlich sind die Algorithmen zur Vorhersage der Photovoltaikproduktion sowie die Finanzalgorithmen im Zusammenhang mit dem BFE-Marktplatz GBFlex verfügbar und können bei der Erstellung des Steuerungsalgorithmus verwendet werden. Diese kombinatorischen Strategien haben es ermöglicht, die intelligente Steuerung zu optimieren und so ein besseres Management der PV-Produktion und der Energieverbraucher an den Standorten zu ermöglichen. Die Demonstrationen in diesem Abschlussbericht BFE MSID belegen die Effizienz des Systems. Auf der Seite der Problematik des Eigenverbrauchs haben wir das System unter realen Bedingungen an unserem OFF-GRID-Entwicklungsstandort getestet, bevor es an den Standorten der Partner eingesetzt wurde. In Bezug auf die Stabilisierung der Netzspannung haben wir gezeigt, dass das System im Falle einer Überspannung bereit ist, zu reagieren, um das Problem so weit wie möglich zu verringern, indem es die im Projekt verfügbaren Batterien benützt. In Kapitel 5 dieses Berichts finden Sie alle getesteten und validierten kombinatorischen Strategien.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass dieses Projekt die Aggregation und Fernsteuerung mehrerer Standorte mit sehr unterschiedlichen Anwendungsfällen, aber mit gemeinsamen Problemen ermöglicht hat. Im Rahmen des BFE-Projekts MSID sind sechs Implementierungsstandorte entstanden. Das System ist skalierbar und wir schätzen, dass unsere VPP-Plattform 500 bis 1000 Standorte in der aktuellen Version der Entwicklungen steuern könnte. Mit den vorhandenen Demonstratoren sind wir in der Lage, die Nützlichkeit der Einführung eines intelligenten Systems zur Steuerung von verteilten Mikrospeichern zu beweisen. Das System zur Erstellung von Algorithmen sieht bereits Aktionen im Falle einer geplanten Knappheit vor, die es ermöglichen, die maximale Verfügbarkeit des Speichers vor einem Zeitraum von beispielsweise 4 Stunden im autarken Modus zu gewährleisten.

Vor dem Hintergrund der potenziellen Stromknappheit im Frühjahr 2023 ist die Fernsteuerung von verteilten intelligenten Mikrospeichern (MSIDs) für Verteilnetzbetreiber (VNBs) zunehmend interessant.



Table des matières

Liste des figures	7
Liste des tableaux	9
1 Introduction.....	10
1.1 Contexte	10
1.2 Plus-values du projet OFEN-MSID	12
1.3 Objectifs du projet	14
1.4 Champ d'application	15
2 Description des installations.....	16
2.1 SITE 1 - FMA.....	16
2.2 SITE 2 et SITE 3 – Virtual Power Plant (VPP) - SEIC-Télédis	17
2.3 SITE 4 - OIKEN (anciennement Sierre Energie).....	18
2.4 SITE 5 - EnAlpin.....	19
2.5 SITE 6 – Site de développement et test Off-grid.....	20
3 Problématique d'optimisation de l'autoconsommation	21
3.1 Introduction.....	21
3.2 Compétences	21
3.3 Réalisation.....	22
3.4 Démonstrateur/analyse	28
3.5 Mesures sur sites entre septembre-novembre 2022.....	33
4 Problématique de tension réseau.....	39
4.1 Introduction.....	39
4.2 Compétence	39
4.3 Réalisation.....	40
4.4 Mesures sur sites entre septembre-novembre 2022.....	48
5 Stratégies combinatoires et valorisation agrégées en VPP.....	51
5.1 Introduction.....	51
5.2 Compétences	51
5.3 Réalisations	51
5.4 Démonstrateur.....	56
6 Conclusion	62
7 Coopération nationale et internationale.....	65
8 Publications	66
9 Annexe.....	66
10 Bibliographie.....	66



Liste des figures

Figure 1 : Représentation du microgrid NiceGrid avec les différents niveaux de pilotage, [NIC-2015]	10
Figure 2 : Nombre de coopératives énergétiques en Europe	12
Figure 3 : Carte des sites pilotes.....	16
Figure 4 : Site 1 - FMA Ferme Figure 5 : Site 1 - FMA Buvette	16
Figure 6 : Onduleur Next3 sur le site de FMA à Gryon	17
Figure 7 : Site 2 - SEIC-Télédis Saillon Figure 8 : Site 3 - SEIC-Télédis Nendaz	18
Figure 9 : Site 4 - OIKEN Tennis.....	18
Figure 10 : Site 4 - OIKEN Boîtier contenant le solarlog et la box de pilotage qui permet la récupération des données	19
Figure 11 : Site 5 - EnAlpin PV Figure 12 : Site 5 - EnAlpin - Stations de charge.....	19
Figure 13 : Site de développement Off-grid	20
Figure 14 : Site 6 - Site de développement Off-grid.....	20
Figure 15 : Représentation de l'architecture avec l'onduleur Imeon et la batterie Leclanché	22
Figure 16 : Exemple fichier JSON généré.....	22
Figure 17 : Modbus Imeon	22
Figure 18 : Visualisation des données nettoyées de la SEIC-Télédis à Saillon et à Nendaz	23
Figure 19: PV_max Saillon	24
Figure 20: PV_max Nendaz	24
Figure 21: Targets calculés pour les jours ensoleillés	27
Figure 22: Targets calculés pour les jours nuageux	27
Figure 23: Schéma général du site Enalpin	28
Figure 24: Exemple du 10-11 mai 2018, avec un coût de stockage de 3.3 centimes par kWh.....	29
Figure 25: Le seuil de rentabilité se situe au maximum à 5 centimes par kWh.....	29
Figure 26: Si le coût de stockage est réduit de 75%, la capacité optimale de la batterie serait de 165 kWh	30
Figure 27: Comportement du prix de réinjection PI.....	32
Figure 28: Comparaison de plusieurs scénarios.....	33
Figure 29 : Evolution SOC Studer XTender et Victron sur le site de développement Off-grid (avant mise en place algorithmique).....	34
Figure 30 : Création de l'algorithme depuis la plateforme vlhmsid	34
Figure 31 : Mesure du SOC des deux batteries du site de développement offgrid (mauvais temps) ..	35
Figure 32 : Mesure de la température de l'eau chaude du site de développement off-grid.....	35
Figure 33 : Données du premier test (pénurie) de l'algorithme sur le site de Nendaz.....	36
Figure 34 : Données du second test de l'algorithme sur le site de Nendaz.....	37
Figure 35 : Données du troisième test de l'algorithme sur le site de Nendaz.....	38
Figure 36 niveaux de tension du réseau électrique Suisse	39
Figure 37 Tension mesurée aux transformateurs et à la ferme (timestamp de 15 minutes)	40
Figure 38 Puissance active mesurée aux transformateurs et à la ferme (timestamp de 15 minutes)..	41
Figure 39 Tension mesurée aux transformateurs et au tennis (échantillonnage 1 minutes).....	41
Figure 40 Puissance active mesurée aux transformateurs et au tennis (échantillonnage 1 minutes)..	41
Figure 41 Comparaison entre la tension mesurée et la tension simulée (site FMA)	42
Figure 42 Comparaison tension mesuré et simulé (site OIKEN)	42
Figure 43 Processus d'extraction des limites de flux de puissance associé à la tension limite.....	43
Figure 44 Profil de puissance mesuré à la ferme (bleue) ainsi que les limites de puissance calculée aux contraintes de tension (± 1.06 pu).....	44
Figure 45 Capacités de stockage optimales en fonction des contraintes de tension et du bridage de production solaire, avec et sans nouveau consommateur raccordé (site 1 - FMA).....	45



Figure 46 Energie injectée et revenu du « feed-in » en fonction du bridage PV (site 1 - FMA)	45
Figure 47 Contrôle du système de stockage pour deux cas de contraintes 1.05 et 1.06pu	46
Figure 48 : Différents scénario (0 nouveau consommateur/5 nouveaux consommateurs.....	46
Figure 49 Capacités de stockage optimales en fonction des contraintes de tension et du bridage de production solaire (site OIKEN).....	47
Figure 50 : Données de la journée du 16 novembre pour le site d'OIKEN mesurant l'impact de l'algorithme de pilotage pour la tension réseau.....	48
Figure 51 : Données de la journée du 15 novembre pour le site d'OIKEN mesurant l'impact de l'algorithme de pilotage pour la tension réseau.....	49
Figure 52 décharge de la batterie dans le réseau de FMA lancée par l'algorithme.....	50
Figure 53 charge de la batterie du réseau FMA lancée par l'algorithme	50
Figure 54 : Architecture GB-Flex.....	51
Figure 55 : Intégration de la place de marché GB-Flex dans l'architecture OFEN MSID	52
Figure 56: Plateforme - Login.....	52
Figure 57 : Plateforme - Gestion des utilisateurs.....	53
Figure 58 : Plateforme – Dashboard d'agrégation des batteries	53
Figure 59 : Interface d'ajout d'éléments pour l'algorithme de pilotage	53
Figure 60 : Interface de création d'algorithme de pilotage	54
Figure 61 : Affichage des logs de l'algorithme de pilotage.....	54
Figure 62 : Paramétrage du système d'information pour l'optimisation de la charge de véhicules électriques	55
Figure 63 : Prix spot Suisse pour la journée du dimanche 3 juillet 2022	55
Figure 64 : SMS envoyé aux utilisateurs en cas de prix spot avantageux pour le lendemain.....	56
Figure 65 Affichage des tension et puissances mesurées.....	56
Figure 66 : Algorithme 1 de tests pour le site de Nendaz	57
Figure 67 : Graphique du résultat du test 1 22.09.22.....	57
Figure 68 : du résultat du test 1 22.09.22	57
Figure 69 : Algorithme 2 de tests pour le site de Nendaz	58
Figure 70 : Graphique du résultat du test 2 22.09.22.....	58
Figure 71 : Résultat de l'analyse SonarQube de la plateforme MSID	59
Figure 72 : Analyse des bugs détectés par le SonarQube	59
Figure 73 : Graphique de l'analyse de la sécurité du code par SonarQube	60
Figure 74: Schéma de l'industrialisation logicielle.....	61
Figure 75: Infrastructure du SwissDigitalCenter.....	63
Figure 76 : Site SwissDigitalCenter avec boîtier de pilotage et plateforme de visualisation OFEN MSID	64
Figure 77 : Dissémination du projet OFEN MSID à travers des événements nationaux et internationaux	65



Liste des tableaux

Tableau 1 : Root Mean Squared Error (RMSE), Mean Absolute Error (MAE) et Mean Average Percentage Error (MAPE) pour les sites de Saillon et Nendaz (Prédiction PV)	26
Tableau 2: Comparatif des tarifs VED et SIG	30
Tableau 3: Bilan d'une batterie dans les conditions actuelles sur le site d'Enalpin	31
Tableau 4 Performance modèle amélioré site 1 - FMA (1.5 années)	44
Tableau 5 Performance modèle amélioré site 4 de OIKEN (2 semaines)	46

Liste des abréviations

API	Application Programming Interface (Interface de Programmation)
EASILab	Energy Application and System Integration lab
ECS	Eau Chaude Sanitaire
ESR	Energie Sion Région
FMA	Force Motrice de l'Avançon
GRD	Gestionnaire de Réseaux de Distribution
HES-SO	Haute Ecole Spécialisée - Suisse Occidentale
HVAC	Chauffage, ventilation et air conditionné (Heating, Ventilation and Air-Conditioning)
IEE	Institut d'Énergie et Environnement
IEM	Institut Entrepreneuriat & Management
IIG	Institut Informatique de Gestion
ISI	Institut Systèmes Industriels
ML	Machine Learning
MSID	Micro Stockage Intelligent Distribué
NEM	Network Energy Manager
OIKEN	Fusion ESR et SIESA
SFTP	Secure File Transfer Protocol
SIESA	Sierre Energie
SOC	State of charge (Pourcentage de la batterie)
US	User story (Fonctionnalité)



1 Introduction

1.1 Contexte

L'idée de microgrid consiste à créer un sous-réseau dans lequel une connexion est créée entre les sources de production d'énergie et les puits de consommation d'énergie de façon à équilibrer au niveau de ce sous-réseau les pics de production et de consommation (Genoud Dominique, 2012) (Sutter, 2005). En Europe, nous pouvons citer le projet IssyGrid ou Nice Grid (cf.Fig.1) (Nice Grid le stockage d'énergie, 2014). L'architecture des systèmes de stockage se décompose en 3 niveaux pour une capacité totale de 1,5 MW. Une batterie de 1.1 MW fait le lien entre le réseau RTE, (Réseaux et transport d'électricité) et EDF (Electricité de France), 3 batteries de 33 kW sont installées sur le réseau basse tension du quartier et des batteries de 4.6 kW chez les clients résidentiels en monophasé. Ces batteries sont contrôlées par un agrégateur (Network Battery Aggregator) qui permet de collecter les paramètres d'état de chaque batterie, de proposer des offres de flexibilité au NEM (Network Energy Manager) et de répartir de façon optimale la décision du NEM. L'ensemble du système permet de piloter à distance les sources de flexibilité (stockage et report de consommation) à partir d'un centre d'optimisation tenant compte de l'état du réseau au niveau local et régional ainsi que des prévisions de consommation et de production.

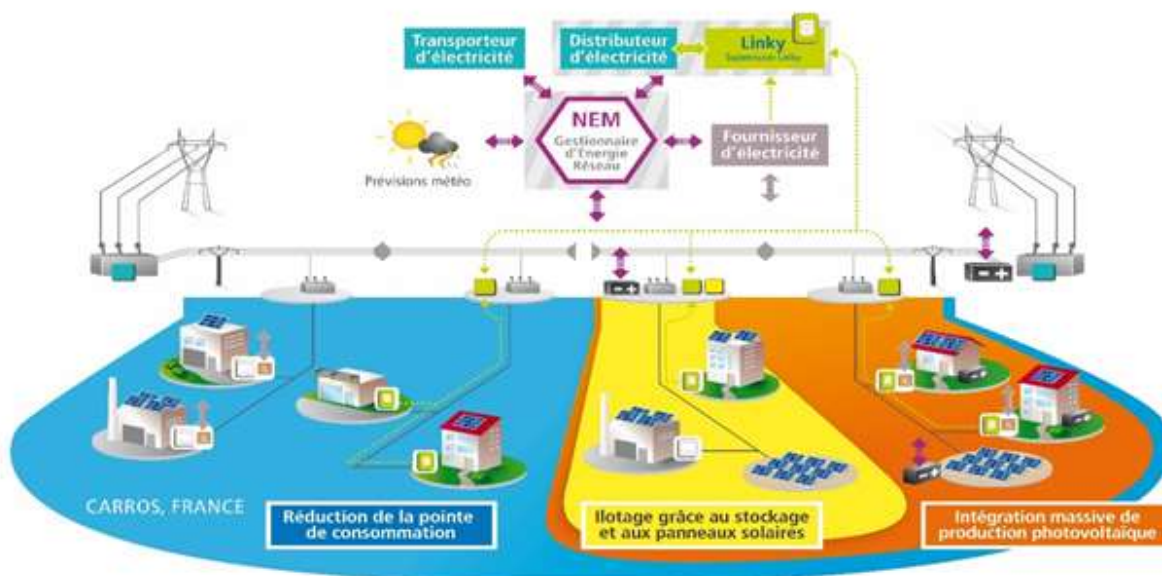


Figure 1 : Représentation du microgrid NiceGrid avec les différents niveaux de pilotage, [NIC-2015]

En Suisse, une grande batterie sur le réseau électrique a été inaugurée en 2018 à Diekton dans le canton de Zurich. La puissance maximale de cette méga-batterie atteint les 18 MW pour une capacité de stockage de 7.5 MWh. Le dispositif permet d'exploiter les centrales renouvelables en évitant les problèmes de chute de tension ou de surtension (Noel Graber, 2017). A l'EPFL (Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne) en Suisse, des travaux portent dans le domaine de la simulation de Microgrids en utilisant des scénarios prédéfinis pour le pilotage ainsi que des composants électroniques capables de simuler en temps réel le fonctionnement d'un SmartGrid. Nous pouvons également citer le Microgrid de la HES-SO au Techno-Pôle de Sierre qui possède à la fois une installation de production solaire, des mesures à la seconde de la consommation et de la production et une nouvelle technologie de batterie de l'entreprise Leclanché de 25 kWh qui permet de lisser les pics de puissance (IBATS, 2013).



Nous avons également le projet SolarGrid (ENEA, 2021) dont le but est d'optimiser les coûts du réseau et d'améliorer la qualité de l'approvisionnement en électricité. Plusieurs simulations ont été validées pour favoriser l'intégration de mobilités électriques et de systèmes photovoltaïques décentralisés dans le réseau dans des conditions réalistes. En outre, nous pouvons citer le laboratoire ProsumerLab de la BFHS qui travaille sur le bâtiment intelligent qui produit de l'électricité, la met en réserve et ne l'utilise à nouveau qu'en cas de besoin. Avec la numérisation croissante dans le secteur du bâtiment, la chute des prix des systèmes photovoltaïques et du stockage de l'électricité, de plus en plus de bâtiments produiront et consommeront de l'électricité. Un consensus émerge de toute part, la production et la fourniture d'électricité décentralisées sera centrale dans les systèmes énergétiques du futur. Finalement, le projet européen Horizon2020 domOS a analysé l'effet des « smart technologies » sur l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que la flexibilité de bâtiments existants. Environ 200 bâtiments à Sion ainsi que 10 stations de recharges de véhicules électriques ont été utilisés comme étude de cas (Projet européen domOS, 2022).

Nouvelles possibilités de développement économique

Nous devons actuellement faire face à diverses problématiques globales comme la pénurie électrique avec un besoin accru en indépendance énergétique qui pourrait être en partie comblé par un stockage de la production photovoltaïque ou/et d'autres systèmes combinés.

Virtual Power Plant : La problématique de l'intégration optimale de ces productions diffuses a donné naissance à la notion de VPP (Virtual Power Plant) dont le but est d'agréger des petites sources d'énergie et d'optimiser leur utilisation à travers un système d'information contrôlable à distance par les fournisseurs d'énergie. Ces sources d'énergie peuvent combiner la production d'électricité renouvelable aussi bien que celle de chaleur. Cette notion a fait l'objet de plusieurs projets Européens. On citera dans la suite l'exemple des projets FENIX, IssyGrid ou GRID4EU (gridinnovation, 2015). Le marché potentiel de ces VPP en Suisse est assez important puisqu'ils peuvent opérer sur les marchés secondaires et tertiaires de la gestion de la fréquence, les groupes bilan, le marché SPOT et le contrat Tunel. Pour un ordre de grandeur, le marché en Suisse a été estimé à CHF 100 millions par an (Abrell, 2017). De nouveaux produits sur le marché proposent aujourd'hui tout un panel de services liés à l'énergie tel que Tiko power ou Tiko Sun. Grâce à Tiko power, il est possible de prendre le contrôle sur le système de chauffage : vous voyez quand votre équipement fonctionne et combien il consomme. Vous pouvez également comparer votre consommation à la moyenne des autres membres de façon à vous aider à améliorer votre efficacité énergétique.

Nous pouvons citer également l'entreprise Tesla et sa batterie Powerwall : Ces batteries permettent l'écêtement des pointes de consommation, le déplacement des pics de consommations à des moments plus propices, d'avoir une réserve de secours et de gérer la demande d'énergie provenant de la maison ou de la recharge de véhicules de Tesla. Celle-ci n'est toutefois pas livrée avec un onduleur triphasé malgré une puissance supérieure 3.6 kVA. Ces systèmes sont souvent trop techniques et ne sont pas facilement compréhensibles pour tout le monde, ni adapté au niveau métier.

Des démarches dans ce sens voient le jour avec le V2X Suisse consortium (V2X Suisse, 2023) dans lequel le fabricant de voitures électriques Honda s'associe pour faire la démonstration de la technologie de recharge bidirectionnelle¹.

Ces produits et leurs fonctionnalités pourront servir d'inspiration pour l'interface proposée aux clients ainsi que les services possibles dans ce projet. Toutefois, nous irons plus loin pour fournir un outil personnalisé qui s'appuiera sur un système de pilotage multicritères (économiques, techniques et environnementales).

¹ <https://www.just-auto.com/news/honda-and-v2x-suisse-consortium-plan-vehicule-to-grid-charging-tech>



Développement des coopératives énergétiques

En Suisse, basé sur cette volonté d'indépendance énergétique, et suivant la nouvelle loi (LENE), ceci est devenu possible au 1^{er} janvier 2018. C'est une opportunité pour les GRDs de proposer de nouveaux services aux clients comme la gestion des microgrids des coopératives, la facturation, etc

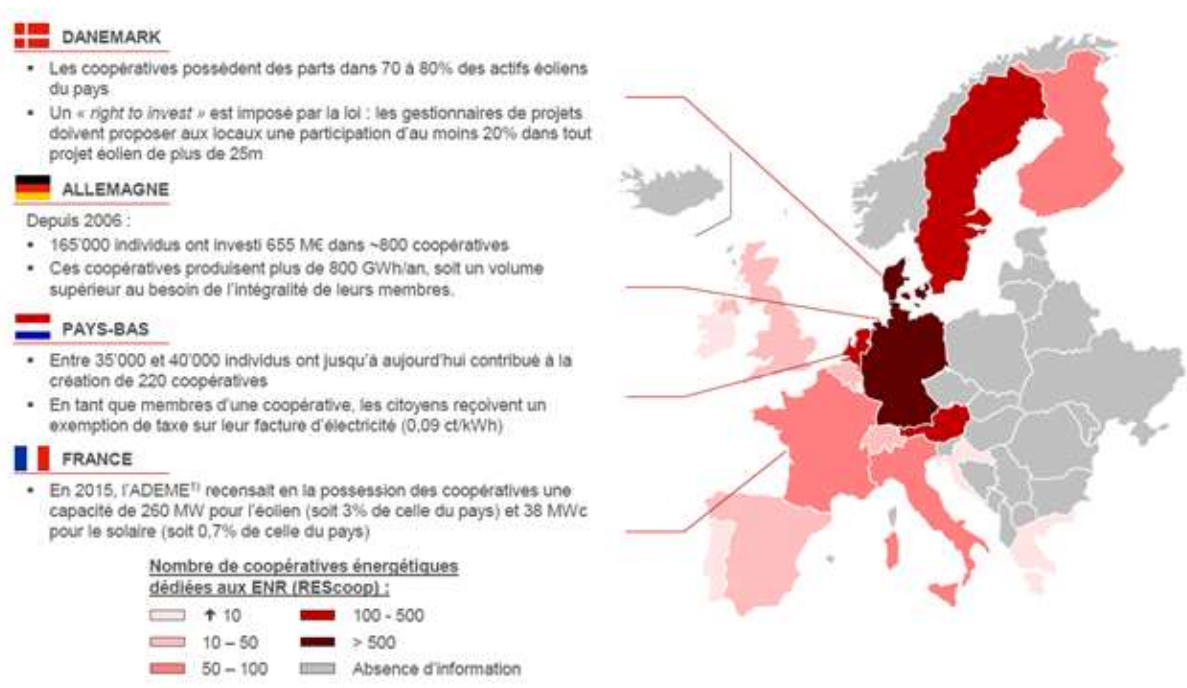


Figure 2 : Nombre de coopératives énergétiques en Europe

La loi a toutefois certaines limites qui, nous le verrons plus loin, ne permettent pas le raccordement de voisins, mêmes proches, si une parcelle inutilisée les sépare. Des améliorations doivent être apportées à la loi en cours de discussion.

Ceci est en lien avec la nécessité des GRDs suisses de se transformer également en prestataire de service énergétique. L'évaluation du marché potentiel est encore à définir, mais l'évolution en Europe nous montre que les coopératives énergétiques sont en plein développement, en particulier en Allemagne et au Danemark (cf.Fig.2) Par exemple, l'île de Samsø au Danemark, est devenue la première île autosuffisante en énergies renouvelables grâce à l'implication de ses habitants sous la forme d'une coopérative énergétique.

1.2 Plus-values du projet OFEN-MSID

Potentiel énergétique

Notre objectif est de promouvoir le développement des énergies renouvelables, en particulier dans des zones isolées, en intégrant plus de charges flexibles et plus d'autoconsommation, en travaillant sur le réseau existant et en permettant de créer plus de valeur ajoutée. Le tout avec des applications « user friendly ».

