



Rapport intermédiaire du 07.12.2022

---

## SunnYparc

Démonstrateur du potentiel d'un microgrid pour  
l'intégration optimisée de productions  
décentralisées et mobilité électrique du futur  
dans l'approvisionnement électrique d'un parc  
industriel

---





**Date:** 07.12.2022

**Lieu:** Yverdon-les-Bains

**Prestataire de subventions:**

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

**Cofinancement:**

Etat de Vaud  
Direction générale de l'environnement – Direction de l'énergie  
Rue du Valentin 10, CH-1014 Lausanne  
[www.vd.ch](http://www.vd.ch)

**Bénéficiaires de la subvention :**

Planair SA  
Rue Galilée 6, CH-1400 Yverdon-les-bains  
[www.planair.ch](http://www.planair.ch)

Yverdon Energies  
Rue de l'ancien stand 2, Case postale 1295, CH-1401 Yverdon-les-Bains  
[www.yverdon-energies.ch](http://www.yverdon-energies.ch)

EATON Green Motion  
Chemin de Maillefer 59-61, 1052 Le Mont-sur-Lausanne  
[www.greenmotion.ch](http://www.greenmotion.ch)

Smart Energy Link  
Effingerstrasse 17, 3008 Bern  
[www.smartenergylink.ch](http://www.smartenergylink.ch)

Virtual Global Trading  
Bahnhofstrasse 20, 5000 Aarau  
[www.vgt.energy](http://www.vgt.energy)

**Auteur(s):**

Mathieu Boccard, Planair, [mathieu.boccard@planair.ch](mailto:mathieu.boccard@planair.ch)  
Geoffrey Orlando, Planair, [geoffrey.orlando@planair.ch](mailto:geoffrey.orlando@planair.ch)  
Marine Cauz, Planair, [marine.cauz@planair.ch](mailto:marine.cauz@planair.ch)  
Toufann Chaudhuri, [toufannChaudhuri@eaton.com](mailto:toufannChaudhuri@eaton.com)  
Luca Comba, [luca.comba@smartenergylink.ch](mailto:luca.comba@smartenergylink.ch)  
Gregor Martinovic, [gregor.martinovic@vgt.energy](mailto:gregor.martinovic@vgt.energy)  
Gislain Grosjean, Yverdon-les-Bains Énergies, [gislain.grosjean@yverdon-les-bains.ch](mailto:gislain.grosjean@yverdon-les-bains.ch)  
Stéphane Thuillard, Yverdon-les-Bains Énergies, [stephane.thuillard@yverdon-les-bains.ch](mailto:stephane.thuillard@yverdon-les-bains.ch)



**Suivi du projet à l'OFEN:**

Karin Söderström, [karin.soederstroem@bfe.admin.ch](mailto:karin.soederstroem@bfe.admin.ch)

Luca Castiglioni, [luca.castiglioni@bfe.admin.ch](mailto:luca.castiglioni@bfe.admin.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN:** SI/502157-01

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



## Zusammenfassung

Das Projekt SunnYparc ist ein Schweizer Pilotprojekt, an dem fünf Schweizer Unternehmen beteiligt sind und das vom Bundesamt für Energie und dem Kanton Waadt unterstützt wird. Es zielt darauf ab, die Synergien zwischen lokaler erneuerbarer Energieproduktion und Elektromobilität zu erforschen. Bis Ende 2025 werden auf dem Y-PARC-Gelände in Yverdon-les-Bains 250 Ladestationen für Elektrofahrzeuge eingerichtet und über ein intelligentes Mikronetz mit den lokalen industriellen Verbrauchern und einer grossen Photovoltaikanlage verbunden. Damit soll gezeigt werden, dass die intelligente Aufladung dieser Fahrzeuge - insbesondere durch die Vehicle-to-Grid (V2G)-Technologie - das Potenzial hat, das Schweizer Stromnetz zu entlasten.

In diesem ersten Jahr wurden 25 Ladestationen installiert. Fünf dieser Ladestationen sind bidirektional und ermöglichen die Entladung von Strom aus einer Autobatterie in das Netz. Mehrere Workshops wurden durchgeführt, um die Kommunikation zwischen den verschiedenen Elementen des Mikronetzes einzurichten. Die möglichen Tarife innerhalb der verschiedenen Akteure dieses Mikronetzes wurden ebenfalls diskutiert. Es wurde nach Business Cases für den Einsatz von V2G-Fahrzeugen durch verschiedene Mechanismen gesucht: Eigenverbrauch, lokale Flexibilität, nationale Flexibilität. Ein erstes Ergebnis war die Identifizierung der Herausforderungen bei der Vorstellung eines Geschäftsmodells, das gleichzeitig für alle verschiedenen Akteure, die für die Nutzung von V2G erforderlich sind, attraktiv ist.

## Résumé

Le projet SunnYparc est un projet pilote suisse impliquant cinq entreprises suisses et soutenu par l'Office fédéral de l'énergie et le canton de Vaud. Il vise à explorer les synergies entre la production locale d'énergie renouvelable et la mobilité électrique. D'ici fin 2025, 250 bornes de recharge pour véhicules électriques seront mises en place sur le site d'Y-PARC à Yverdon-les-Bains, et reliées par un micro-réseau intelligent aux consommateurs industriels locaux et à une importante production photovoltaïque. L'objectif est de démontrer que la recharge intelligente de ces véhicules - en particulier grâce à la technologie "vehicle-to-grid" (V2G) - a le potentiel de soulager la pression sur le réseau électrique suisse.

Au cours de cette première année, 25 stations de recharge ont été installées. Cinq de ces stations de recharge sont bidirectionnelles et permettent de décharger l'électricité de la batterie d'une voiture vers le réseau. Plusieurs ateliers ont été organisés afin de définir l'architecture de communication entre les différents éléments du micro-réseau. Les tarifs possibles au sein des différents acteurs de ce micro-réseau ont également été discutés. Des business cases pour l'utilisation des véhicules V2G ont été recherchés à travers différents mécanismes : autoconsommation, flexibilité locale, flexibilité nationale. Un premier résultat a été d'identifier les défis à relever pour imaginer un business case qui soit attractif simultanément pour tous les différents acteurs nécessaires à l'exploitation du V2G.

## Summary

The SunnYparc project is a Swiss pilot project involving five Swiss companies and supported by the Swiss federal office of energy and Vaud canton. It aims to explore the synergies between local renewable energy production and electric mobility. By the end of 2025, 250 charging stations for electric vehicles will be implemented on the Y-PARC site in Yverdon-les-Bains, and connected through an intelligent microgrid to local industrial consumers and a large photovoltaic production. The aim is to



demonstrate that intelligent charging of these vehicles – in particular through vehicle-to-grid (V2G) technology – has the potential to relieve the pressure on the Swiss electricity grid.

During this first year, 25 charging stations were installed. Five of these charging stations are bi-directional and prove to enable the discharge of electricity from a car battery towards the grid. Several workshops were run in order to set up the communication between the different elements of the microgrid. The possible tariffs within the different actors of this microgrids were also discussed. Business cases for the use of V2G vehicles were sought after through different mechanisms: self-consumption, local flexibility, national flexibility. A first result has been to identify the challenges to imagine a business case which is attractive simultaneously for all the different actors needed for the V2G to be exploited.



# Table des matières

1	Introduction.....	8
2	Description des installations.....	9
3	Procédure et méthode.....	15
4	Travaux effectués et résultats.....	16
5	Évaluation des résultats obtenus .....	Erreur ! Signet non défini.
6	Suite de la procédure .....	23



## Liste des abréviations

AC : courant alternatif

CCS : combined charging system

DC : Courant continu

DERMS : Distributed energy resources management system

EMS : energy management system



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte et arrière-plan

Le paysage électrique suisse (et même européen) est en pleine mutation, que ce soit pour les usages ou pour l'approvisionnement. Les installations de production centralisées, basées sur les énergies nucléaires et fossiles, sont progressivement remplacées par les énergies renouvelables, plus intermittentes par nature. La demande est, elle, en constante augmentation du fait de l'électrification de notre société et notamment du chauffage et de la mobilité. En parallèle de cette mutation du système énergétique, de plus en plus d'objets sont connectés, permettant de les piloter à distance de manière automatisée, et notamment (dans une certaine mesure) de réguler leur consommation électrique. Le paradigme selon lequel la production (ou l'importation) d'électricité serait l'unique variable d'ajustement dans l'équilibre offre-demande du réseau électrique est ainsi en train de changer.

Les véhicules électriques apparaissent dans ce contexte avoir un rôle particulier à jouer. Immobiles pendant 95% du temps, leurs batteries de grande capacité semblent toutes indiquées pour absorber les excédents éventuels de production d'électricité, et même pour en fournir en retour en cas de forte demande lors d'un creux de production dans le cas de véhicules compatibles avec le V2G. Une flotte de deux millions de véhicules ayant une capacité de batterie de 50 kWh pourrait offrir les mêmes services qu'une batterie stationnaire de 100 GWh.

Plusieurs défis existent cependant avant de faire de ce concept une réalité. La technologie permettant le pilotage de la charge / décharge des véhicules électriques est encore incubant. La communication entre le réseau électrique, les bornes de recharge, et les véhicules électriques est encore en développement. Les règles du marché de l'électricité ne permettent pas encore de valoriser un tel service de stockage. Il n'est enfin pas clair quelle échelle est la plus pertinente pour valoriser au mieux les services offerts par les batteries de véhicules électriques.

