

# Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Smart Grid

## Travail de bachelor Diplôme 2021

*Thierry Fracheboud*

*Etude technique, économique et  
environnementale des fonctions V1G et  
V2G pour les services distributeurs  
d'électricité (DSO)*

- *Encadrants*  
Julien Pouget et Guo Baoling
- *Expert*  
Georges Darbellay
- *Date de la remise du rapport*  
20.08.2021



Filière / Studiengang <b>ETE</b>	Année académique / Studienjahr <b>2020/21</b>	No TD / Nr. DA <b>SG/2021/16</b>
Mandant / Auftraggeber <input type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input checked="" type="checkbox"/> Etablissement partenaire <b>OIKEN</b>	Etudiant / Student <b>Thierry Fracheboud</b> Professeur / Dozent <b>Julien Pouget</b>	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja <sup>1</sup> <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte : <b>Darbellay Georges, Délégué à l'innovation, Oiken</b> <b>Rue de l'Industrie 43, 1951 Sion</b>	

Titre / Titel

**Etude technique, économique et environnementale des fonctions V1G et V2G pour les services distributeurs d'électricité (DSO)**

Description / Beschreibung

Dans le cadre des contraintes les DSO doivent garantir la qualité d'alimentation malgré la forte pénétration des centrales solaires décentralisées et les nouveaux besoins pour la mobilité électrique. Au-delà de cet aspect technique, les DSO peuvent également exploiter la flexibilité pour répondre aux contraintes économiques tel que l'achat d'énergie ainsi que les pénalités liées à l'énergie d'ajustement. Dans ce cadre technique et économique, la flexibilité de recharge des Véhicules Electriques (VE) peut être sollicitée comme services G1V, G2V et V2G. Il est nécessaire de développer un gestionnaire énergétique spécifique aux infrastructures de recharge des VE en cohérence avec les normes qui incluent jusqu'aux fonctions V2G. Les objectifs du TB porteront donc sur l'étude technique, économique et environnementale des fonctions G1V, G2V et V2G pour les services distributeurs d'électricité. Pour traiter ce travail les phases suivantes seront abordées :

- Etat de l'art des technologies, normes et méthodes de gestion énergétique G1V (smart-charger), V2G et G2V, des VE et bornes de recharge ;
- Etude et collecte des données du cas d'étude : parking HES SO ou Oiken (site de Sierre) (Parking composé de plusieurs bornes de recharge et de production solaire locale) ;
- Modélisation du cas d'étude en REM et développement d'un EMS. Exploitation du modèle et analyse technique et économique de la gestion énergétique V2G et G2V pour les besoins de flexibilités ;
- Option : Expérimentation sur la base de simulation HIL en temps réel.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum

Responsable de l'orientation / filière  
Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:

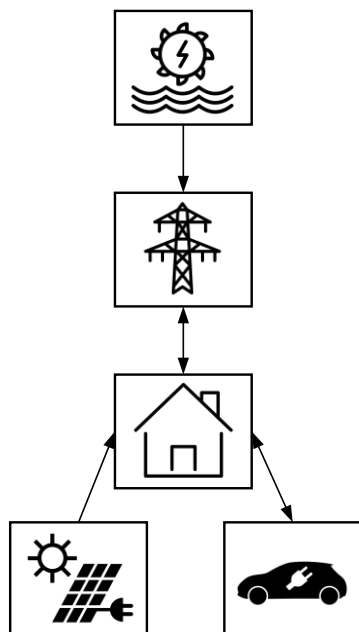
<sup>1</sup> Etudiant / Student :


Délais / Termine

Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags:  
**10.05.2021**Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation  
**Semaine / Woche 23** (07.06 – 11.06.2021)Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts:  
**20.08.2021, 12:00**Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten:  
**25-27.08.2021** (si autorisé / falls genehmigt)Défense orale / Mündliche Verfechtung:  
**Semaines / Wochen 35-36** (30.08 – 09.09.2020)

<sup>1</sup> Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme.  
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.





Travail de diplôme  
| édition 2021 |

Filière  
*Energie et techniques  
environnementales*

Domaine d'application  
*Smart Grid*

Professeur responsable  
*Julien Pouget*  
[Julien.pouget@hevs.ch](mailto:Julien.pouget@hevs.ch)

Partenaire  
*Oiken SA*  
Délégué à l'innovation  
*Georges Darbellay*  
[georges.darbellay@oiken.ch](mailto:georges.darbellay@oiken.ch)



## Etude des fonctions V1G et V2G pour les DSO

Diplômant **Thierry Fracheboud**

### Objectif du projet

Le but de ce projet est double, démontrer et quantifier l'utilité des véhicules électriques dans 2 situations : favoriser l'autoconsommation d'Energypolis et améliorer la qualité de tension d'un réseau de distribution.

### Méthodes | Expériences | Résultats

#### 1<sup>re</sup> situation :

Développer un algorithme donnant la courbe de charge idéale des véhicules électriques (EV) qui va maximiser l'autoconsommation (SC).

Les résultats montrent que deux paramètres sont déterminants pour augmenter la SC en utilisant des EV : La capacité de la batterie et son état de charge à l'arrivée du véhicule.

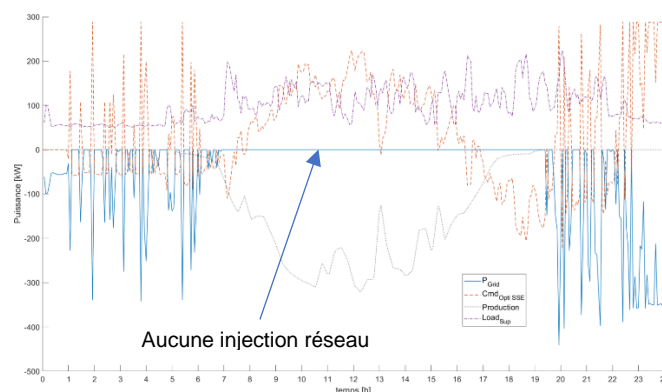
Dans ce cas d'étude, le nombre d'EV minimal requis afin d'atteindre une SC de 100% est de 23 Nissan Leaf e+. Cette valeur est atteinte avec les paramètres des véhicules suivants : 8 EV branchés de 7h à 17h, 7 EV de 11h à 20h et 8 EV de 1h à 24h. Ils ont un état de charge (SoC) d'arrivée de 20% et l'énergie consommée par le bâtiment est 10% supérieure à celle produite par les PV.

#### 2<sup>de</sup> situation :

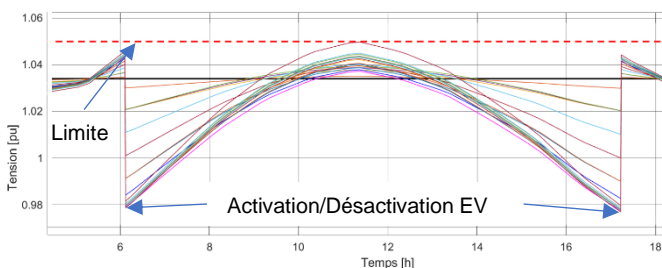
Une simulation en flux de puissance est utilisée afin de calculer le plan de tension en tout temps de la journée, sur la simulation des EV sont ajoutés.

Dans le cas le plus favorable, il faut utiliser 14 Volkswagen (VW) modèle ID3 pour les données actuelles et 21 VW ID3 pour les données futures (avec ajout de production et consommation) entre 6h et 17h.

Pour le cas présent, cela fait 2 véhicules connectés durant 1.6h et 38.5 kW par véhicule puis les deux véhicules suivants pendant 1.6h et ceci pendant 11h (entre 6h et 17h).



1<sup>re</sup> Situation :  
Optimisation de  
la consigne des  
EV avec 23  
Nissan Leaf SC  
à 100%



2<sup>de</sup> Situation :  
Activation des  
EV pour  
réduire le plan  
de tension



# Table des matières

<b>1</b>	<b>Introduction</b>	<b>1</b>
	<b>Introduction</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Problématique de l'intégration des EV sur les réseaux électriques</b>	<b>2</b>
2.1	Structure et fonctionnement du réseau . . . . .	2
2.2	État du marché suisse des EV . . . . .	4
2.3	Types de prises pour EV et leurs caractéristiques . . . . .	6
2.4	Fonctionnement et marché des bornes de recharge . . . . .	7
2.5	Technique . . . . .	8
2.6	Contexte normatif des EV et du réseau . . . . .	9
2.6.1	Norme des EV . . . . .	9
2.6.2	Qualité de tension du réseau de distribution . . . . .	10
2.7	Présentation des cas d'étude . . . . .	10
2.7.1	Cas d'étude n° 1 : Parking Energypolis electric district . . . . .	11
2.7.2	Cas d'étude n° 2 : Residential electric distric . . . . .	11
<b>3</b>	<b>Modélisation, optimisation, et résultat appliqué à un parking public d'EV</b>	<b>13</b>
3.1	Présentation du cas . . . . .	13
3.2	Hypothèse . . . . .	15
3.2.1	Données . . . . .	16
3.3	Validation du modèle . . . . .	16
3.4	Gestion optimale de la charge . . . . .	17
3.4.1	Variables de décisions . . . . .	18
3.4.2	Fonction objective . . . . .	18
3.4.3	Contraintes . . . . .	19
3.5	Analyse des résultats . . . . .	19
3.6	Synthèse . . . . .	22
<b>4</b>	<b>Méthode de travail appliquée au cas d'étude n° 2 : Residential electric distric</b>	<b>23</b>
4.1	Présentation du cas . . . . .	23
4.2	Hypothèse . . . . .	24
4.3	Outil de simulation et modèle . . . . .	24
4.4	Données . . . . .	25
4.4.1	Données de production PV . . . . .	25
4.4.2	Données de consommation . . . . .	26
4.4.3	Adaptation des données pour le développement du réseau futur . . .	27

4.5	Indicateur de performance . . . . .	27
4.6	Méthode . . . . .	27
4.7	Analyse des résultats . . . . .	28
4.8	Amélioration . . . . .	30
4.9	Synthèse . . . . .	30
<b>5</b>	<b>Conclusions et perspectives</b>	<b>32</b>
	<b>Conclusions et perspectives</b>	<b>32</b>
	<b>Annexe</b>	<b>36</b>
A	Information relative aux EV . . . . .	36
A.1	Planning évolution CCS vers V2G CHARin . . . . .	36
A.2	Liste des véhicules disponibles sur le marché . . . . .	37
A.3	Norme ISO 15118 . . . . .	38
A.4	Caractéristique de recharge des EV . . . . .	38
B	Cas d'étude n° 1 . . . . .	40
B.1	Algorithme d'optimisation . . . . .	40
B.2	Exemple EMS réactif . . . . .	42
B.3	Donnée du cas d'étude . . . . .	43
C	Cas d'étude n° 2 . . . . .	44
C.1	Carte du réseau de Termen . . . . .	44
C.2	Norme tension EnBag AG . . . . .	45
C.3	Coefficient d'adaptation des données de consommation et production	46
C.4	Résultats tension et puissance . . . . .	47



## Table des figures

2.1	Structuration du réseau, des liens et contrats entre les différents intervenants. <b>Direction des flux financiers</b> et <b>Direction des flux physiques</b> . . . . .	3
2.2	Proportion des parts de marché suisse de la vente des nouveaux véhicules de 2015 à 2020. [Bradley and Turuban, 2021] . . . . .	5
2.3	Résumé des types de prises et de leur puissance respective . . . . .	6
2.4	Représentation des types de prise pour EV disponible dans le monde [GALL, 2019]	7
2.5	Résumé des modes de recharges des véhicules[Circutor, 2021, p.3] . . . . .	7
2.6	Composants d'un BEV : Système de charge embarqué(OBC) et externe à l'EV, électronique de puissance et système de traction, représentation des flux d'énergie [Yilmaz and Krein, 2013] . . . . .	9
2.7	Normes et caractéristique pour chaque type de prises d'EV[Circutor, 2021, p.3] . . . . .	10
3.1	Représentation en flux de puissance du modèle du cas d'étude n° 1, en <b>bleu les flux négatifs(Producteur)</b> et en <b>rouge les flux positifs(Consommateur)</b> .	13
3.2	Représentation EMS, mixte anticipatif et réactif, type de gestion système physique tel batterie + production . . . . .	15
3.3	Validation de l'algorithme d'optimisation avec les paramètres utilisés pour faire la validation 3.3 : À gauche, Bilan de puissance du système 3.1 et à droite énergie de la batterie . . . . .	17
3.4	Puissance de la consigne pour l'EV afin d'atteindre le maximum de SC pour la Load_SUP, avec 3 EV, E_SSE = 62 kWh et P_Charge = 36 kW, De haut en bas : (1)EV 1, (2)EV 2, (3)EV 3 . . . . .	19
3.5	Puissances des consignes pour 3 EV afin d'atteindre le maximum de SC pour la Load_SUP, E_SSE = 62 kWh et P_Charge = 36 kW . . . . .	20
3.6	Bilan de puissance du modèle 3.1 (Somme des 3 consignes d'EV : Load_SUP, E_SSE = 62 kWh et P_Charge = 36 kW) . . . . .	20
3.7	SC en fonction des paramètres de la Table 3.2 et pour la charge égale, supérieure et inférieure. . . . .	22
4.1	Schéma du réseau cas d'étude n° 2 : Branche 1 réseau de distribution de Termen-Mitte, en rouge les emplacements proposés des bornes de recharges	23
4.2	Exemple de courbe de consommation d'une borne de recharge placée au N6, à 78 kW entre 6.22h et 17.11h(22e3 et 62e3 s) . . . . .	24
4.3	Courbe type de production solaire sur une journée(prod_1jui_24h) servant à simuler la production sur le réseau de distribution en l'adaptant. . . . .	25
4.4	Production solaire du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures (la production du présente est la même avec N6 et N16 à 0 kW) . . . . .	26