Une génératrice au diesel consommant 3'500kWh par an était utilisée pour produire l'électricité sur le premier site de démonstration en altitude (site pilote du GRD FMA). Cette génératrice a pu être remplacée par 36 kW de production solaire, une batterie de 15kWh raccordée à un onduleur de 15kW et le raccordement à l'extrémité du réseau électrique basse tension (sans renforcement réseau). Vu du



réseau électrique, il est nécessaire à tout moment de garantir l'équilibre entre la production et la demande. Ces sources d'électricité d'origine renouvelable sont, pour la plupart, à production intermittente. De plus, les prédictions liées à ces productions renouvelables sont totalement dépendantes des données météorologiques et engendrent des erreurs importantes. Face aux différentes variations de la demande et de la production des énergies renouvelables, les moyens de production d'énergie n'ont pas la même réactivité pour assurer l'équilibre du réseau électrique afin de combler de brutales variations de consommations et de productions d'origine renouvelable. Les batteries permettent des cycles de charges et décharges rapides, 100% en 1 heure, tel que nécessaires pour ce projet. Une deuxième typologie (site pilote du GRD OIKEN) avec 3 onduleurs monophasés a évité le renforcement du réseau nécessaire pour le photovoltaïque et limité le recours au peak-shaving.

Nous voulons également augmenter l'autoconsommation de l'électricité produite par le photovoltaïque dans les bâtiments de 20 à 30% par rapport à aujourd'hui. Le stockage dans les véhicules électriques a été évalué pour le use-cas de la gare de Viège (site pilote du GRD Enalpin)

Plus-value économique

- Rassembler 4 GRDs avec 4 visions différentes
- Analyse des architectures potentielles de mutualisation des serveurs de données (datahub)
- Evaluation du potentiel de rentabilité pour les sites
- Maximiser le gain potentiel sur les marchés par prédictions en fonction des prix et des charges flexibles
- Développer de nouveaux modèles d'affaires basés sur la flexibilité des charges énergétiques tout en maximisant l'autoconsommation des microgrids

Nous avons défini l'impact du bénéfice de microgrids hétérogènes avec le pilotage suivant le critère économique. Sur ce cas standard nous avons établi les business Model Canvas (BMC) associés sur la base d'interview et de recherche de documentation. Pour les use-cases, il s'agira de mettre en lumière la rentabilité potentielle et les conditions que chaque technologie (batterie, gestion de la demande...) peut apporter au gestionnaire de réseau, au gestionnaire de quartier, aux propriétaires de bâtiments et aux consommateurs finaux.

De plus, la prévision en fonction des prix de l'électricité a été étudiée dans ce rapport et est une information décisionnelle importante pour les choix d'investissements liés à l'énergie, que ce soit à court terme (jour pour le lendemain), à moyen terme (1 à 3 mois) ou à long terme (3 ans). La veille pour le lendemain, un gestionnaire de réseau pourra réaliser un arbitrage entre l'achat sur le marché et l'utilisation des capacités afin d'équilibrer le réseau. Un système automatique de notification par SMS aux propriétaires de véhicules électriques permet d'inciter les recharges aux moments propices.

Plus-value sociétale

- Intégrer des acteurs différents tel que des traders ou des installateurs
- Intégrer les partenaires économiques dans le processus décisionnel
- Fournir un outil personnalisé suivant une classification des utilisateurs et de leurs retours

Nous fournissons un produit personnalisé où le client est mis au centre du processus décisionnel et où les différentes fonctionnalités de l'application ont été pensées en fonction du client et de la segmentation réalisée en amont. Nous avons créé une application adaptable selon le cas pratique et selon le système de facturation (soumis au pic de puissance, > 100 MWh/an). La consommation est détaillée à partir de la facture des clients.

Plus-value environnementale

- Promotion des énergies renouvelables dans des zones isolées
- Favoriser l'autoconsommation par son intégration dans le modèle de pilotage combinatoire
- Favoriser la recharge de véhicules électriques par de l'énergie solaire
- Augmenter l'efficacité énergétique par le retour d'informations aux clients



Plus-value technique

- La simplification du dimensionnement du réseau (étude de raccordement)
- La modification rationnelle du réseau (matériel, coûts de mise en œuvre)
- Un nouvel outil contribuant à la stabilité du réseau et améliorant ainsi la qualité de la fourniture d'électricité
- Le remplacement à terme de la télécommande centralisée
- Création de modèles apprenant prédictifs en fonction des prix et de flux énergétiques

Pour les GRDs, le dimensionnement des réseaux de distribution est devenu très difficile à déterminer entre les intérêts techniques et économiques. Un dimensionnement 'worst case' (pleine production, consommation minimale) ne pourra à terme pas être retenu comme variante envisageable en termes de coûts et de calendrier de réalisation. Il est évident qu'un redimensionnement du réseau lors de chaque demande de raccordement de production ne serait pas gérable. La technologie intelligente et distribuée est donc une des solutions envisageables pour réaliser la transition énergétique.

Plus-value scientifique

Prédictions en fonction des prix du marché et de la prédiction locale de production PV à l'aide d'algorithmes d'intelligence artificielle.

Optimisation financière des microgrids sous contrainte forte du dimensionnement du réseau et de l'autoconsommation voulu par les clients finaux. Un doctorant a été formé et des projets de bachelor et master ont été proposés.

1.3 Objectifs du projet

Dans le cadre du projet OFEN MSID, 8 workpackages ont été définis chacun avec ses objectifs propres. Vous trouvez ci-dessous un bref résumé de ces workpackages avec leur objectif principal ainsi que leur responsable :

- WP0 Gestion de projet
 - Objectif principal : Pilotage du projet afin de réaliser l'ensemble des objectifs de chaque WP ainsi qu'adapter le projet en fonction des constatations et évolutions selon la méthodologie agile Scrum
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut d'Informatique (IIG) David Wannier
- WP1 Développer de nouveaux business models
 - Objectif principal : Définition du potentiel de flexibilité par charge et les gains associés pour les différents acteurs de notre système
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut Entreprenariat et Management (IEM) Stéphane Genoud
- WP2 Création des microgrids
 - Objectif principal : Installation et stabilisation du réseau basse tension pour les sites
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut des Systèmes Industriels (ISI) Nicolas Jordan
- WP3 Du microgrid à la co-génération à partir du Big Data
 - Objectif principal : Création d'un système d'information qui permet la collecte et le pilotage de manière réactive des charges flexibles pour les bâtiments et de manière agrégée



- Responsable : Institut Icare Valentin Decaillet
- WP4 Optimiser les échanges financiers par prédiction des prix et de la production locale PV
 - Objectif principal : Avoir des informations fiables pour maximiser les gains financiers entre les différents acteurs du système
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut d'Informatique (IIG) Dominique Genoud
- WP5 Implémenter des stratégies combinatoires
 - Objectif principal : Rendre compatible d'une part la maximalisation de l'autoconsommation et d'autre part la valorisation des charges flexibles dans différentes configurations/sous différentes contraintes
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut d'Informatique (IIG) David Wannier
- WP6 Digitalisation de l'information
 - Objectif principal : Fournir des systèmes de visualisation et de pilotage interactifs et personnalisés pour chacun de nos sites et pour tous les acteurs identifiés par les GRDs
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut d'Informatique (IIG) David Wannier
- WP7 Dissémination et retour d'expérience
 - Objectif principal : Expliquer nos résultats basés sur nos 5 sites dans des représentations scientifiques et tout public
 - Responsable : HES-SO Valais-Wallis Institut d'Informatique (IIG) David Wannier

1.4 Champ d'application

Dans ce rapport OFEN, le contenu est divisé en quatre parties. Dans la première partie, nous détaillons les différents sites du projet. Dans la seconde, nous développons la problématique d'autoconsommation avec les sites des gestionnaires de distribution SEIC-Teledis et Enalpin. Dans la troisième partie, nous exposons la seconde problématique de la stabilisation de la tension réseau. Pour terminer, nous démontrons les stratégies combinatoires mises en place lors de la réalisation. Une conclusion contenant les perspectives de nos résultats, les coopération nationale et internationale ainsi que les publications clôturent ce rapport.



2 Description des installations

Dans le cadre de ce projet OFEN, 5 sites sont répartis parmi 4 GRDs. Ils se présentent comme suit :

Site 1, FMA, Gryon

Site 2, SEIC-Télédis, Saillon

Site 3, SEIC-Télédis, Nendaz

Site 4, OIKEN (Anciennement Sierre Energie), Sierre

Site 5, EnAlpin, Viège

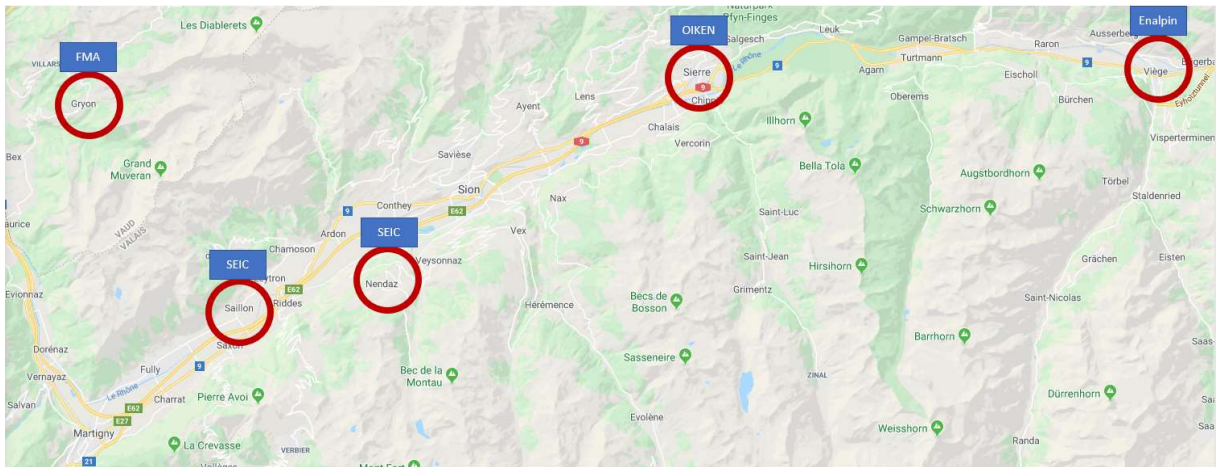


Figure 3 : Carte des sites pilotes

2.1 SITE 1 - FMA

Le site 1 FMA se situe à Gryon proche de la station de Villars (1300m) sur le canton de Vaud. Il s'agit d'une ferme et d'une buvette de montagne. Des panneaux solaires ont été installés (30kW sur la ferme). L'objectif premier est de remplacer le groupe électrogène (diesel) (D1) de la ferme et garantir une fourniture d'énergie stable en fonction de la consommation locale et de la météo (tout en maximisant la production solaire). Le réseau basse tension étant là pour le complément. Il a également été demandé par FMA de concevoir un système évolutif qui permettrait le raccordement d'autres consommateurs présents dans le secteur.



Figure 4 : Site 1 - FMA Ferme



Figure 5 : Site 1 - FMA Buvette

Notre partenaire FMA a installé la fibre afin de pouvoir relier le système à internet et ainsi envoyer les données sur l'instance de la base de données de FMA. L'installation d'un système de mesure a permis



de dimensionner le stockage optimal ainsi que la puissance de l'onduleur afin de permettre l'ajout de nouveaux consommateurs.

Le système nécessaire est composé du nouvel onduleur Next3 de Studer-Innotec ainsi que trois batteries lithium pour un total de 16 kWh. Le système a été mis en place sur le site. Le boîtier de récolte de donnée et de pilotage développé par la HES-SO Valais-Wallis a également été installé sur place ainsi qu'une station météorologique locale permettant de calibrer notre système de prédiction basé sur des algorithmes d'intelligence artificielle.



Figure 6 : Onduleur Next3 sur le site de FMA à Gryon

2.2 SITE 2 et SITE 3 – Virtual Power Plant (VPP) - SEIC-Télédis

Le GRD dispose de deux sites pour ce projet. Le site 2 se trouve à Saillon et le site 3 à Nendaz, en Valais. Il s'agit de clients privés de la SEIC-Télédis qui ont accepté de participer à ce projet. Les deux maisons sont installées avec un onduleur Imeon et une batterie Apollion Cube Leclanché ainsi que le module de récolte des données et de pilotage développé par la HES-SO Valais-Wallis. Elle dispose également chacune d'une production photovoltaïque (8kW pour Saillon et 7kW pour Nendaz) et de charges flexibles.



La volonté est de piloter la batterie en fonction de la production photovoltaïque (ce qui n'était pas compatible avec des micro-onduleurs). Une optimisation de la consigne de charge et décharge de la batterie en fonction des données de prédiction de la production photovoltaïque de la prochaine heure a été mis en place sur la plateforme VPP d'agrégation des batteries.

La valorisation des petites batteries a été démontrée en mettant ces capacités à disposition du sous-groupe bilan au travers de la place de marché GB-Flex (projet OFEN n° SI/501952)



Figure 7 : Site 2 - SEIC-Télédis Saillon



Figure 8 : Site 3 - SEIC-Télédis Nendaz

2.3 SITE 4 - OIKEN (anciennement Sierre Energie)

En fin d'année 2019, l'ESR (Energie Sion Région) et Sierre Energie ont fusionné pour devenir "OIKEN". OIKEN met à disposition le site 4 qui se situe au tennis à Pont-Chalais près de la ville de Sierre. Le site dispose de panneaux solaires (surface PV de 867 m²) sur le toit d'une puissance de 138 kW. L'installation de trois onduleurs monophasés avec trois batteries Apollion Cube Leclanché a été effectué par OIKEN. Il est à noter que certaines batteries n'ont pas supporté la période d'hiver et ont nécessité un remplacement. Le module de récolte de donnée et de pilotage développé par la HES-SO Valais-Wallis a été installé sur place.



Figure 9 : Site 4 - OIKEN Tennis

Leur objectif est d'évaluer l'apport du micro-stockage local pour réduire voir éviter le peak shaving. Nous avons créé un outil de dimensionnement de la capacité de stockage en fonction de la qualité de tension désirée (15 kWh permettent d'éviter le peak shaving avec une qualité de tension de 1.7t p.u).



Figure 10 : Site 4 - OIKEN Boîtier contenant le solarlog et la box de pilotage qui permet la récupération les données

Au niveau cybersécurité, le Solarlog Base 100 en place ne permettant pas d'envoyer les données de production de manière sécurisé (seul le protocole FTP est disponible), nous avons dû ajouter un serveur FTP dans notre boîtier de pilotage situé dans le réseau local et convertir en protocole SFTP sécurisé pour l'envoi sur le serveur d'agrégation (plateforme VPP).

2.4 SITE 5 - EnAlpin

Le site 5 (EnAlpin) se situe à la gare de Viège. Il comprend les locaux de la société Enalpin, des différents commerces de ce bâtiment, de 6 voitures électriques, de leurs bornes de recharge et des panneaux solaires sur le toit du bâtiment d'une puissance de 80 kW.



Figure 11 : Site 5 - EnAlpin PV



Figure 12 : Site 5 - EnAlpin - Stations de charge

Leurs objectifs sont d'optimiser leur autoconsommation et d'étudier de nouveaux modèles d'affaire liés aux recharges EV. L'étude économique permet de dimensionner la batterie en fonction des scénarios optimisés. Le coût de l'énergie en 2019 ne permettait pas de rentabiliser le coût additionnel d'une batterie pour un stockage local du photovoltaïque. Le choix s'est orienté vers l'étude du stockage dans les véhicules électriques et le potentiel du V2G en lieu et place de l'investissement dans la batterie locale imaginée lors du dépôt du projet. Une fonction de notification automatique par SMS aux propriétaires de véhicules électriques a été intégré à la plateforme VPP.



2.5 SITE 6 – Site de développement et test Off-grid

Afin de réaliser les tests dans un environnement dédié et ainsi valider toutes les nouveautés avant de les déployer chez nos partenaires, un site supplémentaire a dû être ajouté.

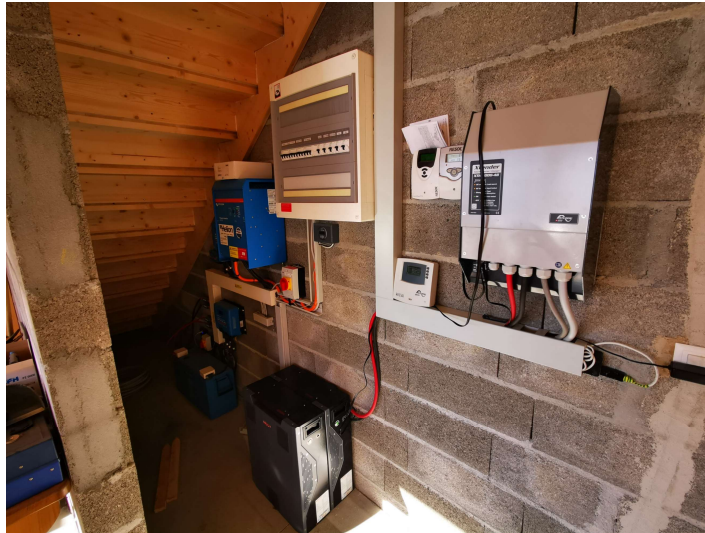


Figure 13 : Site de développement Off-grid

Nous avons à disposition un site Off-grid utilisé comme environnement de développement et tests. Ce site se compose d'une installation PV de 4,5kW et d'un VPP de 2 batteries Weco de 5kWh chacune, et d'une batterie Victron de 5kWh. Vous trouvez ci-dessous le schéma de l'installation et les liens entre chaque flux d'énergie (bleu) et le pilotage (vert) des charges flexibles (boiler, eau chaude sanitaire, génératrice).

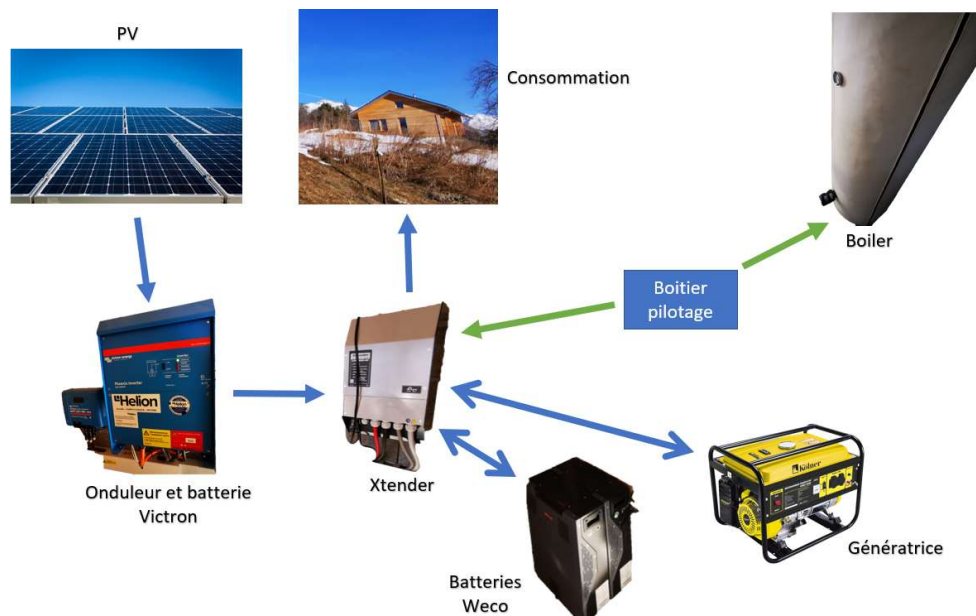


Figure 14 : Site 6 - Site de développement Off-grid



3 Problématique d'optimisation de l'autoconsommation

3.1 Introduction

La première problématique abordée dans ce projet OFEN MSID est celle de l'autoconsommation. A partir du moment où dans un bâtiment l'introduction d'une source d'énergie renouvelable est faite sur le réseau de distribution, nous sommes confrontés à la question de l'autoconsommation (Stephant, 2021). Dans cette situation, plusieurs interrogations surgissent : Est-ce préférable de stocker l'énergie ? De l'envoyer dans le réseau ? A quel prix ?

Trois sites du projet, appartenant aux GRDs SEIC-Teledis et Enalpin, vivent cette problématique au quotidien. Comme introduit dans le chapitre précédent, les deux maisons individuelles de SEIC-Teledis possèdent des panneaux solaires d'une puissance de 8.25 kWc ainsi qu'une batterie de 6kW de puissance pour 6kWh d'énergie. Du côté d'Enalpin, le bâtiment est plus imposant car il s'agit de la gare de Viège. Ce bâtiment possède une grande quantité de production photovoltaïque (80 kW) et plusieurs consommateurs tels que des bornes de recharge pour véhicules électriques ou des bureaux. La consommation électrique annuelle du site 5 est de 113'506 kWh. Des mesures au quart d'heure pour l'année 2018 au complet sont utilisées.

Dans ce chapitre, nous abordons les étapes nous ayant permis de proposer des optimisations ainsi que des analyses liées au démonstrateur physiques de nos deux partenaires.

3.2 Compétences

Afin d'optimiser l'autoconsommation des sites, nous avons besoin de faire appel à plusieurs compétences différentes.

Dans un premier temps, il est primordial de pouvoir récupérer le maximum de données utiles sur tous les sites. Dans ce but, un boîtier de pilotage développé par la HES-SO Valais-Wallis a été développé. En plus d'être câblé à l'onduleur afin de le piloter, ce boîtier de pilotage gère également la remontée des données de manière sécurisée vers le serveur d'agrégation composé d'une base de données TimeSeries InfluxDB. Chaque minute l'ensemble des données possibles est collecté avant d'être envoyé chaque 15 minutes dans la base de données. Afin d'avoir le plus d'information possible du site, le boîtier de pilotage ne se contentera pas de récupérer les données de l'onduleur mais également des micro-onduleurs du photovoltaïque, de smart-meter Shelly, de capteurs de température ECS, ou encore de données météorologiques locales.

La seconde compétence est le pilotage de la batterie Apollion Cube de Leclanché par l'onduleur. Sur les deux sites de la SEIC-Télédis, les onduleurs sont des IMEON 9.12. Notre boîtier de pilotage est capable de piloter ce type d'onduleur via une communication Modbus RTU. C'est entre autres cette communication qui nous permet de récupérer la valeur des différents registres du modbus pour les remonter. En utilisant les données de multiples sources, nous avons pu réaliser le pilotage de la batterie.

Le pilotage de la batterie peut dans certains cas (systèmes compatibles d'un seul fabricant) être fait directement depuis l'onduleur. Le projet OFEN MSID se démarque par la capacité du boîtier développé à prendre les décisions au niveau local et au niveau agrégé à distance en tenant compte d'un plus grand nombre de paramètres. Dans le cas de la SEIC-Télédis par exemple, l'onduleur IMEON n'a pas accès aux données du solaire (micro-onduleurs) ce qui fait que son pilotage nécessite un boîtier ayant accès aux données provenant de plusieurs systèmes hétérogènes non compatibles.



La récolte des données météorologiques permet à une compétence complémentaire d'entrer en scène. Il s'agit de la compétence en intelligence artificielle. Afin de pouvoir anticiper, la production photovoltaïque et ainsi charger/décharger la batterie à l'avance, la prédiction des données liées au soleil est vitale. Un algorithme de prédiction basé sur du machine learning (ML) a vu le jour dans le projet OFEN MSID permettant d'anticiper la production des panneaux solaires offrant ainsi la possibilité de piloter la batterie en connaissant la production prédite une heure à l'avance.

3.3 Réalisation

Récolte et stockage des données

Afin de récolter les données sur site, nous avons comme susmentionné installé un boîtier de pilotage permettant de créer le lien entre la batterie et le serveur d'agrégation Timeseries InfluxDB. Ci-dessous se trouve un exemple d'adresses modbus et les valeurs des onduleurs Imeon pouvant être récupérées.

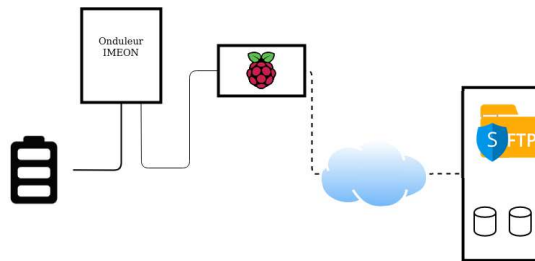


Figure 15 : Représentation de l'architecture avec l'onduleur Imeon et la batterie Leclanché

Les données sont lues via le protocole modbus toutes les minutes et celles-ci sont sauvegardées dans un fichier JSON local sur le boîtier de pilotage. Les données sont ensuite retranscrites dans un fichier CSV pour traitement par le serveur d'agrégation et l'ajout des données sur la base de données TimeSeries InfluxDB.