## 1.2 Justification du projet

Bien que l'utilisation des batteries de véhicules électriques pour la flexibilité et des services de stabilisation soit vu comme un élément central du réseau électrique de demain, le cadre légal et les conditions du marché ne permettent pas encore une adoption globale de cette approche. Les technologies le permettant sont relativement matures mais doivent encore faire leur preuve. Par ailleurs, les connexions entre les différentes briques (réseau – microréseau – borne de recharge – véhicule) nécessitent encore des développements et les standards ne sont pas définis. Outre ces aspects financiers, légaux et technologiques, l'implication de véhicules particuliers ou d'entreprises nécessite l'acceptation de la mise à disposition de leur véhicule par des privés lorsque ceux-ci sont inutilisés. L'acceptation et la valorisation de cette flexibilité sont encore à clarifier concrètement. L'exemple d'un projet pilote est pour ces raisons importante à l'heure actuelle afin de concrétiser ce concept de flexibilisation de la flotte de véhicules électriques, et en particulier ceux compatibles avec le V2G, pour servir le réseau électrique.

## 1.3 Objectifs du projet

Le projet SunnYparc permettra de tester, dans un environnement réel, différentes approches permettant de valoriser le service offert par les batteries de véhicules électrique. La connexion d'un grand nombre de bornes de recharge à ce microréseau (250 d'ici la fin du projet) permettra d'équilibrer au niveau local la production photovoltaïque et la demande industrielle. Au sein de ce microréseau, la tarification de l'électricité pourra être définies plus librement que sur le réseau national, permettant de quantifier la valeur de la flexibilisation des utilisateurs de véhicules électriques. Plusieurs approches seront testées,



à l'échelle du microréseau pour mettre en place un modèle de tarification viable et favorable à la transition énergétique.

## 2 Description des installations

La première phase visait à installer 25 bornes et mettre en place les bases pour le pilotage du micro-réseau. Suite à un retard de construction du parking silo prévu sur le site, les 25 premières bornes ont été installées sur le parking provisoire à côté du parking en construction.

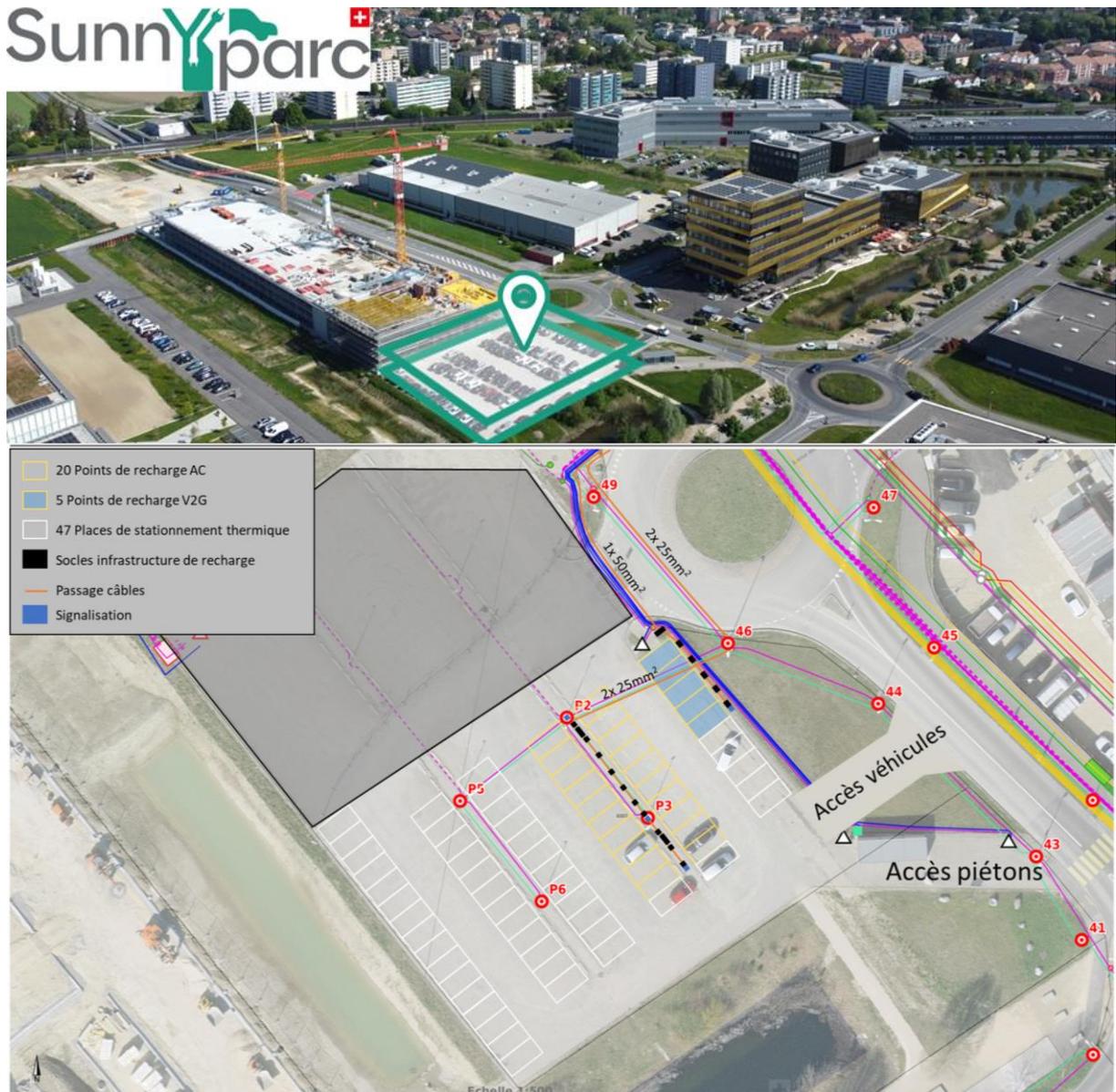


Figure 1 Vues du parking sur lequel sont implantées les 25 premières bornes de recharge



Suite aux délais important de livraison dus aux difficultés d'approvisionnement (notamment en semi-conducteurs), les bornes n'ont pu être réceptionnées et installées qu'à fin octobre 2022, avec 5 mois de retard environ. Les premières ont été mises en service dès début novembre et intégré dans le réseau evpass comme indiqué sur l'illustration ci-dessous.

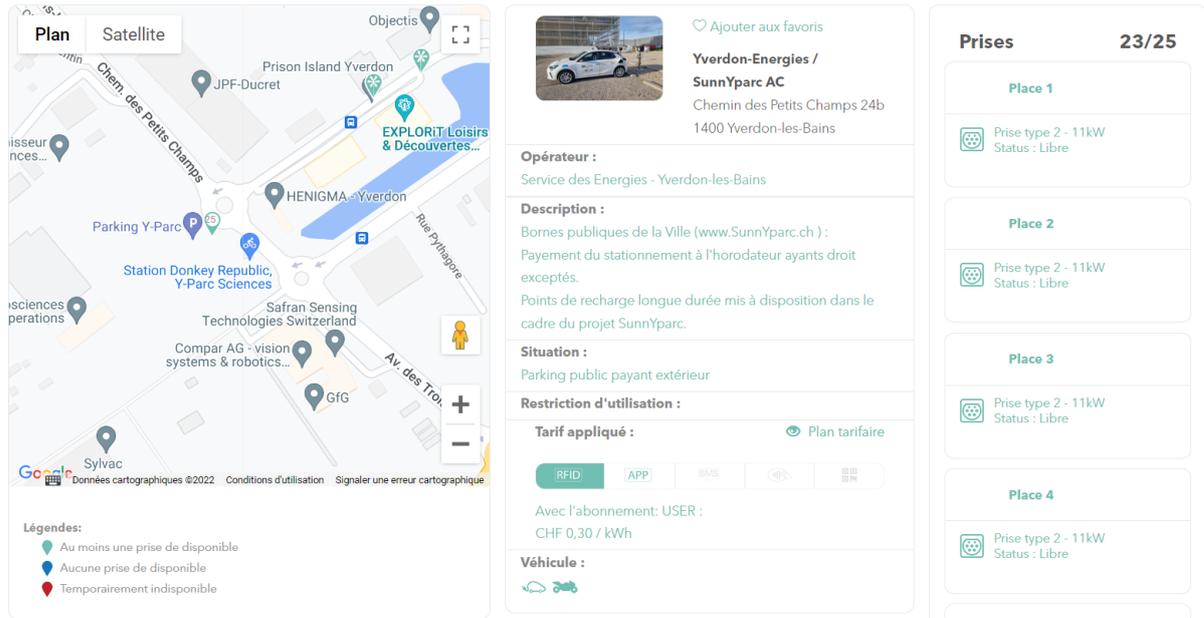


Figure 2 Vue de l'application evpass référençant le parking de Sunnyparc

Les 25 points de recharge sont raccordés sur trois coffrets distincts, qui sont chacun équipés d'une mesure d'énergie permettant de remonter les données de consommation/injection au serveur de SEL via Modbus RTU. Les coffrets sont reliés l'un à l'autre de manière à créer un réseau internet centralisé qui est connecté au réseau mobile 4G en un seul point. Les coffrets sont équipés du matériel nécessaire pour permettre la gestion des flux entre les véhicules et le microgrid SunnYparc tel que schématisé sur la figure ci-dessous.

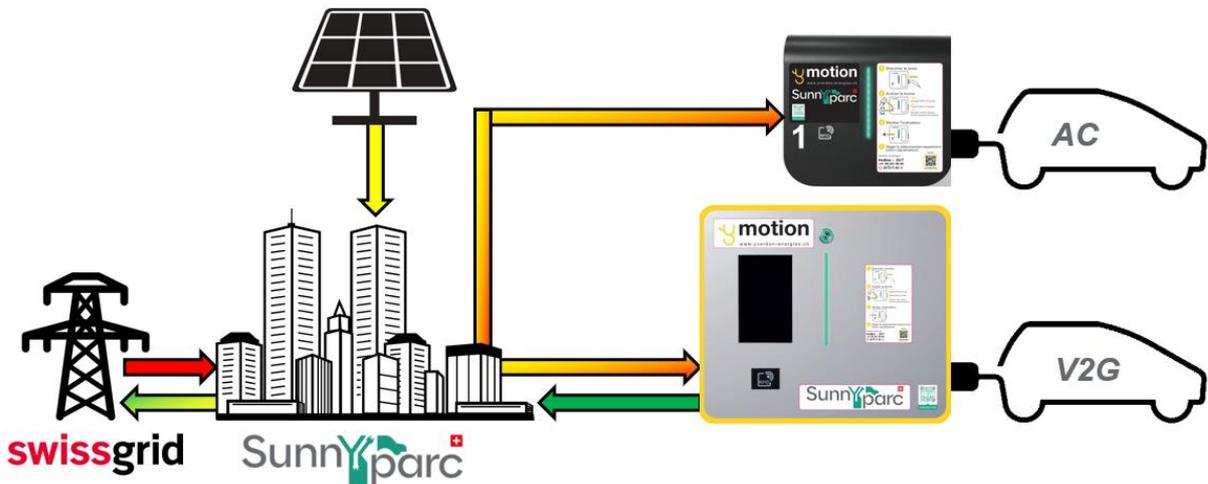


Figure 3 Schéma du contexte de SunnYparc, avec les bornes de recharges utilisées pour la recharge AC unidirectionnelle (haut) et DC bidirectionnelle (bas) installées.