4.5	Courbe type de la consommation sur une journée(ch_dummy) dans le <i>worst-case</i> , c'est-à-dire si personne n'est présent à la maison durant la journée pour consommer le surplus de production . . . . .	26
4.6	Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs actuelles plus une borne de recharge au N17 avec 77 kW . . . . .	28
4.7	Puissance minimale entière disponible aux nœuds 6, 11 et 17 pour que la tension à tous les nœuds respecte l'hypothèse $\pm 5\%$ . De gauche à droite : (1)Présent, (2)Futur(Liste des paramètres Table 4.1) . . . . .	30
A.1	Planning de développement du connecteur CCS vers la bidirectionnalité(V2G) avec les caractéristiques pour chaque étape [CharIN, 2021b] . . . . .	36
A.2	Système de transfert d'énergie direct et inverse type pour courant alternatif [ISO and IEC, 2019, <i>Annexe D : p.119</i> ] . . . . .	38
A.3	Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Tesla Model 3 [Automobile-Propre, 2021d] . . . . .	38
A.4	Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Renault Zoe [Automobile-Propre, 2021c] . . . . .	39
A.5	Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Volkswagen ID3 [Automobile-Propre, 2021e] . . . . .	39
B.6	Exemple d'EMS réactif avec décision heuristique permettant en fonction de la situation actuelle de définir une réaction du système . . . . .	42
B.7	Production solaire Energypolis : Production solaire par pas de 4 min de la centrale PV du bâtiment, courbe de production adaptée en fonction de la puissance crête installée pour le cas d'étude n° 1 . . . . .	43
B.8	Consommation Energypolis : Consommation par pas de 4 min du bâtiment, courbe de consommation adaptée en fonction de la production solaire pour le cas d'étude n° 1 . . . . .	44
C.9	Réseau de distribution du village de Termen avec les 4 branches alimentant les différentes portions du village . . . . .	44
C.10	Réponse par mail le 18.08.2021 de Guido Köppel, Chef d'équipe planification distribution chez EnBAG AG, pour l'exigence de tension du GRD EnBAG AG . . . . .	45
C.11	Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures . . . . .	47
C.12	Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures plus une borne de recharge au N11 avec 114 kW . . . . .	47
C.13	Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs actuelles . . . . .	48

## Liste des tableaux

2.1	Service fournit par un parc d'EV (Puissance de charge et décharge de 3.7 kW(230 V et 16 A)) [Robyns et al., 2019] . . . . .	4
2.2	Connecteur, nombre vendu en Suisse et la part du marché des EV pour chaque modèle d'EV au 1 <sup>e</sup> trimestre 2021 [OFEN, 2021] et [Electrosuisse, 2021]	5
2.3	Proportion des prises de recharge des EV disponible sur le marché suisse en 2021 [Electrosuisse, 2021] . . . . .	6
3.1	Liste des paramètres fixes de l'algorithme d'optimisation de la SC pour le cas d'étude n° 1 . . . . .	14
3.2	Liste des paramètres variables de l'algorithme d'optimisation de la SC pour le cas d'étude n° 1 . . . . .	14
3.3	Liste des paramètres de validation de l'algorithme d'optimisation de la SC pour le cas d'étude n° 1 . . . . .	17
4.1	Puissance nœuds, voir figure 4.1, sans dépasser de la norme de tension, énergie résultante pour une durée de 11.11 h, nombre d'EV en fonction des modèles . . . . .	29
4.2	Énergie exploitable par type de véhicule, hypothèse que 80% de la batterie est exploitable, [Automobile-Propre, 2021c],[Automobile-Propre, 2021d] et [Automobile-Propre, 2021e] . . . . .	29
A.1	Liste des véhicules disponibles sur le marché en fonction de leur marque et type[Electrosuisse, 2021], voir Chapitre pour les définitions des acronymes.	37
C.10	Valeur d'adaptation pour données de consommation [-] et surface de PV pour l'adaptation de production [m <sup>2</sup> ] sur chaque nœud du cas d'étude n° 2, <b>nœuds</b> avec variations entre présent et futur . . . . .	46

## Listings

5.1	Code de la fonction d'optimisation . . . . .	40
-----	--	----

## Nomenclature

## Mots-Clés

Vehicle-to-Grid (V2G), Electrical Vehicle (EV), Optimal charging management, Voltage Quality, Solar Panel (PV), Smart-grid, Linear Optimization, Electric Vehicle Flexibility, Distribution network operator(DSO)

## Conventions

Dans ce rapport, les véhicules rechargeables sont regroupés dans la catégorie Véhicule électrique, c'est-à-dire les véhicules électriques hybrides rechargeables et les véhicules électriques à batterie.

L'autoconsommation est remplacée par l'acronyme SC.

La convention de signe pour la puissance est la suivante :

- Consommateur = Négatif
- Producteur = Positif

## Acronymes

Une liste non exhaustive des acronymes utilisés dans ce rapport est présentée ci-dessous :

**AES** Association des entreprises électriques suisses

**BMS** Battery Management System en français Système de Contrôle des Batteries

**BT** Basse Tension : Partie exploitée par le GRD <1 kV

**CCS** Combined Charging Systems

**EMS** Energy Management System en français Système de Gestion de l'Énergie

**ER** Energies renouvelables : Correspond aux énergies se renouvelant à une échelle humaine

**FCEV** Fuel Cell Electric Vehicle en français Véhicule à pile à combustible(pas d'acronyme)

**GRD** Gestionnaire de Réseau de Distribution en anglais Distribution System Operators(**DSO**)

**GRT** Gestionnaire de Réseau de Transport en anglais Transmission Network Operators(**TSO**)

**HES-SO** Haute Ecole Spécialisée de Suisse occidentale - University of Applied Sciences and Arts Western Switzerland

**HT** Haute Tension : Exploité par le GRD 36-150 kV

**NER** Nouvelles Energies Renouvelables : Correspond aux énergies renouvelables n'étant exploité que récemment, le solaire photovoltaïque, l'éolien, la petite hydraulique,...

**MT** Moyenne Tension : Partie exploitée par le GRD 1-36 kV

**OBC** On-Board Chargers : Chargeur embarqué dans le véhicule

**PV** Panneau solaire photovoltaïque

**SBEV** Small Battery Electric Vehicle en français Petit véhicule électrique(pas d'acronyme)

**SC** Self-consumption [-] ou [%] : Taux d'autoconsommation, c'est-à-dire la part d'énergie produite localement qui est consommée localement

**SoC** State of Charge [-] ou [%] : Exprime l'état de charge de la batterie entre 0-1(ou 0-100%)

**SSE** Système de Stockage énergétique

**THT** Très Haute Tension : Partie exploitée par le GRT 220-380 kV

**VE** Véhicule Électrique en anglais Electric Vehicle (**EV**)

**VEB** Véhicule Électrique à Batterie en anglais Battery Electric Vehicle (**BEV**)

**VEHR** ou **VHR** Véhicule Électrique Hybride Rechargeable en anglais Plug-in Hybrid Electric Vehicle (**PHEV**)

# 1. Introduction

Le monde de l'énergie de demain est intelligent et durable, c'est pourquoi il est particulièrement important d'avoir un couplage des différents secteurs. Dans le cas présent de la mobilité et du réseau, dit smart-grids, réseau dans son sens général, c'est-à-dire génération de l'énergie, transport, qualité de l'énergie... Ceci afin de pouvoir intégrer les nouvelles énergies renouvelables (NER). Car avec l'installation de centrales solaires chez les particuliers, des problèmes d'équilibrage du réseau et de qualité de tension apparaissent.

L'augmentation du nombre de véhicules électriques (VE ou EV en anglais pour Electric Vehicle) en circulation fait augmenter proportionnellement la demande en électricité. Cela crée aussi des appels de puissance important sur le réseau avec la charge d'un parc d'EV ou des bornes de charge rapide. Mais cela amène aussi un grand réseau de stockage décentralisé.

Il y a deux objectifs à ce travail dans l'exploitation de la flexibilité des EV :

- (1) Maximiser l'autoconsommation (self-consumption en anglais (SC)) d'un parking d'EV couplé à un bâtiment avec de la production en utilisant la flexibilité des EV. Un algorithme d'optimisation est utilisé pour trouver la consigne optimale à appliquer sur EV afin de maximiser le critère de SC.
- (2) Régler les problèmes de plan de tension causé par la production des NER en bout de ligne des réseaux de distribution en installant des bornes de charge à des points stratégiques.

Des bornes de recharge avec des courbes de charge préétablies vont être installées à différents points d'un réseau de quartier simulé et avec une résolution par loadflow, le plan de tension va être calculé en tout point.

Le rapport est structuré en quatre parties

- (1) Problématique : Cette partie fait l'état des connaissances actuelles sur le réseau, les EV, la technique... en lien avec l'intégration des EV sur les réseaux et introduit les deux cas d'études
- (2) Cas n° 1 : Présente le cas, les données, l'algorithme et les résultats pour le premier cas
- (3) Cas n° 2 : Présente le cas, les données, le modèle et les résultats pour le second cas
- (4) Conclusions et perspectives : Présente les résultats majeurs de l'étude ainsi que les futures investigations

## 2. Problématique de l'intégration des EV sur les réseaux électriques

Le réseau a pour tâche d'interconnecter les consommateurs aux producteurs. L'objectif est d'une part de répondre à la demande en électricité, de garantir la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part de minimiser les pertes. Pour son bon fonctionnement, un équilibre constant doit être maintenu entre la production et la consommation afin de maintenir une fréquence stable.

L'augmentation du nombre de producteurs particuliers amène des problèmes d'équilibre du réseau ainsi que de la qualité de tension dans les réseaux de distribution. Quand aux EV qui se démocratisent, ils amènent une charge en plus sur le réseau. Cette charge en plus des EV peut servir pour les problèmes d'équilibrage et de qualité, car c'est une charge qui est flexible.

C'est de cette manière que les consommateurs prennent le statut de prosommateur<sup>1</sup>.

Ces prosommateurs posent des problèmes de prévisibilité. En effet ceci est dû à leurs moyens de production qui sont des NER, principalement du PV et donc qui ne sont que partiellement prévisibles.

Historiquement, le réseau est conçu pour une production centralisée avec une distribution de l'énergie vers les consommateurs. Ce qui fait que l'arrivée de productions décentralisées pose des problèmes de tension.

### 2.1 Structure et fonctionnement du réseau

Le réseau est structuré en 3 parties principales : le producteur, le transport(et la distribution) et le consommateur, voir la figure 2.1.

Les producteurs de fortes puissances sont connectés sur la très haute tension (THT : exploitée par le GRT à 220-380 kV). Elle est exploitée par le GRT, Swissgrid. La THT sert au transport de l'électricité dans toutes les régions de la Suisse et avec les pays limitrophes. Ensuite du transport on passe à la distribution, la moyenne tension (MT : exploitée par le GRD à 1-36 kV) et la basse tension (BT : exploitée par le GRD inférieure à 1 kV). Sur la MT, il y a aussi quelques producteurs comme des fermes solaires de moyenne à forte puissance. Enfin l'énergie est distribuée aux particuliers, les consommateurs, en BT.

Cependant avec l'augmentation des NER, ces consommateurs en basse tension sont devenus à leur tour des producteurs. Ce qui fait qu'ils concluent des contrats d'obligation de rachat de l'énergie avec le GRD.

---

1. C'est un néologisme issu du terme anglais *prosumer* qui définit la tendance des consommateurs à se professionnaliser et tendre vers un statut de producteur/consommateur sur un même point d'injection.



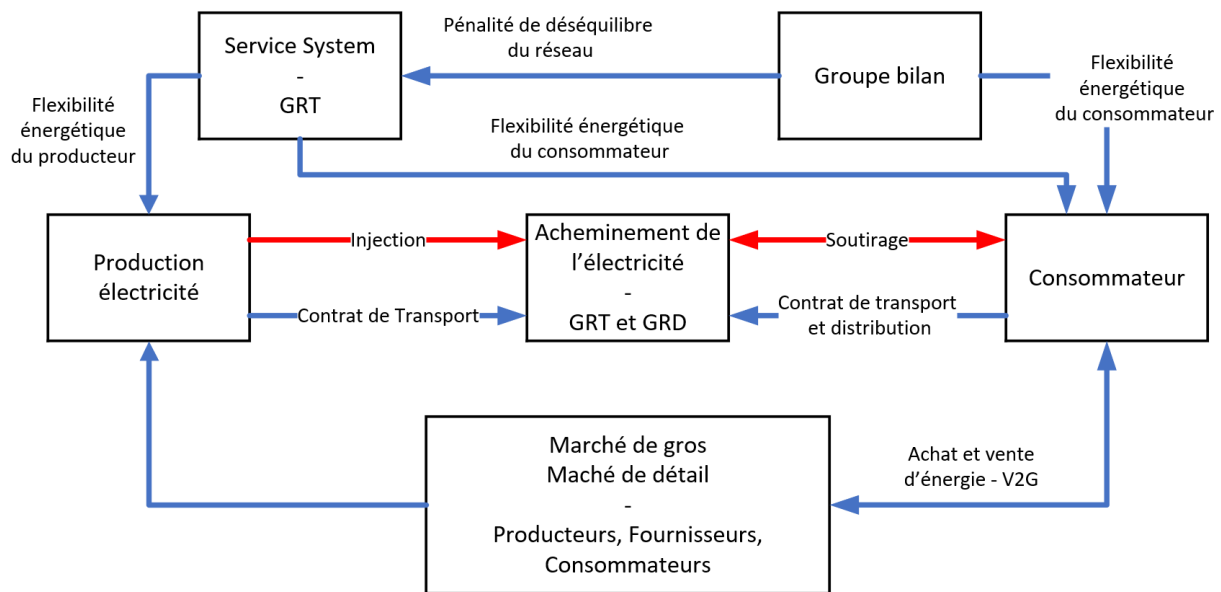


FIGURE 2.1 – Structuration du réseau, des liens et contrats entre les différents intervenants. **Direction des flux financiers** et **Direction des flux physiques**

Ces nouveaux producteurs posent des problèmes de prévisibilité et donc d'équilibre pour le GRT. Le GRT est le gestionnaire du réseau de transport et de l'équilibre entre la production et la consommation. Il y a des mécanismes permettant de favoriser le maintien de cet équilibre. Ce sont les mécanismes de flexibilité énergétique du producteur et du consommateur que le GRT peut exploiter.

Et dans le cas où il n'arrive pas à maintenir cet équilibre, par exemple si une région consomme plus que prévu (erreur de prévision), le GRT va devoir acheter de l'énergie d'ajustement pour le GRD. Ensuite le GRT facture cette énergie au GRD, ce sont les pénalités de déséquilibre du réseau. Ces erreurs dans les modèles de consommation peuvent venir de consommations imprévues à cause de la météo, ou d'événements particuliers. Mais elles peuvent aussi venir d'un surplus de production dû aux NER qui ne sont que partiellement prévisibles.

Les services système permettent de pallier à ces problèmes de prévisions. Ils ont la propriété de réagir rapidement afin de compenser le surplus ou déficit de production.

Il y a trois niveaux de services en fonction de leur temps de réaction, les services primaire, secondaire et tertiaire. Ils sont listés dans la Table 2.1 avec leur temps d'utilisation.

Comme son nom l'indique, le primaire est le premier à réagir, très rapide mais avec une capacité faible. Ensuite c'est le secondaire qui prend le relais pour que la réserve puisse se reconstituer, il a une capacité moyenne et réagit un peu plus lentement. Et enfin ce sont les moyens de production lents qui s'adaptent, c'est-à-dire le service tertiaire.