L'échange de fichier CSV est basé sur un protocole sécurisé SFTP. Ce fichier contient les données journalières des valeurs récupérées de l'onduleur et de la batterie ainsi que des panneaux solaires. Ces données y sont agrégées à la minute et le fichier CSV est envoyé toutes les 15 minutes sur le SFTP centralisé. Il est ensuite importé sur la base de données du serveur d'agrégation.

Register address	Function word	Function	Response/Query Format	Command Type
2.4 AC OUTPUT				
0x0200	1	AC output voltage L1	"short" encoded on 2 Bytes, the value has a resolution of 0.1V Ex: 234.8V 0x00 0x2A (2348)	R
0x0201*	1	AC output voltage L2	"short" encoded on 2 Bytes, the value has a resolution of 0.1V	R
0x0202*	1	AC output voltage L3	"short" encoded on 2 Bytes, the value has a resolution of 0.1V	R
0x0203	2	AC output power L1 (From AC output connector of inverter)	"int" encoded on 4 Bytes, the value has a resolution of 1W Ex: 987W 0x00 0x00 0x03 0x07 (987)	R
0x0205*	2	AC output power L2 (From AC output connector of inverter)	"int" encoded on 4 Bytes, the value has a resolution of 1W	R
0x0207*	2	AC output power L3 (From AC output connector of inverter)	"int" encoded on 4 Bytes, the value has a resolution of 1W	R
0x0209*	2	AC output power(total) (From AC output connector of inverter)	"int" encoded on 4 Bytes, the value has a resolution of 1W	R

Figure 17 : Modbus Imeon

```

"Time": "2020-01-16 09:44:00",
"pv_api": {
  "power": {
    "current": 161,
    "today": 332,
    "lifetime": 45537838
  }
}

"Battery": {
  "Voltage": 55.1,
  "StateofCharge": 16,
  "current": {
    "Charge": 11.9,
    "Discharge": 0
  }
}

```

Figure 16 : Exemple fichier JSON généré par la collecte des données du boîtier de pilotage

Voici ci-dessous un extrait du fichier envoyé avec les mesures du photovoltaïque et de la batterie :

Les données, une fois arrivées sur le SFTP, sont intégrées de manière automatisée. Les GRDs ou les data-scientists peuvent par la suite les consulter sur l'outil de visualisation Grafana.



Figure 18 : Visualisation des données nettoyées de la SEIC-Télédis à Saillon et à Nendaz

Prédiction puissance photovoltaïque

Dans un premier temps, nous avons traité les valeurs manquantes, qui étaient nombreuses. En effet, plusieurs plages de temps ont été perdues lors de défaillances techniques, et parfois des valeurs manquantes ont été créées par les capteurs. Comme par exemple l'onduleur IMEON qui renvoie régulièrement des données aberrantes lors des appels modbus. Nous avons décidé de restreindre nos datasets sur la plus longue plage de temps disponible sans valeurs manquante dans le cas de Saillon, il s'agit des données de mi-mai 2020 à octobre 2020. Nous avons ensuite ajouté au jeu de données, la courbe maximale théorique de production photovoltaïque (données européennes PVGIS), pour chaque site. Celle-ci représente le rayonnement maximal chaque jour de l'année, calculée sur les valeurs de 2005 à 2020. Afin de générer cette courbe, nous avons besoin de différentes informations pour chaque site :

- Position GPS des panneaux solaires
- Puissance PV installée
- Inclinaison des panneaux
- Azimut des panneaux

Nous générons, grâce à ces informations, une courbe de production PV pour chaque heure entre 2005 et 2020.

$$\text{Soit } prodPV_{site} = PVGIS(\text{positionGPS}_{site}, \text{puissancePV}_{site}, \text{inclinaisonPV}_{site}, \text{azimutPV}_{site})$$

A partir de ces mesures horaires entre 2005 et 2020, nous générons la courbe maximale théorique de production PV pour chaque site, de la manière suivante :

$$PVmax_{site} = \max_{\text{heure}}(prodPV_{site})$$



Par exemple, la production PV maximum pour le site de Saillon, le 30 mars à 13h, est estimée en prenant le maximum de la courbe production PV (donnée par PVGIS) de tous les 30 mars à 13h disponibles entre 2005 et 2020. Idem pour chaque heure de chaque jour de l'année.

Voici les deux courbes PV_max générées pour Saillon et Nendaz :

- Saillon (position (46.173, 7.196), puissance installée 8kWp, inclinaison 17°, azimut 32°)

Inclinaison : 0° = Sud

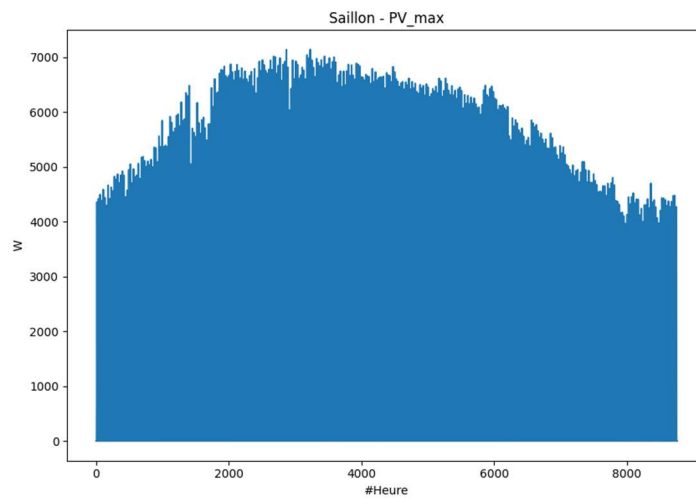


Figure 19: PV_max Saillon

- Nendaz (position (46.195, 7.310), puissance installée 7kWp, inclinaison 22°, azimut -15°)

Inclinaison : 0° = Sud

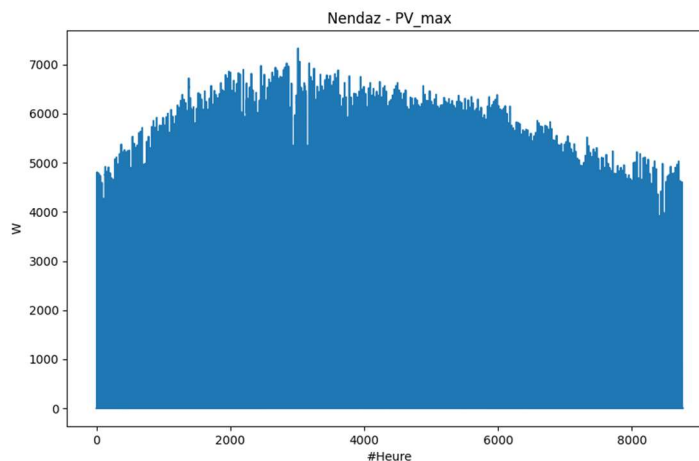


Figure 20: PV_max Nendaz

On calcule ensuite, pour chaque date, lieu et caractéristique de l'installation, station, la date de prédiction de la valeur = date_donnée - lead_time. On ajoute une nouvelle colonne correspondant à la date pour laquelle la prédiction est faite (= date originale)



Enfin, notre dataset se constituera donc de : [t0 (date de prédiction), station, feature², variable, t0 + delta_T (date pour laquelle la prédiction est faite)]

On génère les features pour chaque ligne en fonction de l'heure où on veut faire notre prédiction (t+15min, t+1h, t+24h). Pour cela, chaque ligne du dataset va sélectionner la dernière prédiction faite par les modèles COSMO (minuit, 3h, 6h, ...).

Ensuite, si par exemple la prédiction est faite à 4h pour 4h15, on veut garder, pour chaque feature et chaque station, la prédiction pour au maximum 4h (dans notre cas, pour 4h). Si la prédiction est faite à 4h15 pour 4h30, on gardera également la prédiction pour 4h (car on prédit toujours pour chaque heure).

Finalement, le dataset utilisé, pour chaque site, est le suivant :

La prédiction est faite à l'instant t

- Mesures (jusqu'à l'instant t) de stations météosuisse autour du site
- Prédications de la météo à t+1h de stations météosuisse autour du site
- Valeur PV_max à t+1h
- Valeur PV à prédire à t+1h

Afin d'améliorer nos résultats, nous avons tout d'abord voulu intégrer des données météo provenant directement du lieu considéré. Pour cela, nous sommes en mesure de récupérer des données de simulation ainsi que des prédictions météo provenant de météoblue.

Pour chaque site, nous proposons donc une méthode afin de savoir si nous devons charger la batterie :

- Génération de la courbe PV_max (comme expliqué ci-dessus, avec les variables latitude, longitude, puissance, azimut, orientation)
- Récupération des données de simulation météoblue
- Récupération des données de prédiction météoblue
- Génération de la variable cible de nos modèles (t+1h, et 24 steps de la journée suivante) en fonction des données de simulation météoblue
- Entraînement des modèles avec les données de prédiction météoblue
- Incorporation des modèles dans une API permettant de faire la prédiction PV ainsi que d'afficher la décision de charge/décharge de la batterie

Nous sommes donc en mesure d'estimer si nous devons charger/décharger la batterie et de comparer avec la réalité pour les sites de Saillon et Nendaz.

- Génération de la courbe PV_max

La méthode utilisée est la même que mentionnée plus haut dans ce document.

- Récupération des données de simulation météoblue

Nous sommes en mesure, à un instant t, de récupérer des données de simulation à t provenant de météoblue. Ces données ne sont pas accessibles en live, et sont donc utilisées uniquement afin de générer notre nouvelle variable cible. La récupération des données se fait sur l'interface de météoblue, afin de récupérer des données de simulation. Celles-ci sont importables en tant que csv pour les sites de Nendaz, Saillon et Gryon. Nous récupérons les données d'ensoleillement, de radiation direct et diffuse, ainsi que la nébulosité du ciel.

- Récupération des données de prédiction météoblue

² Une feature est une valeur de jeu de données comme par exemple « radiation solaire », « couverture nuageuse », etc.



Nous sommes en mesure, à un instant t , de récupérer des données de prédiction à $t+n$ heures provenant de météoblue. En effet, les modèles de météoblue prédisent des variables météo tous les jours à midi, pour toute la journée suivante (une prédiction par heure).

Nous récupérons les données de prédictions de météoblue directement depuis leur API. Nous récupérons celles-ci grâce à un générateur de requête sur l'interface de météoblue. Nous avons réalisé l'implémentation de celle-ci sur notre API, afin d'accéder à des données en live, lors de la prédiction de notre modèle.

- Génération de la variable cible de nos modèles en fonction des données de simulation météoblue

Nous récupérons dans les données météoblue, une variable nommée Cloud Cover Total (entre 0 et 1, 0 étant pas de nuages, 1 étant un ciel complètement couvert). Nous calculons notre nouvelle target de cette façon :

$$pv_{target}(t) = PVmax(t) * (1 - 0.75 * Cloud\ Cover\ Total(t))$$

L'idée est d'avoir une simulation réaliste sur ce qu'est la production PV d'un site donné. Si nous avons 0% de nuages, nous produisons $PVmax$. Si nous avons 100% de nuages, nous produisons $25\% * PVmax$. Entre ces deux bornes, nous considérons que l'évolution de la production est linéaire.

- Entraînement des modèles en fonction des données de prédiction météoblue

Nous avons deux types de modèles (qui s'avèreront être les mêmes). Le premier consiste à faire une prédiction à $t+1h$. Pour cela, nous utilisons les données de simulation disponibles à t , $t-1$, et $t-2$, ainsi que les données de prédiction à $t+1$. Nous utilisons enfin $PVmax$ à $t+1$. Pour les deux sites, nous avons calculé les métriques **Root Mean Squared Error** et **Mean Absolute Error**. Ce calcul s'effectue sur la journée uniquement :

Tableau 1 : Root Mean Squared Error (RMSE), Mean Absolute Error (MAE) et Mean Average Percentage Error (MAPE) pour les sites de Saillon et Nendaz (Prédiction PV)

Métrique/Site	Saillon	Nendaz
RMSE (journée uniquement) [Wh]	470.4	820.9
MAE (journée uniquement) [Wh]	217.1	473.1
MAPE (journée uniquement) [%]	13.2	29.9

Nos modèles ont été entraînés sur chaque site à l'aide de 84530 données météorologiques horaires entre le 1er janvier 2008 et le 22 août 2017 et validés à l'aide de 41635 données météorologiques horaires entre le 23 août 2017 et le 23 mai 2022. Sur une journée, l'erreur moyenne est donc de 217.2 pour Saillon et de 473.1 pour Nendaz. Ces chiffres nous montrent que lors d'une journée de production, l'erreur moyenne en Wh ne dépasse pas le tiers de la production. Pour Saillon, ces chiffres sont encourageants, et démontrent une faible erreur du modèle.



Ces chiffres montrent notre target calculé, les prédictions du modèle et les mesures PV réelles pour les jours ensoleillés :

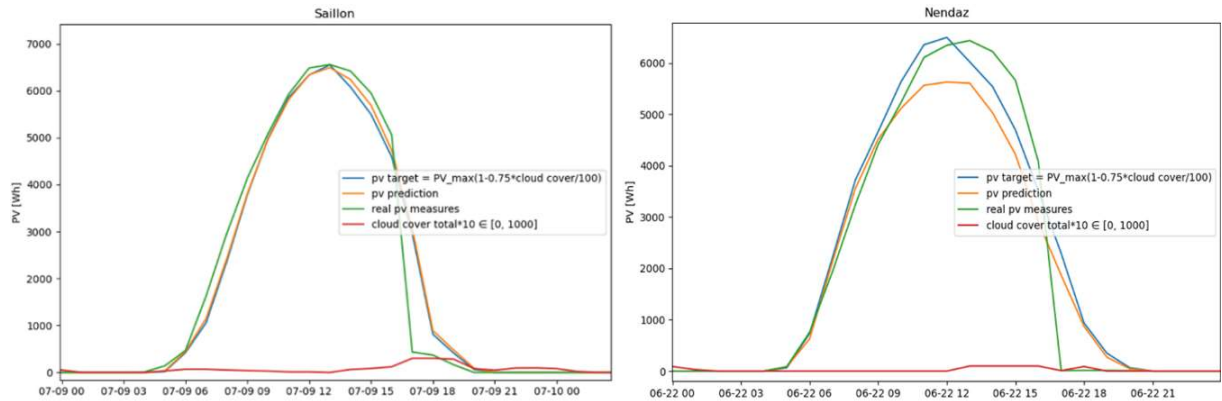


Figure 21: Targets calculés pour les jours ensoleillés

Notre cible correspond parfaitement aux mesures PV réelles pour les jours ensoleillés : La moyenne d'une journée ensoleillée de la cible est de 3235.6, et la MAE entre la cible et la mesure est de 409.9 pour Saillon.

La moyenne d'un jour ensoleillé de la cible est de 3154.9, et la MAE entre la cible et la mesure est de 798.7 pour Nendaz.

Ces chiffres montrent notre target calculés, les prédictions du modèle et les mesures PV réelles pour les jours nuageux :

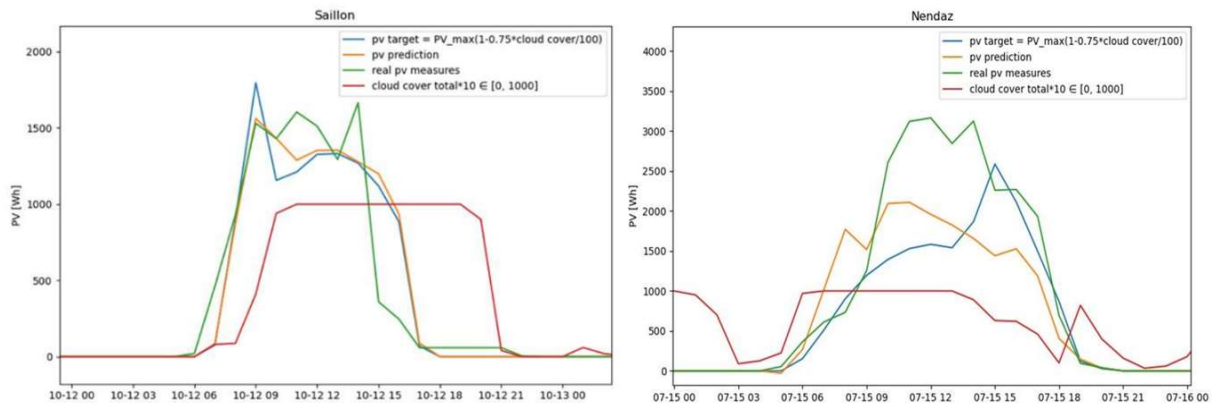


Figure 22: Targets calculés pour les jours nuageux

De même, notre calcul de la target est également validé pour les jours nuageux. La moyenne de la cible pour un jour nuageux est de 1008.4, et la MAE entre la cible et la mesure est de 306.8 pour Saillon.

La moyenne d'un jour nuageux de l'objectif est de 1569.7, et la MAE entre l'objectif et la mesure est de 724.8 pour Nendaz.



3.4 Démonstrateur/analyse

Recherche de la taille optimale de batterie pour l'installation photovoltaïque du site 5 - EnAlpin

Les prix de Visp Energy (VED) et des services industriels de Genève (SIG) sont utilisés. La raison du choix de SIG est le détail des prix pour l'achat de l'électricité, mais également pour les tarifs de réinjection.

La méthode est de faire varier différents paramètres qui définissent la batterie (principalement sa capacité et son coût d'utilisation, ou coût d'usure). Ensuite, à l'aide d'une optimisation financière du site qui décrit quand la batterie se charge et se décharge, des résultats sont calculés.

Les résultats principaux sont les gains financiers et le taux d'autoconsommation. Si la batterie est trop chère, donc que la réduction de sa durée de vie provoquée par une charge/décharge ne compense pas les gains réalisés, elle ne sera pas utilisée.

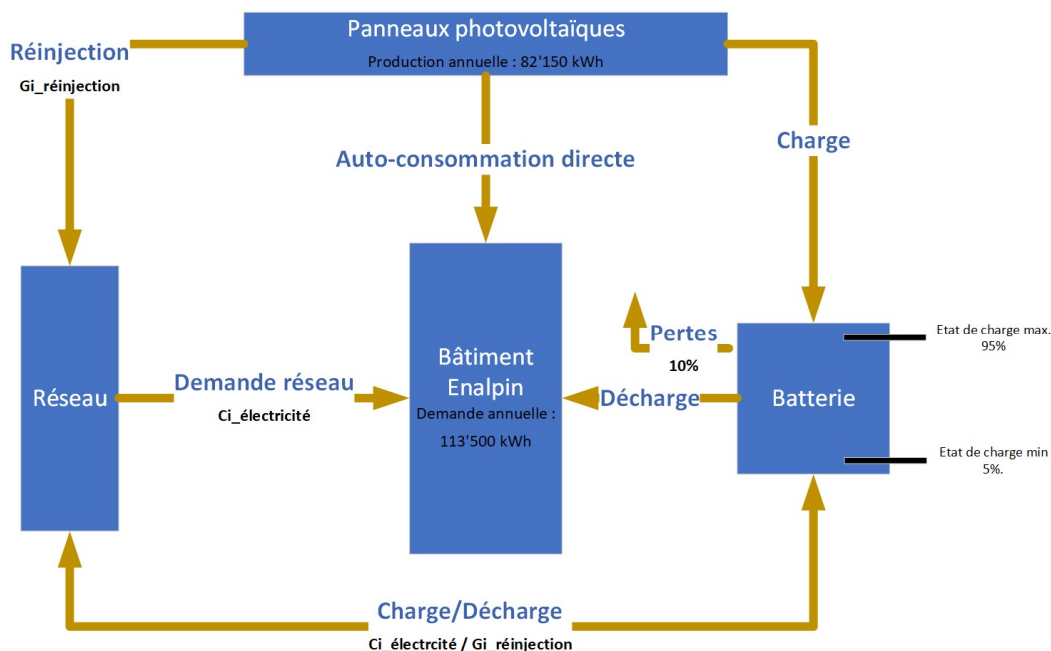


Figure 23: Schéma général du site Enalpin

Taille optimale de la batterie dans les conditions du marché 2019

Avec les paramètres 2019, le coût de stockage de l'énergie est plus grand que la différence de prix entre la demande réseau et la réinjection du courant. La conséquence est que la batterie ne permet pas de réaliser des économies financières en augmentant l'autoconsommation du site. Pour que la batterie soit utile, il faut que la différence entre les prix de la demande réseau et de la réinjection soit plus faible que le coût du stockage. Par exemple, avec un coût de stockage de 13 cts/kWh, il ne vaut pas la peine de stocker le surplus de production PV car la différence entre le prix de la demande réseau de l'électricité (Visp Energie, hiver, heures pleines : 15.59 cts/kWh¹) et le prix d'injection du courant (mêmes conditions : 7.65 cts/kWh³) est inférieure au coût de stockage (15.59 – 7.65 = 7.94).

Pour obtenir un résultat montrant l'utilisation de la batterie, son coût doit être divisé par 4.

³ Valeurs achat et réinjection au 30 décembre 2019

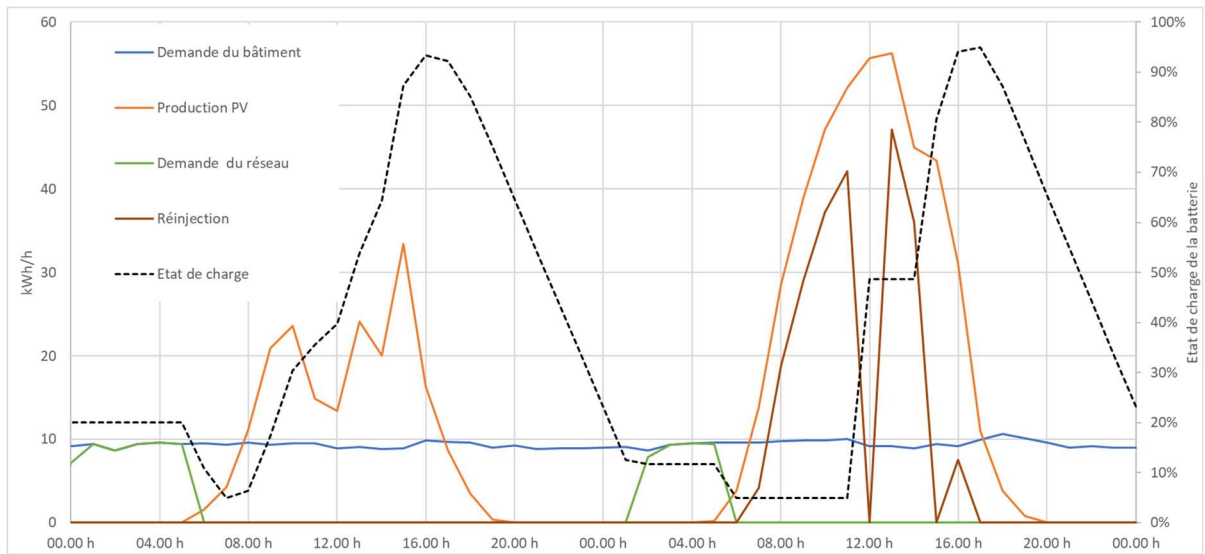


Figure 24: Exemple du 10-11 mai 2018, avec un coût de stockage de 3.3 centimes par kWh

Recherche du seuil de rentabilité du coût de stockage avec les prix d'électricité 2019

Le graphique suivant montre à partir de quel coût de stockage, la batterie devient rentable. Deux tarifs pour permettre une comparaison sont utilisés : VED et SIG : prix de l'électricité à Genève. La capacité de la batterie joue également un rôle.