Les 5 points de recharge DC sont raccordées sur un coffret 160 A intégrant les protections en courant fort, les interfaces en courant faible et les points de mesure d'énergie. La puissance disponible est suffisante pour que les 5 points de recharge puissent fonctionner de manière simultanée à pleine puissance soit un maximum de 110 kW.

Les bornes DC bidirectionnelles sont de type Eaton Green Motion DC22. Trois bornes sont équipées en connecteurs CCS et CHAdeMO, ce qui permet un fonctionnement bidirectionnel dès maintenant sur des véhicules CHAdeMO telle que la Nissan Leaf. Les deux autres bornes ne sont équipées qu'en CCS, afin de permettre le V2G en CCS selon le récent protocole standard ISO15118-20 qui devrait s'imposer dans le futur proche. Elles seront mises à niveau durant le projet afin de permettre un fonctionnement V2G selon ce protocole. Les 3 bornes en connecteurs doubles seront également mises à jour pour supporter le V2G CCS.

Les bornes DC communiquent avec l'Energy Management System « EMS » de SEL via une connexion Modbus TCP. L'EMS peut contrôler (pour les charges en CHAdeMO) la puissance injectée ou consommée dans le réseau en temps réel, jusqu'à une valeur maximale de 22 kW en charge et 10 kW en décharge.

L'EMS est géré par le serveur SEL qui se situe dans le coffret DC. Il permet à la fois de remonter les données de consommation vers VGT et d'appliquer une valeur de consigne aux points de recharge. La figure ci-dessous présente l'implémentation des éléments dans le coffret DC et son schéma de principe.

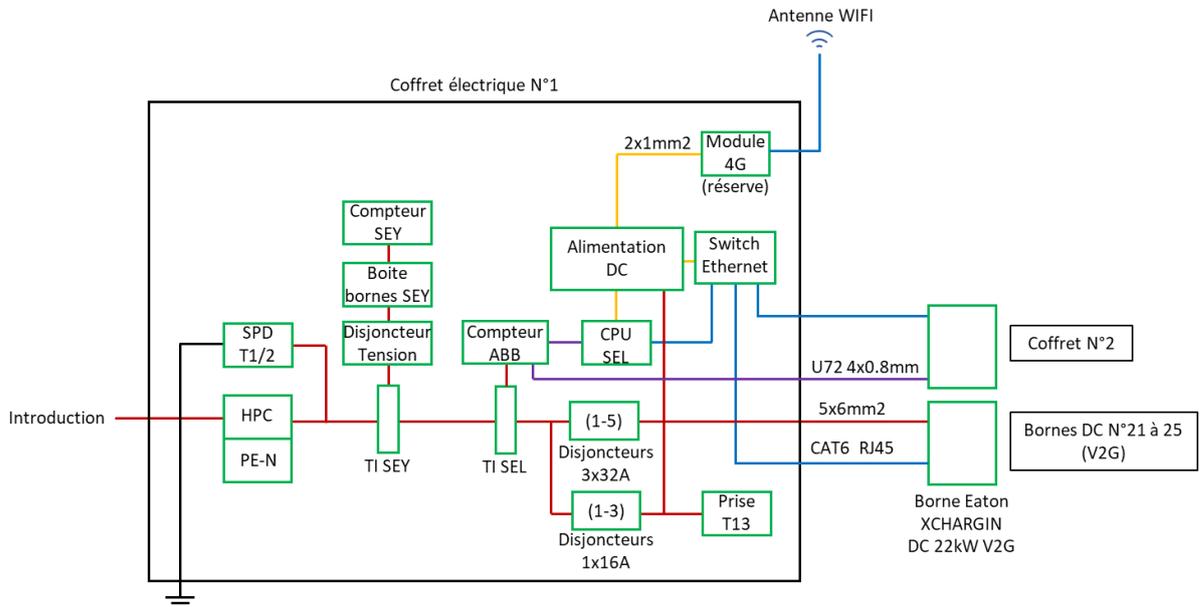
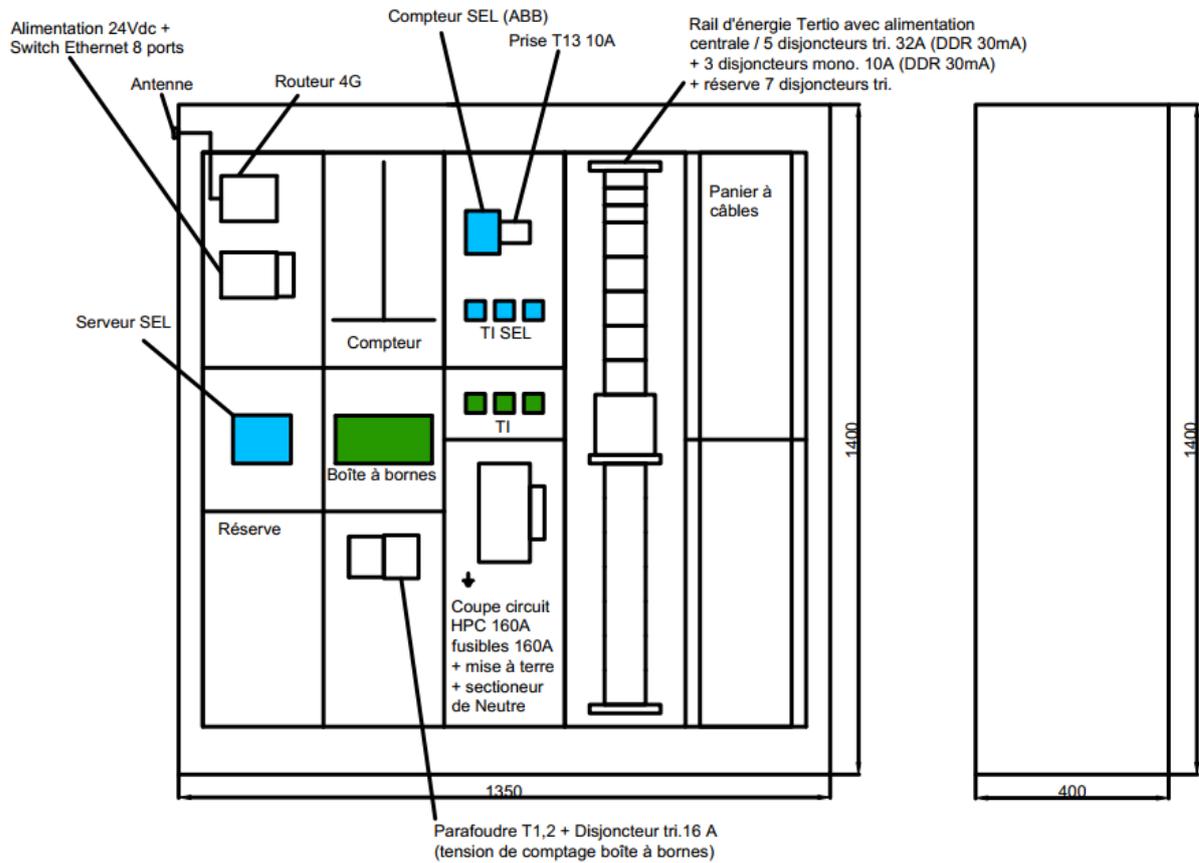


Figure 4 Plan d'implémentation et schéma de principe du coffret de raccordement des points de recharge DC

L'EMS sert d'interface entre tous les appareils impliqués dans le système et fournit des données au cloud. Ces données énergétiques peuvent être consultées et visualisées à partir du cloud. La visualisation des flux d'énergie est très importante, seul ce qui est mesuré et représenté de manière



compréhensible peut être remis en question et optimisé. Le schéma de principe de l'EMS est présenté sur la figure suivante.