C'est dans ce cadre que servent les EV, d'une part en se chargeant durant les périodes de besoin d'énergie d'ajustement afin d'en limiter le besoin. Et d'autre part en utilisant l'énergie locale pour limiter les problèmes d'élévation de tension que peuvent poser les productions décentralisées dans les quartiers. La Table 2.1 donne un aperçu et une quantification des services que peuvent apporter les EV en tant que services système.

TABLE 2.1 – Service fournit par un parc d'EV (Puissance de charge et décharge de 3.7 kW(230 V et 16 A)) [Robyns et al., 2019]

Services système, services aux producteurs et consommateurs	Nombre d'EV pour fournir des services				
	Nb EV nécessaires	Puissance nécessaire [MW]	Durée de décharge nécessaire	Zone géographique [km]	Acteurs bénéficiaires
Réglage Primaire	5000	1	30sec - 15min	3000	GRT
Réglage secondaire	5000	2 - 3	30min - 1h	3000	GRT
Réglage tertiaire	>5000	10	30min - 6h	3000	GRT
Lissage des pointes	500	0.5(MT) 0.1(BT)	2 - 10h	300	GRT-GRD Consommateur
Puissance réactive	500	100 kvar	Selon besoin	300	GRD
Support aux énergies renouvelables	$\geq 500$	0.1 - 2	20min - 1h30	300	Producteur décentralisé

Le marché de l'énergie est structuré de la manière suivante :

- Le marché de gros
- Le marché de détail

Le marché de gros est la zone où se situent les gros producteurs et consommateurs ainsi que les fournisseurs. Les prix sont intéressants, mais seulement de grosses quantités peuvent être achetées. Il se partage en 2 parties :

- (1) Les contrats de gré à gré
- (2) La bourse de l'énergie

Pour le premier point, c'est un contrat conclu directement entre le producteur et le consommateur, c'est aussi de cette manière que les fournisseurs achètent de l'énergie.

La deuxième partie est une bourse de l'énergie, pour l'Europe c'est l'EPEX Spot. Un prix de référence est fixé qui correspond à un équilibre entre le prix de la demande et le prix de l'offre. Les transactions sont faites avec ce prix sans qu'il y ait de lien direct entre le vendeur et l'acheteur.

Tandis que pour le marché de détail, c'est les fournisseurs et producteurs qui vendent des "abonnements" de consommations et non plus des quantités fixées d'énergie.

Ce fonctionnement est apparu avec la libéralisation du marché de l'électricité, quand le monopole de production a été interdit.

## 2.2 État du marché suisse des EV

Le marché des EV en Suisse est un marché en pleine expansion comme le démontre la figure 2.2. En effet la part d'EV vendu en 2020 est de 14.3% (8.2% BEV et 6.1% PHEV) contre 5.6% (4.2% BEV et 1.4% PHEV) en 2019. Et au 1<sup>e</sup> trimestre 2021, un total de 4737 EV sont vendus, voir Table 2.2.

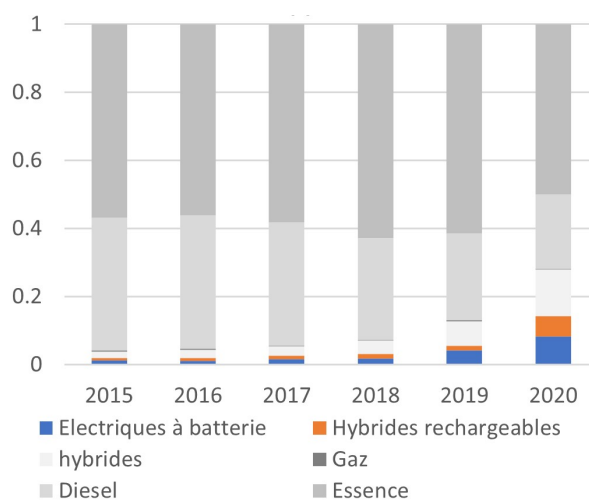


FIGURE 2.2 – Proportion des parts de marché suisse de la vente des nouveaux véhicules de 2015 à 2020. [Bradley and Turuban, 2021]

Parmi ces EV vendus, la Table 2.2 donne la proportion en fonction du type d'EV. Ce que l'on constate c'est qu'un peu moins de la moitié du marché, 48.2%, est occupée par 5 modèles d'EV et que le reste est une myriade d'autres modèles.

TABLE 2.2 – Connecteur, nombre vendu en Suisse et la part du marché des EV pour chaque modèle d'EV au 1<sup>e</sup> trimestre 2021 [OFEN, 2021] et [Electrosuisse, 2021]

Modèle	Nombre	Part de marché [%]	Type connecteur
Tesla Model 3	740	15.6	Type 2 + CCS
VW ID.3	517	10.9	Type 2 + CCS
Renault Zoe	471	9.9	Type 2 + CCS
Fiat 500	297	6.3	Type 2 + CCS
Audi etron	257	5.4	Type 2 + CCS
Autre	2455	51.8	
<b>Total</b>	<b>4737</b>		

En Suisse, 96 véhicules comprenant un moteur électrique sont disponible sur le marché en 2021, voir Table A.1 et 53 sont des BEV avec une prise de charge standard(T1, T2, CHAdeMO ou CSS(Combined Charging System(aussi appelé Combo 2 dans sa version la plus récente))). La proportion entre ces types de connecteurs pour les EV est donnée par la Table 2.3. Et dans cette moitié, le type de prise permettant la recharge de ces véhicules, est de Type 2 + CCS, comme on peut le voir dans la Table 2.4. Deux connecteurs qui permettent uniquement de la recharge, donc du V1G potentiellement et non pas du bidirectionnel.

Et si l'on compare ce résultat avec l'entier des EV disponible avec des connecteurs standards<sup>2</sup> sur le marché suisse, voir Table 2.3 sur 66 modèles d'EV :

- 62.1% ont un connecteur Type 2 + CCS
- 28.8% un connecteur Type 2
- 9.1% sont équipés de la prise CHAdeMO

Ce que l'on constate c'est que seulement un dixième des véhicules est équipé du seul connecteur pour l'instant compatible V2G, le CHAdeMO.

2. Les EV tels que le vRbikes vr3 ayant un connecteur propriétaire ne sont pas comptabilisés.

TABLE 2.3 – Proportion des prises de recharge des EV disponible sur le marché suisse en 2021 [Electrosuisse, 2021]

Type de prise	Nb VE	Proportion [%]
Type 1 + CHAdeMO	2	3.0
Type 2	19	28.8
CCS + Type 2	41	62.1
CHAdeMO	4	6.1

## 2.3 Types de prises pour EV et leurs caractéristiques

Les prises de recharge des EV sont issues de multiples standards et versions, il n'y a pour l'instant que des conventions et pas de standard mondial. Une représentation des prises existantes est visible sur la figure 2.4. Comme vu dans la partie précédente, sur la Table 2.2, c'est la *CCS + Type 2* qui domine le marché suisse, tant en termes de présence dans les modèles d'EV qu'en quantité en circulation.

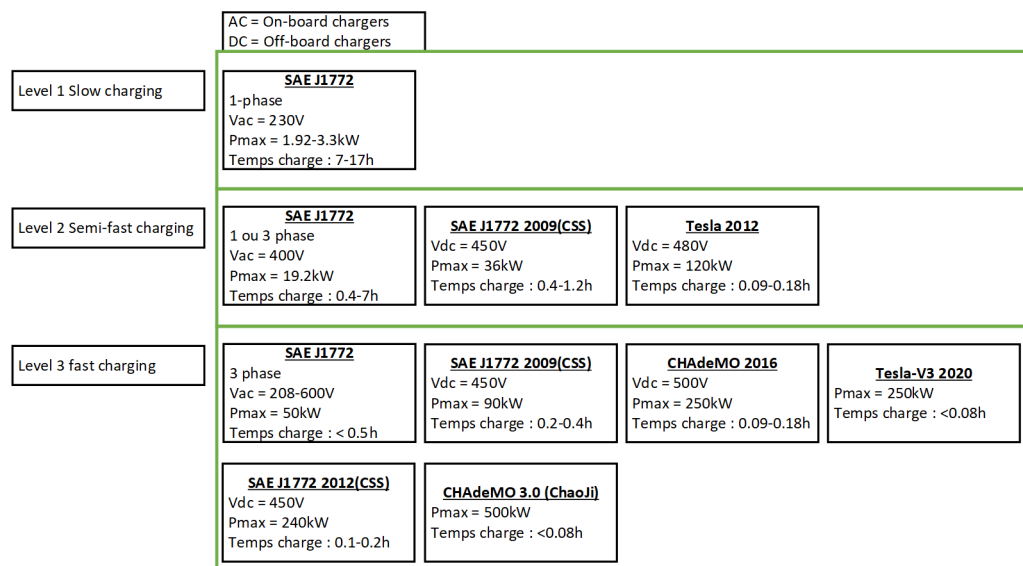


FIGURE 2.3 – Résumé des types de prises et de leur puissance respective

Le système CCS combine une charge AC<sup>3</sup> et une charge CC<sup>4</sup>. Il est basé sur des normes accessibles par tous développées par l'association CharIN. Tandis que le CHAdeMO est un chargeur DC développé et certifié par l'association nipponne CHAdeMO. Et le Tesla Supercharger est un chargeur propriétaire de Tesla uniquement présent aux États-Unis[Charge, 2021].

Actuellement le seul standard compatible au V2G est le CHAdeMO. Comme le montre la figure A.1, l'association CharIN<sup>5</sup> prévoit de rendre compatible au V2G le CCS à l'horizon 2025.

3. partie haute du connecteur sur la figure 2.4

4. partie basse du connecteur sur la figure 2.4

5. L'association CharIN : «*Nous sommes la principale association mondiale avec plus de 200 membres dédiés à la promotion de l'interopérabilité basée sur le Combined Charging System (CCS) en tant que norme mondiale pour la recharge de véhicules de tous types.*»[Traduit librement de l'anglais] [CharIN, 2021a].

Le CCS est le plus courant dans l'espace européen tandis que le CHAdeMO est un standard nippon.

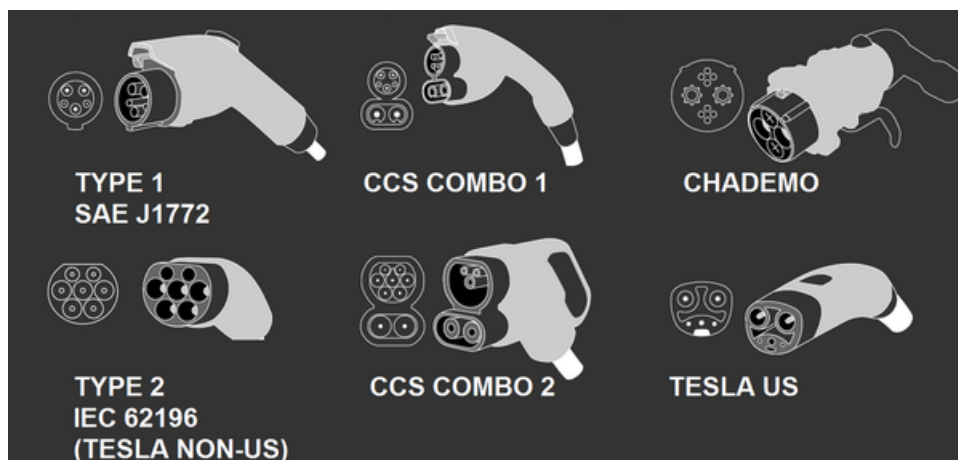


FIGURE 2.4 – Représentation des types de prise pour EV disponible dans le monde [GALL, 2019]

## 2.4 Fonctionnement et marché des bornes de recharge

Il y a 4 modes de recharge pour les EV, mais 2 modes sont similaires (le 2 et 3) :

- **Mode 1** Connexion par une prise domestique
- **Mode 3** Connexion par une wallbox au tableau électrique (Le **Mode 2** est similaire, mais c'est une "wallbox" portable qui se connecte à la prise domestique)
- **Mode 4** Connexion à un chargeur externe

La figure 2.5 représente ces modes.

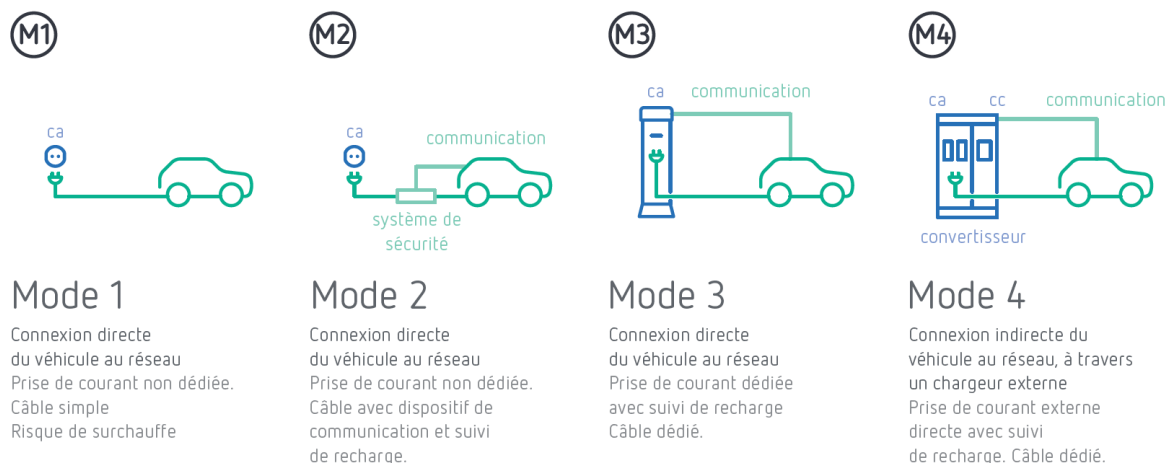


FIGURE 2.5 – Résumé des modes de recharges des véhicules [Circutor, 2021, p.3]

Les modes 1 à 3 sont en AC et exploitent le chargeur interne du véhicule. Le système externe, pour le Mode 2 et 3, est un système de protection qui fait un diagnostic des circuits de l'EV. Il sert également de protection contre les courts-circuits, les surcharges et les défauts d'isolation, ce qui permet de diminuer les risques. La wallbox, pour le Mode 3 seulement, est connectée directement au tableau électrique, ce qui permet de limiter les problèmes dû au fort courant de la charge, car les câbles sont dédiés à cette fonction et

donc bien dimensionnée pour ce type de fonctionnement. En plus de la possibilité de se connecter en triphasé en cas de besoin plus important.

Pour le domaine privé, la recharge est limitée par la connexion au réseau, en principe c'est du 11 kW (230 V et 16 A en triphasé) qui alimente le chargeur embarqué, c'est lui qui gère la charge directe de la batterie.