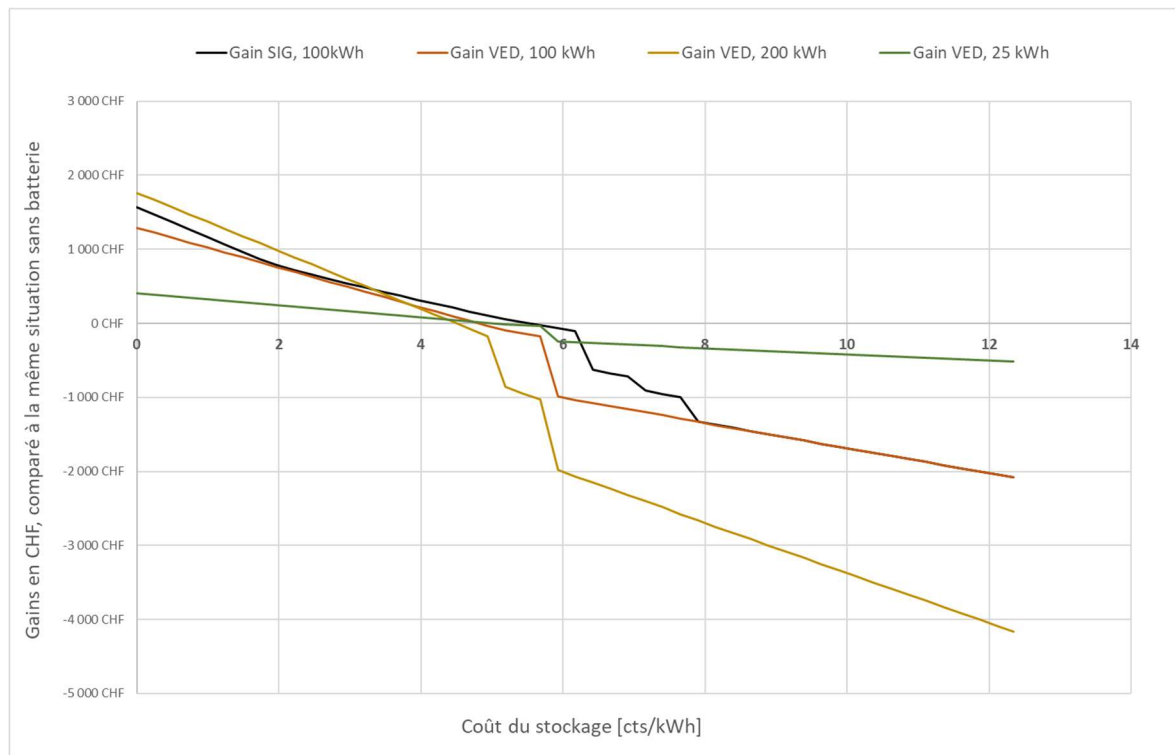


Figure 25: Le seuil de rentabilité se situe au maximum à 5 centimes par kWh



Taille optimale pour une batterie à un coût réduit de 75%

Pour n'importe quelle capacité de la batterie et pour les deux types de prix de l'électricité, le système n'est pas rentable dans les conditions 2019 (le prix du stockage étant de 13.2 cts/kWh). Pour être rentable, il faut réduire au minimum le coût de la batterie de plus de 50% (dans le cas du tarif VED et pour une batterie de 100 kWh, la réduction du prix devrait être de 64% pour atteindre le seuil de rentabilité).

Sur le marché des batteries d'occasion provenant de voiture électrique, le coût du kWh est de 400 CHF/kWh⁴, soit une baisse d'environ 25% du prix neuf, avec une baisse de durée de vie de 10%. Nous sommes donc encore loin de l'objectif de 75% (le coût de stockage serait alors de 11.0 cts/kWh). Cependant, d'un point de vue du bilan sur le cycle de vie, la deuxième vie de la batterie est vraiment intéressante, car elle permet d'épuiser tout le potentiel dans du statique avant de devoir la recycler.

VED : prix de Visp énergie SIG : prix des services industriels de Genève.

Le chiffre entre 25 et 100 décrit le pourcentage du prix de la batterie (VED_25 indique l'utilisation des prix de Visp Energie et que le prix de la batterie a été divisé par 4).

Prix de l'électricité :

Tableau 2: Comparatif des tarifs VED et SIG

Tarifs 2020 en cts/kWh	VED	SIG
Coût maximal de l'électricité	15.59	16.65
Coût minimal de l'électricité	12.54	11.17
Gain maximal de la réinjection	7.65	8.44
Gain minimal de la réinjection	5.05	5.08

La figure suivante montre en détail le cas VED_25 :

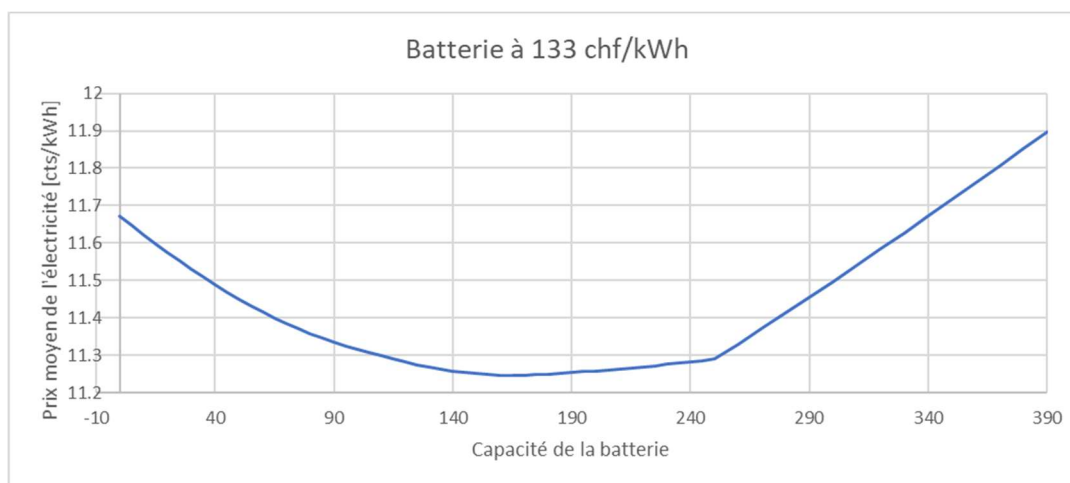


Figure 26: Si le coût de stockage est réduit de 75%, la capacité optimale de la batterie serait de 165 kWh

La taille optimale de la batterie, pour les tarifs de VED et une réduction de 75% du prix de la batterie, serait de 165 kWh. Le coût moyen de l'électricité descendrait de 11.67 à 11.25 centimes par kWh, ce

⁴ Nous avons reçu une offre pour une batterie de 22 kWh à CHF 6900.- sans garantie et pour des 400 cycles passés. Avec 90% de charge maximum et 10% de minimum, nous arrivons à un coût de 392 CHF/kWh



qui équivaut à un gain de 483 CHF par année, sur la durée d'utilisation de la batterie qui est de 21.4 ans.

Dans les conditions actuelles, une batterie de 165 kWh aurait l'impact suivant :

Tableau 3: Bilan d'une batterie dans les conditions actuelles sur le site d'Enalpin

Type	Coût moyen de l'électricité en cts/kWh
Sans PV ni batterie	14.23
Avec PV sans batterie	11.67
Avec PV et batterie	14.90

Le PV sans batterie permet une économie de 2900 CHF par année, soit un total de 87'000 CHF sur la durée de vie des PV.

La batterie coûterait 766 CHF par année, ce qui donne, sur 15 ans, un total de 11'490 CHF de perte.

Explication du système d'attribution du prix dynamique de la revente d'électricité pour un système consommateur-producteur PV-batterie

Fonctionnement général

Le but est de créer une tarification dynamique pour la revente du courant provenant d'installations PV qui tient compte de la demande et de l'offre. Une batterie, apportant de la flexibilité à la consommation et à la production, serait valorisée.

Méthodologie

Le tarif dynamique est calculé en arrangeant par ordre la demande et l'offre, sans liberté (donc sans batterie). Les prix de l'électricité varient selon ces deux rangs. Le prix minimal est le coût marginal de la production PV, et le prix maximal est le prix de l'électricité à l'achat moins le timbre et les redevances publiques. On refait plusieurs fois, des nouveaux arrangements avec les nouveaux prix et avec une batterie jusqu'à converger vers un prix fixe.

Résultats

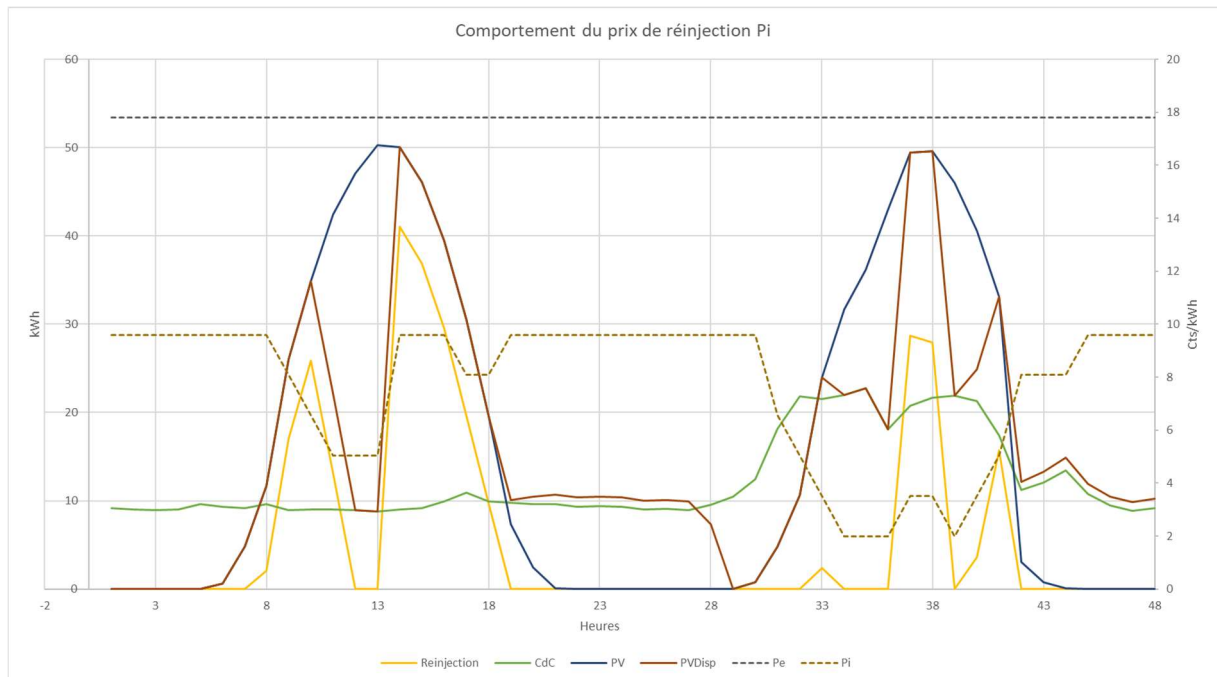


Figure 27: Comportement du prix de réinjection Pi

La méthode ne converge pas, mais alterne. Ce sont les résultats de la 6e itération (qui a le gain journalier maximal) qui a été choisie. La batterie permet de réinjecter le courant lorsque les prix sont les plus élevés et que l'énergie est disponible. C'est la charge de la batterie qui est priorisée, afin d'économiser l'achat de l'électricité du réseau. Lorsqu'il y a assez de surproduction (donc production PV – consommation) pour charger la batterie entièrement, le surplus est revendu lorsque le prix est le plus élevé.

Prise en compte des véhicules électriques et bornes de recharge pour le site 5 - EnAlpin

Méthodologie

Les données utilisées sont les mesures des bornes de recharge pour une semaine d'hiver et pour une semaine d'été de l'année 2021.

Le prix de vente du kWh d'électricité est de 40 cts/kWh. La batterie utilisée a une capacité de 100 kWh (avec un état de charge entre 5 et 95% de sa capacité nominale) pour un prix de 170 CHF/kWh, ce qui correspond aux prix d'une batterie de voiture Zoé. Nous divisons le prix de la batterie par deux afin de simuler une batterie d'occasion. On obtient un coût du stockage du kWh de 4.7 centimes par kWh.

La simulation optimise les flux d'énergie sur une semaine, sans réaliser de prédiction, mais avec une connaissance totale. Les prix de l'électricité d'achat au réseau sont les prix de Visp Energy de 2021. Les prix de vente de l'électricité aux bornes des véhicules électriques sont donnés par Enalpin. Les prix de rachat de l'électricité sont calculés via un prix dynamique décrit précédemment.

Résultats

Une batterie permet d'augmenter significativement le taux d'autoconsommation dans les 8 scénarios décrits : scénario Été / Hiver, avec/sans véhicule électrique et avec/sans batterie. Le coût du stockage d'environ 5 centimes par kWh est la limite de rentabilité de la batterie.



Les gains sur la recharge des véhicules électriques permettent en été de s'approcher d'une neutralité financière, avec un coût de 20 CHF par semaine. En revanche, en hiver, les coûts sont d'environ 300 CHF par semaine.

Finalement, dans les conditions 2021, une batterie d'occasion n'a que peu d'impact sur la rentabilité. Lorsque la demande des véhicules électriques sera plus importante et les batteries moins chères, le seuil de rentabilité sera atteint.

	Hiver				Eté				
	1984				1925				
Demande électrique du bâtiment	233				2392				kWh
Production PV	233				2392				
Demande électrique des bornes VE (VE : véhicule électrique)	Véhicule él.		Pas de V. él.		Véhicule él.		Pas de V. él.		kWh
	Batterie	Sans batt.	Batterie	Sans batt.	Batterie	Sans batt.	Batterie	Sans batt.	
Taux d'autoconsommation	100%	79%	100%	79%	56%	45%	52%	40%	
Demande réseau	1851	1890	1753	1800	800	1025	720	952	kWh
Réinjection sur le réseau	1,1	49,85	1,1	49,85	1063	1340	1160	1446	
Demande réseau	320	327	303	311	122	157	109	146	CHF
Gain réinjection CHF	0,1	1,8	0,1	1,8	54	63	56	66	
Coût de la batterie	4,3	-	4,3	-	24,6	-	25,4	-	
Gain de la vente aux VE	36	36	-	-	72	72	-	-	
Bilan sur la semaine	-288	-289	-307	-309	-20	-23	-79	-79	
Charge de la batterie	48,75	-	48,75	-	277,1	-	285,85	-	kWh
Prix vente max	17,62	17,62	17,62	17,62	15,73	15,73	15,73	15,73	cts/kWh
Prix vente min	16,38	16,38	16,38	16,38	14,98	14,98	14,98	14,98	
Prix revente max	9,41	9,41	9,41	9,41	7,52	7,52	7,52	7,52	
Prix revente min	2	2	2	2	2	2	2	2	
Prix vente min VEL	40	40	-	-	40	40	-	-	
Prix vente max VEL	40	40	-	-	40	40	-	-	
Différence batterie / sans batt.	5,3		6,6		27,1		26,1		CHF

Figure 28: Comparaison de plusieurs scénarios

3.5 Mesures sur sites entre septembre-novembre 2022

Dans le cadre du projet OFEN MSID, nous avons mesuré la partie autoconsommation dans deux cas spécifiques. Dans un premier temps, nous nous intéressons à notre site de développement off-grid (site 6) sur lequel nous pouvons piloter deux batteries (Weco et Victron) au travers de leurs onduleurs respectifs (Studer-Innotec Xtender et Victron) ainsi que l'eau chaude du propriétaire. Un algorithme complet a été mis en place et tourne en continu depuis sa mise en service le 3 novembre 2022. Dans un second temps, nous nous intéressons aux sites de notre partenaire SEIC-Télédis à Nendaz. Comme susmentionné, le site de Nendaz contient une batterie Apollion cube de Leclanché pilotable par le biais d'un onduleur triphasé lmeon.

Site de développement Off-grid

Sur notre site de développement off-grid, nous avons réfléchi au moyen d'optimiser le mieux possible l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques. Nous avons créé un algorithme avec plusieurs cas comprenant

- Onduleurs et une batterie Victron (5kWh) dont le state of charge (SOC) est supérieur à 50% ou non
- Onduleurs Studer-Innotec Xtender et deux batteries Weco stackées (2x 5kWh) dont le SOC est supérieur à 20% ou non
- PV supérieur à consommation ou non

A noter que l'algorithme ne pilote que l'onduleur Xtender de Studer-Innotec et les relais de l'eau chaude.

La loi actuelle ne permettant pas de reconstruire un regroupement en consommation propre (RCP) avec le voisin car une petite parcelle les sépare, le propriétaire a installé en cas de dernier recours une



génératrice afin de se prémunir en cas de mauvais temps sur plusieurs jours. Avant la mise en place de l'algorithme, sa batterie Victron était surutilisée comme nous pouvons le voir sur le graphique ci-dessous :



Figure 29 : Evolution SOC Studer XTender et Victron sur le site de développement Off-grid (avant mise en place algorithme)

La batterie descendait souvent à 0 ce qui n'est pas recommandé pour cette dernière. De plus le propriétaire devait enclencher manuellement le relai de l'eau chaude dans sa maison. Vous trouvez en annexe 1 un fichier pdf contenant le visuel de l'algorithme mis en place. Sur la plateforme MSID, nous pouvons voir ci-dessous son implémentation :

```
Algorithm in use:
FirstAlgorithme_..._General_081122

Création d'algorithmes

FirstAlgorithme_..._General_081122

FirstAlgorithme_..._General_081122

IF (STUDER-420679 - SOC < 90 AND STUDER-420679 - generator == 4){
}ELSE{
}ELSE{
  IF (VICTRON-694207 - SOC < 50){
    IF (VICTRON-694207 - pv < SHELLY-CONSU-207423 - power){
      IF (STUDER-420679 - SOC < 20){
        STUDER-420679 - disallowCharge
        STUDER-420679 - enableGenerator
        SHELLY-BOILER-2345234 - setTo0
      } ELSE{
        STUDER-420679 - disallowCharge
        STUDER-420679 - disableGenerator
        SHELLY-BOILER-2345234 - setTo0
      }
    }
  } ELSE{
    IF (STUDER-420679 - SOC < 20){
      STUDER-420679 - disallowCharge
      STUDER-420679 - disableGenerator
      SHELLY-BOILER-2345234 - setTo0
    } ELSE{
      STUDER-420679 - disallowCharge
      STUDER-420679 - disableGenerator
      IF (BOILLERTEMP-123084 - temperature < 60){
        SHELLY-BOILER-2345234 - setTo1
      }
    }
  }
} ELSE{
  IF (STUDER-420679 - chargeAllow == 0 AND VICTRON-694207 - SOC < 80){
    STUDER-420679 - disallowCharge
    STUDER-420679 - disableGenerator
    SHELLY-BOILER-2345234 - setTo0
  } ELSE{
  }
```

Figure 30 : Création de l'algorithme depuis la plateforme vlhmsid

Afin de mesurer l'efficacité de l'algorithme créé, nous l'avons laissé travailler durant plusieurs semaines. Cela nous a permis de valider son fonctionnement aussi bien en période ensoleillé qu'en période de mauvais temps. Nous pouvons voir par exemple sur les graphiques ci-dessous la réaction de l'algorithme par mauvais temps prolongé ou par beau temps.



Figure 31 : Mesure du SOC des deux batteries du site de développement offgrid (mauvais temps)

Comme nous pouvons le voir sur la figure ci-dessus, l'algorithme a fermé le relai de l'eau chaude (rose) lors de la recharge de la batterie Victron (violet) permettant ainsi une recharge plus rapide. Une fois atteint les 80% de SOC de la batterie Victron, l'algorithme a réouvert le relai.

Dans ce dernier graphique, nous pouvons constater que l'algorithme a démarré et coupé la recharge des batteries Weco par la victron de manière automatisée lorsque la batterie Victron atteignait 50%. Une fois arrivée à 80%, le système ouvre à nouveau le relai qui permet aux batteries Weco de charger par le biais de la batterie Victron.

Avec l'aide de l'algorithme, nous sommes en mesure de permettre au propriétaire de la maison de tenir 2 jours complets avec l'utilisation uniquement de ses batteries en cas de mauvais temps. Auparavant, il n'arrivait pas à autoconsommer pendant une journée sans soleil. De plus, l'automatisation du chauffage de l'eau lui permet un confort supplémentaire. En fonction, de l'énergie disponible, le relai s'active automatiquement permettant de chauffer l'eau.

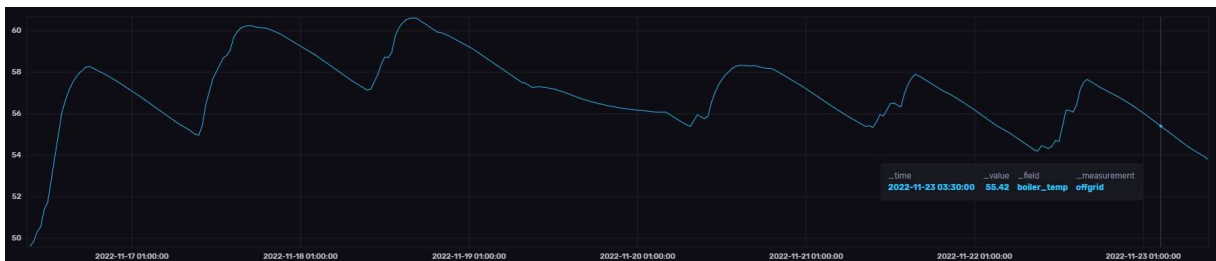


Figure 32 : Mesure de la température de l'eau chaude du site de développement off-grid

Site de production SEIC-Télédis Nendaz

Une fois testé, sur notre environnement de développement, nous avons planifié en date du 21 septembre 2022 un test de trois algorithmes sur le site de la SEIC-Télédis à Nendaz. Nous avons remarqué que nos ordres fonctionnaient, toutefois l'onduleur IMEON semblait modifier les registres de manière non contrôlée. En effet, le système de pilotage basique de l'onduleur était activé en parallèle. Une fois le système de pilotage IMEON désactivé, nous avons entamé les tests durant la journée du 22 septembre 2022.

Pour le premier algorithme testé, nous avons validé l'action liée à une potentielle pénurie d'électricité. Dans le code ci-dessous, nous avons défini une période de pénurie (12h12 le 22 septembre 2022). Une heure avant la pénurie annoncée soit à partir de 11h12, la batterie se charge à 100%.



```
IF (Penurie - start < NOW ) {  
    IMEON - Charge  
}
```



Figure 33 : Données du premier test (pénurie) de l'algorithme sur le site de Nendaz

Comme nous pouvons le voir sur le graphique ci-dessous, cela a effectivement bien fonctionné, la batterie a bien démarré sa charge à 11h12.

```
IF (Prediction Production > 3000) {  
    IMEON - Charge  
} ELSE {  
    IMEON - Neutral  
}
```

Dans le deuxième algorithme, nous vérifions la valeur de la prédiction de production photovoltaïque créée dans le workpackage 4. Si elle est supérieure à 3kW (3'000W), nous chargeons la batterie. Si ce n'est pas le cas, nous ne déclenchons pas la charge. Nous pouvons le voir dans la figure ci-dessous :



Figure 34 : Données du second test de l'algorithme sur le site de Nendaz

La batterie était en neutre (la petite décharge est due aux ressources nécessaires au maintien de la batterie). Ensuite, la prédiction a mentionné qu'il y aurait plus de 3kW de puissance dans la prochaine heure ce qui a déclenché le chargement de la batterie à partir de 11h59.

Nous avons testé un troisième algorithme plus complet afin de voir si le système répondait au besoin du terrain. Vous trouvez ci-dessous le code de ce dernier algorithme testé :

```
IF (Prediction production > 3000) {  
    IF (IMEON - SOC > 95) {  
        IMEON - Neutral  
    } ELSE {  
        IMEON - Charge  
    }  
} ELSE {  
    IF (IMEON - SOC < 20) {  
        IMEON - Neutral  
    } ELSE {  
        IMEON - Discharge  
    }  
}
```



Dans ce troisième algorithme, nous intégrons une donnée récupérée directement depuis le modbus de l'IMEON telle que le SOC de la batterie. Si la prédiction photovoltaïque est suffisante pour la prochaine heure, nous vérifions si la batterie n'est pas déjà pleine et si ce n'est pas le cas, nous la mettons en charge. Dans le cas où la prédiction photovoltaïque prédirait une production faible, nous vérifions si la batterie n'est pas trop déchargée et dans ce cas, nous la déchargeons en fonction de la consommation.