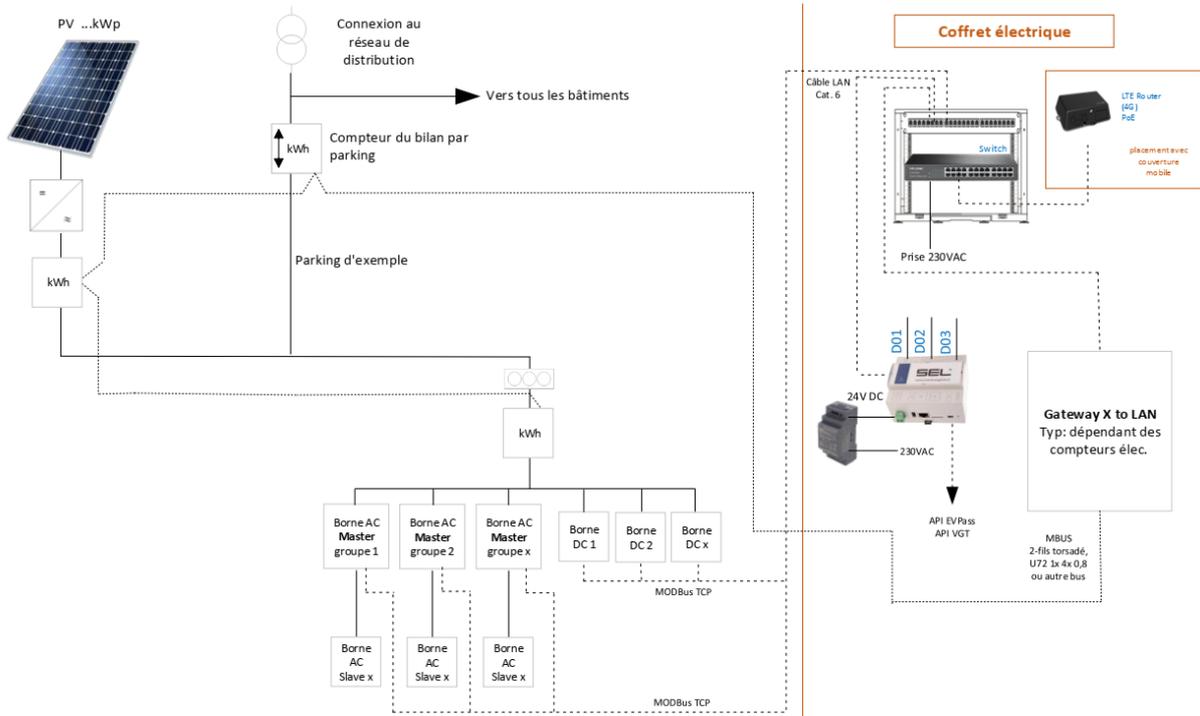


Figure 5 Schéma de connexion entre les bornes de recharge et le serveur SEL

Les 20 points de recharge AC sont répartis sur deux coffrets 80[A] intégrant les protections en courant fort, les interfaces en courant faible et les points de mesure d'énergie. La puissance disponible est suffisante pour que les 10 points de recharge puissent fonctionner de manière simultanée à la puissance minimale autorisée par les véhicules électriques soit un minimum de 5.5[kW/point].

Les bornes AC installées sont de type Eaton Green Motion Building, en version 22kW socket T2. Elles sont réparties en 2 grappes de 10 bornes, paramétrées en 16A triphasé (11kW). Les 10 bornes de chaque grappe sont pilotées par une borne configurée en mode Master qui garantit que la puissance instantanée ne dépasse pas la limite des 80A et limite le déséquilibre entre phases à 16A.

Un raccordement au système de gestion d'énergie (EMS) de SEL est fait via une communication Modbus TCP. Cette connexion permet à l'EMS de définir une valeur dynamique de la limite de puissance afin que le système puisse être asservi à une consigne de puissance dynamique. Cette fonctionnalité permet de définir le niveau de puissance consommée par chaque grappe de borne AC.

La figure ci-dessous présente l'implémentation des éléments dans les coffrets AC et leur schéma de principe.

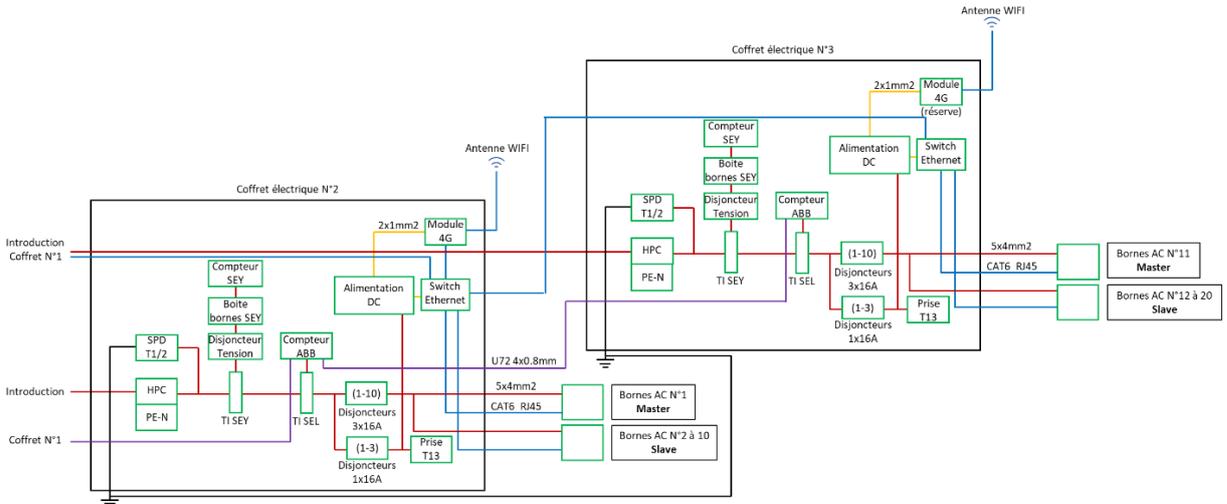
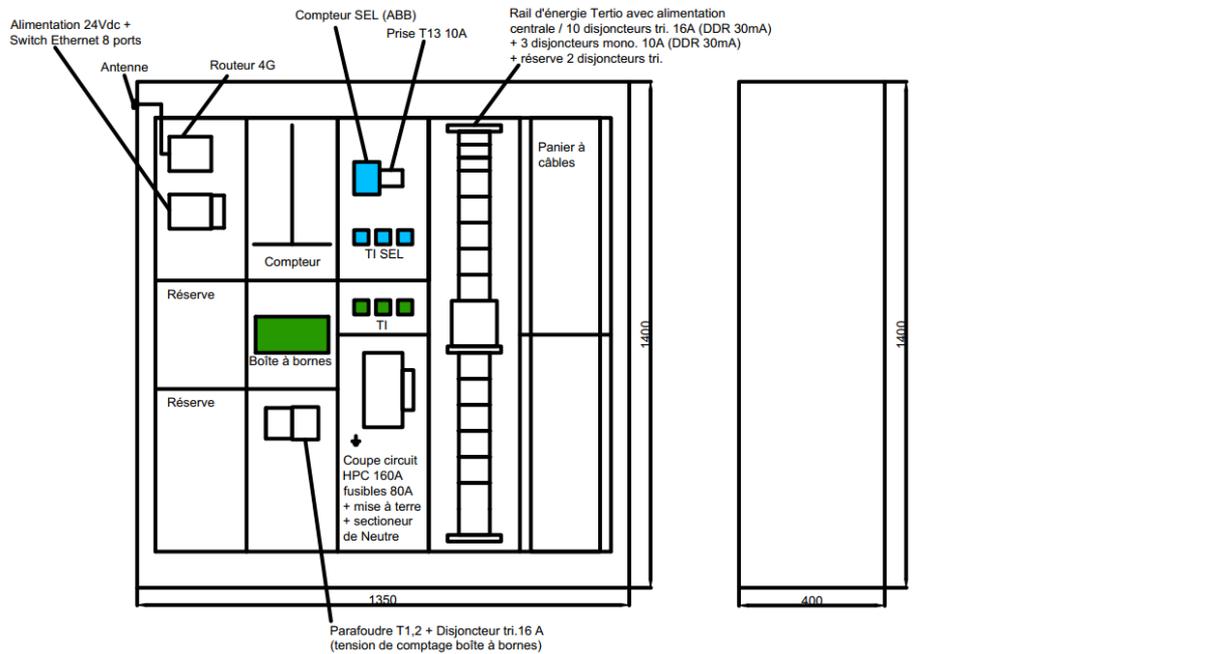


Figure 6 Plan d'implémentation et schéma de principe des coffrets de raccordement des points de recharge AC

Enfin, un équipement supplémentaire au microréseau est envisagé. En effet, Leclanché étudie la possibilité de mettre une batterie stationnaire composée de batteries de seconde vie de camion ou train. Cette batterie pourrait avoir d'une capacité de 400 kWh avec une puissance de charge et décharge de 200 kW. Elle serait principalement utilisée par Leclanché pour des tests internes. Cette batterie sera chargée et déchargée une fois par jour sur le réseau SunYparc lors des jours ouvrés, lors des tests de produits. Une certaine flexibilité dans l'utilisation de la batterie est possible selon les contraintes d'exploitation de Leclanché qui sont encore à préciser. Cette batterie pourrait servir au microgrid pour les deux étapes de gestion du microgrid :

- Keep it local : Utilisation de la batterie dans le but de maximiser l'autoconsommation de l'énergie locale et réduction des appels de puissance depuis le réseau de distribution : charge de la batterie en journée à tarif préférentiel grâce au PV et décharge en fin de journée, nuit et début de matinée au tarif du microgrid.



- Make it smart : Utilisation de la batterie pour des services réseaux par exemple participation au marché de la flexibilité pour la réserve tertiaire : promesse 3 jours avant d'une capacité de décharge sur un ou plusieurs des slots de 4h d'une journée type d'exploitation (par exemple de 12h à 16h et de 16h à 20h). Mise en place d'une batterie entièrement chargée en dehors des jours ouvrés (le weekend et jours fériés) pour participer à la réserve tertiaire.

Des discussions sont en cours sur la meilleure manière d'intégrer cette opportunité au projet SunnYparc.

### 3 Procédure et méthode

Cette première année a été dédiée à la mise en place des premières infrastructures. Le contexte politique à Yverdon-les-Bains a influencé en partie le planning, notamment en raison du retard de construction pour le parking silo. Afin de progresser sur les différents aspects,

- Des séances plénières ont été tenues de manière bihebdomadaire, permettant d'avancer sur les sujets généraux du projet.

- Des workshops dédiés ont été organisés pour l'ingénierie et pour l'économie, à fréquence approximativement bimensuelle, incluant une partie seulement des partenaires selon le thème.

Les thèmes identifiés pour cette première phase ont été le micro-réseau, les infrastructures de recharge, et la tarification. Ces thèmes ont pu, dans un premier temps, être traités séparément afin de progresser parallèlement sur plusieurs sujets.