Tandis que les chargeurs publics ne sont limités que par la puissance du transformateur. Et ils sont en DC afin de délivrer l'énergie directement à la batterie sans passer par le système de conversion interne qui est limité en puissance pour des raisons de place, de poids et de coût.

Pour l'installation à domicile, TCS propose plusieurs solutions [TCS, 2021] :

- Une première solution clé en main de location de station de recharge pour 35 CHF/-mois
- Une autre solution proposée est la vente de la borne pour BEV au client, y compris l'installation pour un montant 1690 CHF

## 2.5 Technique

La charge des EV se fait de la manière suivante : un chargeur AC alimente le convertisseur AC/DC embarqué qui va alimenter la batterie, voir figure 2.6. La puissance du chargeur embarqué AC est limitée pour des raisons de coût, de taille et de poids. Ces limitations peuvent être outrepassées avec un chargeur DC qui va lui directement alimenter la batterie sans passer par un système de conversion interne qui bloquerait la puissance, à cause des limites précédemment citées.

De série les véhicules sur le marché sont fabriqués avec un chargeur embarqué (On-Board Charger (OBC)) en AC/DC. En effet le DC/DC n'a pour l'instant que peu d'intérêt d'être implémenté en raison du faible nombre de bus DC existants. Alors que l'ensemble du réseau est en AC. Et donc en théorie un EV peut se brancher sur n'importe quelle prise domestique avec uniquement un câble et un boîtier qui va limiter le courant de recharge (en principe 230 V pour 10 A ou 16 A selon les cas).

Cependant, le système DC/DC est existant et en vente, tel que le système *Integrated OBC DC/DC* du fabricant Eaton [Eaton, 2021]. C'est un système de 7 ou 11 kW fonctionnant pour un bus de 700 V<sub>DC</sub>.

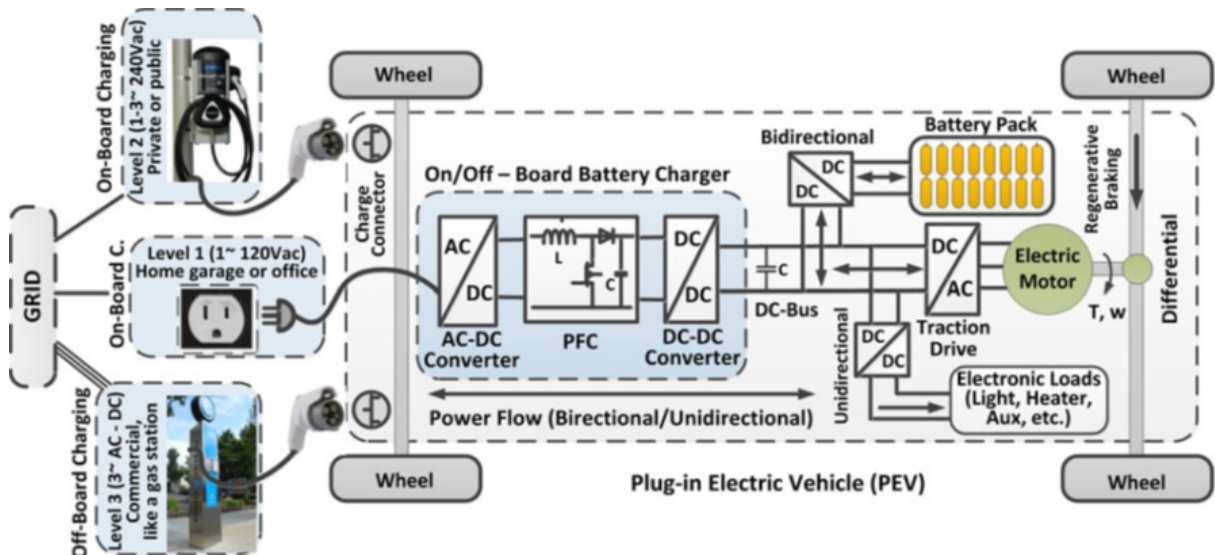


FIGURE 2.6 – Composants d'un BEV : Système de charge embarqué(OBC) et externe à l'EV, électronique de puissance et système de traction, représentation des flux d'énergie [Yilmaz and Krein, 2013]

Des projets de flottes de véhicules ou d'implémentation de bornes de recharge V2G sont en cours d'études en France, principalement deux projets :

- (1) aVENir
- (2) Flexitanie

Le premier est localisé sur la Métropole de Lyon (urbain dense) et une partie de la Région Sud Provence Alpes Côte d'Azur (périurbain et rural). Il prévoit de travailler sur 3 axes : les effets de la modulation de puissance d'une borne par rapport aux besoins du GRD, l'injection dans le réseau d'énergie stockée dans les EV et synchroniser la charge et la production solaire [aVENir, 2021]. Le second est dans la région Occitanie est prévoit de valoriser les NER avec la fonction de V2G en installant une centaine de bornes bidirectionnelles [Flexitanie, 2020]. La première borne a déjà installé en janvier 2021 [Bodarw, 2021].

Un autre projet est en cours en Allemagne, le projet **BCM**(Bidirectional Charging Management) [Group, 2019], qui veut rendre accessible au plus grand nombre cette technologie et va être testé avec une flotte de 50 BMW i3 compatible V2G. Il y a déjà 20 de ces véhicules aux mains de consommateurs [Werwitzke, 2021].

Au Japon, depuis 2012, le produit Smart Solabo propose une maison qui accepte l'énergie provenant d'un EV en utilisant le protocole CHAdeMO [admin, 2012].

Le site [Hub, 2021] regroupe une partie des projets V2G en cours dans le monde avec certains de leurs objectifs et caractéristiques.

## 2.6 Contexte normatif des EV et du réseau

### 2.6.1 Norme des EV

La figure 2.7 montre les normes régissant les prises d'EV pour la France (la prise Schuko correspond à la prise type J de la Suisse).

 <b>Schuko</b> Tension maximale : 230 Vca II Courant maximal : 16 A II Normes : CEE 7/4	 <b>Tipo 1</b> Tension maximale : 250 Vca II Courant maximal : 32 A II (jusqu'à 7,2 kW) Normes : CEI 62196-2 Caractéristiques : Norme SAE J1772	 <b>Tipo 2</b> Tension maximale : 500 Vca III / 250 Vca II Courant maximal : 63 A III (jusqu'à 43 kW)/70 A II Normes : CEI 62196-2 Caractéristiques : charge monophasée ou triphasée
 <b>CHAdeMo</b> Tension maximale : 500 Vcc Courant maximal : 200 Acc Normes : CEI 62196-1, UL 2551 Caractéristiques : Conforme JEVS G105	 <b>Combo CCS</b> Tension maximale : 920 Vcc Courant maximal : 250 Acc Normes : CEI 62196-2, CEI 62196-3 Caractéristiques : Connecteur combiné CA/CC	

FIGURE 2.7 – Normes et caractéristique pour chaque type de prises d'EV[Circuitur, 2021, p.3]

La norme ISO 15118-1 [ISO and IEC, 2019] est une norme européenne. Elle régit l'interface de communication entre l'EV et le réseau. Que ce soit un transfert direct ou inverse, respectivement réseau-EV ou EV-réseau. Elle s'applique également pour le transfert physique d'énergie de la borne au véhicule et inversement pour alimenter un réseau ou une maison.

Le chapitre 5.7.2 de la norme spécifie les informations générales et exigences par rapport à l'EV, par exemple sur ce que doit comprendre le système de transfert d'énergie.

L'annexe D fournit des exemples de transfert d'énergie inverse de l'EV à la maison, voir A.2. Et l'annexe E la liste des exigences pour la charge, par exemple durant la charge en AC, c'est l'EV (OBC) qui doit contrôler le transfert. Et en DC c'est l'infrastructure de recharge. Ce qui veut dire que c'est la partie contenant l'électronique de puissance pour la charge qui doit avoir le contrôle.

Il est aussi spécifié que la borne de charge doit informer l'EV de la puissance maximale disponible afin d'optimiser l'utilisation locale de l'énergie du réseau.

## 2.6.2 Qualité de tension du réseau de distribution

Afin de garantir une qualité d'approvisionnement, des normes spécifient les valeurs à ne pas dépasser. La norme EN50160 [Electrosuisse, 2010] spécifie les caractéristiques de la tension dans le réseau de distribution. Elle précise pour la basse tension :

- $230\text{ V} \pm 10\%$  (c-à-d. de 207 V à 253 V ) pendant 95% du temps sur une semaine
- $230\text{ V} + 10\% / -15\%$  (c-à-d. de 195.5 V à 253 V ) pendant 100% du temps sur une semaine

Cependant les GRD utilisent des valeurs plus restrictives afin d'éviter d'être en dehors de la norme. Le GRD EnBag AG spécifie une tension maximale de 1.07 pu<sup>6</sup> et minimale de 0.96 pu, voir le courrier électronique de la figure C.10.

## 2.7 Présentation des cas d'étude

Ce travail est séparé en deux problèmes fortement liés, mais avec deux solutions différentes, qui impliquent dans les 2 cas l'utilisation d'EV. Donc deux approches différentes

6. Le pu, pour *per unit*, se calcul en divisant la valeur mesurée par la valeur théorique de consigne, appelée  $U_{\text{Base}}$ .



sont utilisées pour résoudre deux problèmes, mais avec une solution qu'est le pilotage de la charge d'un EV.

Ce sont seulement des études préliminaires impliquant chacune des simplifications et des hypothèses. Ce travail est fait afin de pouvoir appliquer les méthodes et tester si les solutions proposées sont applicables et avoir des ordres de grandeur.

### 2.7.1 Cas d'étude n° 1 : Parking Energypolis electric district

#### Problématique

La production d'énergie via des moyens privés comme des panneaux photovoltaïques est intéressante quand c'est rentable, et pour être le plus rentable, le meilleur modèle est la SC, en effet la différence entre le prix de vente et d'achat de l'électricité fait qu'il est plus intéressant de consommer sa propre production plutôt que de la vendre et racheter sur le réseau.

De plus, la forte injection aux heures d'ensoleillement peut poser des problèmes sur le réseau. En effet cela peut causer des élévations de tension dépassant la norme. Donc les GRD ont besoin de diminuer l'énergie injectée sur le réseau par les particuliers dans le cas où la tension dépasse la norme et donc de diminuer la pénétration des NER dans le réseau de distribution.

C'est une problématique liée à l'énergie, donc qui se règle temporellement.

#### Objectif

L'objectif de cette partie est de développer un système de gestion de l'énergie (En anglais energy management system(EMS)) qui détermine le profil de charge idéal des EV ceci afin de maximiser la SC, c'est-à-dire l'équation 2.1.

$$SC = \frac{\sum_1^{24h} ((Production + P\_Grid\_Ch) \cdot dt)}{\sum_1^{24h} (Production \cdot dt)} \cdot 100 \quad (2.1)$$

#### Méthode

Cela se fait en développant un algorithme d'optimisation qui permet en fonction des paramètres d'entrée :

- Nombre d'EV
- Les heures d'arrivées et de départs
- Les caractéristiques de ces véhicules
- La charge du bâtiment
- La production solaire

de trouver la solution optimale, c'est-à-dire que la fonction 2.1 est maximale quand on applique la consigne calculée à la charge des EV.

### 2.7.2 Cas d'étude n° 2 : Residential electric district

#### Problématique

Les réseaux de distribution de basse tension sont soumis à l'augmentation continue de la population et de la production décentralisée, ce qui a pour effet que les utilisateurs sont de plus en plus loin du point d'injection MT/BT et donc avec l'augmentation de la

longueur des lignes, des problèmes de niveaux de tensions apparaissent. Mais l'apparition des NER a causé le problème inverse, c'est-à-dire là où une distance causait une chute de tension sur la ligne, la production d'un particulier, devenu prosommateur<sup>7</sup> qui pénètre sur le réseau cause une élévation de la tension.

Cette problématique est liée à la puissance et peut donc être résolue à chaque instant sans besoin de connaître l'état précédent.

## Objectif

L'objectif de ce second cas d'étude est d'étudier l'influence de bornes de recharge pour EV dans un réseau de distribution afin de résoudre les problèmes de surtensions et pouvoir donner des conseils sur les emplacements des bornes de recharges, ainsi que les heures d'utilisation desdites bornes, afin que le GRD puisse établir un plan pour inciter des utilisateurs à se connecter lorsqu'il y a des besoins du réseau pour limiter les surtensions.

## Méthode

Afin d'étudier l'impact de bornes placées à des endroits stratégiques, la simulation développée par Valentin Debons [Debons, 2020], et vérifiée par Baoling Guo, Assistante postdoc à la HES-SO Valais, est utilisée. Des bornes de recharge sont ajoutées avec une courbe de charge construite manuellement afin de répondre à la problématique.

Les emplacements pour les bornes de recharge sont déterminés en étudiant le plan du réseau. Ensuite les des courbes de charges sont déterminées par des essais successifs.

---

7. Le prosommateur est un terme récent venant de l'anglais et servant à définir la tendance des consommateurs à devenir producteur au travers des moyens de production tel que les PVs.

### 3. Modélisation, optimisation, et résultat appliqué à un parking public d'EV

#### 3.1 Présentation du cas

Le cas d'étude est un cas typique d'entreprise ayant un parking d'EV ainsi que de la production solaire, les ordres de grandeur sont ceux du campus Energypolis de la HES-SO. Ce site est composé d'une source de production solaire d'une puissance 320.9 kWc, de consommateurs, d'un parking pour véhicules électriques et d'une connexion à la MT via 2 transformateurs MT/BT de 1.25 kVA chacun.

Les données de production et de la charge sont représentées dans les figures B.7 et B.8.

Le schéma 3.1 représente le cas en termes de flux de puissance transitant entre les parties consommatrices et productrices.