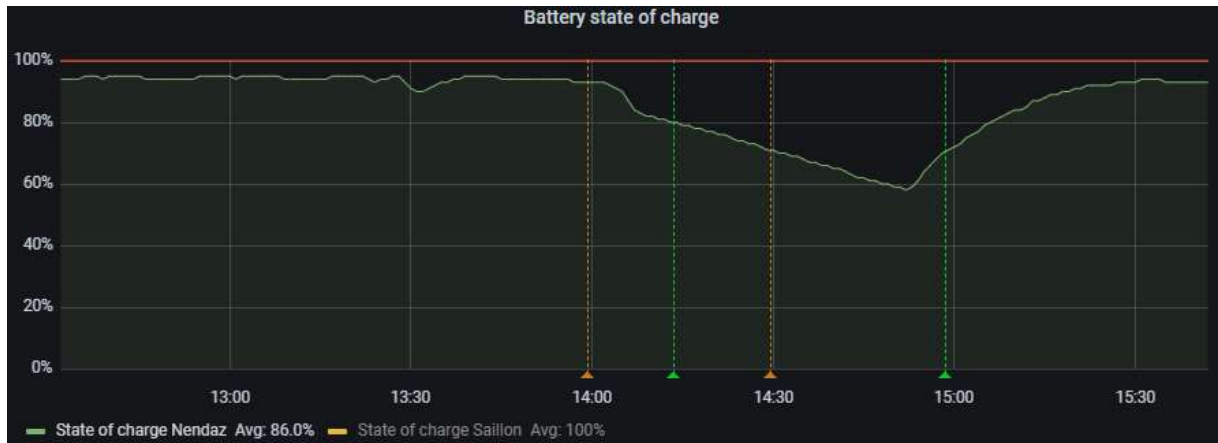


Figure 35 : Données du troisième test de l'algorithme sur le site de Nendaz

Comme nous pouvons le voir sur ce troisième graphique, la batterie est restée à 95% de 12h à 14h car la prédiction nous indique que les panneaux produiraient au-delà de 3kW. Ensuite dans l'après-midi (entre 14h et 15h), la prédiction était moins bonne, ce qui a fait que l'algorithme a déchargé la batterie afin de suppléer au besoin des habitants de la maison. Ensuite à partir de 15h, la barre des 3kW a été dépassé à nouveau permettant de charger la batterie jusqu'à 95%.



4 Problématique de tension réseau

4.1 Introduction

Le réseau électrique suisse s'étend sur plus de 250'000 kilomètres et existe sur 7 niveaux différents. Le niveau 7 de très haute tension de 380kV ou 220kV est utilisé pour transporter des grandes quantités d'électricité sur des longues distances, comme c'est le cas lors d'importations ou de production. L'électricité passe ensuite par des niveaux de transformateurs, de haute tension (entre 36kV et 150kV) et moyenne tension (entre 1kV et 36kV) avant d'arriver sur le niveau 7 de basse tension (≤ 1 kV) utilisé dans les prises de courant des foyers.

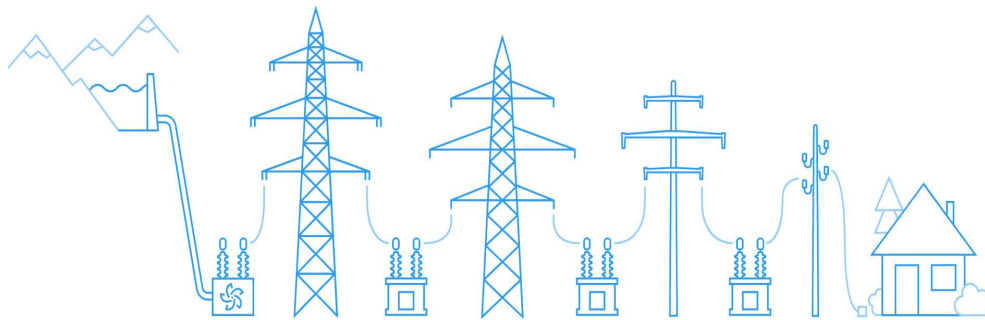


Figure 36 niveaux de tension du réseau électrique Suisse

Avec la dérégulation des marchés de l'électricité, qui engendre une privatisation progressive des secteurs de la production et de la distribution d'électricité, on assiste aujourd'hui à une décentralisation de la production d'énergie dans les réseaux électriques.

La structure actuelle du réseau de distribution d'électricité doit être repensée pour accueillir le nombre croissant de générateurs d'énergie renouvelable dans les réseaux de basse tension. En effet, l'insertion d'un grand nombre de générateurs entraîne des problèmes de surtension dans ces réseaux qui, en fonction de l'état de charge du réseau, peuvent conduire au non-respect des valeurs de tension autorisées par la norme électrique. (BOUAKRA, 2016)

Pour ne pas dépasser la tension maximale autorisée, des systèmes intelligents de gestion électrique doivent être introduits dans les réseaux. Ces systèmes permettent de gérer les cycles de charge des batteries de façon à réduire la quantité de charge introduite dans le réseau lors d'une période de production importante.

MARI (Manually Activated Reserves Initiative) est une plateforme pour l'échange transfrontalier d'énergie de réglage. La plateforme MARI permet, au sein du marché intérieur européen de l'électricité, de mettre aux enchères, de facturer et de surveiller l'énergie de réglage tertiaire rapide (temps d'activation de 12,5 minutes et délai de livraison de 15 minutes).

4.2 Compétence

Pour corriger les problèmes de gestion de la tension évoqués ci-dessus, plusieurs compétences ont été réunies dans ce projet.

Comme pour l'autoconsommation, il est essentiel pour la gestion des tensions sur le réseau de pouvoir contrôler la batterie via l'onduleur. Le boîtier de contrôle installé par HES-SO est capable de piloter et lire les registres des onduleurs Studer-Innotec Xtender XTH (installation OIKEN à Pont-Chalais) à



travers une communication Modbus RTU et l'onduleur Studer Next3 (installation FMA à Cergnement) à travers une communication Modbus TCP.

La seconde compétence nécessaire est la récolte de données météorologiques et la prédiction de production de l'installation photovoltaïque qui permettent d'anticiper des possibles surtensions du réseau et ainsi déclencher une charge des batteries. À l'inverse, si la consommation provoque un abaissement de la tension, la batterie pourra être déchargée.

Une compétence additionnelle permettant de corriger la problématique du réseau de basse tension est l'analyse des tensions maximales lors de plusieurs scénarios de bridages de la production photovoltaïque. Ces études permettent de définir les seuils de tension possibles dans une installation afin de dimensionner la capacité de la batterie en fonction de la qualité de tension désirée.

4.3 Réalisation

Lors de la création des microgrids nous avons établi une méthodologie de dimensionnement et contrôle optimale des systèmes de stockage d'énergie, celle-ci tient compte des contraintes de tension liées au réseau de distribution basse tension (BT). Nous avons appliqué la méthodologie aux cas FMA - Site 1 (ferme de Cergnement) et OIKEN – Site 4 (tennis de Sierre). Chacun des deux sites disposent d'une installation photovoltaïque qui révèle la problématique d'élévation de tension (atteignant des tensions critiques) lors de l'injection du surplus de production solaire. Nous allons détailler la méthodologie de résolution de la problématique en cinq points :

Analyse de la situation initiale du site 1 - FMA et du site 4 - OIKEN

Dans cette première section nous étudions les caractéristiques des réseaux BT des sites respectifs, ainsi que les mesures des paramètres physiques liés à la consommation énergétique du site et au réseau BT. Cette procédure nous permettra de cibler les problèmes et de définir la meilleure stratégie de résolution.

Les informations recueillies du réseau de FMA et des mesures sont résumées sur la figure ci-dessous. Ils permettent de localiser le site en bout de ligne ainsi que les points de mesures. Les données de mesures à disposition datent de janvier 2019 à août 2020.

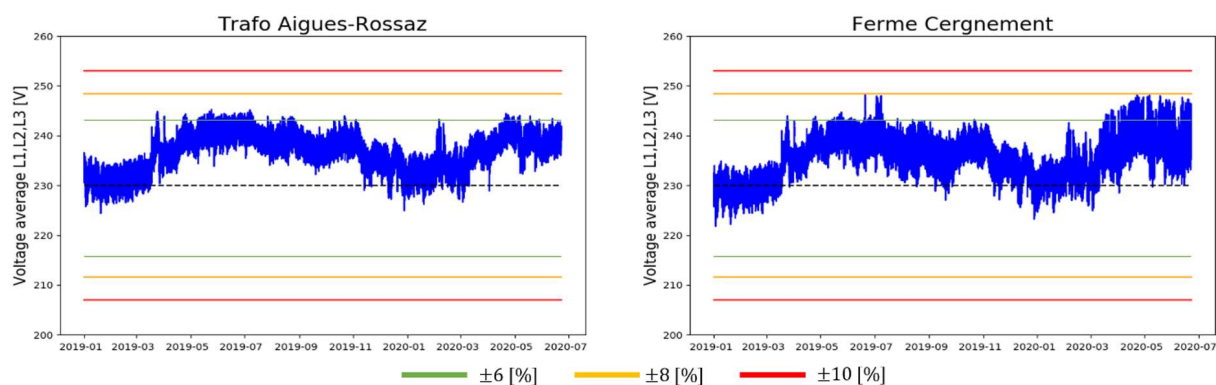


Figure 37 Tension mesurée aux transformateurs et à la ferme (timestamp de 15 minutes)

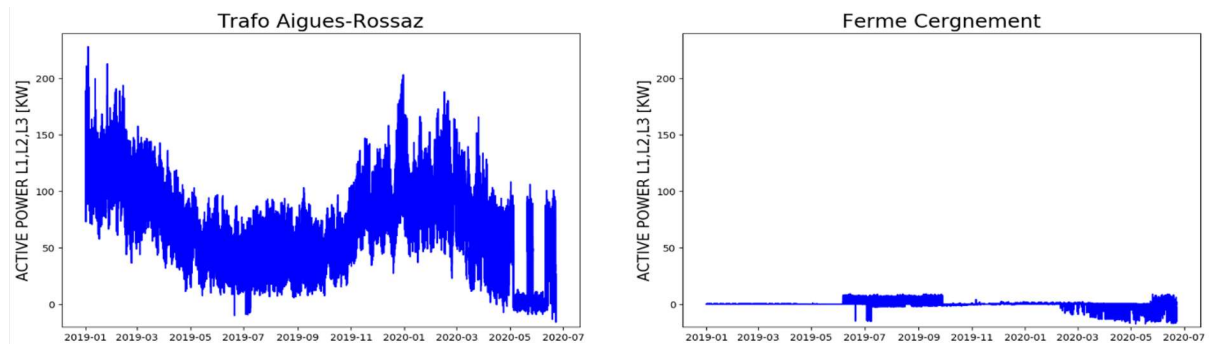


Figure 38 Puissance active mesurée aux transformateurs et à la ferme (timestamp de 15 minutes)

L'analyse des mesures de tensions et puissances actives au niveau de la ferme révèle que l'injection du surplus de production solaire devient critique en printemps/été. La baisse de consommation dans l'ensemble du réseau à ces périodes et l'augmentation de l'injection provoque l'élévation du niveau de tension au niveau de la ferme, se situant à environ 1.08 pu ($\sim 248V$) en pleine production.

En ce qu'il concerne l'installation d'OIKEN, Les informations recueillies du réseau et des mesures sont résumées sur la figure ci-dessous. Les caractéristiques principales du réseau ont pu être récupérées.

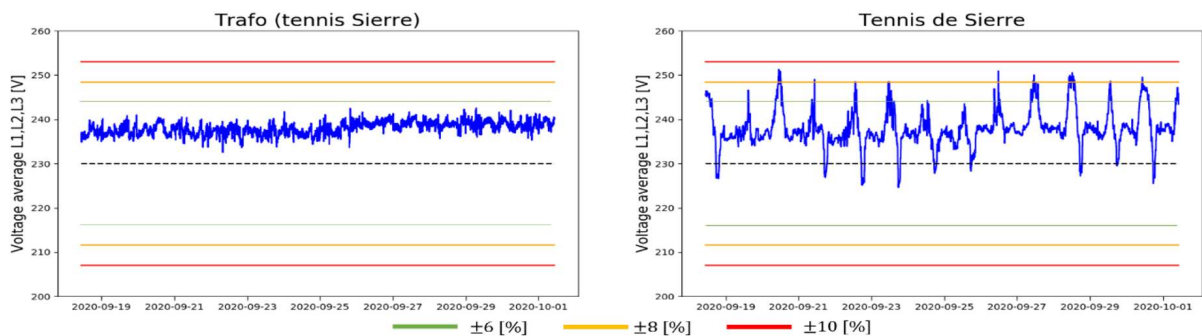


Figure 39 Tension mesurée aux transformateurs et au tennis (échantillonnage 1 minutes)

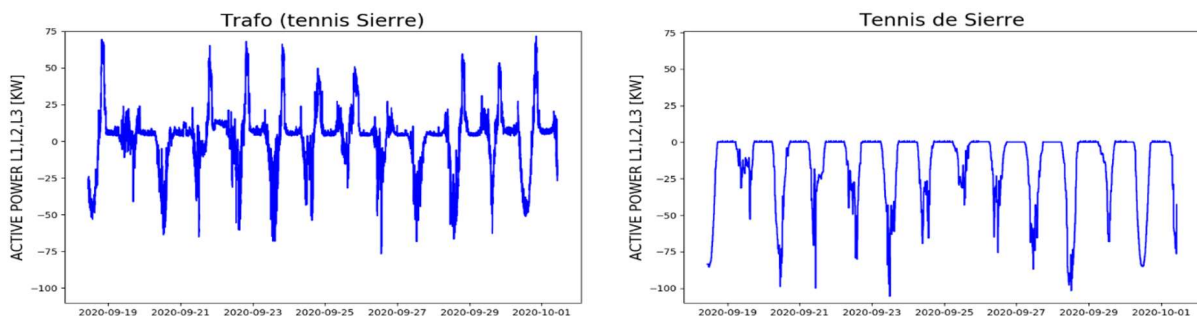


Figure 40 Puissance active mesurée aux transformateurs et au tennis (échantillonnage 1 minutes)

Nous avons placé un appareil de mesure au transformateur car aucun relevé n'y était effectué à cet endroit. Nous avons à disposition uniquement des mesures historiques au tennis. Les données de mesures haute résolution (échantillonnage 1seconde) sont récoltées du 19 septembre 2020 au 1 octobre 2020 (2 semaines), à l'aide d'un PEL103 de la marque Chauvin Arnoux.

L'analyse des mesures de tensions et puissances actives au niveau du tennis révèle que l'injection du surplus de production solaire est critique. La faible consommation dans l'ensemble du réseau et l'augmentation de l'injection provoque l'élévation du niveau de tension au niveau du tennis, se situant à



environ 1.085 pu ($\sim 249.5V$) en pleine production. Nous notons également une forte volatilité de la tension due aux grandes variations de flux de puissance $\pm 75kW$ en l'espace de quelques minutes.

Méthodologie de modélisation et simulation des réseaux électriques

La méthodologie de modélisation consiste à reconstituer à l'aide d'outil la structure et les éléments physiques du réseau à étudier. Pour cela nous avons utilisé le langage de programmation *Python* ainsi que la bibliothèque de référence de modélisation et simulation physique des réseaux électriques, *pandapower* (Institute, 2022).

Grâce aux éléments recueillis des réseaux électriques, nous pouvons procéder à la modélisation. Ensuite, pour les simulations, nous injectons les mesures de charges (puissance active) dans le modèle, puis nous lançons le solveur de flux de puissance de manière itérative pour toutes les mesures. Les analyses des résultats de simulations du site de FMA et de OIKEN sont décrites ci-dessous.

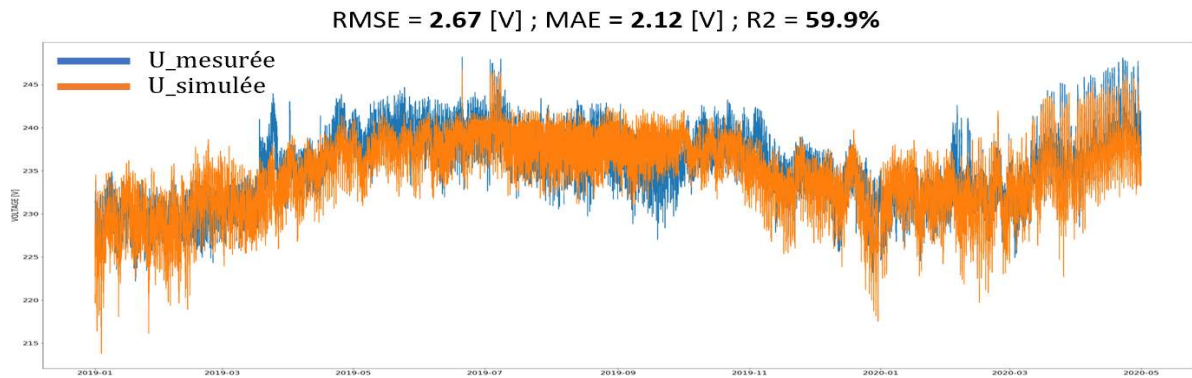


Figure 41 Comparaison entre la tension mesurée et la tension simulée (site FMA)

Simulation et résultats du modèle physique site 1 - FMA (ferme de Cergnement) :

Les résultats des simulations physiques ont été optimisés en variant le niveau de tension du côté moyenne tension du réseau afin d'obtenir les meilleurs résultats. Dans l'idéal, les tensions simulées sont les mêmes que celle mesurées. Cela signifierait que le modèle représente parfaitement la réalité. Ainsi, l'erreur moyenne obtenue est de 2.7 [V] sur 1.5 années de simulation (10 minutes échantillonnage).

Simulation et résultats du modèle physique site OIKEN (tennis de Sierre) :

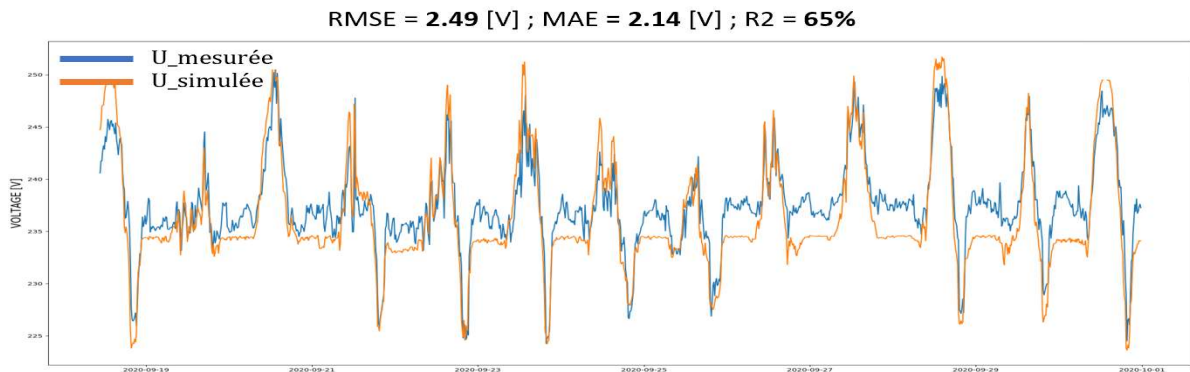


Figure 42 Comparaison tension mesuré et simulé (site OIKEN)



L'erreur moyenne obtenue sur la simulation de 2 semaines est de 2.5 [V]. Le réseau est ainsi relativement mal représenté par le modèle, en particulier lorsque qu'il y a très peu ou pas de charge ou de production au niveau du tennis.

Analyse des résultats des modèles physiques :

Nous remarquons tout d'abord que pour les deux modèles physiques l'erreur est similaire, de l'ordre de 2.5 [V] indépendamment de l'horizon de simulation (1.5 années vs 2 semaines). D'autre part, le temps de résolution des flux de puissance de ces simulations est proportionnel au nombre de pas de temps à résoudre (environ 30minutes pour environ 52 500 pas). D'autre part, nous avons établi que la librairie pandapower n'était pas suffisamment adaptée pour le contrôle de stockage d'énergie qui serait lié à des contraintes de tensions. Afin de combler les imprécisions et les problèmes de mise à l'échelle de la modélisation et de la simulation physique (pandapower), nous avons développé une nouvelle méthodologie qui est décrite à la section suivante et a été présenté à la conférence IEEE CIRED 2021 (partie 8 publication).

Technique de modélisation et simulation amélioré

Le concept développé consiste à combler au maximum les imprécisions du modèle physique du réseau électrique. Le processus est constitué de trois étapes fondamentales. Premièrement, il s'agit de calibrer le modèle physique, pour se faire nous exploitons les mesures réelles du réseau en question. Lorsque nous obtenons les résultats pour la simulation à un pas de temps donné, nous comparons et recherchons à minimiser l'erreur entre la tension simulée et mesurée. Pour ce faire, le paramètre de calibrage utilisé est le niveau de tension de la moyenne tension de ce même réseau. Une fois le meilleur niveau de tension (MT) calculé, on passe à l'étape suivante qui consiste à générer le dataset aux limites de flux de puissance à ce même pas de temps en utilisant le modèle physique calibré. On fait varier la puissance dans un intervalle défini et stocke tous les résultats de simulation obtenu. On répète ensuite ce processus pour constituer le dataset destiné à l'entraînement du modèle de « machine learning ».

Optimisation linéaire pour le dimensionnement et le contrôle des systèmes de stockage

Le dimensionnement et le contrôle du stockage dans notre étude est basé sur une méthode d'optimisation linéaire qui caractérise le modèle en flux de puissance. Le processus et le modèle utilisé et complété est issu de la thèse de diplôme « Développement d'un outil de prédimensionnement des systèmes énergétiques renouvelables. » (Weibel Amine, 2019).

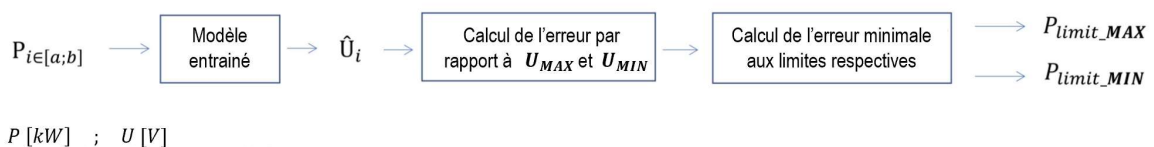


Figure 43 Processus d'extraction des limites de flux de puissance associé à la tension limite

Il s'agit de déterminer les capacités des variables physiques et temporelles qui répondent à des contraintes spécifiques et une fonction objective. Nous définissons la fonction objective afin de minimiser les coûts d'investissement du stockage ainsi que les coûts opérationnels qui sont associés à l'achat d'électricité. Les contraintes du problème sont les limites techniques des technologies installées sur site. En revanche l'élément complémentaire essentiel développé durant cette étude porte sur l'implémentation des contraintes dynamiques des flux de puissance. À l'aide du modèle amélioré, nous extrayons les puissances limites associées aux contraintes de tension souhaitées. Cela nous permet de relaxer le problème d'optimisation classique d' « optimal power flow », originellement non-linéaire. Le processus du calcul des puissance limites dynamiques est représenté ci-dessous.



Tout d'abord, nous utilisons le modèle entraîné pour prédire les tensions dans l'intervalle de puissance limite. À noter que les contraintes de tension sont définies avec (U_{max} , U_{min}). Ensuite, les erreurs de

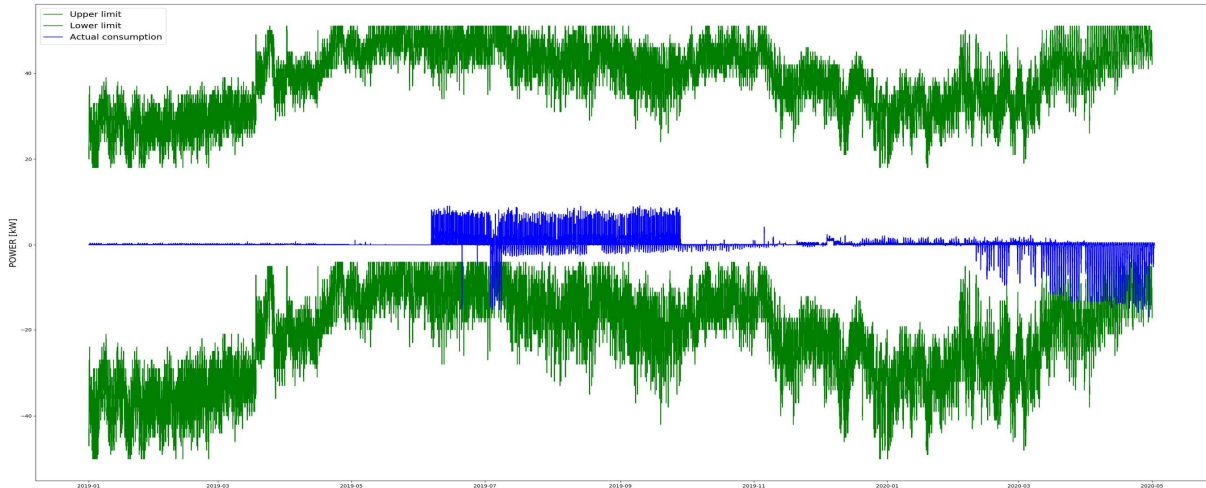


Figure 44 Profil de puissance mesuré à la ferme (bleue) ainsi que les limites de puissance calculée aux contraintes de tension ($\pm 1.06 pu$) prédiction de la tension sont calculées par rapport à U_{max} et U_{min} . Enfin, nous conservons les profils de puissance des erreurs les plus faibles, se situant dans la plage des limites de tension définies.