Par exemple, les workshops ingénierie ont permis de définir l'architecture globale du système et les limites de prestations entre Yverdon Energies, SEL et EATON. Ils ont enfin permis d'établir les schémas détaillés de communication entre les différents équipements, et les modes de communication (master / slave). La commande des équipements et prestations a suivi, puis la construction. Un schéma mis à jour de la communication entre les éléments en est sorti :

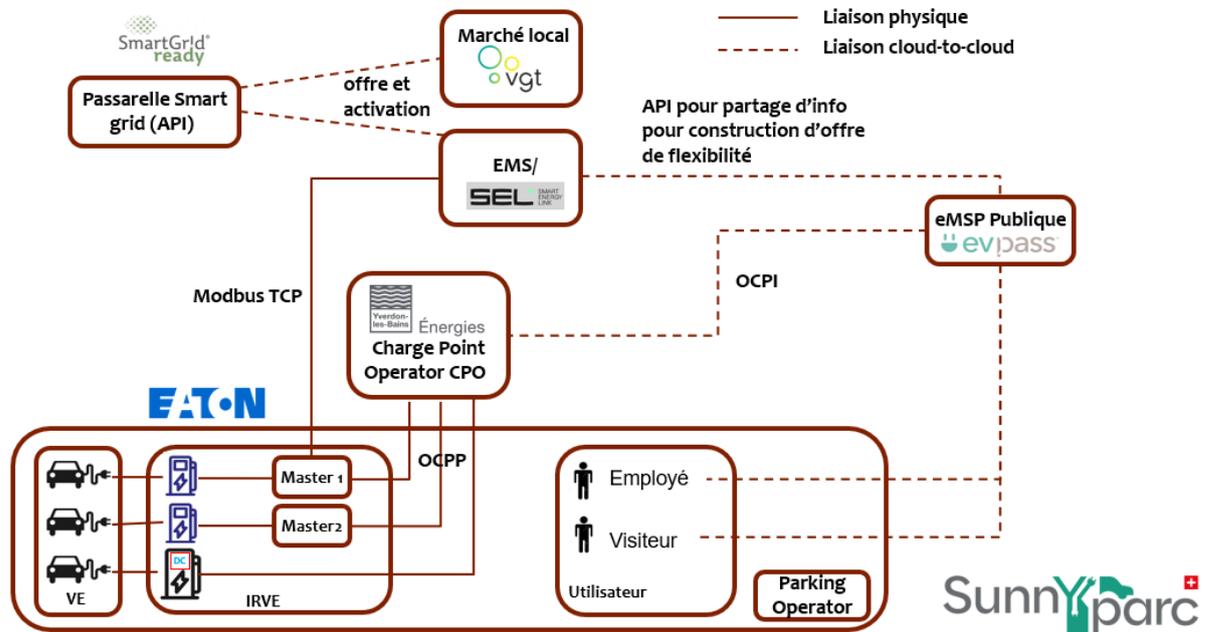


Figure 7 Schéma de communication entre les différents éléments du microréseau dans le cadre de la mobilité électrique

Les workshops économie ont intégré des membres du groupe photovoltaïque et système énergétique de Planair, expérimentés en matière de planification de regroupement pour la consommation propre (RCP), ainsi que les responsables réseau d'Yverdon Energies, expérimentés en gestion de communauté d'autoconsommation (CA).

Les résultats de ces workshops sont synthétisés dans la partie suivante.

## 4 Travaux effectués et résultats

### 4.1 Description du développement effectué sur les bornes

Au niveau de l'EMS, les travaux de développement se sont concentrés sur la gestion dynamique de la charge des stations de recharge. La gestion dynamique de la charge promet, dans les étapes à venir, d'alimenter les stations de recharge avec la puissance utile. Des mesures sur le microgrid local, la production solaire ou des demandes de service émanant du réseau (VGT) peuvent servir d'inputs. En fonction de ces entrées, une puissance plus ou moins importante est mise à disposition des stations de recharge. Un autre intrant peut être le consommateur final qui recharge sa voiture. A l'avenir, il devra pouvoir indiquer ses besoins en termes de vitesse de charge et de flexibilité de la batterie de sa voiture.

Eaton a également travaillé à l'intégration des types de stations de recharge XCHARGEIN DC 22 et GM Building AC 1 d'Eaton. Pour garantir la commande, l'interface EMS et les stations de recharge doivent fonctionner de manière fiable. Chaque équipement ayant un protocole de communication et une architecture de transmission des données propres, il s'agit d'adapter les communications du serveur à ces équipements.

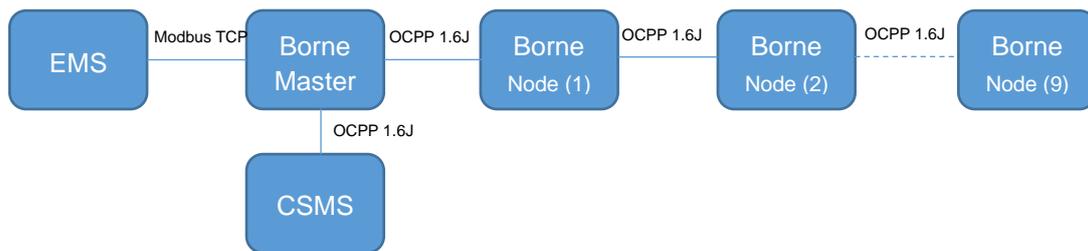


Les bornes de recharges AC et DC sont prévues pour communiquer avec le système EMS via une communication locale en Modbus TCP. Au travers de la communication Modbus, l'EMS est en mesure de piloter la puissance limite (consommée ou réinjectée).

Pour les bornes de charges AC Building, le système Master-Node en place sur le site de SunnYparc est configuré de telle manière qu'une borne AC master pilote 9 bornes AC slaves. Comme il y a 20 bornes en tout, il y a 2 masters avec chacun 9 nodes. Le master reçoit de l'EMS la consigne de puissance maximale qui peut être soutirée du réseau et répartit cette puissance disponible de manière équilibrée entre les chargeurs (power sharing) qui ont des véhicules raccordés. Le master va également assurer qu'un déséquilibre supérieur à 16A ne soit pas possible entre les phases (pour le cas de véhicule monophasé se chargeant sur les bornes).

Les bornes Master et Nodes communiquent entre-elles et avec le CSMS via le protocole standard OCPP 1.6J, tandis que la communication entre les bornes Master et l'EMS se fait via Modbus TCP.

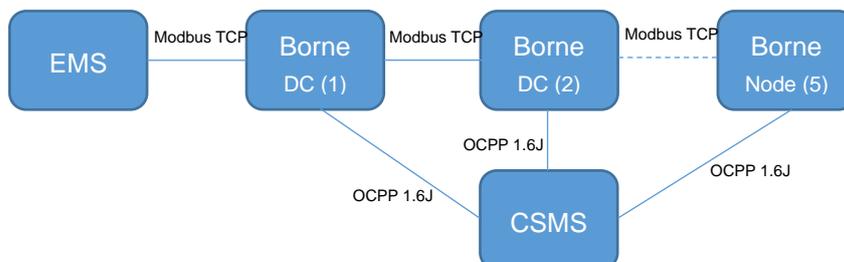
Les limitations du système actuel sont qu'il ne gère pas la priorisation selon les utilisateurs ou leur type d'abonnement. Il ne permet pas de réglage fin de la puissance par borne, p.ex. en fonction de l'heure de départ du véhicule. Ces systèmes seront mis en place durant la deuxième étape du projet.



Les bornes DC sont configurées chacune en mode « standalone ». Chacune des bornes reçoit les commandes de l'EMS via Modbus TCP. Chaque borne communique avec le CSMS via OCPP 1.6J.

Les bornes DC peuvent piloter les véhicules CHAdeMO en puissance durant la charge et la décharge, i.e. la puissance peut être continuellement variée. En CCS, la borne peut limiter la puissance de charge avant le début d'une session de charge. Pendant la session de charge, il est possible de moduler la puissance mais cela peut résulter dans l'interruption de la session par le véhicule.

La limitation actuelle du système est que les bornes DC ne peuvent pas encore inverser les flux de puissance (V2G) en CCS. L'intégration des bornes DC dans les schémas master-node ne sont pas non plus fonctionnels à ce stade. Ces fonctions seront développées durant la phase 2 du projet.



## 4.2 Description des premières études



Au cours de cette première étape, les études se sont portées sur l'analyse des données du micro-réseau. Celles-ci incluent l'analyse de la production PV, de la consommation des différents bâtiments ainsi que les consommations usuelles de véhicules électriques.