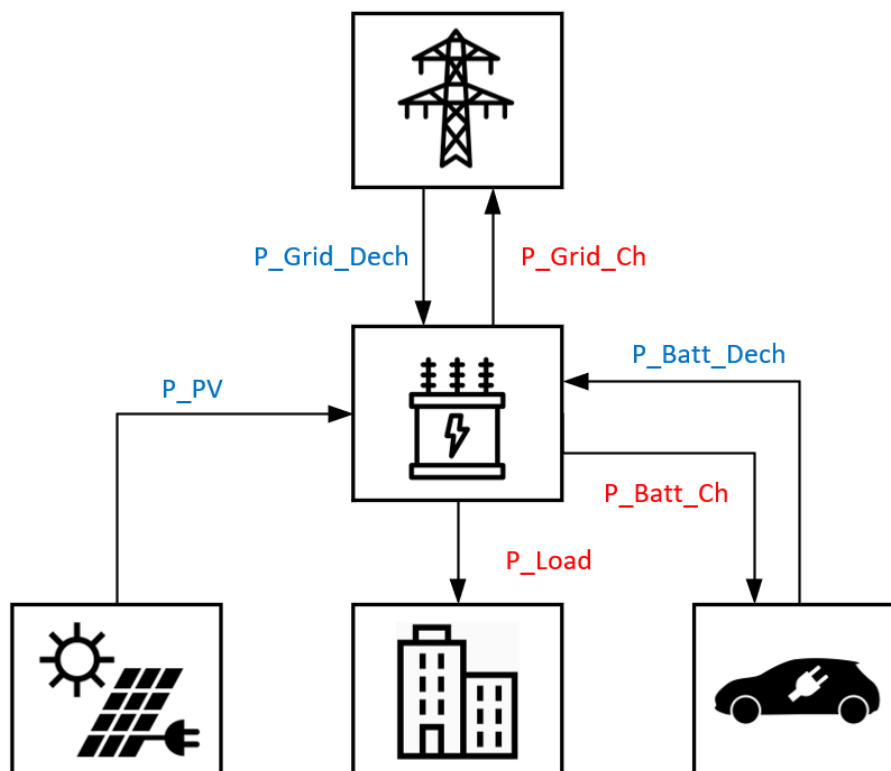


FIGURE 3.1 – Représentation en flux de puissance du modèle du cas d'étude n° 1, en **bleu les flux négatifs(Producteur)** et en **rouge les flux positifs(Consommateur)**

Dans la Table 3.1 sont listés les paramètres ne variant pas entre les simulations.

TABLE 3.1 – Liste des paramètres fixes de l'algorithme d'optimisation de la SC pour le cas d'étude n° 1

	Toutes les simulations
time	quinzieme_heure
Saison	ETE
P_PV_Energypolis [kWc]	320.9
Load	Load, Load_Inf et Load_Sup
P_Trafo [kVA]	2*1.25e3
Rend_Ch et Rend_Deck [-]	1
SOC_min_BMS [%]	5 (Protection batterie)
SOC_max_BMS [%]	95 (Protection batterie)
SOC_min [%]	20 (Limite = SOC_min_BMS)
SOC_max [%]	90 (Limite = SOC_max_BMS)
E_Init [kWh]	SOC_Init*E_SSE
E_SSE_min [kWh]	E_SSE*SOC_min/100
E_SSE_max [kWh]	E_SSE*SOC_max/100
Heure arrivée et départ :	
horaire 1e tiers EV [h]	7-17
horaire 2e tiers EV [h]	11-20
horaire 3e tiers EV [h]	1-24

TABLE 3.2 – Liste des paramètres variables de l'algorithme d'optimisation de la SC pour le cas d'étude n° 1

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
E_SSE [kWh]	39.5 (e-NV200)					62 (Leaf e+)				
P_Decharge [kW]	-20 (P_Max ->85%)					-36 (P_Max ->85%)				
P_Charge [kW]	20 (P_Max ->85%)					36 (P_Max ->85%)				
SOC_Init(max = 90 et min = 20) [%]	50	25	90	20	50	50	90	20	50	25
E_SSE_VE_Dep [kWh]	SOC_max/100*E_SSE								0.5*E_SSE	

Le pas de simulation a été choisi au quinzième d'heure, c'est-à-dire par pas de 4 min, car il fallait avoir un pas suffisamment fin pour que les données soient proches de la réalité, mais pas trop pour ne pas devoir simuler pendant de très longues durées à cause du nombre de calculs à résoudre.

Tandis que la Table 3.2 contient les paramètres que l'on va faire varier afin de répondre à la problématique, paramètres qui vont varier pour chaque simulation(S1 à S10 dans la Table 3.2).

Les 2 véhicules choisis sont des véhicules Nissan déjà opérationnels pour du V2G. Le premier est la Nissan e-NV200, la liste de ses caractéristiques est disponible sur ce site : [Automobile-Propre, 2021a] et le second est la Nissan Leaf e+, dont la liste des caractéristiques est disponible sur le même site : [Automobile-Propre, 2021b].

Afin surveiller et optimiser la charge des EV, il faut un EMS. Il y a plusieurs manières de développer ce système, par un algorithme :

- Anticipatif
- Réactif
- Une combinaison des deux

L'anticipatif va utiliser des données de prédiction par exemple à 24h afin de déterminer une consigne optimale pour l'EMS puis va la suivre pendant 24h. L'autre possibilité avec

un anticipatif, c'est de le corriger à mesure que le temps passe, une prédiction des données à 24h est faite, puis 1h après, une nouvelle prédiction à 24h est faite et l'on va corriger la consigne en continu. De cette manière, il est possible de faire fonctionner l'algorithme sans arrêt avec une précision plus importante, car les données sont plus proches des données réelles.

Le réactif, pour sa part, va tourner en temps réel et réagira en fonction de la situation actuelle et éventuellement de la situation passée en fonction d'une logique prédéfinie, tel que le diagramme d'état de la figure B.6.

Souvent c'est une combinaison des deux qui est utilisée, une consigne globale à long terme est donnée afin de pouvoir être au plus proche d'un critère tel que la SC, qui est un critère temporel étant donné qu'il se base sur l'énergie, puis le réactif fait les corrections à court terme nécessaires en fonction des variations par rapport à la prédiction des données qui a été faite, par exemple si la prédiction de consommation ou de production n'est pas conforme à la valeur réelle.

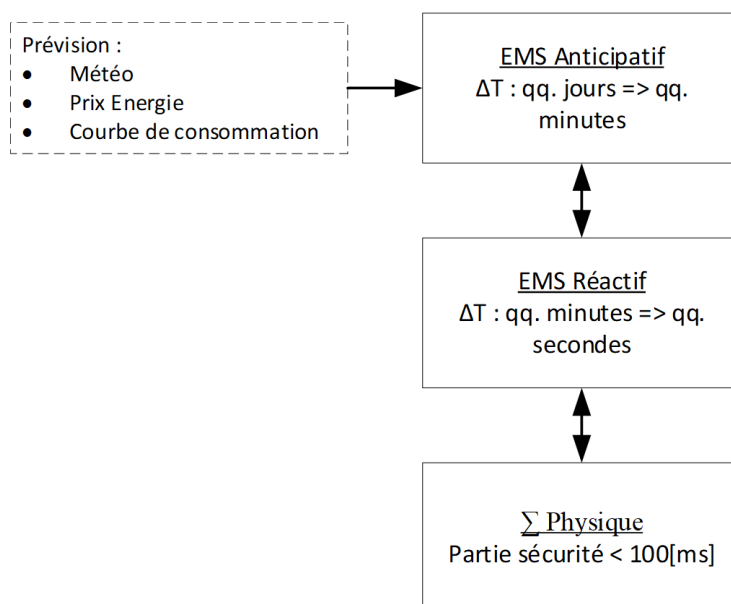


FIGURE 3.2 – Représentation EMS, mixte anticipatif et réactif, type de gestion système physique tel batterie + production

Dans ce cas, comme les données de météo, concrètement la production solaire, et les données de production sont connues, il n'est pas utile de considérer un algorithme réactif, en effet la solution optimale trouvée peut directement être appliquée comme consigne de charge ou décharge sur le ou les EV. Donc c'est un algorithme anticipatif qui est appliqué.

## 3.2 Hypothèse

Différentes hypothèses ont été faites afin de pouvoir simplifier le problème ou simplement le simuler :

- Rendement de charge et décharge des batteries est égal à 100 %
- La puissance de charge et décharge des EV est considérée comme équivalente.
- La puissance de charge et décharge est considérée comme constante sur toute la plage du SoC

- Le lot d'EV est séparé en trois avec des horaires d'arrivées et de départs différents.
  - 1<sup>e</sup> tiers : 7 à 17h
  - 2<sup>e</sup> tiers : 11 à 20h
  - 3<sup>e</sup> tiers : 1 à 24h
- Un SoC de 20 à 90% pour l'optimisation

Les puissances de charge et décharge maximum, ligne 2 et 3 de la Table 3.2, sont définies comme étant la puissance maximum à appliquer sur la batterie. Selon [Automobile-Propre, 2021a, *Courbe de charge en courant continu(DC)*], c'est la puissance que l'on peut appliquer sur la batterie jusqu'à un SoC de 85%, cependant comme le SoC maximum de charge défini est de 90%, ligne 10 de la Table 3.2, la différence a été négligée.

### 3.2.1 Données

Les données de consommation du bâtiment(Load) et de production de la centrale solaire sont issues d'un précédent projet interne à la HES-SO ce sont des données sur 7 jours échantillonnées à la minute. Dans ce cas, le re échantillonnage se fait sur 15 échantillons/heure donc 360 valeurs par jour et seul le dernier jour est gardé, ensuite cette courbe est adaptée pour correspondre à la puissance installée, ce qui donne la courbe de la figure B.7.

Pour la consommation, 3 courbes sont créées :

- (1) Consommation est égale à la production
- (2) Consommation est supérieure de 10% à la production
- (3) Consommation est inférieure de 10% à la production

Pour représenter les EV, deux modèles compatibles actuellement sont pris :

- Nissan e-NV200
- Nissan Leaf e+

Pour protéger la batterie, le système de contrôle des batteries (En anglais Battery Management System (BMS)) bloque la SoC de 5 à 95%.

Et du côté de l'utilisateur, le SoC minimal est de 20%, ce qui correspond à l'état lors de l'arrivée du véhicule. Tandis que le SoC maximum est de 90% ce qui correspond à l'état de charge minimal que la batterie doit avoir au départ, c'est une des contraintes de l'optimisation.

Les paramètres sont listés dans les Tables 3.1 et 3.2, la première étant la table résumant les paramètres valables pour tous les tests, tandis que la seconde et la table avec les paramètres que l'on fait varier pour chaque simulation.

## 3.3 Validation du modèle

Le modèle est un algorithme d'optimisation basé sur la résolution d'équation linéaire.

En appliquant des valeurs connues au modèle, voir Table 3.3 et en étudiant les données de sorties sur la figure 3.3, on constate que le bilan de puissance vaut toujours 0 et que la SC vaut 1, ce qui valide que l'algorithme trouve bien un des optimums pour ce cas.

TABLE 3.3 – Liste des paramètres de validation de l’algorithme d’optimisation de la SC pour le cas d’étude n° 1

Paramètres	Valeur
dt [h]	1
Consommation_Batiment [kW]	[ 0 0 0 10 10 10]
Production_solaire [kW]	[-10 -10 -10 0 0 0]
E_bat [kWh]	30
E_Init [kWh]	E_bat*0
E_SSE_min [kWh]	0
E_SSE_max [kWh]	E_Bat
E_SSE_VE_Dep [kWh]	0.01*E_bat
Nb_VE [-]	1

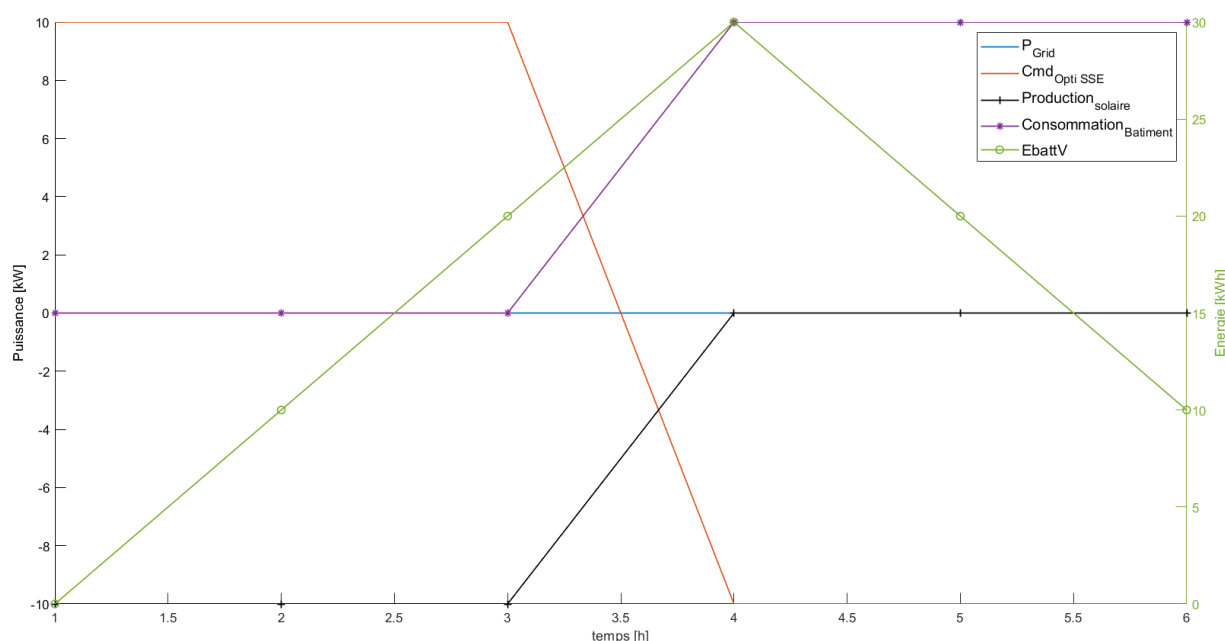


FIGURE 3.3 – Validation de l’algorithme d’optimisation avec les paramètres utilisés pour faire la validation 3.3 : À gauche, Bilan de puissance du système 3.1 et à droite énergie de la batterie

### 3.4 Gestion optimale de la charge

Le but de l’optimisation, est de trouver le maximum ou le minimum d’une fonction. Il y a 2 types d’optimisation, par nombre entier et par valeur continue (ou continu et discontinu). Et il y a deux familles, linéaire et non linéaire. Le linéaire garantit un optimum global et le non linéaire va trouver un optimum local, mais qui peut ne pas être l’optimum global. Donc dans le second cas, il est particulièrement important de contrôler les paramètres du solveur et les conditions initiales. Les conditions initiales peuvent être ignorées dans le cas d’un problème linéaire, le seul problème que cela peut poser est le nombre d’itérations pour trouver le maximum.

La démarche d’optimisation consiste en trois étapes [Bierlaire, 2013] :

- (1) **l’Identification des variables de décisions** : Variables du système sur lesquelles il est possible d’agir afin d’atteindre l’optimum

- (2) La définition de la fonction à résoudre afin de trouver l'optimum, c'est-à-dire la **Fonction objective**
- (3) Définir les bornes du système, c'est-à-dire les **Contraintes** à appliquer sur les variables de décisions

L'algorithme utilisé pour résoudre le problème d'optimisation est un algorithme linéaire, car la fonction à maximiser est une fonction du type  $ax + b$ . La fonction utilisée pour résoudre le problème est *solve* qui elle-même utilise *linprog*, cette fonction peut travailler avec trois algorithmes :

- *dual-simplex* celui par défaut
- *Interior-point legacy*
- *Interior-point*

Dans ce cas c'est celui par défaut qui est utilisé, car c'est ce qui est conseillé par Mathworks en raison de sa rapidité et de sa plus faible utilisation de mémoire [MathWorks, 2021, *Linear Programming Algorithms*].