Finalement, la figure ci-dessus représente le profil minimal et maximal de puissance afin de respecter les contraintes de tension.

Ainsi, ces profils de limites de puissance vont nous permettre de borner les flux de puissance dans la formulation du problème d'optimisation et ainsi satisfaire les contraintes de tension souhaitée.

Résultats pour le site FMA

Dans cette dernière section nous allons présenter les résultats obtenus de dimensionnement et de contrôle optimal obtenu des méthodologies implémentées. Nous traitons tout d'abord le cas de la ferme de Cergnement (site 1 - FMA), puis celui du tennis de Sierre (site 4 - OIKEN).

En ce qu'il concerne l'installation de FMA le tableau ci-dessous résume les résultats des performances des différents modèles entraînés.

Tableau 4 Performance modèle amélioré site 1 - FMA (1.5 années)

Model	Dataset used (nb. Days)	RMSE [V]	MAE [V]	R2 [-]
Physic model	None	2.67	2.12	0.60
Model 1	4 (min/max)	0.930	0.590	0.958
Model 2	4 (season)	0.687	0.403	0.974
Model 3	8 (min/max & season)	0.698	0.491	0.975
Model 4	8 (min/max & season)	0.677	0.329	0.977



Nous sélectionnons le modèle 4 car il obtient les meilleurs scores, avec une erreur moyenne de 0.7 [V]. Ce modèle nous permet de dimensionner le stockage en fonction de la qualité de tension désirée et du bridage PV nécessaire.

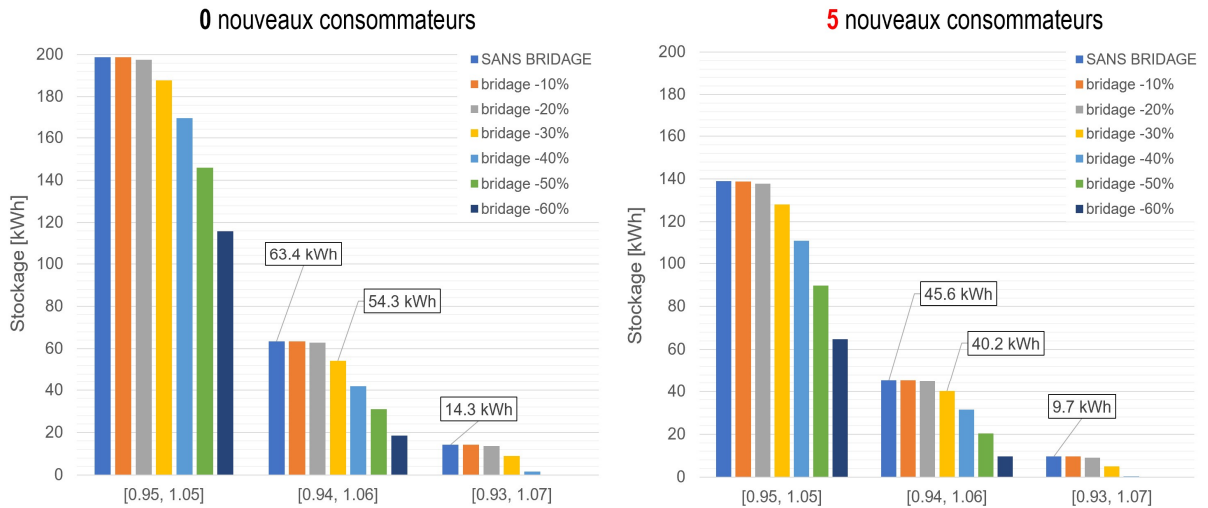


Figure 45 Capacités de stockage optimales en fonction des contraintes de tension et du bridage de production solaire, avec et sans nouveau consommateur raccordé (site 1 - FMA)

Nous allons maintenant calculer l'impact du bridage sur le revenu :

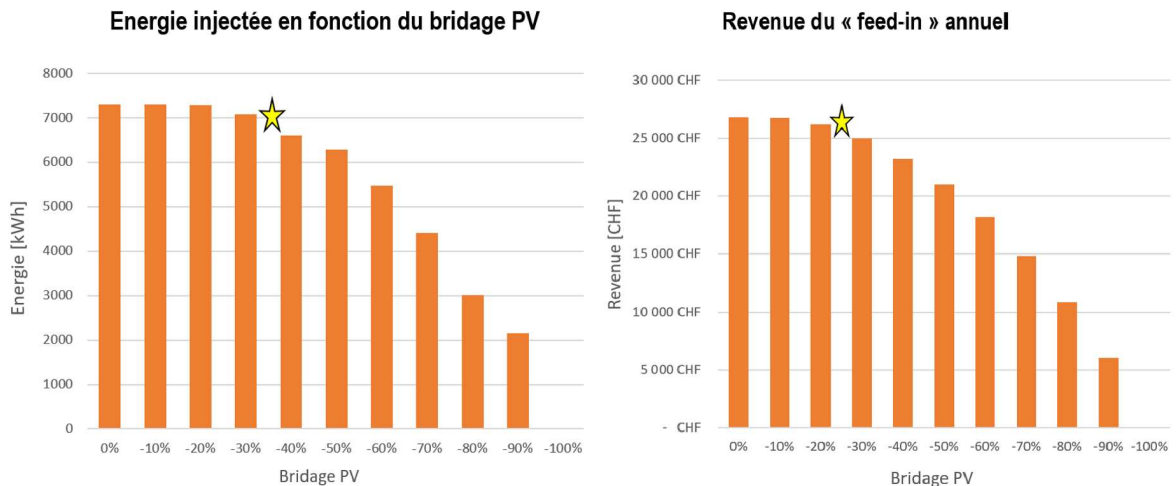


Figure 46 Energie injectée et revenu du « feed-in » en fonction du bridage PV (site 1 - FMA)

En plus du respect des contraintes de tension, une estimation du stockage avec l'ajout de nouveaux consommateurs a été réalisée. Pour ce faire, nous avons utilisé la courbe de charge du transformateur normalisé à 1.5kW du pic maximum et multiplier par le nombre de consommateurs. La figure suivante représente ainsi le dimensionnement selon les deux situations.

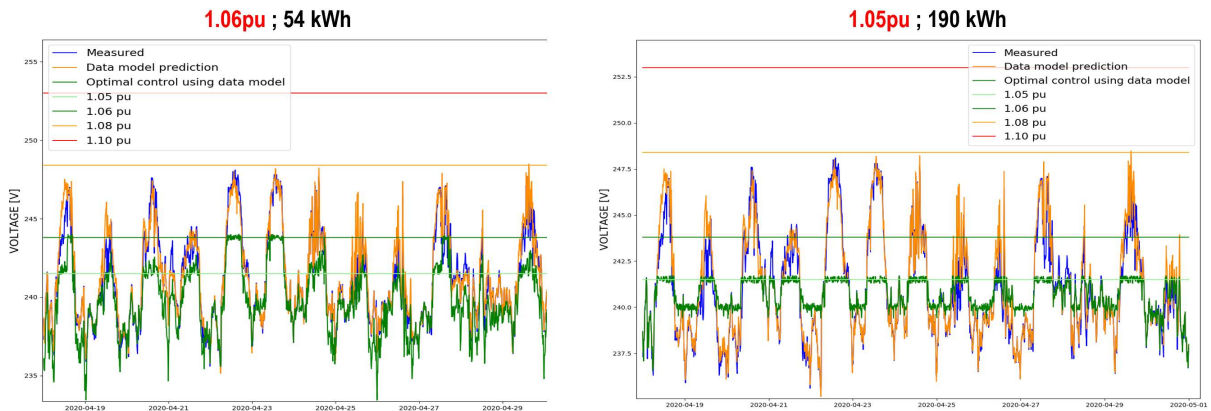


Figure 47 Contrôle du système de stockage pour deux cas de contraintes 1.05 et 1.06pu

On remarque que le contrôle implémenté est parfaitement effectif. Premièrement, la limite de la tension est respectée dans chacun des deux cas. Deuxièmement, la stratégie de lissage est particulièrement exprimée dans le cas 1.05pu, on observe une forte stabilité de la tension grâce au contrôle de la batterie.

0 nouveaux consommateurs

Contraintes	Stockage	P_charge	P_décharge	Invest*
[p.u]	[kWh]	[kW]	[kW]	
[0.94, 1.06]	64	12	13	~ 56 kCHF
[0.93, 1.07]	14.5	6	7	~ 20 kCHF

5 nouveaux consommateurs

Contraintes	Stockage	P_charge	P_décharge	Invest*
[p.u]	[kWh]	[kW]	[kW]	
[0.94, 1.06]	46	15	7	~ 50 kCHF
[0.93, 1.07]	10	13	6.5	~ 30 kCHF

*le prix: 500CHF/kWh (stockage) & 900CHF/kW (onduleur)

Figure 48 : Différents scénario (0 nouveau consommateur/5 nouveaux consommateurs)

Récapitulatif : Un dimensionnement de 14.5 kWh avec un onduleur de 15kW permet d'assurer la qualité de tension et une extension vers 5 nouveaux consommateurs.

Résultats pour le site OIKEN

Dans le cadre de l'installation d'OIKEN, le tableau ci-dessous résume les résultats des performances des différents modèles entraînés.

Tableau 5 Performance modèle amélioré site 4 de OIKEN (2 semaines)

Model	Dataset used (nb. Days)	RMSE [V]	MAE [V]	R2 [-]
Physic model	None	2.49	2.14	0.650
Model 1 (2.5k)	7 (340 values) -15min rés.	1.38	1.00	0.890
Model 2 (5k)	7 (340 values) -15min rés.	1.36	0.98	0.900
Model 3 (10k)	7 (340 values) -15min rés.	1.34	0.99	0.903
Model 4 (10k)	2 (1000 values) -1min rés.	1.20	0.82	0.917
Model 5 (10k)	7 (2000 values) -1/15min rés.	0.98	0.67	0.941

Nous sélectionnons le modèle 5 car il obtient les meilleures performances avec 1 [V] d'erreur moyenne.



Comme pour le cas de FMA, ce modèle nous permet de dimensionner le stockage en fonction de la qualité de tension désirée et du bridage PV nécessaire.

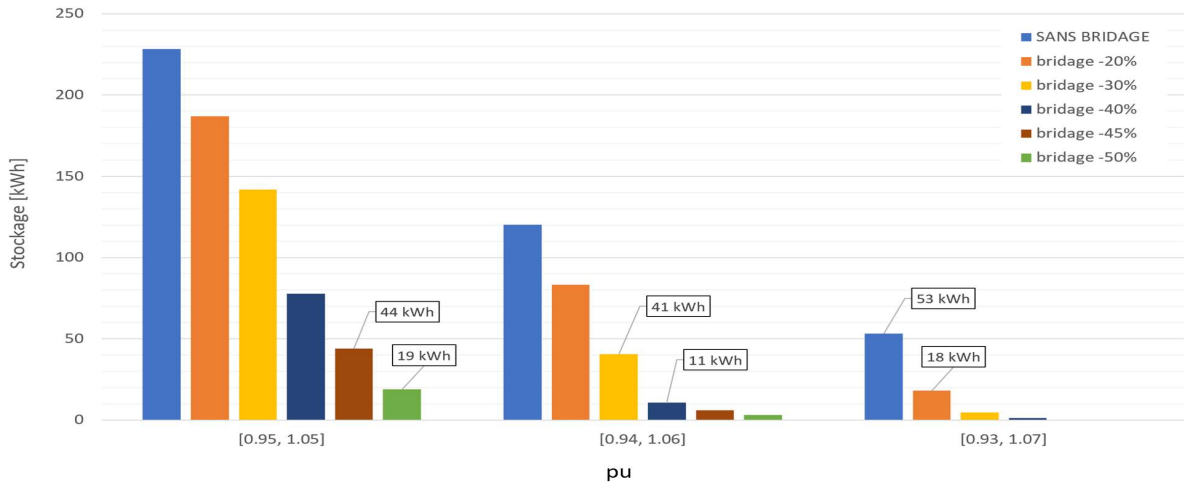


Figure 49 Capacités de stockage optimales en fonction des contraintes de tension et du bridage de production solaire (site OIKEN)

Le contrôle démontre l'efficacité du lissage de la tension. La puissance en surplus est réinjectée lors de pics de baisse de tension sur le réseau dus à une soudaine consommation importante durant une diminution de la production solaire. Ainsi, au-delà de limiter les tensions élevées, le système de stockage limite également les creux de tension.



4.4 Mesures sur sites entre septembre-novembre 2022

Sur le site 2 de OIKEN, avec le dispositif solarlog, nous obtenons les informations nécessaires sur la tension mesurée des onduleurs solarmax. Cette information de tension est récoltée par le boîtier de pilotage de la HES-SO Valais-Wallis. Avec l'aide de cette valeur, nous sommes en mesure de définir s'il y a une augmentation de la tension, par exemple, à la suite d'une trop grande production solaire.

Pour ce site d'OIKEN, nous avons créé un algorithme qui permet à la batterie de maintenir l'état de charge entre 45% et 55% ce qui nous donnera une marge pour charger la batterie lorsque la tension est trop élevée. Avec la dernière version de cet algorithme, lorsque la tension est supérieure à 230V, la batterie se charge jusqu'à 90% pour diminuer la tension.

Les données du graphique ci-dessous (Figure 50) ont été prises durant la journée du 16 novembre 2022, lorsque la batterie a atteint un état de charge de 90%, le registre modbus 52 (chargeAllow) de l'Xtender de Studer-Innotec a été modifié pour ne pas permettre à la batterie de se charger au-delà de 90%.

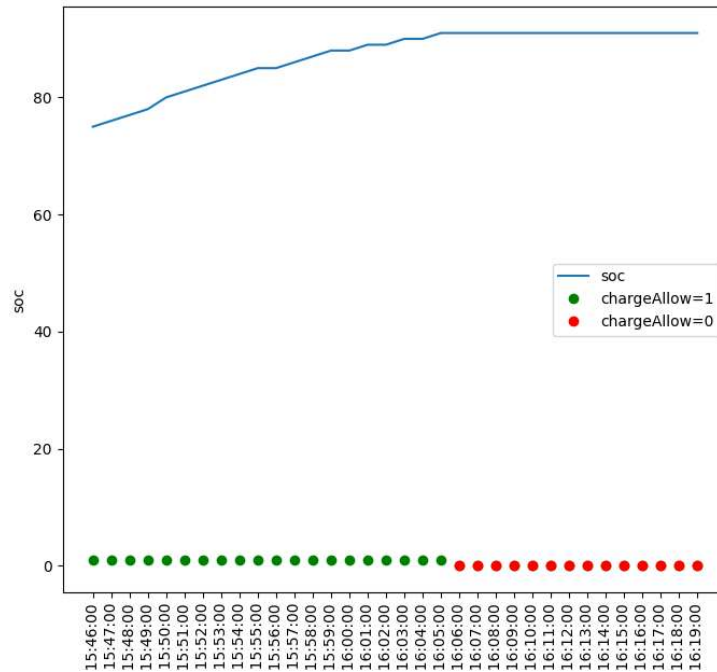


Figure 50 : Données de la journée du 16 novembre pour le site d'OIKEN mesurant l'impact de l'algorithme de pilotage pour la tension réseau



Les données du second graphique (Figure 51) ont été mesurées durant la journée 15 novembre 2022, lorsque le dernier algorithme a été mis en place (à 16h05), la tension maximale définie de 230V était déjà atteinte. Le registre modbus gérant la charge de l'Xtender a été modifié automatiquement par l'algorithme afin de permettre le stockage d'électricité dans la batterie.

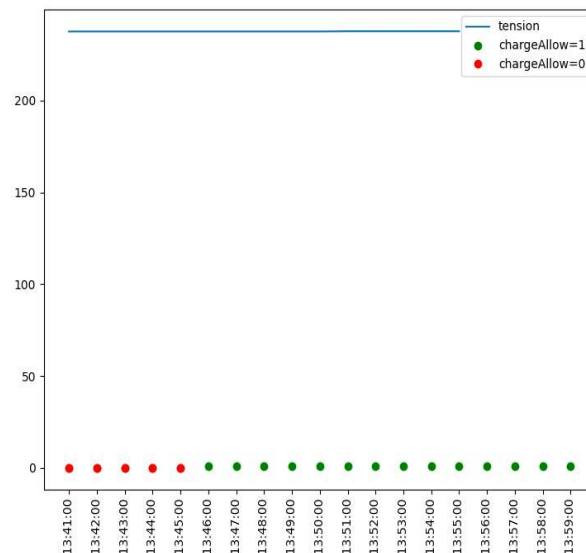


Figure 51 : Données de la journée du 15 novembre pour le site d'OIKEN mesurant l'impact de l'algorithme de pilotage pour la tension réseau

Finalement, un deuxième site a été étudié pour la problématique de tension. Dans cette installation à Cergnement, il s'agissait d'un problème de sous-tension, car la ferme se trouve à l'extrémité du réseau de distribution de FMA. Pour le site FMA, 3'500 litres de mazout annuel étaient nécessaires pour la machine à traire de la ferme qui provoque des chutes de tension. Un onduleur Next3 et 3 batteries stackés Weko de 5kWh pour un total de 15kWh de batterie ont été installés afin de permettre la stabilisation de la tension.

Avec l'onduleur Studer Innotec Next3, nous avons accès aux données de tension et pouvons déclencher une décharge de la batterie lorsque la tension du réseau est trop faible. Dans un premier algorithme, nous avons défini que lorsque la tension est inférieure ou égale à 225V, la batterie doit se décharger jusqu'à 50% pour compenser ce manque de tension.

En examinant la figure 53, nous pouvons constater que lorsque l'algorithme a déclenché la décharge de la batterie le 22 janvier 2023 à 23h28, la tension du réseau est passée de 225V à 230V. Nous pouvons également observer que lorsque la décharge est terminée, la tension est retombée de 232V à 227V.

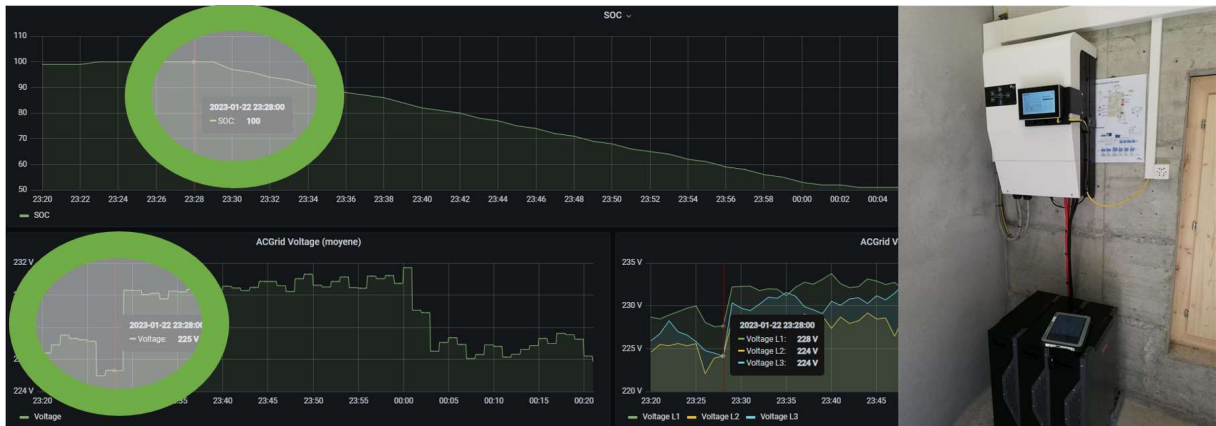


Figure 52 décharge de la batterie dans le réseau de FMA lancée par l'algorithme

Cet algorithme va également charger la batterie à 100% lorsqu'une tension de 235V ou plus est détectée pendant la décharge ou lorsqu'une tension de 230V est enregistrée après la décharge de la batterie. En regardant la figure 54, nous pouvons voir une augmentation de la tension qui déclenche la charge de la batterie, qui réduit par la suite la tension du réseau. Cependant, la charge va continuer pour autant que la tension ne baisse pas en dessous de 220V, sinon la décharge sera à nouveau déclenchée pour corriger le problème de sous-tension.



Figure 53 charge de la batterie du réseau FMA lancée par l'algorithme



5 Stratégies combinatoires et valorisation agrégées en VPP

5.1 Introduction

L'objectif est de combiner les fonctionnalités découlant des deux thématiques précédentes dans un même outil. Cet outil offre la possibilité aux GRDs de voir les données de leur(s) site(s) ainsi que de piloter manuellement ou automatiquement la charge et la décharge de leur(s) batterie(s) et autres charges flexibles (ECS, etc). Les algorithmes créés depuis l'interface utilisateur combinent les travaux de recherche réalisés dans le cadre de ce projet. Plusieurs stratégies combinatoires ont été créés dans la plateforme VPP permettant à l'utilisateur d'optimiser l'utilisation des batteries.

5.2 Compétences

Les compétences développées dans cette étape sont :

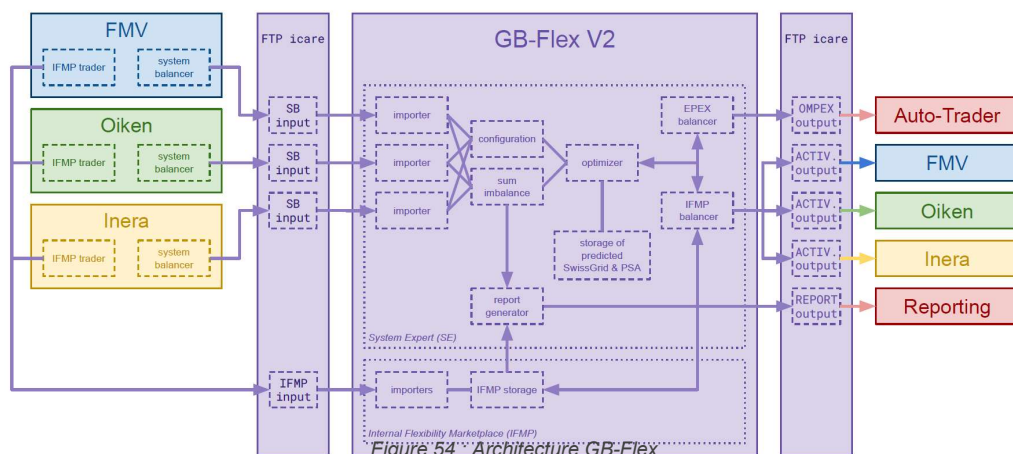
- Collecte et compréhension des données des divers composants électroniques des sites
- Représentation des données du VPP sur une plateforme web en ligne
- Paramétrage des algorithmes combinatoires
- Optimisation financière avec la place de marché GB-Flex pour valoriser les petites capacités dans le sous-groupe bilan
- Pilotage manuel des charges flexibles assuré par les algorithmes de pilotage
- Gestion de l'infrastructure pour se préparer à un risque de pénurie énergétique planifié

5.3 Réalisations

Optimisation financière (lien avec la place de marché GB-Flex)

Pour permettre la valorisation économique des batteries de petite capacité, nous avons réalisé une interface avec le système GB-Flex (projet OFEN). Nous avons réalisé les tests et validés le processus avec le sous-groupe bilan INERA. Le GRD peut en activant le système GB-Flex décharger ou charger la batterie d'un client en fonction de la prédiction du prix spot afin de proposer au sous-groupe bilan local cette flexibilité.

Deux des GRDs présents dans notre projet OFEN MSID faisaient également partie des sous-groupes bilan de GB-Flex (OIKEN ainsi que Inera dont fait partie SEIC-Télédis).