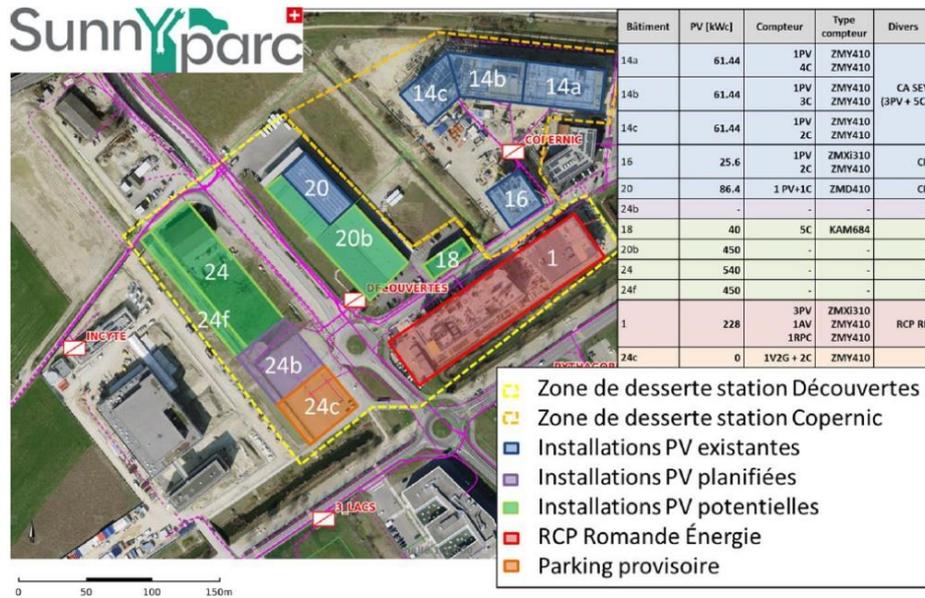
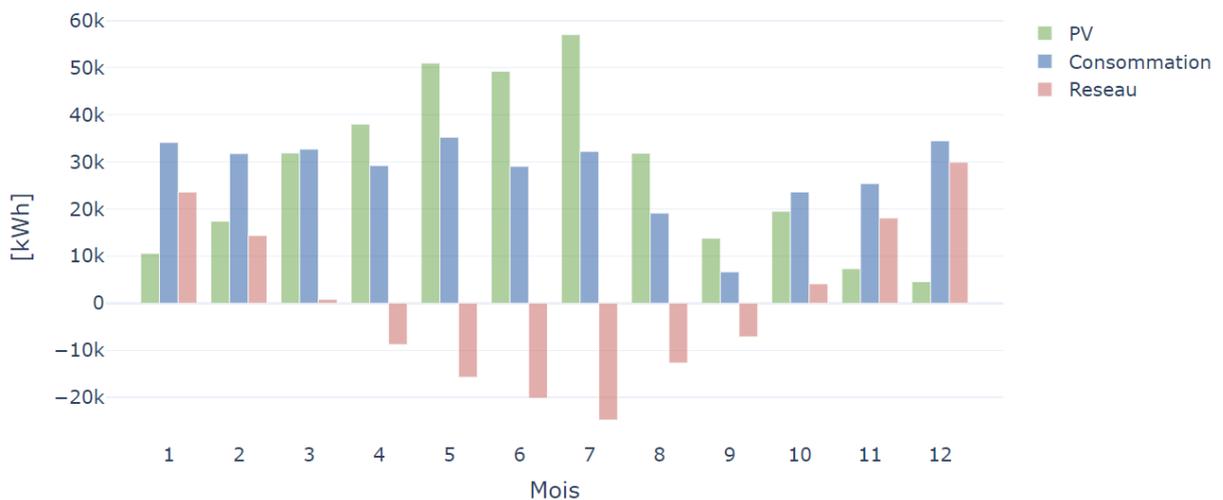


Figure 8 : Vue d'ensemble des bâtiments composant le micro-réseau. Les bâtiments équipés d'une installation PV sont en bleu, les surfaces vertes sont de potentielles futures installations PV et la zone rouge ne fait pas partie du micro-réseau.

La puissance PV installée à la fin de cette première phase est de 296 kWc, comme illustré sur la Figure 1. L'ensemble de ces installations a produit 332 MWh entre août 2021 et août 2022, soit un excellent productible associé de 1'120 kWh/kWc. A titre de comparaison, le productible moyen suisse est de ~900 kWh/kWc<sup>1</sup>.

### Bilan énergétique mensuel



<sup>1</sup> <https://www.swissolar.ch/fr/lenergie-solaire/faits-et-chiffres/statistique-de-lenergie-solaire/>



La consommation annuelle des bâtiments du micro-réseau est équivalente à la production PV avec une valeur de 333 MWh sur la même période, 41% de cette consommation a été alimentée avec de l'énergie PV produite localement. Par conséquent, 196 MWh ont été soutirés du réseau et 195 MWh ont été injectés au cours de l'année étudiée. En l'absence de microréseau, le taux de consommation propre s'élève à 17% sur la zone de desserte. La mise en place du microréseau permettrait d'atteindre 41% de consommation propre dans l'état actuel. Ce taux de consommation propre peut ensuite être augmenté en ajoutant un système d'optimisation du réseau via de la gestion de charge avec l'infrastructure de recharge AC et V2G mais également avec des modèles de tarification dynamiques qui favorisent la consommation en cas de surplus de production à l'échelle locale. Le bilan de consommation propre à l'échelle de SunnYparc est présenté sur la figure ci-dessous.

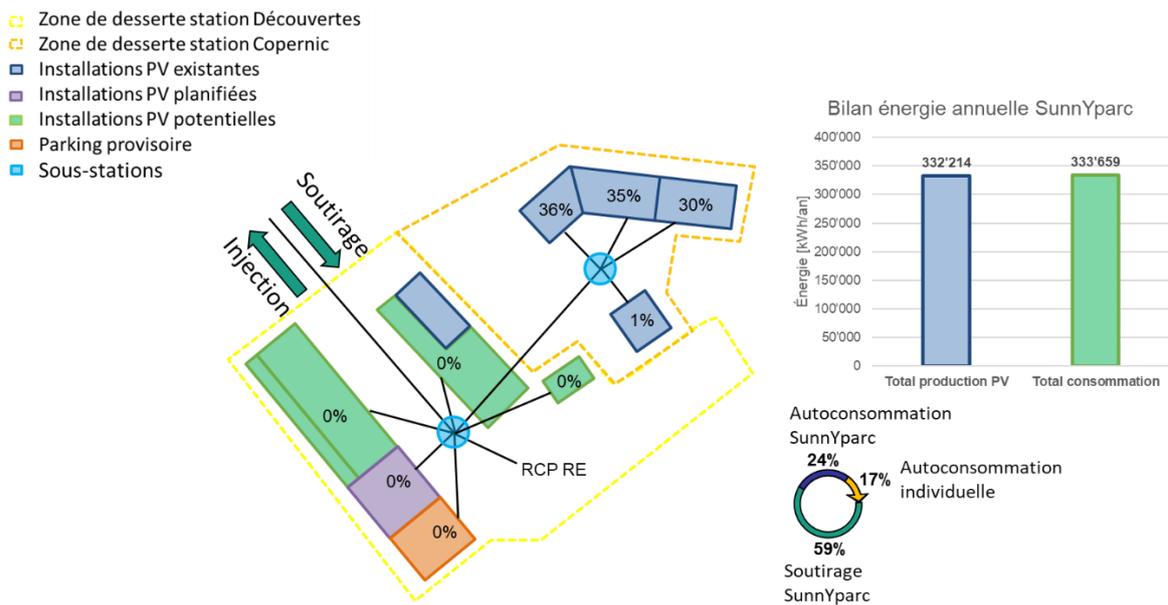


Figure 10 taux de consommation propre sur le microréseau SunnYparc en l'état actuel

La figure 10 détaille le bilan énergétique mensuel de la production PV, de la consommation du site et des échanges avec le réseau électrique. Les données du 19 août jusqu'au mois de décembre sont celles de 2021, alors que les données du 1<sup>er</sup> janvier au 18 août sont celles de 2022. Cette information permet de mieux comprendre la plus faible consommation observée sur les mois d'août à novembre, qui s'explique par la fin des travaux sur le site et donc l'absence partielle de locataires. Depuis 2022, la consommation est relativement stable avec une valeur moyenne de 32 MWh/mois. Cette consommation relativement constante associée à des différences de production saisonnière du PV expliquent le taux de consommation propre limité.

La figure 11 montre que la surproduction PV estivale garanti le potentiel de recharge des véhicules électriques à base d'énergie « locale » durant les mois d'été. La figure 12 montre également qu'en moyenne la production PV entre 12h et 14h pendant les mois d'hiver reste supérieure, voire égale, à la consommation du site. Cette production locale reste également significative, par rapport à la consommation, durant les heures de bureau. Ces résultats confirment qu'il existe un potentiel tout au long de l'année pour la recharge intelligente des véhicules électriques sur le site.

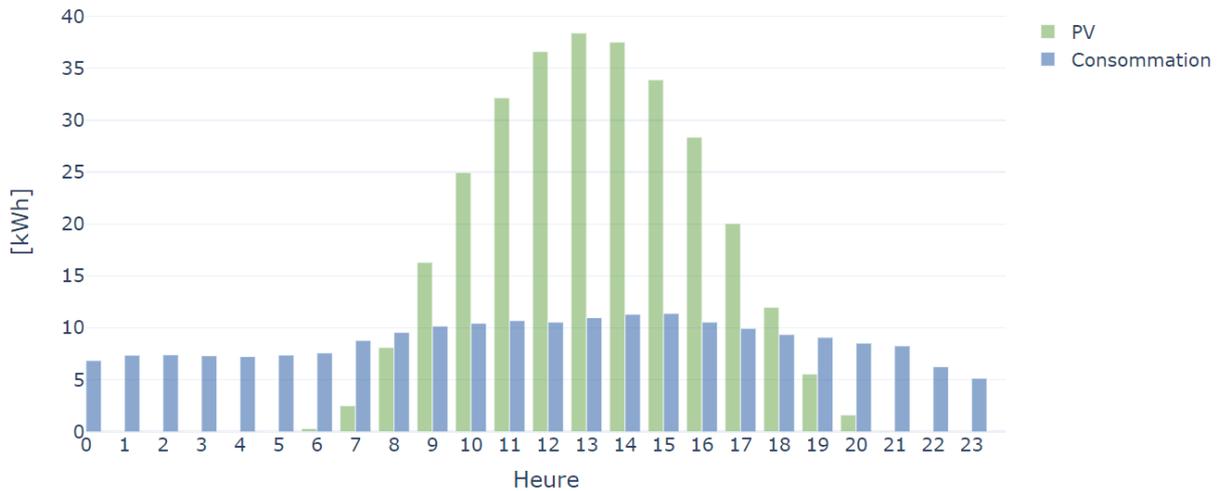


Figure 11 : Production PV et consommation moyenne horaire entre mars et octobre

La figure 13 illustre la production et la consommation avec un pas de temps de 15 minutes sur une semaine, prise aléatoirement.