### 3.4.1 Variables de décisions

Les variables de décision du problème sont :

- Puissance sur la batterie
- Energie sur la batterie
- Puissance sur le réseau

Les puissances sont décomposées en partie positive (consommation) et partie négative (production), tel que sur la figure 3.1, ce qui donne les variables suivantes, voir *Listing 5.1* ligne 13 à 18 :

- $P\_Batt\_Ch$
- $P\_Batt\_Dech$
- $EbattV$
- $P\_Grid\_Ch$
- $P\_Grid\_Dech$

Chacune de ces variables de décision est créée un certain nombre de fois, dépendant de la taille du problème d'optimisation, c'est-à-dire de  $Nb\_heure$  et  $Nb\_VE$ , respectivement la précision de la simulation, en seconde, minutes, quart d'heure ou heure et le nombre d'EV présents, ce qui permet de résoudre chaque EV séparément et donc tenir compte de contrainte inhérente à chaque véhicule.

Ces variables ont aussi des bornes, ce qui évite d'ajouter des contraintes pour chaque variable.

### 3.4.2 Fonction objective

Le but étant de maximiser la SC, la fonction objective doit être une fonction qui donne ce maximum, voir équation 3.1 et pour construire cette fonction, il faut considérer chaque période de d'où la somme, en code cela se traduit par ligne 24 à 27 du *Listing 5.1*.

$$FO = \frac{\sum_1^{24h} (Production + P\_Grid\_Ch) \cdot dt}{\sum_1^{24h} (Production \cdot dt)} \quad (3.1)$$

Cela crée un problème de taille :  $nb\_heure$ , dans les résultats suivants,  $nb\_heure$  vaut 360 (nombre de fois 4 min dans 24 h) et  $nb\_VE$  qui vaut entre 3 et 100 EV, ce qui crée une fonction d'optimisation de 1080 à 36000 termes.



Le problème peut être créé de cette façon, car faire la somme du résultat de trois fonctions maximisées ou bien additionner ces trois fonctions et en chercher le maximum donne le même résultat.

### 3.4.3 Contraintes

Les contraintes servent à borner le problème afin de trouver le bon maximum de la fonction. De la même façon que pour la fonction objective, le nombre d'EV et le nombre de pas par jour (*nb\_heure*) détermine la taille de la matrice contenant les contraintes.

Dans ce problème, les contraintes sont aux lignes 41 à 56 du *Listing 5.1*, la boucle *for* sert à créer une contrainte par EV.

- $E_{EV} \text{ arrivée} = E_{init}$
  - $E_{EV} = E_{EV}(t-1) + \Delta E_{EV}$
  - $E_{EV} \text{ départ} \geq E_{EV} \text{ départ de la consigne}$
  - $P_{EV} \text{ avant l'arrivée et après le départ} = 0$
- Et cette dernière contrainte garantit la balance de puissance :
- $P_{EV} + P_{Grid} + P_{Load} + P_{PV} = 0$

## 3.5 Analyse des résultats

La figure 3.4 donne le résultat de la commande à appliquer sur chacun des EV.

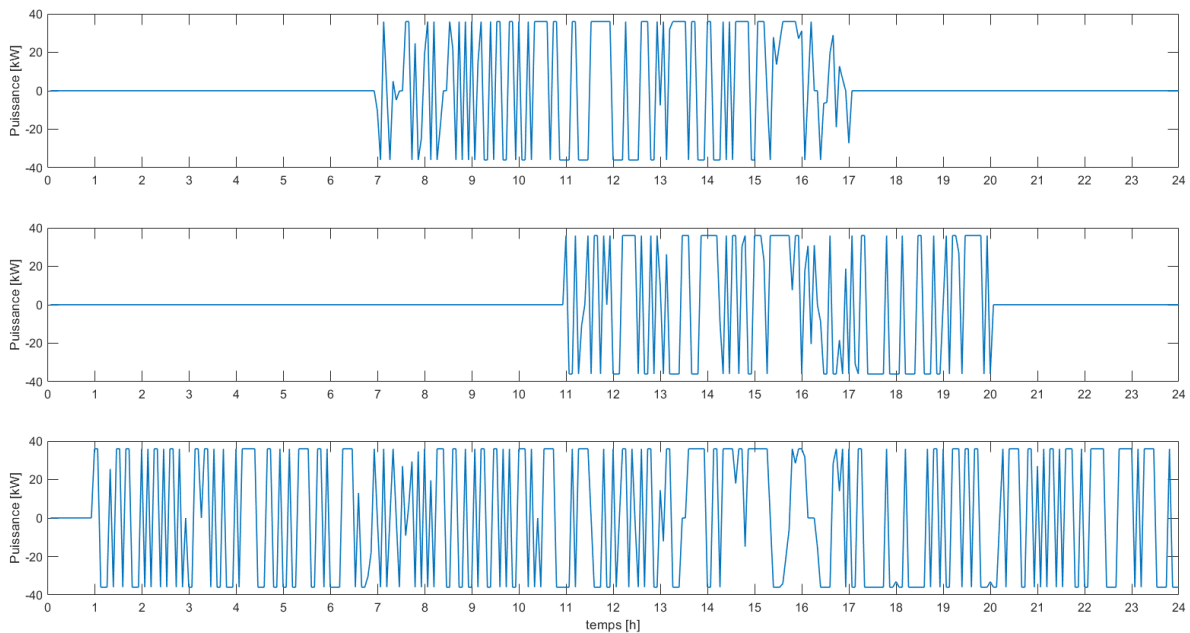


FIGURE 3.4 – Puissance de la consigne pour l'EV afin d'atteindre le maximum de SC pour la Load\_SUP, avec 3 EV,  $E_{SSE} = 62$  kWh et  $P_{Charge} = 36$  kW, De haut en bas : (1)EV 1, (2)EV 2, (3)EV 3

Pour rendre le résultat plus lisible et pouvoir l'analyser, la somme des trois consignes est faite. Ceci peut être constaté sur la figure 3.5.

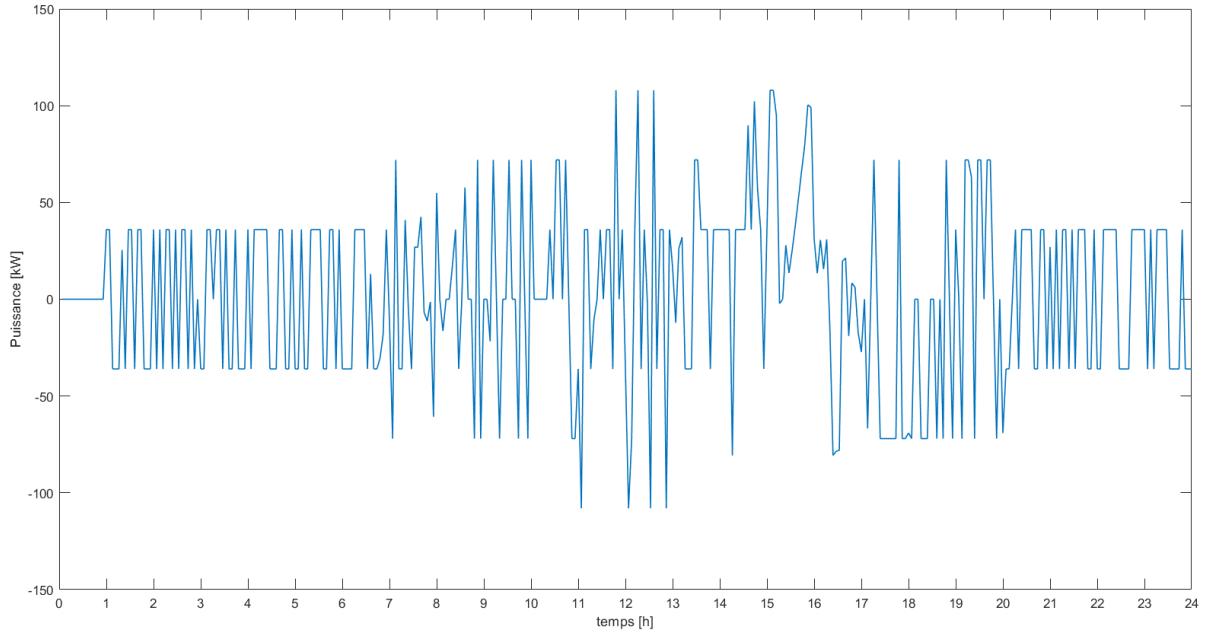


FIGURE 3.5 – Puissances des consignes pour 3 EV afin d’atteindre le maximum de SC pour la Load\_SUP,  $E\_SSE = 62$  kWh et  $P\_Charge = 36$  kW

Et en faisant le bilan de puissance du système, la figure 3.6 est construite. Sur laquelle on peut voir que la puissance de la commande est corrélée avec la puissance de la charge.

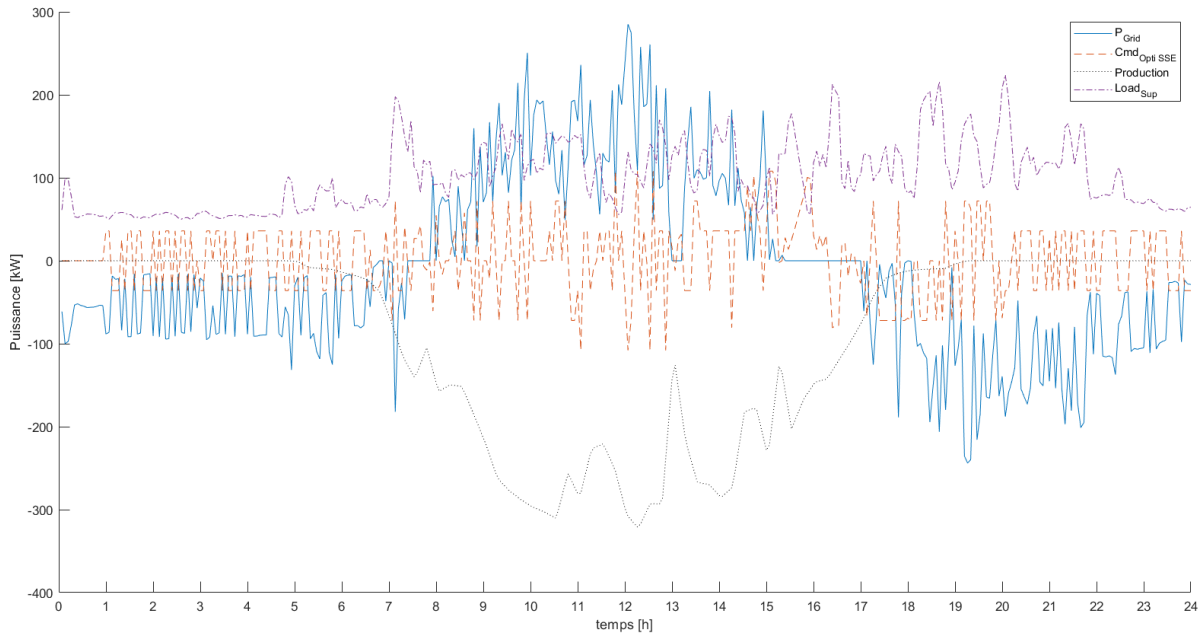


FIGURE 3.6 – Bilan de puissance du modèle 3.1 (Somme des 3 consignes d’EV : Load\_SUP,  $E\_SSE = 62$  kWh et  $P\_Charge = 36$  kW)

Ce que l’on constate avec ces premiers résultats, se sont les variations importantes de puissance et le nombre de cycles qu’impose l’algorithme à la batterie, donc d’un point de vue théorique, on a trouvé le meilleur résultat pour la fonction de SC, cependant ce n’est pas un résultat qui serait optimal pour la durée de vie de la batterie, cela vient du fait qu’il n’y a aucune contrainte qui limite ce genre de variation.

Ensuite, la figure 3.7 démontre le nombre de VE qu'il faut en fonction des paramètres de la Table 3.2.

Une première constatation générale peut être faite, c'est que la SC commence dans tous les cas à environ 50%, c'est presque la valeur de SC sans EV<sup>1</sup>. Ce qui est cohérent, car avec le nombre minimal d'EV (3), le taux de SC est le plus faible.

Un second point qui concerne tous les résultats est que le delta de SC pour un même nombre d'EV entre les charges supérieure, inférieure et égale reste constant pour chaque simulation. Ceci s'explique par le fait que la puissance est pour les trois cas en tout point la même avec seulement l'écart constant de  $\pm 10\%$  entre les trois charges. Et donc la SC va varier linéairement avec la puissance. Un autre point commun est que la charge supérieure permet d'atteindre une SC de 100% avec moins d'EV, ceci est dû au fait que le taux de SC sans EV est plus important dès le départ étant donné qu'une par plus importante de la production est consommée par la charge.

Les simulations 3 et 7, comme on peut le voir sur la figure 3.7, atteignent une SC maximum de 66.05%, 59.94% et 72.12%, respectivement pour la charge égale, inférieure et supérieure, quel que soit le nombre d'EV. Le point important à noter pour ces deux simulations, c'est que les EV ont un SoC d'arrivée de 90%, c'est-à-dire la valeur maximum. Donc les batteries ne peuvent pas se décharger sur le réseau, qu'en alimentant la charge ce qui fait que la SC ne peut pas dépasser ces valeurs. Ce résultat doit être vérifié dans de futurs essais.

La simulation qui permet le plus rapidement d'atteindre une SC de 100% est la 8<sup>e</sup>, elle permet d'atteindre cette valeur avec 25, 27 et 23 EV, respectivement charge égale, inférieure et supérieure. Cela est dû au fait que la capacité de la batterie est plus importante couplé au fait que le SoC à l'arrivée des EV est minimal (20%). Ce qui permet de charger une plus grande partie de l'énergie dans les EV.

Un autre résultat intéressant à noter c'est la comparaison des simulations 5 et 6. Le seul paramètre qui varie entre ces deux simulations est la Puissance de charge et décharge et ce que l'on constate c'est que cela ne fait aucune différence sur la SC. Ce qui veut dire que la puissance nécessaire pour atteindre la SC n'est pas à saturation et donc des chargeurs de puissance inférieure peuvent être installés.