Dans le projet OFEN MSID, le GRD a la possibilité d'activer ou désactiver le système GB-Flex via un bouton présent sur la plateforme VPP. Lorsque le système est activé, l'agrégation des batteries du GRD seront proposés chaque heure au système GB-Flex. Dans le cadre du site pilote de la SEIC-Télédis par exemple, il s'agit de 2x 6 kW de batterie et environ 12kWh prêts à être chargés ou déchargés pour aider le GRD à corriger le plus vite possible les erreurs d'estimation qu'il devrait par la suite payer à Swissgrid.

Du point de vue architecture IT, c'est un CSV qui est envoyé chaque heure avec la disponibilité des batteries. Le système OFEN GB-Flex traite le CSV et en sortie, il renvoie un second CSV qui indique au module de contrôle du projet OFEN MSID l'action à exécuter (charge/décharge et quantité acceptée par le sous-groupe bilan).

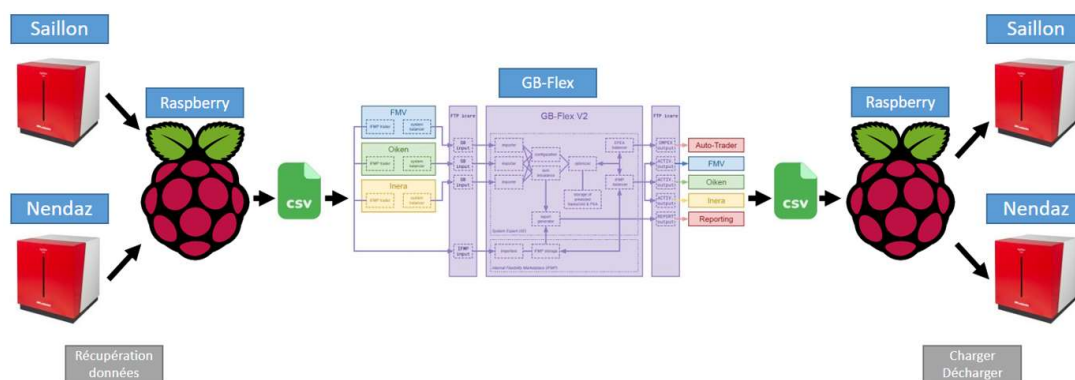


Figure 55 : Intégration de la place de marché GB-Flex dans l'architecture OFEN MSID

Plateforme de Virtual Power Plant

Une plateforme VPP est développée avec les fonctionnalités de base tels que :

Le login sécurisé par GRD permettant un accès exclusif pour son (ses) site(s) agrégés :



Figure 56: Plateforme - Login



La gestion des utilisateurs et des GRDs (visualisation, édition, suppression) pour l'administrateur principal :

GRD	EMAIL	PRÉNOM	NOM	RÔLE	ACTIF
	admin			Admin	✓
FMA	fma@mail.ch			GRD	✓
SEIC	seic@mail.ch			GRD	✓
FMA	gryon@mail.ch	Buvette + Ferme	Cergnement	Client	✓
SEIC	nendaz@mail.ch	Carl	Doe	Client	✓
SEIC	saillon@mail.ch	Jean	Martin	Client	✓

Figure 57 : Plateforme - Gestion des utilisateurs

La visualisation du tableau de bord d'un site pilote :

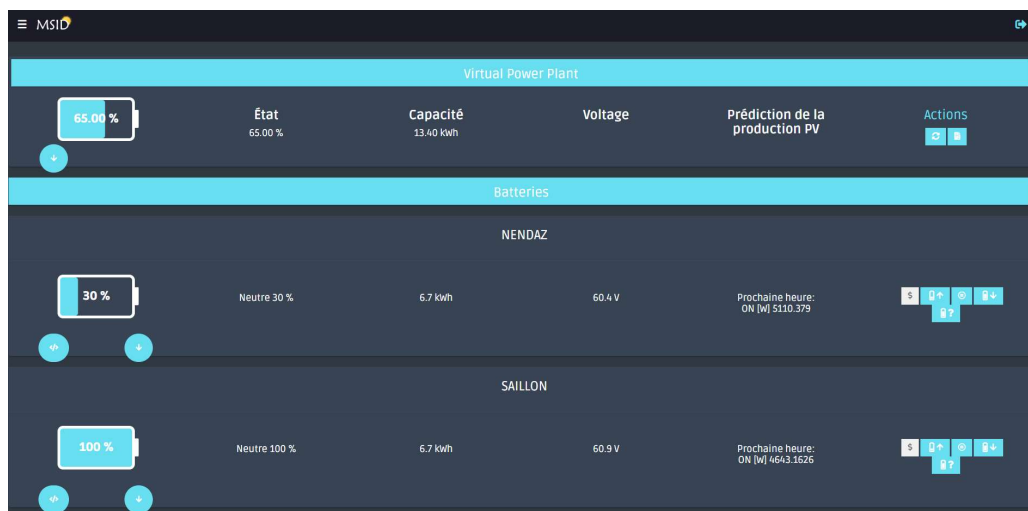


Figure 58 : Plateforme – Dashboard d'agrégation des batteries

Algorithme de pilotage

La plateforme VPP permet la création d'algorithme de pilotage. Il est possible de paramétrer le site du GRD en ajoutant, supprimant ou modifiant des éléments (Figure 59).

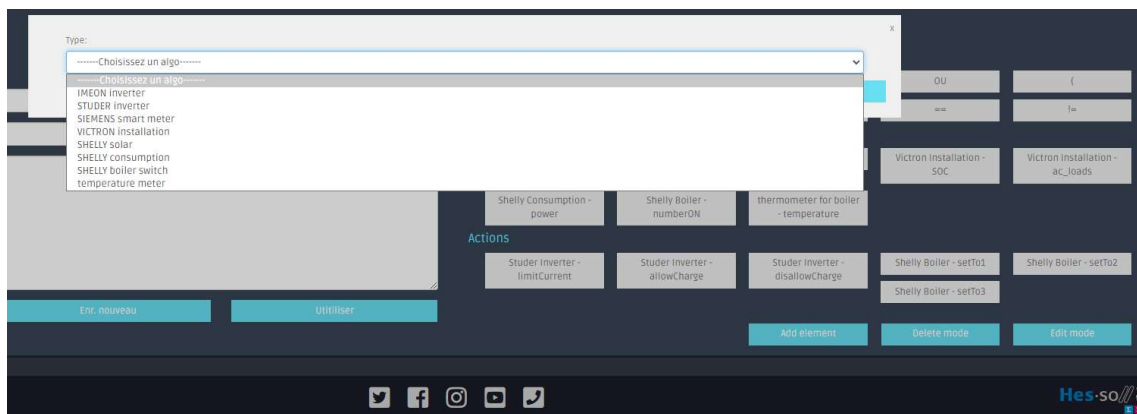


Figure 59 : Interface d'ajout d'éléments pour l'algorithme de pilotage



Avec l'interface de création d'algorithme (Figure 60), nous permettons aux GRDs de créer leurs algorithmes selon leurs besoins avec des mesures et actions définies selon les éléments ajoutés dans l'étape précédente. La création de plusieurs algorithmes offre la possibilité à l'utilisateur de définir des algorithmes saisonniers par exemple ou des algorithmes spécifiques en fonction des installations. Il est possible en tout temps de le désactiver et de le réactiver. L'utilisateur peut également afficher les logs du système (Figure 61) afin de voir les actions prises par l'algorithme.

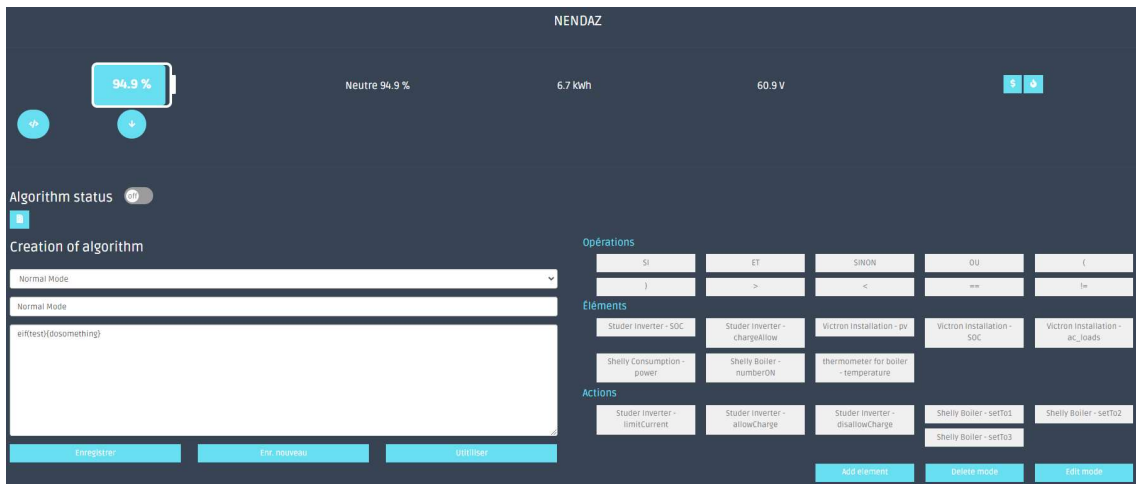


Figure 60 : Interface de création d'algorithme de pilotage

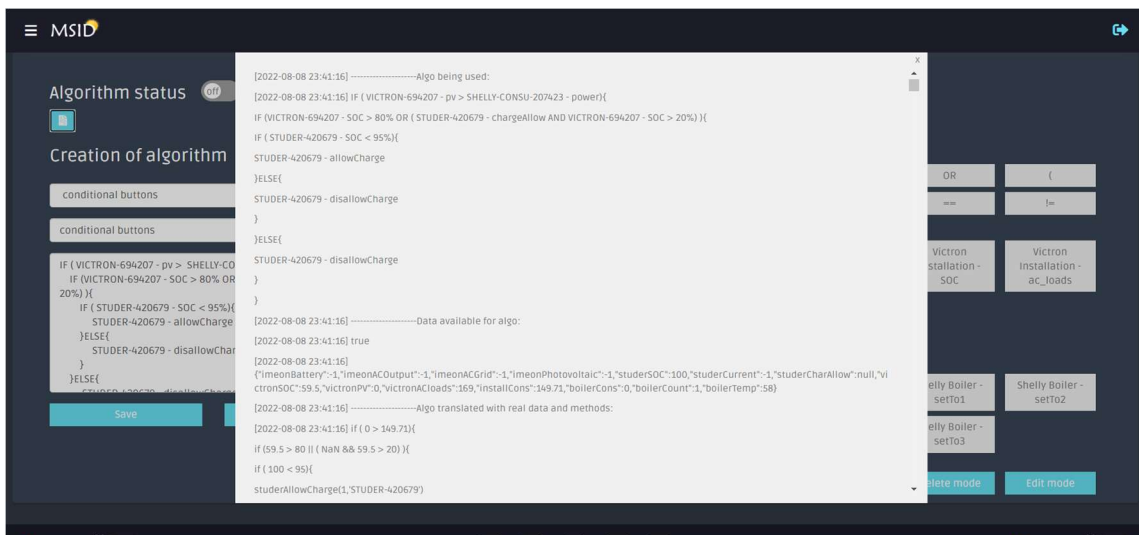


Figure 61 : Affichage des logs de l'algorithme de pilotage

Système de notification par SMS - Tarif préférentiel pour la recharge des véhicules électriques en fonction du prix spot

Pour améliorer l'impact sur le réseau de charges pour les véhicules électriques, une stratégie combinatoire a été mise en place pour le cas d'Enalpin. L'objectif est d'envoyer par SMS à une liste de numéros définie par le GRD, l'information sur un horaire où la charge sera moins chère pour le lendemain. Ce système informera les employés d'Enalpin qu'ils pourront lancer la charge des véhicules électriques de l'entreprise à un moment précis. Sur l'illustration suivante, vous pouvez voir la fenêtre de



configuration qui permet aux GRDs de définir la liste de numéros de téléphone et le prix spot maximum :

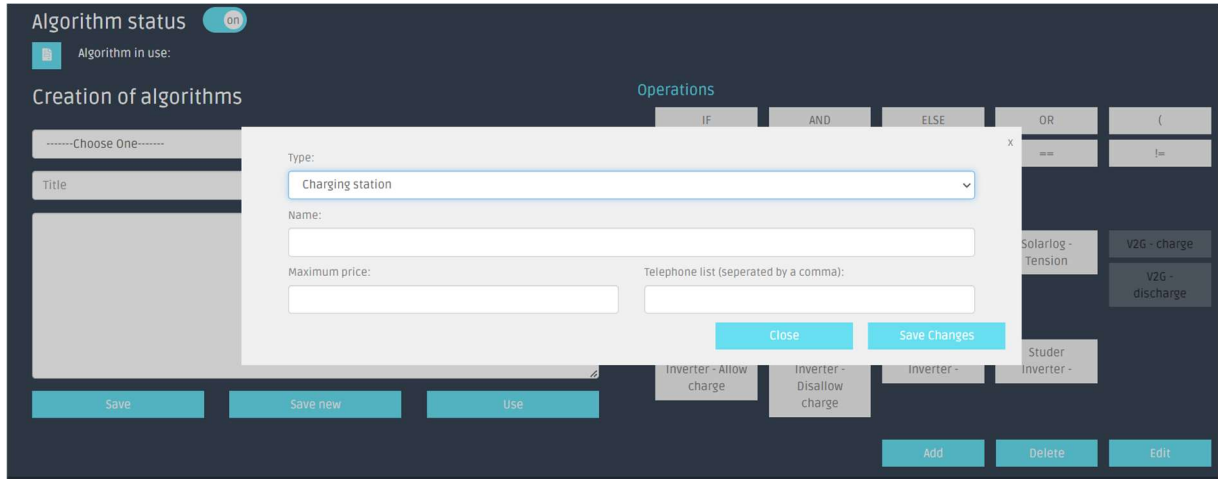


Figure 62 : Paramétrage du système d'information pour l'optimisation de la charge de véhicules électriques

Le GRD en définissant un prix maximum de 16 centimes indique à l'algorithme que le SMS doit informer les numéros enregistrés, pendant quelles plages horaires le prix spot de la veille sera inférieur à 16 centimes le prix du kWh. Comme vous pouvez le voir sur le graphique ci-dessous, le SMS informera les utilisateurs que le tarif sera avantageux entre 14h et 16h pour le lendemain.

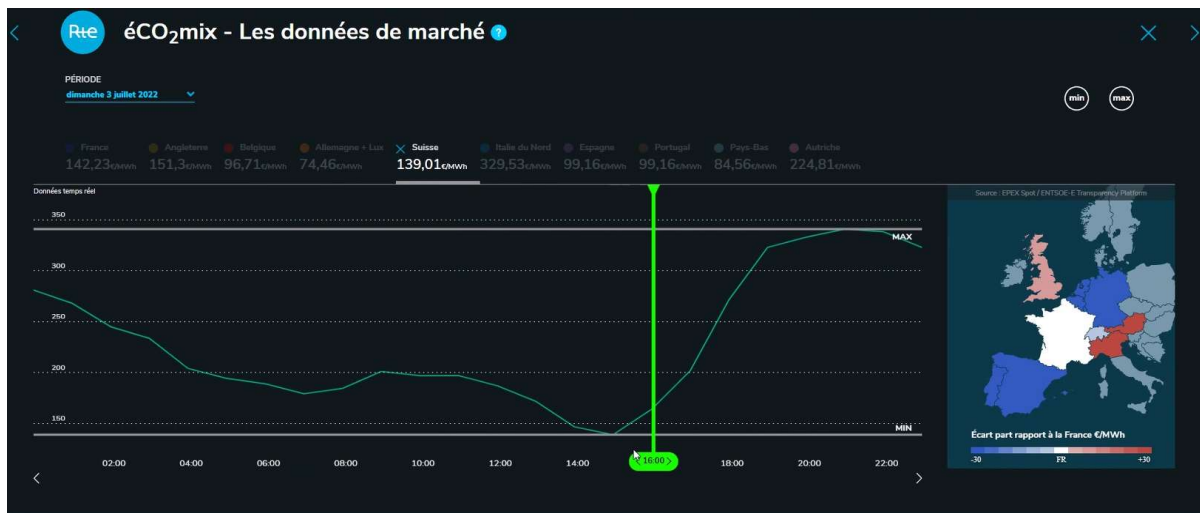


Figure 63 : Prix spot Suisse pour la journée du dimanche 3 juillet 2022

Vous trouvez ci-dessous un exemple de SMS envoyé aux utilisateurs :



Figure 64 : SMS envoyé aux utilisateurs en cas de prix spot avantageux pour le lendemain

Calculateur de dimensionnement des systèmes de stockage

Il est possible avec l'aide des travaux réalisés sur la tension réseau de générer des graphiques de l'analyse des tensions et puissances mesurées dans l'installation et aux transformateurs. Ces graphiques permettent aux utilisateurs d'afficher les variations de tension et puissance et comprendre si les tensions mesurées dépassent les limites de la norme.

L'algorithme développé pour le calcul et génération des graphiques a été intégré à la plateforme (Figure 65) et les résultats peuvent être utilisés pour paramétrer les seuils de déclenchement des algorithmes combinatoires.

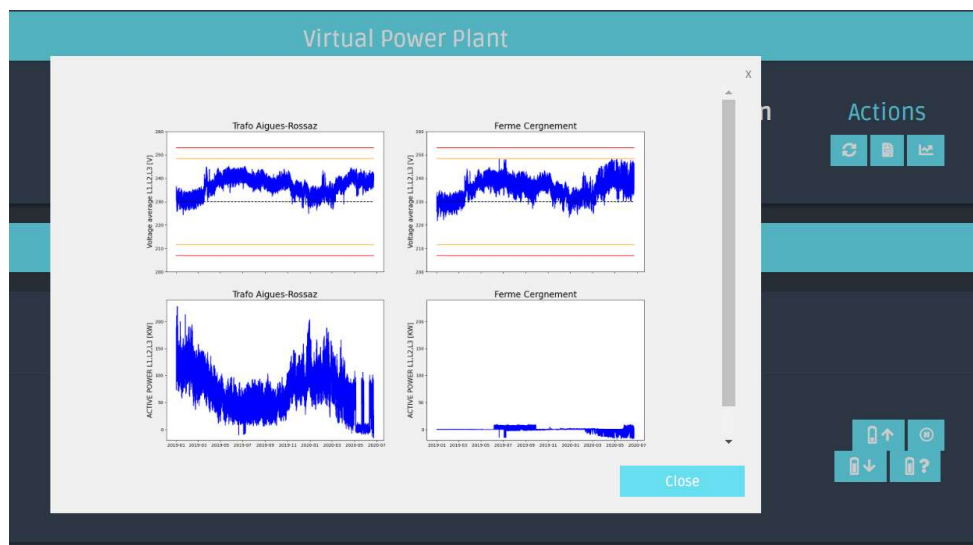


Figure 65 Affichage des tension et puissances mesurées

5.4 Démonstrateur

Algorithme de pilotage

Les tests de l'algorithme de prédiction de la production PV ont eu lieu la journée du 22 septembre 2022 sur le site de la SEIC-Télédis à Nendaz. Dans un premier temps, nous avons créé un algorithme simple depuis la plateforme.

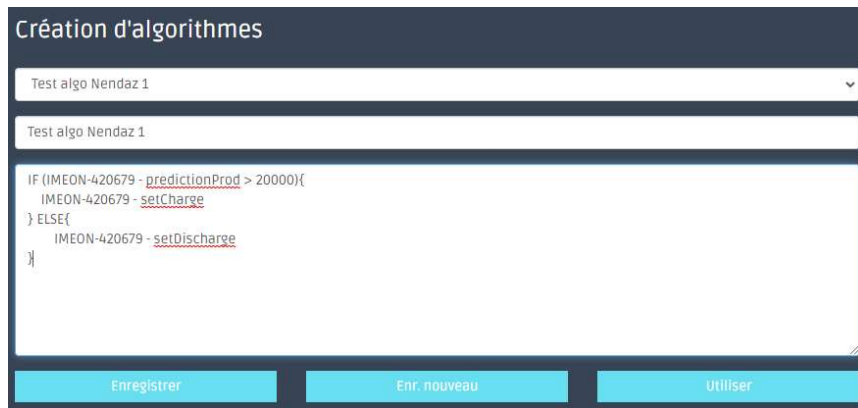


Figure 66 : Algorithme 1 de tests pour le site de Nendaz

Nous l'avons activé pour une courte durée. Le test a eu lieu de 10h10 à 10h20. La valeur de « prédictionProd » ne pouvant atteindre 20'000 car à son maximum, il atteint en général la valeur de 3'300 kW, l'objectif était de valider que l'algorithme déchargerait la batterie. Nous pouvons voir le résultat de l'algorithme sur les graphiques mis en place sur Grafana.



Figure 67 : Graphique du résultat du test 1 22.09.22

Nous pouvons voir ci-dessous un exemple de log généré par le boîtier de pilotage qui est accessible pour le GRD.

```
[2022-09-22 08:05:16] -----Algo being used:
[2022-09-22 08:05:16] IF (IMEON-420679 - predictionProd > 20000){
  IMEON-420679 - setCharge
}ELSE{
  IMEON-420679 - setDischarge
}
[2022-09-22 08:05:16] -----Data available for algo:
[2022-09-22 08:05:16] true
[2022-09-22 08:05:16] [{"id":"IMEON-420679","pv":0,"ac_grid":4294964166,"predictionProduction":4797.3745,"predictionChargingStatus":1},{"id":"SHELLY-CONSU-694207","installCons":-1077.93}]
[2022-09-22 08:05:16] -----Algo translated with real data and methods:
[2022-09-22 08:05:16] if (4797.3745 > 20000){
  imeonSetCharge('IMEON-420679')
}else{
  imeonSetDischarge('IMEON-420679')
}
```

Figure 68 : du résultat du test 1 22.09.22

Dans notre deuxième test, nous avons imbriqué plusieurs conditions afin de valider que l'algorithme serait capable de les interpréter de manière cohérente.



Figure 69 : Algorithme 2 de tests pour le site de Nendaz

Ce second test a eu lieu de 14h à 16h. La prédiction solaire se situait entre 2'000 et 3'500 W durant la phase de test. Le SOC de la batterie quant à lui était au départ de 93% pour descendre jusqu'à 58% avant de remonter à 94%. Vous trouvez ci-dessous le graphique représentant les charges/décharges de la batterie entre 14h00 et 16h30.



Figure 70 : Graphique du résultat du test 2 22.09.22

Nous pouvons constater qu'à partir de 15h30 l'algorithme a défini que la batterie devait être en mode neutre (pas de charge/pas de décharge). Nous pouvons constater que dans les logs la prédiction solaire était en effet à 2'893.6655 à ce moment-là :

« [2022-09-22 13:30:16] if (2893.6655 > 2500) »

La batterie étant supérieur à 60% et la prédiction solaire étant supérieur à 2'500 W, l'algorithme a bien identifié notre besoin et a réalisé l'action pour laquelle il était destiné.

Cybersécurité

En début d'année 2021, une analyse des risques de l'architecture multi-gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans le cadre du projet OFEN MSID a été faite avec la méthodologie Octave Allegro. Grâce à cette analyse il a été possible de déterminer que l'architecture devait répondre aux critères



OWASP Top Ten Security Vulnerabilities 2020, quelles données de consommation des bâtiments et de production photovoltaïque collectées sont de nature personnelle et quelles sont les meilleures options pour la sauvegarde et conservation des données collectées. Avec ces conclusions, nous avons pu mettre en place une meilleure stratégie de sécurité avec des outils de détection automatique de failles de sécurité comme SonarQube et amélioré le processus de traitement des données personnelles. En juillet 2022, l'AES publiait un article au sujet des risques de cyberattaques pour les systèmes de gestion de niveau 7 (AES, 2022). Les outils DevSecOps ont été mis en place afin d'appliquer les meilleures pratiques actuelles.