Les prochaines phases de cette étude viseront à étudier la flexibilité potentielle qui peut être obtenue en décalant la recharge des véhicules électriques sous certaines contraintes (e.g., heure de départ, recharge rapide, ...) et en analysant le potentiel des V2G. Cette étude permettra de déterminer l'autoconsommation maximale du site et analysera les tarifs de charge et décharge pour différents scénarios.

### 4.3 Estimation du modèle et des tarifications envisageables sur SunnYparc

Les premiers workshops économie ont permis de mettre à jour le projet suite aux modifications du contexte énergétique. En effet, lors de la conception du projet, le contexte énergétique était relativement stable et certaines pistes de modèles économiques imaginés au début du projet ne s'appliquent plus

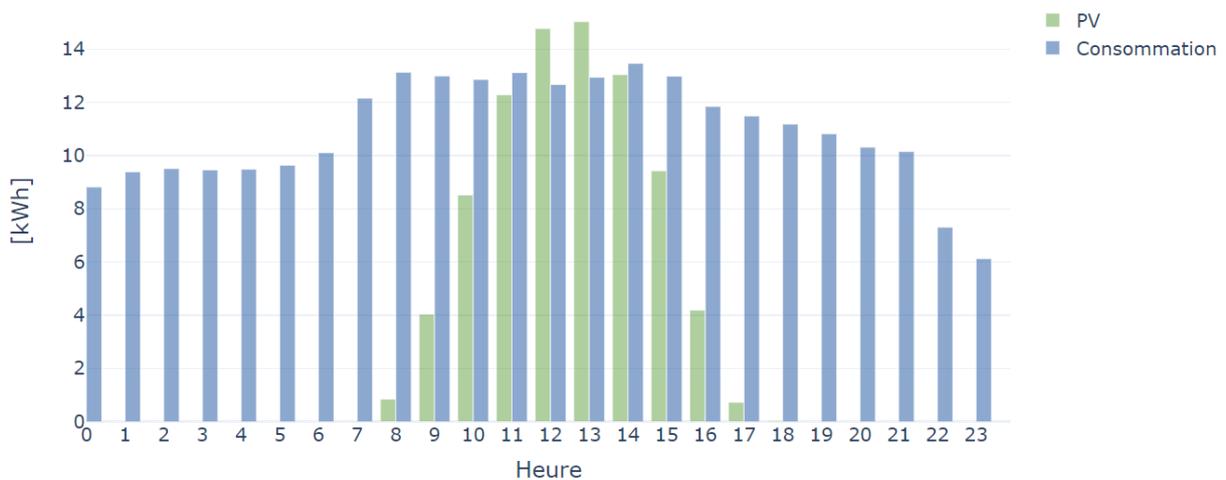


Figure 12 : Production PV et consommation moyenne horaire entre novembre et février.

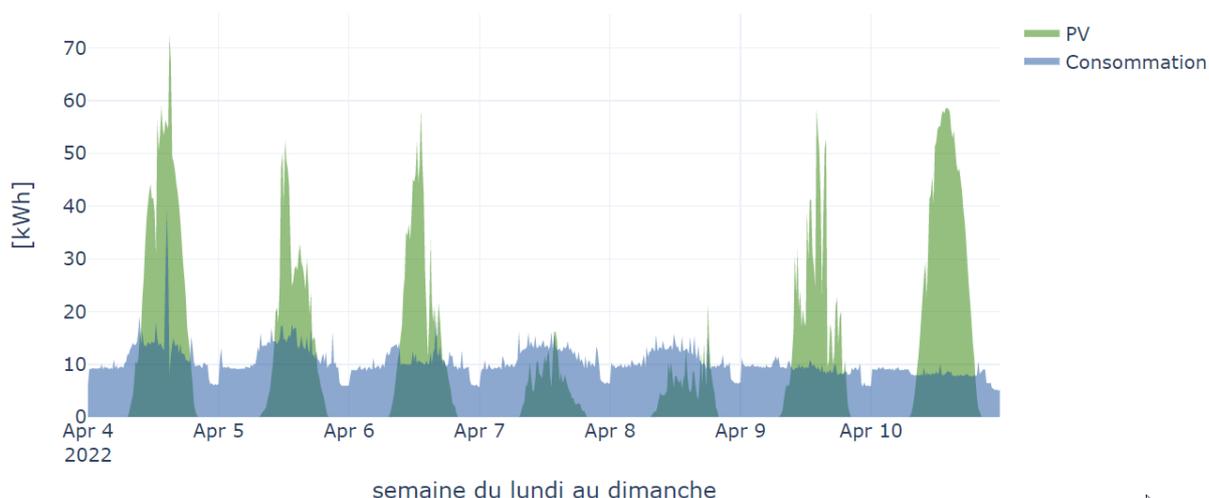


Figure 13 : Production PV et consommation du site sur une semaine standard du lundi au dimanche

avec un marché actuel subissant une grande volatilité des prix. Les points principaux impactant le projet sont :

I. La volatilité des prix de l'électricité sur le marché libre,

La volatilité des prix de l'électricité sur le marché libre rend le passage du marché de client captif au marché libre économiquement non rentable. Par conséquent, l'intérêt de regrouper les clients du microréseau au sein d'un RCP, qui serait éligible au marché libre (consommation annuelle > 100'000 kWh) a été écarté du projet à ce stade. À la place, une proposition de mise en place de communauté d'autoconsommation au niveau du microgrid a été jugée plus intéressante dans ce contexte étant donné que chaque client peut rester sur le marché captif tout en intégrant un regroupement de producteur et consommateurs à l'échelle locale, ce qui devrait permettre d'augmenter la part de consommation propre du microréseau.

II. L'augmentation importante du tarif de reprise de l'électricité photovoltaïque,

Le tarif de reprise de l'énergie photovoltaïque a augmenté d'un facteur deux en l'espace d'une année. Toutefois, cette situation n'est pour l'instant garantie que pour un an ce qui complexifie la prévision de rentabilité à long terme d'une installation photovoltaïque et amène à la réflexion pour trouver un modèle d'affaire plus pérenne et moins influencé par les marchés externes au microréseau.

III. L'augmentation d'environ 30% des tarifs de l'électricité pour les clients captifs,

L'augmentation des tarifs de l'électricité n'est pas proportionnelle à l'augmentation du tarif de reprise. Cela signifie que le taux de consommation propre devient moins impactant pour assurer une bonne rentabilité financière des installations photovoltaïques. Cela impacte le modèle d'affaire du microréseau qui mise principalement sur l'écart entre le tarif d'achat et d'injection créé par les taxes et les frais d'acheminement pour valoriser la revente d'énergie en interne.

IV. L'augmentation des risques de pénuries d'électricité,

Dans un contexte énergétique en pleine crise, la stabilité du réseau et l'importance de l'énergie de réglage se trouvent d'autant plus importantes pour la gestion du réseau électrique. Dans ce contexte, le SEY perçoit de nouvelles opportunités pour exploiter le microréseau dans la gestion de ses achats d'énergie de réglage via la plateforme VGT. De plus, la mise à disposition d'énergie d'effacement prend de plus en plus d'importance pour du service réseau national auprès de Swissgrid.

I. Choix entre un RCP ou une CA à l'échelle de SunnYparc,



Il existe actuellement deux possibilités techniques pour mettre en place un microréseau à l'échelle locale. La première consiste à mettre en place un RCP, ce qui entraîne les contraintes suivantes :

- a. Un point de mesure est ajouté au niveau de la sous-station MT pour mesurer les échanges d'énergie avec le réseau en un seul point.
- b. Le microréseau doit avoir en sa possession le réseau électrique reliant les bâtiments sur sa zone de desserte. Afin d'éviter la mise en place d'un microréseau en parallèle du réseau électrique du GRD, le gestionnaire du microréseau peut devenir locataire du réseau électrique sur sa zone de desserte. Pour ce faire, le GRD établit un contrat de location du réseau à un tarif forfaitaire pour l'ensemble des câbles réseaux, la sous-station MT et la maintenance du microréseau.
- c. Le gestionnaire du microréseau peut justifier un volume d'énergie suffisant pour accéder au marché libre de l'électricité.
- d. L'ensemble des clients disposant d'un point de connexion situés sur la zone de desserte du microréseau doivent donner leur accord et se retrouvent captifs du RCP.

La seconde possibilité est la mise en place d'une communauté d'autoconsommation au niveau du microréseau, cette solution entraîne les spécificités suivantes :

- a. Un point de mesure virtuel est créé pour agréger les échanges d'énergie avec le réseau en un seul point.
- b. Le réseau électrique reliant les bâtiments sur sa zone de desserte reste propriété du GRD. Un timbre local de niveau 7 est mis en place par le GRD sur les échanges d'énergie entre les différents prosumers pour financer le réseau à l'échelle du microréseau.
- c. Le gestionnaire du microréseau ne peut pas accéder au marché libre de l'électricité.
- d. L'ensemble des clients disposant d'un point de connexion situés sur la zone de desserte du microréseau sont libres de rejoindre ou quitter la communauté d'autoconsommation à tout moment.

Le tableau ci-dessous permet de comparer les deux modèles d'affaire. D'un point de vue technico-commercial, la solution de communauté d'autoconsommation est favorisée par les partenaires dans le cadre du projet en raison de sa flexibilité et de sa simplicité de mise en place.