---

1. Le taux de SC sans EV avec la charge égale à la production vaut 48.82%

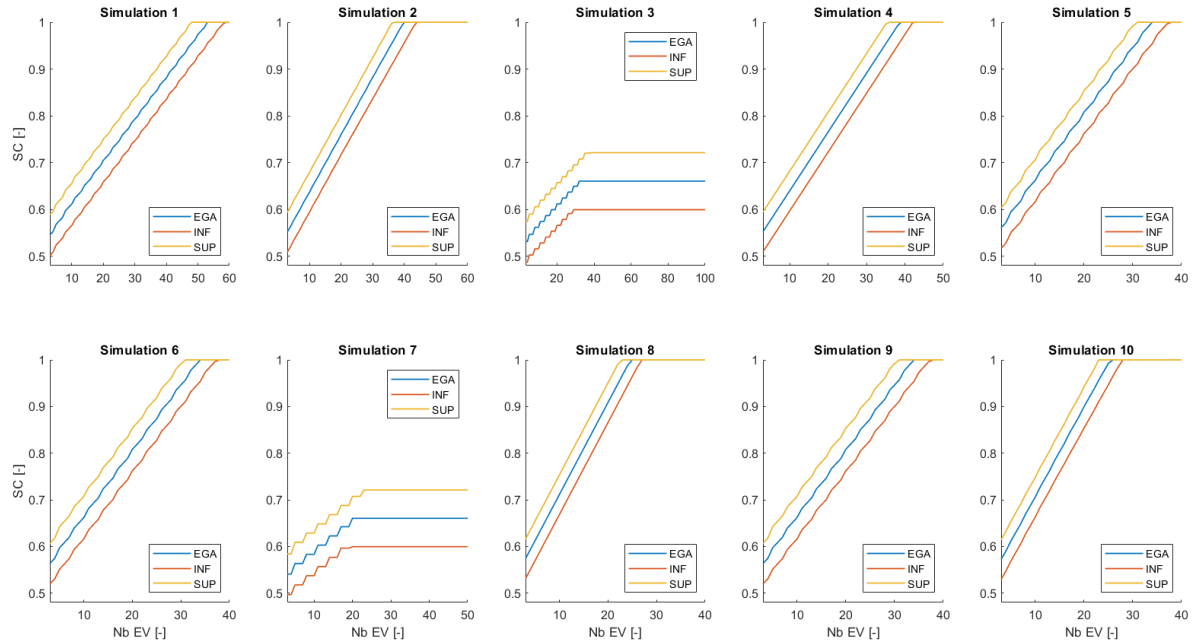


FIGURE 3.7 – SC en fonction des paramètres de la Table 3.2 et pour la charge égale, supérieure et inférieure.

### 3.6 Synthèse

Dans ce chapitre, le cas a été présenté avec ses données, ensuite des hypothèses ont été formulées afin de résoudre la problématique. Puis le modèle a été développé en tenant compte des hypothèses puis décrit et validé. Enfin les résultats ont été examinés en étudiant les critères servant les objectifs. Ce que l'on constate comme résultat avec ces simulations, est que le point le plus important est la capacité de la batterie. Le SoC à l'arrivée des EV joue aussi un rôle important et c'est aussi le point que l'on peut le moins contrôler.

Et donc le nombre d'EV nécessaire pour pouvoir autoconsommer dans ce cas est de 23 Nissan Leaf e+ arrivant avec un état de charge de 20% selon avec les horaires suivants : 8 EV de 7h à 17h, 7 EV de 11h à 20h et 8 EV de 1h à 24h pour une charge supérieur à la consommation.

Il serait très intéressant de tester la taille de chargeur minimale selon les paramètres des simulations 5 et 6 que l'on peut avoir pour atteindre les mêmes résultats. Cela permettrait de connaître les caractéristiques du chargeur minimales à installer pour ce cas.

## 4. Méthode de travail appliquée au cas d'étude n° 2 : Residential electric district

### 4.1 Présentation du cas

Ce cas d'étude cherche à exploiter les batteries des EV afin de réguler les variations de tension, des sites potentiels pour l'installation de borne de charge sont étudiés ci-après. L'étude se base sur le réseau de distribution de Termen composé de quatre branches, voir figure C.9. Et plus précisément, afin de simplifier le cas et travailler sur la sous-station ayant le plus de problèmes, sur la zone Termen-Mitte, c'est-à-dire la branche 1, voir figure 4.1.

Cette zone contient 19 installations solaires, pour une puissance de 244 kWc. Dans le futur, la zone devrait comprendre 332 kWc [Debons, 2020, *Section 3.1.1.1*].

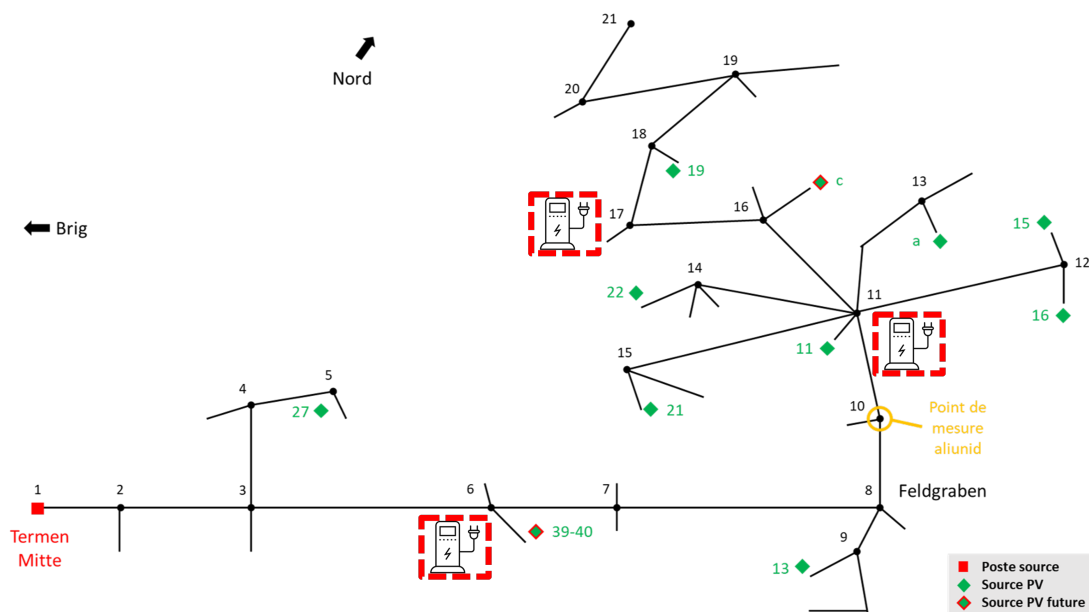


FIGURE 4.1 – Schéma du réseau cas d'étude n° 2 : Branche 1 réseau de distribution de Termen-Mitte, en rouge les emplacements proposés des bornes de recharges

Et il y a deux objectifs à cette étude de cas :

- (1) Limiter les dépassements de tension à l'aide des EV
- (2) Maximiser la consommation locale en chargeant les EV aux moments opportuns

Le 1<sup>e</sup> objectif étant prioritaire et doit être respecté.

## 4.2 Hypothèse

Les mêmes hypothèses pour les données de simulations du modèle sont faites que dans le travail de diplôme de Mr Debons [Debons, 2020, *Section 3.2.3*].

Afin de pouvoir simuler, l'hypothèse est faite que la courbe de charge de consigne pour les bornes est parfaitement remplie par les véhicules présents, voir figure 4.2. Cette courbe a été construite de cette manière, car comme on peut le voir sur la figure C.11, la tension approche de la limite critique à partir de 6 h et s'en éloigne à 17 h, d'où le choix de 6.22h à 17.11h(22e3 à 62e3 s).

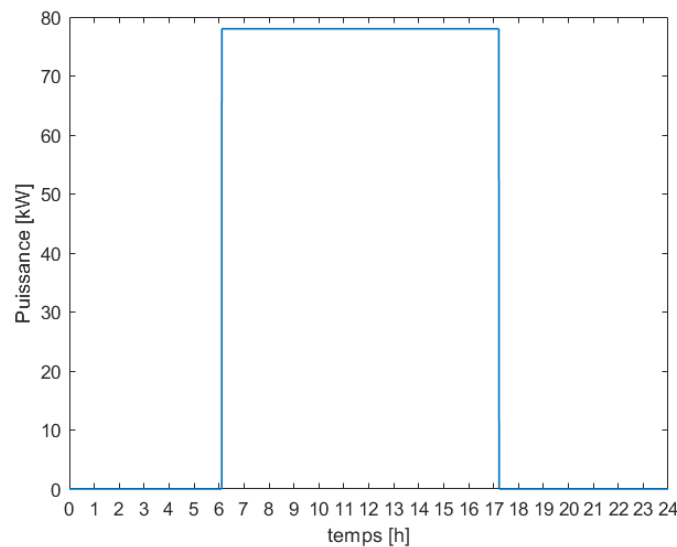


FIGURE 4.2 – Exemple de courbe de consommation d'une borne de recharge placée au N6, à 78 kW entre 6.22h et 17.11h(22e3 et 62e3 s)

Les valeurs de tension sur le réseau, tel que vu 2.6.2, ne doivent pas dépasser les 10%, mais les GRD s'imposent une norme plus restrictive qu'ils définissent eux-mêmes afin d'éviter tout risque de dépasser la norme, pour ce cas d'étude, le GRD de Termen-Mitte utilise la valeur de +7% et -4%, voir le mail de la figure C.10. Donc afin d'avoir une marge, la valeur maximale est de 1.05 pu et la valeur inférieure à 0.97 pu.

## 4.3 Outil de simulation et modèle

Le modèle est une représentation du système physique qui, avec les caractéristiques physiques du réseau, permet de modéliser les flux de puissances et calculer les plans de tension en tout point du réseau.

Le problème est résolu par un calcul de loadflow, c'est un calcul itératif, car le problème ne peut être résolu par un système d'équation simple.<sup>1</sup>

Le modèle est construit puis simulé sur **Matlab Simulink** et il se base sur le réseau de distribution de Termen-Mitte, c'est-à-dire la branche 3 du réseau de Termen, voir figure C.9.

1. Pour plus de précision, voir [Debons, 2020, *Section 3.2*].

Le modèle a déjà été validé lors du travail de Mr Debons [Debons, 2020, *Section 3.2.4*]. Et l'ajout de courbe de charge se fait sur des nœuds P-Q, c'est-à-dire un consommateur, donc cela n'impact pas réseau déjà existant et n'a pas besoin d'être validé à nouveau.

## 4.4 Données

Les données utilisées pour cette partie sont des données génériques de production et de consommation adaptées afin de correspondre à un cas réel.

### 4.4.1 Données de production PV

La courbe de la production solaire est la suivante, voir figure 4.3, la puissance crête est adaptée selon l'équation 4.1, le rendement vaut :  $n_{PVs} = 0.2 * 0.85$

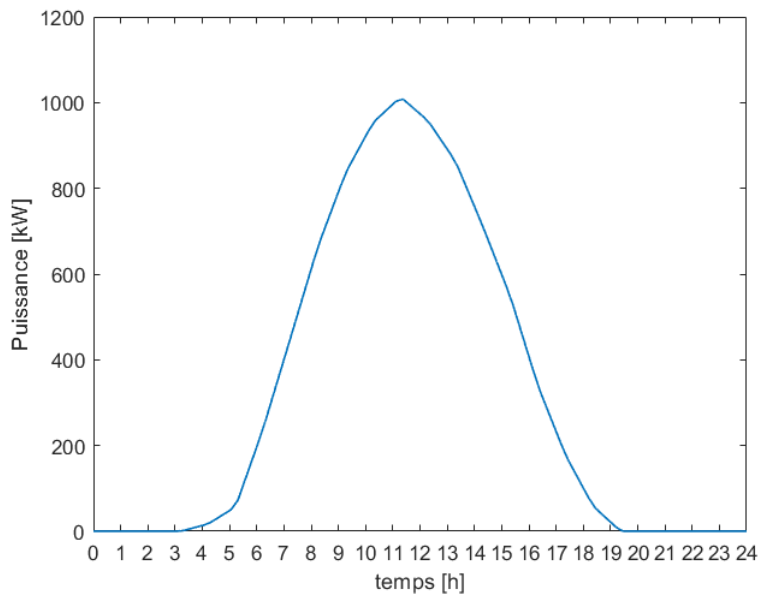


FIGURE 4.3 – Courbe type de production solaire sur une journée( $prod\_1jui\_24h$ ) servant à simuler la production sur le réseau de distribution en l'adaptant.

$$prod\{i\} = -n_{PVs} \cdot surface(i) \cdot \frac{prod\_1jui\_24h}{1000} \quad (4.1)$$

Les données de productions sont ensuite adaptées en fonction du nœud sur lequel elles sont implantées à l'aide de la Table C.10.

Ce qui donne le résultat sur la figure 4.4.