Le SonarQube installé est exécuté sur la plateforme et analyse le code mis en place comme nous pouvons le voir sur les captures d'écran ci-dessous :

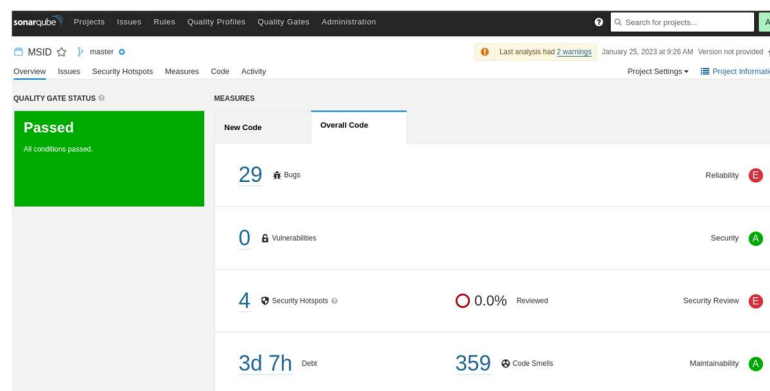


Figure 71 : Résultat de l'analyse SonarQube de la plateforme MSID

Comme nous pouvons le voir, le SonarQube a détecté 29 bugs. Nous réalisons à la suite de chaque analyse, une analyse des résultats plus poussée pour comprendre les bugs découverts afin de les corriger si nécessaire. Dans notre cas, les bugs détectés sont mineurs. Il s'agit uniquement d'erreurs liées au tag des balises HTML :



Figure 72 : Analyse des bugs détectés par le SonarQube

Nous pouvons par la suite accéder à des graphiques concrets détaillant la sécurité du code. Les bulles vertes dans l'illustration ci-dessous nous indique que le code est actuellement bien sécurisé.

Il faudra naturellement relancer les tests de sécurité après chaque modification du code. Nous avons, à cette fin, mis en place un processus DevSecOps.

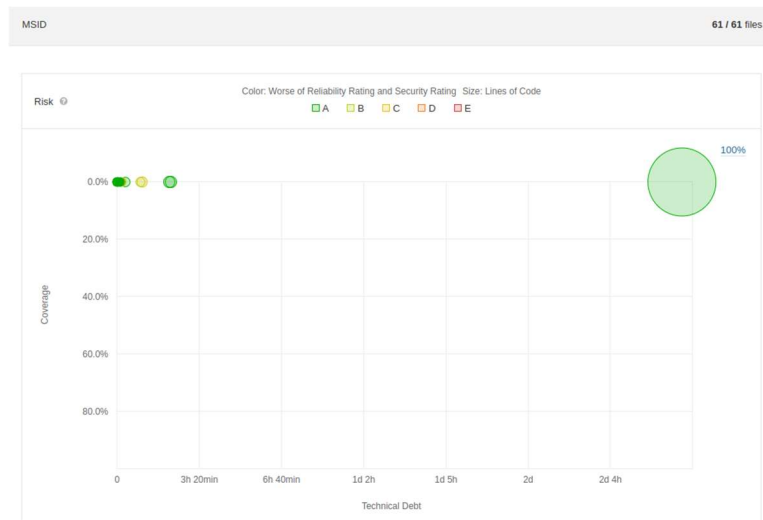


Figure 73 : Graphique de l'analyse de la sécurité du code par SonarQube

Industrialisation logicielle des déploiements

Le déploiement en production est une étape importante dans le cycle de vie d'un logiciel. Cette étape comporte de nombreux risques à différents niveaux. Dans une démarche DevOps, la suite logique de l'industrialisation des déploiements est l'automatisation des actions permettant une livraison sécurisée et fiable à toute fréquence.

Dans le cadre de ce projet, nous avons implémenté la stratégie de déploiement décrite dans l'image ci-dessous. Toutes les fonctionnalités sont créées dans un environnement de développement (dit « local »). Une fois la fonctionnalité terminée, elle est envoyée sur l'environnement de test où elle peut être vérifiée avec le reste du code qui est au même niveau que ce qui est disponible pour les utilisateurs (dit « environnement de test – Off Grid »). De cette manière, nous pouvons vérifier si le nouvel apport de code fonctionne avec ce qui a déjà été mis en place et si cela ne produit aucune erreur. En cas de succès, le nouveau code est distribué dans le(s) environnement(s) de production (dit « GRD »). De nouveaux tests sont également effectués à cet endroit et en cas de succès la phase de déploiement en production de la fonctionnalité est close. Si une erreur surgit dans l'environnement de test ou de production, le code revient dans l'environnement de développement et sera corrigé par les développeurs.

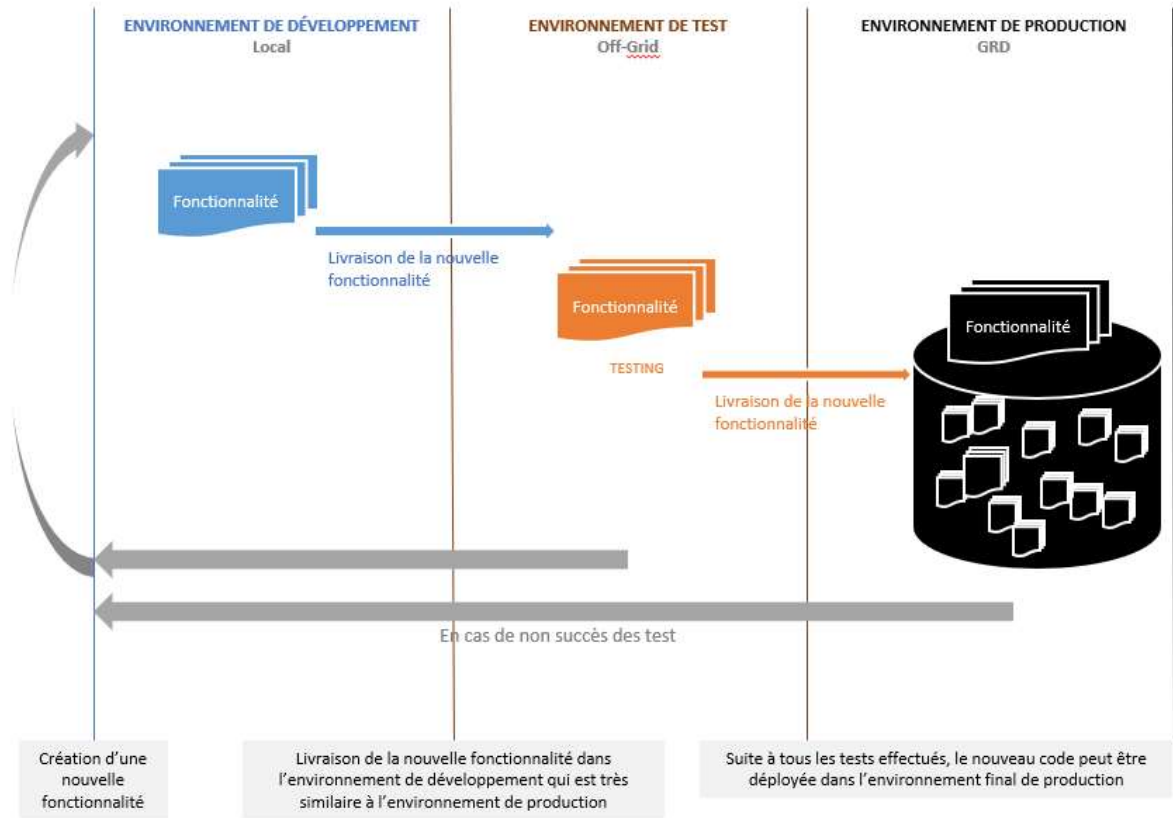


Figure 74: Schéma de l'industrialisation logicielle

Pour compléter l'approche DevSecOps, nous avons ajouté l'exécution des tests de sécurité dans le processus qui s'exécute après chaque envoi de code.



6 Conclusion

Dans le cadre de ce projet, il a été possible d'aborder des problématiques énergétiques et économiques sur 5 sites différents de 4 GRD distincts. Dans le site 1 FMA, le besoin était de remplacer le groupe électrogène de la ferme et garantir une fourniture d'énergie stable et de prédiction renouvelable en fonction de la consommation locale et de la météo. La SEIC-Télédis, disposant du site 2 et 3, avait pour objectif la valorisation et le pilotage des batteries en fonction de la production et prédiction photovoltaïque accessible sur une plateforme en ligne d'agrégation de batteries (VPP). Le quatrième site, d'OIKEN, avait comme volonté d'utiliser l'apport du micro-stockage local pour réduire, voir éviter les pics de tension et le bridage. Pour le dernier site, EnAlpin souhaitait optimiser leur autoconsommation et étudier de nouveaux modèles d'affaire liés aux recharges EV et le potentiel V2G. Ces objectifs découlant de diverses problématiques ont été résolus comme suit :

- **Optimisation de l'autoconsommation.** Stocker de l'énergie ou la revendre ?

La collecte des données de la batterie, la prédiction de la puissance photovoltaïque, le lien avec la place de marché pour les partenaires du sous-groupes bilan GB-Flex et les algorithmes combinatoires ont été réalisés.

Dans le cas du site 5 – EnAlpin, avec un coût de stockage de 13 cts/kWh, il ne valait pas la peine de stocker le surplus de production PV car la différence entre le prix de la demande réseau de l'électricité (Visp Energie, hiver, heures pleines : 15.59 cts/kWh¹) et le prix d'injection du courant (mêmes conditions : 7.65 cts/kWh⁵) était inférieur au coût de stockage ($15.59 - 7.65 = 7.94$) en 2019. L'objectif a été réorienté en une analyse de valorisation dans les véhicules électriques.

- **Régulation tension réseau.**

Pour corriger les problèmes de gestion des tensions décrits en chapitre 4, il a fallu contrôler la batterie via l'onduleur Next3 de Studer-Innotec, récolter les données météorologiques et prédire le PV afin d'anticiper les possibles surtensions du réseau et ainsi entreprendre des actions pour éviter cela notamment avec le pilotage des batteries et les stratégies de bridages.

- **Stratégies combinatoires**

Grâce aux stratégies combinatoires développées, il est possible de se rendre compte et faire face aux problématiques étudiés. Pour permettre la valorisation économique des batteries de petite capacité, nous avons réalisé une interface de visualisation intégrant la place de marché GB-Flex. De cette façon, le GRD peut activer le système GB-Flex chez son client en fonction de la prédiction du prix spot et proposer au sous-groupe bilan local une plus-value en termes de flexibilité. De plus, le GRD peut visualiser depuis la plateforme VPP l'agrégation des batteries de ses clients et faire la gestion à distance des charges flexibles de ces derniers. Il est possible de créer des algorithmes de pilotages personnalisés en fonction des besoins des GRD, des installations et des problématiques locales. Avec ce système de visualisation et de paramétrage des appareils, il est possible de clairement analyser via des graphiques, les variations de tensions et puissances mesurées dans les installations.

Les réalisations faites sur les sites pilotes de ce projet ont motivé le SwissDigitalCenter de Sierre, à faire un pas de plus et se préparer à une potentielle pénurie planifiée en implémentant les solutions développées et démontrées dans ce projet OFEN-MSID. Cette infrastructure supplémentaire sera composée de 30 kW photovoltaïques, 2 onduleurs Next 3 de Studer-Innotec, une batterie Leclanché de 45 kWh, 2 bornes bidirectionnelle V2G pour EV ainsi que la plateforme VPP d'agrégation et pilotage



des charges flexibles afin de gérer ces systèmes hétérogènes pour obtenir 4 heures d'autonomie planifiée.



Figure 75: Infrastructure du SwissDigitalCenter

Les premiers éléments tels que la batterie 45kWh de Leclanché et la plateforme OFEN MSID ont déjà été mis en place. La répliquabilité du boîtier de pilotage a également permis de rapidement et facilement installer le système sur le site du SwissDigitalCenter.



- **Suites**

Un projet avec une mise à l'échelle sur 500 à 1000 sites pilotés par la plateforme est en cours d'élaboration et des discussions sur l'industrialisation de la plateforme sont en cours avec un partenaire industriel reconnu du domaine.



Figure 76 : Site SwissDigitalCenter avec boîtier de pilotage et plateforme de visualisation OFEN MSID

Le dernier point abordé est la cybersécurité. Comme mentionné dans le bulletin AES de juillet 2022, les systèmes de pilotage des infrastructures basse-tension sont de réelles cibles pour les hackers. En plus des tests de sécurité réalisés sur la partie développement, nous avons réalisé une analyse et appliqué les concepts DevSecOps durant les cycles de développement de la plateforme VPP. Cette méthodologie a été présentée lors de la conférence SDS 2022 à Luzern (<https://www.sds2022.ch/videoslides>).



7 Coopération nationale et internationale

Le lien avec le projet OFEN DC-microgrid (SI/501512-01) s'est concrétisé par les équipes de la HES-SO qui participent aux deux projets. Les compétences ainsi acquises au préalable sont intégrées dans nos réflexions. Le lien avec le projet OFEN GB-Flex a permis la réalisation d'un proof-of-concept de valorisation économique des batteries de petites capacités dans le sous-groupe bilan.

L'équipe technique IIG EASIIlab était engagée dans le projet InnoSuisse « Digitalisation SCCER-FURIES » qui cible l'optimisation du stockage photovoltaïque dans les véhicules électriques. Il est terminé par une publication dans le journal « Energies » de MDPI (<https://bit.ly/3P4uVru>) avec notre partenaire EPFL.

Elle a également été engagée dans le développement du projet européen H2020 Hotmaps qui s'est terminé fin 2020. Ce projet met à disposition un outil de visualisation de la transition énergétique qui va servir de base au projet ERANET Open GIS 4 Energy Transition que nous coordonnons jusqu'en mai 2025. Le but est d'intégrer l'évolution de la mobilité électrique, le sector coupling et les différentes températures de chauffage à distance.

Le projet Horizon OpenMod4Africa vient d'être accepté.

Les équipes IIG Dudelab et IIG EASIIlab ont participé au workshop IDIAP-HES enregistrée sur la plateforme (<https://www.idiap.ch/workshop/valais-wallis-ai-workshop>) et partageant les algorithmes de machine-learning déployés.

L'équipe IEM a organisé la conférence Energy Forum 2022 où nous avons eu l'opportunité de présenter les résultats intermédiaires de ce projet OFEN-MISD.

Nous avons également présenté les résultats finaux à la conférence Swiss Digital Conférence 2023 et le concept de cycle de développement DevSecOps à la conférence Swiss Datascience 2022.

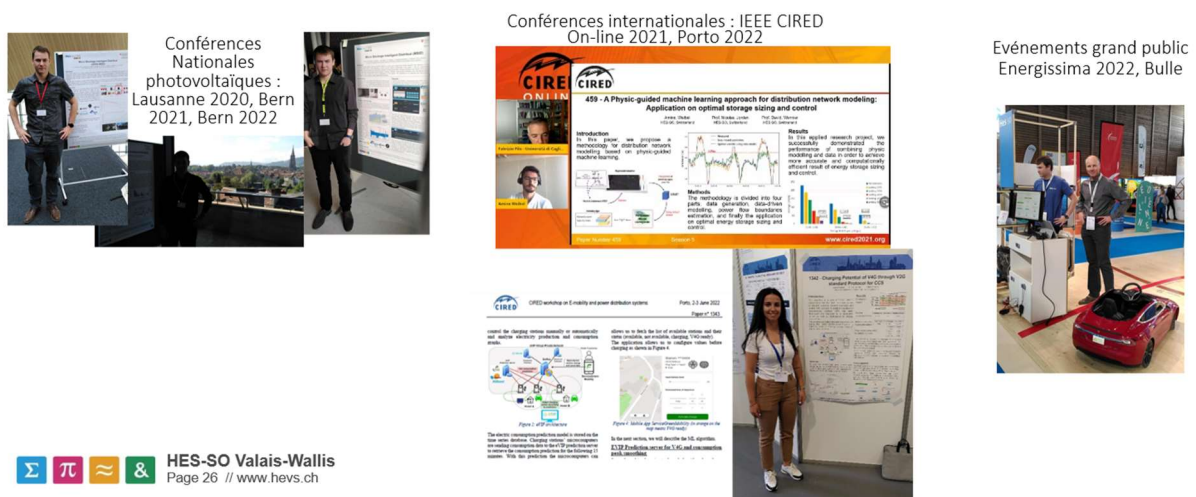


Figure 77 : Dissémination du projet OFEN MISD à travers des événements nationaux et internationaux



8 Publications

Une publication à la « CIREC 2021 Conference & Exhibition on Electricity Distribution », ciblant les problématiques réseau a été et accepté le 14 juin 2021 à la CIREC (Weibel, Jordan, & Wannier, 2021).

Une publication à la « CIREC Porto Workshop 2022 E-mobility and power distribution systems » présentant les algorithmes de machine learning pour prédiction de consommation. (Wannier, et al., 2022).

Une publication de la méthodologie de prédiction de la production PV nommée « Geolocalized Photovoltaic Energy Prediction Methodology using Machine Learning » vient d'être accepté pour une présentation à la CIREC Roma 2023.

Nous avons également tout au long du projet présenté nos avancées lors de différents PV Tagung (PV Tagung Lausanne 2020, PV Tagung Berne 2021, 2022 et 2023). Le PV Tagung est un événement phare du Photovoltaïque en Suisse qui a lieu chaque année.

9 Annexe

- Annexe 1 : Algorithme site développement

10 Bibliographie

(s.d.). Récupéré sur kbob: www.kbob.admin.ch/kbob/fr/home.html

Abdellah, B. (2016). Impact et regulation de la tension à la suite d'insertion d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution électrique.

Abrell, J. (2017, 08 22). *The Swiss Wholesale Electricity Market*. Récupéré sur https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cer-eth/economics-energy-economics-dam/documents/people/jabrell/Abrell_Swiss_Wholesale_Electricity_Market.pdf

AES. (2022). *News de l'AES*. Récupéré sur strom: <https://www.strom.ch/fr>

BARROIS, S. J. (2002). *Calage d'un modèle thermique de bâtiment "r3c2" à partir de la courbe de charge et de la météo*. EDF.

Berckmans, G., Messagie, M., Smekens, J., Omar, N., Vanhaverbeke, L., & Van Mierlo, J. (2017, 10). Berckmans, G., (2017). Cost projection of state of the art lithium-ion batteries for electric vehicles up to 2030. *Energies*, p. 1314.

BOUAKRA, A. (2016). *IMPACT ET RÉGULATION DE LA TENSION À LA SUITE D'INSERTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE . QUÉBEC*.

Che-Jung Chang, J.-Y. L.-J. (2016). Extended modeling procedure based on the projected sample for forecasting short-term electricity consumption.

Claire Bergaentzli, C. C. (2013). *Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids*. Paris: Presses de l'ISMEA Paris.



- Commission fédérale de l'électricité ElCom, Prix de l'électricité par canton. (s.d.). Récupéré sur <https://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>
- D. Rivola, A. G. (2013). *A decentralised approach to demand side load management: the Swiss2Grif project*.
- D.M. Li Kwok Cheong, T. F. (2017). Review of clustering algorithms for microgrid formation. *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) IEEE*, 1-6.
- Dufour, L. (2017). *Contribution à la mise au point d'un pilotage énergétique décentralisé par prédiction*. CNRS, Mines Telecom Albi.
- ENEA. (2021). *SISTEMI SOLARI TERMODINAMICI E FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO PER CO-GENERAZIONE E FLESSIBILITÀ DI RETE*. Récupéré sur solargrid-project: <https://www.solargrid-project.eu/>
- Etudes de marché relatif à l'énergie solaire - Statistique partielle des statistiques suisses des énergies renouvelable*. (2016). Récupéré sur swissolar: <http://www.swissolar.ch/fr/lenergie-solaire/faits-et-chiffres/etudes-de-marche/>
- Fan Zhanga, C. D. (2016). Time series forecasting for building energy consumption using weighted Support Vector Regression with differential evolution optimisation technique.
- Fang, X. M. (2012). Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey. *Communications Surveys & Tutorials* 14 (pp. 944–980). IEEE.
- G. Graditi, S. F. (2016). *Comparison of Photovoltaic plant power production prediction methods using a large measured dataset*.
- G. Guerassimoff, N. M. (2013). *Smart Grids, Au-delà du concept, comment rendre les réseaux plus intelligents*. Mines ParisTech.
- Genoud Dominique, S. R. (2012). Demand forecasting and smart devices as building blocks of smart microgrids, in: Proceedings of the Sixth International Conference on Innovative Mobile and Internet Services in Ubiquitous Computing (IMIS-2012). *IEEE*, 689 -694.
- gridinnovation. (2015). *The grid4eu project*. Récupéré sur gridinnovation: <https://www.gridinnovation-on-line.eu/articles/library/the-grid4eu-project--a-large-scale-demonstration-project-of-advanced-smart-grids-solutions-with-wide-replication-and-scalability-potential-for-europe-kl>
- IBATS. (2013). Récupéré sur hevs: http://www.hevs.ch/media/hes_so/document/0/2013.04.30_ibats_en.pdf
- Institute, F. (2022, 09 14). *Grid Planning Tool pandapower*. Récupéré sur iee.fraunhofer: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Veranstaltungen-Messen/2022/grid-planning-tool-panda-power.html#:~:text=Das%20Tool%20pandapower%20ist%20ein,auch%20praktische%20Programmierung%20mit%20pandapower>.
- Kapil, B. (2012). Considerations for big data: Architecture and approach. *Aerospace Conference*. IEEE.
- LEEDS, D. J. (2010). THE SMART GRID IN 2010: MARKET SEGMENTS, APPLICATIONS AND INDUSTRY PLAYERS . |GTM RESEARCH, *Smart Grid ,White Paper ,Deploying a smarter grid through cable solutions and services NEXANS*.
- M. Zamo, O. M. (2013). A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecasts of hourly production.
- Marko Gulin, T. P. (2016). *Photovoltaic panel and array static models for power production prediction: Integration of manufacturers' and on-line data*.
- Mohagheghi, S. S. (2010). Demand response architecture: Integration into the distribution management system, in: Smart Grid Communications (SmartGridComm). (pp. 501–506). IEEE.
- Moulay Larbi Chalal, M. B. (2016). *Energy planning and forecasting approaches for supporting physical improvement strategies in the building sector: A review*.
- Nice Grid le stockage d'énergie. (2014). Récupéré sur nicegrid: <http://www.nicegrid.fr/nice-gridlestockagedenergie10.htm>



- Niveaux de réseau. (2022). Récupéré sur swissgrid: <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html>
- Noel Graber, M. G. (2017). *HÜTERIN DER GRÖSSTEN BATTERIE*.
- Pardalos, S. &. (2014).
- Projet Européen. (s.d.). Récupéré sur gridinnovation-on-line: <http://www.gridinnovation-online.eu/articles/library/the-grid4eu-project--a-large-scale-demonstration-project-of-advanced-smart-grids-solutions-with-wide-replication-and-scalability-potential-for-europe.kl>
- Projet européen domOS. (2022). Récupéré sur domos-project: <https://www.domos-project.eu/about>
- Rébha Ghedamsi, N. S. (2015). *Modeling and forecasting energy consumption for residential buildings in Algeria using bottom-up approach*.
- Sarwar, M. A. (2016). A review on future power systems; technologies and research for smart grids, in: Emerging Technologies (ICET). *International Conference On. IEEE*, 1-6.
- Site web de météoblue avec accès aux données de la station de Basse-nendaz. (2022). Récupéré sur meteoblue: https://www.meteoblue.com/en/weather/week/basse-nendaz_switzerland_2661600
- Statistique Suisse sur l'énergie solaire en 2016. (2016). Récupéré sur bfe.admin: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00497/index.html?lang=fr&dossier_id=00772
- Stephant, M. (2021). *Optimisation de l'autoconsommation dans une*. Lille: HESAM Université.
- Sutter, H. a. (2005). Software and the concurrency revolution. *Queue* 3.7, 54-62.
- Turon, A. J. (2013). *Understanding and expressing scalable concurrency*.
- V2X Suisse. (2023). Récupéré sur aramis.admin: <https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=49448>
- Wannier, D., Pereira, H., Jean-Marie, A., Vianin, J., da Silva Ferreira, J. C., Treboux, J., . . . Dufur, L. (2022). CIRED 2022 Porto Workshop E-MOBILITY & POWER DISTRIBUTION. 1343 - *Charging Potential of V4G through V2G standard Protocol for CCS*. Porto.
- Weibel Amine, N. J. (2019). *Développement d'un outil de prédimensionnement des systèmes énergétiques renouvelables*. Récupéré sur <http://doc.rero.ch/record/329539?ln=fr>
- Weibel, A., Jordan, N., & Wannier, D. (2021). A data augmentation methodology for machine learning modelling of distribution power grid : application on optimal storage sizing and control. *Proceedings of CIRED 2021 Conference, 20-23 September 2021, Geneva, Switzerland*. Geneve.
- Weniger, J. T. (2014). Sizing of Residential PV Battery Systems. *Energy Procedia*. 78-87.