Modèle	Point d'interconnexion	Propriété du réseau	Financement du microréseau	Accès au marché libre	Intégration au microréseau
RCP	Physique	Gestionnaire microréseau (location)	Location	Oui	Contraignante
CA	Virtuel	Gestionnaire réseau de distribution	Timbre local de niveau 7	Non	Flexible



## 5 Suite de la procédure

Le planning général du projet, mis à jour suite aux différents retards observés, est indiqué sur la figure suivante. Un suivi de l'utilisation des bornes déjà installées sera effectué afin de définir le timing associé à l'installation des bornes suivantes. Les actions et études prévues en 2023 pour les différentes étapes du DERMS sont décrites plus en détail ci-dessous :

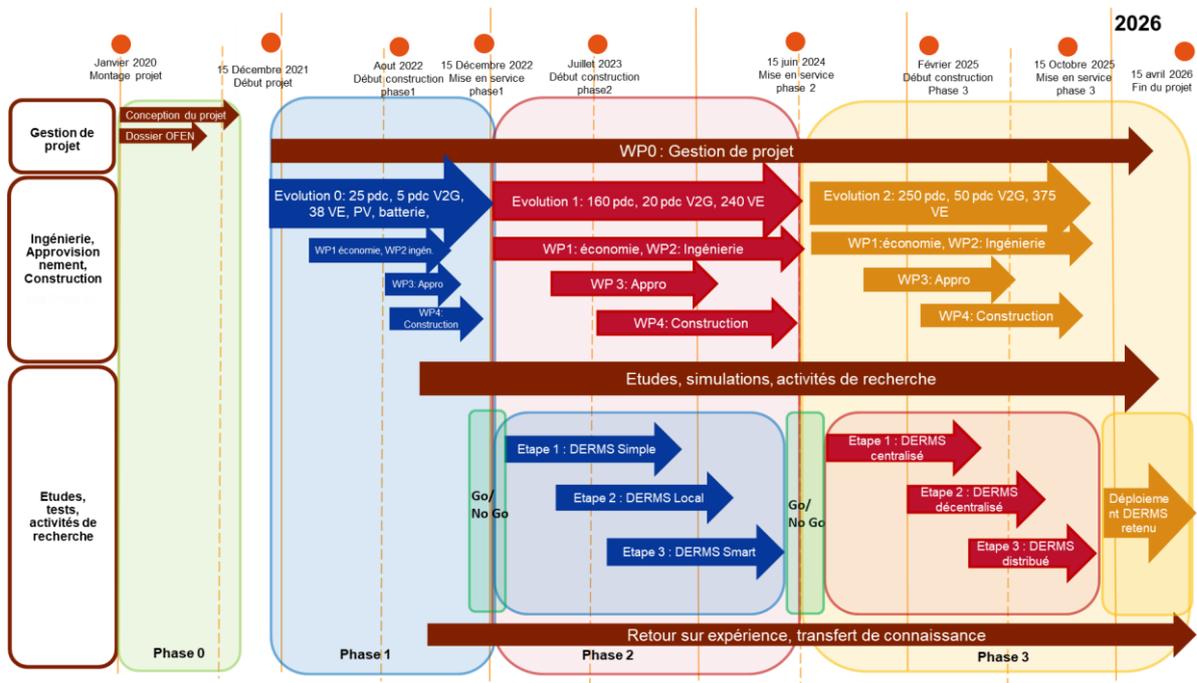


Figure 14 Planning général du projet, revu selon les retards observés durant la mise en place du projet et la phase 1.

### Étape 1 (DERMS simple) :

Mise en place contractuelle du micro-réseau (communauté d'autoconsommation), intégrant les tarifs simples basés sur le schéma de la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, et définition des tarifs des bornes de recharge. Les tarifs pour les bornes de recharge seront dans un premier temps simples. Un suivi de la production et de la consommation. Centralisation par SEL des flux d'énergie permettant une vision globale du microréseau.

Information aux utilisateurs du microréseau des avantages liés à l'intégration au sein d'une communauté d'autoconsommation, et sensibilisation aux étapes à venir.

### Étape 2 (DERMS local) :

Établissement d'une interface permettant le choix de tarif « flexible » ou « premium » pour les utilisateurs des bornes de recharge. Selon les mesures de production et consommation de l'étape précédente, les modalités du tarif « flexible » pourront être évaluées.

Les premiers éléments nécessitant une étude plus poussée sont les suivants :



- La limitation de la recharge à la situation de surplus de production sur le site ne permettrait pas de recharger durant une partie significative de l'année. Une limitation proportionnelle au degré d'auto-alimentation instantané serait une approche envisageable dans un premier temps.

- La tarification des bornes SunnYparc doit permettre un équilibre financier identique à celui de bornes classiques du réseau Y-motion (opéré par Yverdon Energies). Dans un premier temps, le tarif avantageux « flexible » reflétera ainsi ses coûts réels, de manière annualisée afin de moyenniser la production locale. Dans un deuxième temps, un tarif « flexible » plus bas, qui redistribuera les bénéfices supplémentaires du tarif « premium », pourra être imaginé. Ce type de tarification nécessitera néanmoins une vision de la fréquentation des bornes et de la proportion de recharges « flexibles » et « premium ».

### **Étape 3 (DERMS Smart) :**

La première action à venir sera la définition précise et la priorisation des modèles d'affaire liés à l'utilisation du V2G. Il s'agit notamment de fixer les limites de responsabilité (et les répartitions de revenus) pour les différentes offres de flexibilité. Les pénalités en cas d'impossibilité de fournir la flexibilité promise à Swissgrid sont différentes de celles liées à un défaut de fourniture pour le réseau local. Différents cas d'usage seront esquissés afin d'assurer qu'un maximum d'opportunités peuvent être saisies, tout en limitant les risques de ne pas fournir la prestation offerte, et tout en répartissant équitablement les bénéfices. Selon les flexibilités visées, les revenus sont très différents (de quelques cts/kWh mais allant jusqu'à 1500 cts/kWh) pour l'énergie injectée. La promesse de capacité est également rémunérée dans certains cas.

Après la définition des modèles, une mise en place prudente sera effectuée, commençant avec les véhicules d'entreprise des partenaires du projet. Un contrat spécifique entre les véhicules V2G de partenaires du projet (Planair et Yverdon Energies) sera conclu afin de permettre la décharge de ces véhicules dans un premier temps. L'accès à la décharge pilotée selon les instructions de l'EMS à tous les véhicules équipés de la capacité V2G se fera dans un deuxième temps.

Le contrat entre VGT et Yverdon Energies est finalisé et il ne reste qu'à le valider, ce qui permettra de lancer rapidement les premiers tests de mise à disposition de flexibilité pour le réseau.

## **6 Coopération nationale et internationale**

Le projet européen RegEnergy du programme INTERREG dont Planair, Yverdon Energies et EATON faisaient partie du projet Suisse s'est terminé le 31 août 2022. Les différentes études du projet ont permis de monter le projet SunnYparc.

Un dialogue régulier a été maintenu avec les acteurs suisses de la mobilité électrique, notamment Suisse e-mobility. Un événement est en discussion à Y-parc, pour le printemps prochain. Astaro (Nissan – Hyundai) nous a proposé des réductions sur l'achat de véhicules électriques (y compris V2G) dans le cadre du projet SunnYparc.

Le workshop V2X Suisse a notamment été l'occasion d'échanger avec les divers acteurs suisses impliqués dans le domaine. Ces échanges ont initié une collaboration avec la HSLU, qui pilote le projet EVflex, pour mettre en commun les travaux réalisés dans le cadre de SunnYparc avec leur simulateur de flotte de véhicules électriques. En attendant d'avoir un volume de données suffisants de données réelles issues de SunnYparc, ce type de données synthétiques permettent d'établir un modèle économique plus robuste, basé sur des simulations horaires (ou même au quart d'heure), incluant le caractère aléatoire de la présence de véhicules branchés. En outre, les données récoltées sur le site



de SunnYparc permettront de confronter ces simulations à des données réelles afin d'améliorer les modèles.

## 7 Communication

Différentes actions de communications ont été mises en œuvre durant cette première phase afin de faire connaître promouvoir le projet SunnYparc :

- Un logo et un Template PowerPoint ont été créé en mars 2022,
- Un article scientifique a été publié en avril 2022 afin de présenter les résultats du projet RegEnergy et l'annonce du projet SunnYparc : BÜRER, Mary Jean, ORLANDO, Geoffrey, DESCHAINTE, Laure, CAPEZZALI Massimiliano, CAPEZZALI Stéphane, 2021. Opportunities for e-mobility and grid services for microgrids in the context of an industrial area in Switzerland. In : Proceedings of the 2nd FTAL Conference 2021 Sustainable Smart Cities and Regions, Lugano, Switzerland. Disponible à l'adresse : [http://ceur-ws.org/Vol-3116/Paper\\_16.pdf](http://ceur-ws.org/Vol-3116/Paper_16.pdf) ,
- Un site internet a été créé et mis en ligne en mai 2022 afin de centraliser les informations du projet, de publier les newsletters et communiqués de presse. Une section contact a été mise en place afin que le public comme les entreprises puissent entrer en contact avec la direction du projet : [www.sunnyparc.ch](http://www.sunnyparc.ch) ,
- Un communiqué de presse en mai 2022 a été publié afin de communiquer sur le début du projet, ainsi qu'un suivant quelques semaines plus tard.
- Une participation au workshop V2X de l'OFEN en septembre 2022 a été effectuée afin de présenter et d'échanger sur le projet avec les spécialistes du V2X en Suisse,
- Une présentation du projet a été effectuée en septembre 2022 lors d'un événement de rencontre à Y-parc (« Qui sont nos voisins »),
- Une lettre a été envoyée en octobre 2022 à toutes les entreprises présentes sur le site SunnYparc informant du projet et proposant d'y participer,
- Une newsletter a été publiée en novembre 2022 afin d'annoncer la mise en service des 20 premières bornes de recharge AC,
- Une série de flyers a été imprimée et distribuée en novembre 2022 afin de promouvoir le projet et informer les utilisateurs potentiels de l'installation des bornes de recharge,
- Une newsletter a été publiée en décembre 2022 afin d'annoncer la mise en service des 5 premières bornes de recharge bidirectionnelles DC,
- Une banderole a été imprimée et installée en décembre 2022 sur le parking afin d'informer les utilisateurs de la mise en service des 25 premières bornes,
- Un mail est en cours d'envoi à tous les utilisateurs d'Y-Parc afin d'informer les utilisateurs du projet et de la mise en service des 25 premières bornes, ainsi que de l'intérêt du V2G,
- Une infographie est en cours de réalisation en décembre 2022 afin de communiquer sur le fonctionnement du projet,