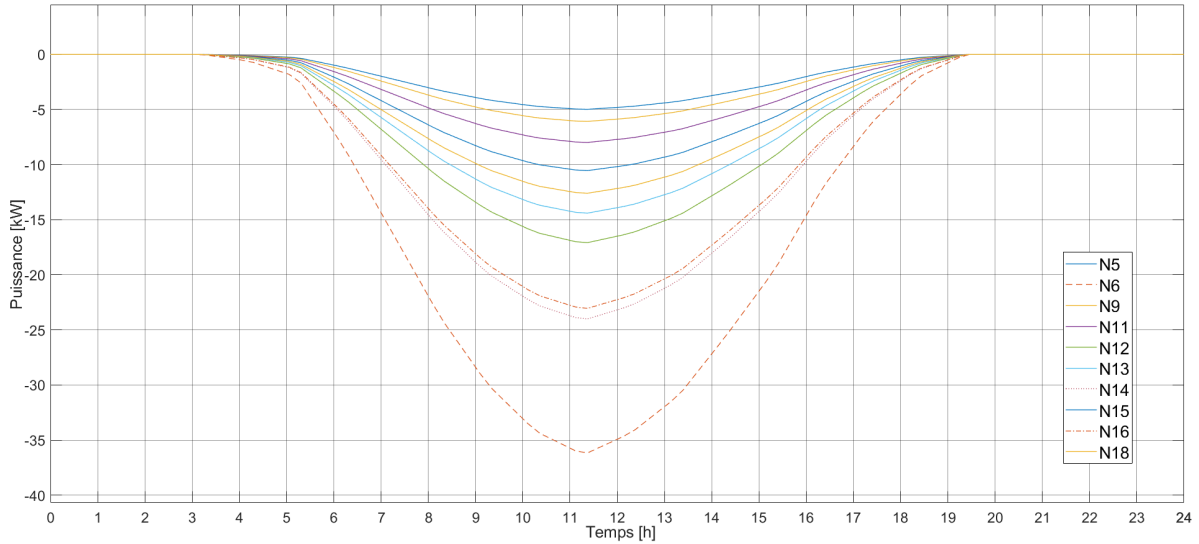


FIGURE 4.4 – Production solaire du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures (la production du présent est la même avec N6 et N16 à 0 kW)

#### 4.4.2 Données de consommation

La courbe de la consommation est représentée sur la figure 4.5, elle correspond à une maison type étant vide la journée puis avec une présence le soir et est adaptée avec l'équation 4.2

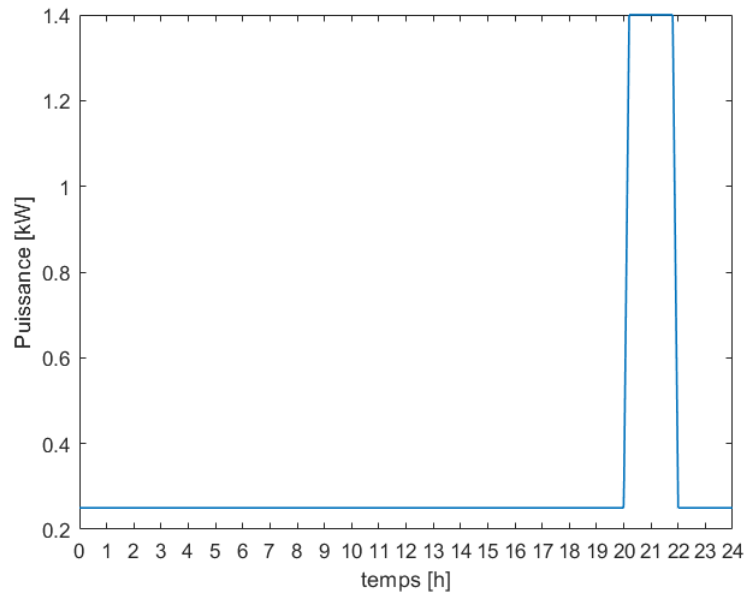


FIGURE 4.5 – Courbe type de la consommation sur une journée ( $ch\_dummy$ ) dans le *worst-case*, c'est-à-dire si personne n'est présent à la maison durant la journée pour consommer le surplus de production

$$charge\{i\} = ch\_dummy \cdot Consommation(i) \quad (4.2)$$

Les données de consommations sont ensuite adaptées en fonction du nœud sur lequel elles sont implantées à l'aide de la Table C.10.



### 4.4.3 Adaptation des données pour le développement du réseau futur

Au noeud 6 et 16, de nouvelle charge et production sont ajoutées pour la simulation avec les valeurs futures, la maison du noeud 6 voit multiplier sa charge par 4 ( $2 \cdot ch\_dummy$  devient  $8 \cdot ch\_dummy$ ) et le noeud 16 par 5 ( $2 \cdot ch\_dummy$  devient  $10 \cdot ch\_dummy$ ). La surface de PV va passer de 0 à 221 m<sup>2</sup> pour le noeud 6 et de 0 à 134.45 m<sup>2</sup> pour le 16.

## 4.5 Indicateur de performance

Pour pouvoir donner des conseils sur l'implémentation de borne de charge comme solution à la problématique, il faut définir des critères qui confirment ou infirment le fonctionnement de la solution proposée. Les critères suivants sont évalués :

- Qualité de tension : Le respect de la qualité de la tension se vérifie en contrôlant que la tension à tous les noeuds du réseau ne dépasse pas les  $\pm 5\%$  de la tension nominale.
- Autoconsommation (SC) : La SC définit la part d'énergie produite localement qui est consommée, avec un décalage temporel possible dans le cas du système de stockage d'énergie (SSE). Cela se traduit par l'équation 2.1.  
Cependant dans ce cas, le but est de faire une préétude et donc de définir des ordres de grandeur pour atteindre ces indicateurs de performance, de plus la SC est le critère secondaire et donc elle est vérifiée uniquement en comparant la part d'énergie fournie au réseau avec et sans les stations de recharge.

## 4.6 Méthode

Le but de mettre des bornes de recharge à différents noeuds de la simulation avec des courbes de charge simulées, est de compenser les variations de tension par l'action qui causerait l'effet inverse sur le réseau. C'est-à-dire que lors d'une élévation de tension, un consommateur est utilisé pour faire chuter le plan de tension du réseau en consommant. Et pour ce faire, ce sont les bornes qui sont utilisées grâce à leur modularité, tant en termes de puissance que de position géographique.

Afin de limiter les élévations de tension, il est pertinent d'installer des bornes de charge près des zones ayant une production. En étudiant la figure 4.4 les noeuds producteurs sont, par production décroissante : N6 (*la production actuelle est de 0 kWh*), N14, N16 (*la production actuelle est de 0 kWh*), N12, N13, N18, N15, N11, N9 et enfin N5.

Et la tension la plus élevée se trouve sur les noeuds 12-20, voir figure C.11.

Ce qui fait qu'il est intéressant d'installer des bornes aux noeuds 11 et 17, car ils sont au centre de plusieurs productions en plus d'être éloignés du point d'injection et donc plus propice à des problèmes apparaissant en bout de ligne. Ainsi qu'au noeud 6, car c'est le premier noeud ayant une tension plus élevée que la norme, voir figure C.13.

Et ensuite, étudier comment réagi la tension en installant des bornes sur ces trois noeuds puis en faisant varier la puissance pour en déduire des conseils pour l'installation de bornes et de leur emplacement.

## 4.7 Analyse des résultats

En premier lieu, ce que l'on constate, c'est que sans installation de recharge, les nœuds 1 à 5 se situent dans l'hypothèse de +1.05 pu pour les valeurs actuelles, voir figure C.13, et pour les valeurs futures, uniquement le nœud 2, voir figure C.11.

La figure 4.7 donne toutes les situations pour lesquelles le critère de tension est validé, plus précisément elle donne quelques situations minimales trouvées par essai successif pour lesquelles ledit critère est validé.

Ce que l'on constate pour des placements de bornes de recharge, voir Table 4.1, c'est que dans le meilleur des cas, il faut 77 kW, voir figure 4.6, pour le présent au N17 et 112 kW sur le même nœud pour le cas futur.

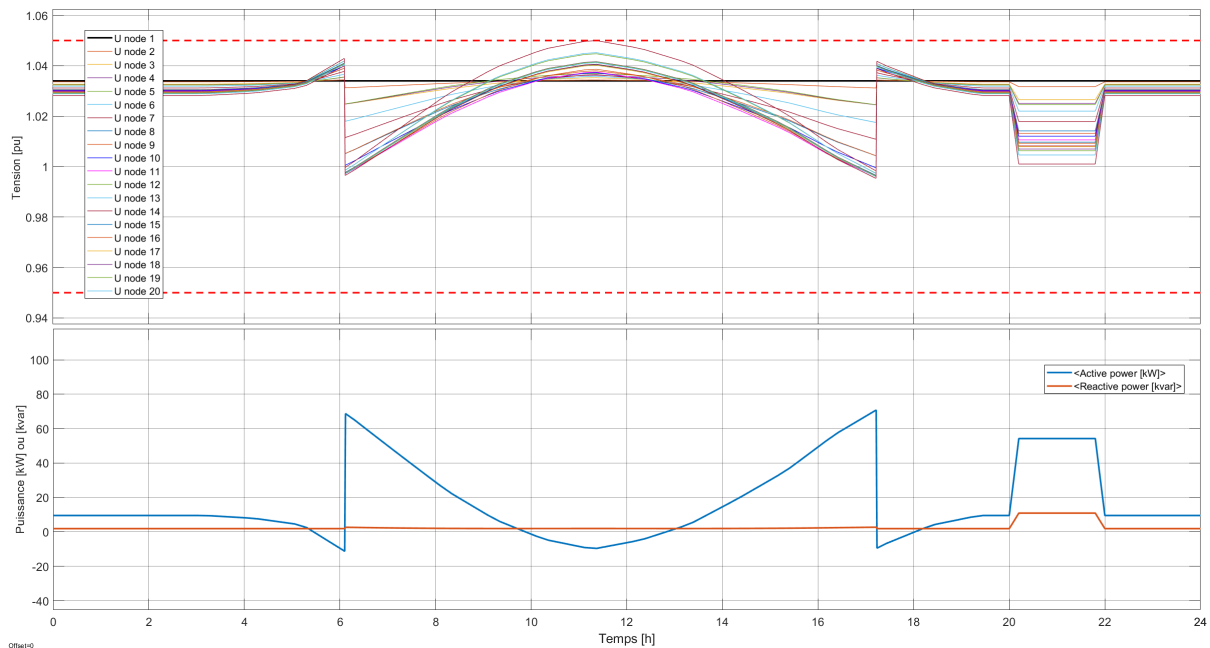


FIGURE 4.6 – Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs actuelles plus une borne de recharge au N17 avec 77 kW

Le N11 est aussi intéressant, en effet avec 78 et 114 kW, respectivement présent et futur, on peut aussi limiter à 1.05 pu la variation de tension. Le même résultat peut être atteint en combinant le N11 et N17.

Et donc cette puissance entre 6.22 h et 17.11 h (c'est-à-dire 11.11 h) représente une énergie de 870 et 1270 kWh, voir Table 4.1.

TABLE 4.1 – Puissance nœuds, voir figure 4.1, sans dépasser de la norme de tension, énergie résultante pour une durée de 11.11 h, nombre d'EV en fonction des modèles

Période		Valeur minimale entière sans dépassement norme						
		Sim 1	Sim 2	Sim 3	Sim 4	Sim 7	Sim 5	Sim 6
Présent	N6 [kW]	177	0	0	20	9	0	0
	N11 [kW]	0	78	0	70	40	44	34
	N17 [kW]	0	0	77	0	34	34	44
	<b>Total [kW]</b>	<b>177</b>	<b>78</b>	<b>77</b>	<b>90</b>	<b>83</b>	<b>78</b>	<b>78</b>
	<b>Energie [kWh]</b>	<b>1967</b>	<b>867</b>	<b>856</b>	<b>1000</b>	<b>922</b>	<b>867</b>	<b>867</b>
	Tesla Model 3 [-]	47.3	20.8	20.6	24.0	22.2	20.8	20.8
	Volkswagen ID3 [-]	31.9	14.1	13.9	16.2	15.0	14.1	14.1
	Renault Zoe [-]	49.2	21.7	21.4	25.0	23.1	21.7	21.7
Futur	N6 [kW]	257	0	0	40	18	0	0
	N11 [kW]	0	114	0	97	60	68	46
	N17 [kW]	0	0	112	0	46	46	68
	<b>Total [kW]</b>	<b>257</b>	<b>114</b>	<b>112</b>	<b>137</b>	<b>124</b>	<b>114</b>	<b>114</b>
	<b>Energie [kWh]</b>	<b>2856</b>	<b>1267</b>	<b>1244</b>	<b>1522</b>	<b>1378</b>	<b>1267</b>	<b>1267</b>
	Tesla Model 3 [-]	68.6	30.4	29.9	36.6	33.1	30.4	30.4
	Volkswagen ID3 [-]	46.4	20.6	20.2	24.7	22.4	20.6	20.6
	Renault Zoe [-]	71.4	31.7	31.1	38.1	34.4	31.7	31.7

Le nombre de véhicules par modèle que cela représente dans la Table 4.1 est résumé dans la Table 4.2 et est calculé selon l'équation 4.3.

$$nb_{EV} = \frac{P_{noeud} \cdot t}{E_{Exploitable}} = \frac{P_{noeud} \cdot 11.11}{E_{EV} \cdot 0.8} \quad (4.3)$$

TABLE 4.2 – Énergie exploitable par type de véhicule, hypothèse que 80% de la batterie est exploitable, [Automobile-Propre, 2021c],[Automobile-Propre, 2021d] et [Automobile-Propre, 2021e]

	Energie EV [kWh]	Energie exploitable [kWh]
Tesla Model 3	52	41.6
Volkswagen ID3	77	61.6
Renault Zoe	50	40

Dans le cas le plus défavorable, 257 kW sur N6 pour 47 Volkswagen ID3, voir Table 4.1, cela représente une charge continue durant 11.11 h de 5.5 kW, donc la puissance maximum de charge dans le cas où tous les EV sont connectés en même temps n'est pas un problème.

Ces résultats permettent d'extrapoler le nombre d'EV devant être présent en tout temps afin de limiter ce pic de production et l'influence qu'il a sur la tension, c'est-à-dire, dans le cas le plus favorable, avec 77 kW constants connectés sur le N17, cela représente 14 Volkswagen ID3 pour le cas présent et 21 Volkswagen ID3 pour le cas futur si l'on part sur une charge constante avec tous les véhicules connectés.

Représenté différemment, cela fait 2 véhicules présents en même temps durant 1.6 h (11.11 h / (14EV/2)) et 38.5 kW par véhicule puis les deux véhicules suivant pendant 1.6 h jusqu'à ce que les 11.11 h et 14 véhicules soient passés.

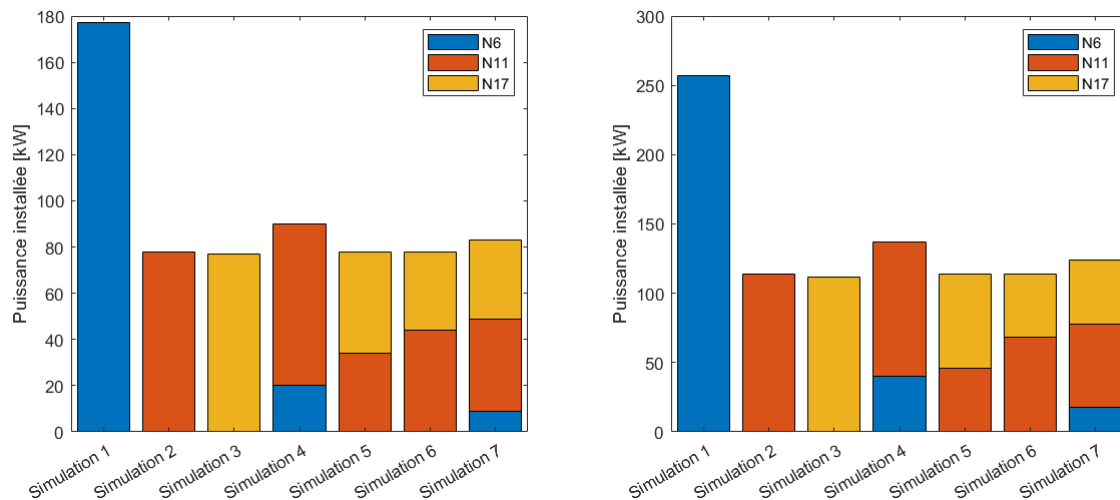


FIGURE 4.7 – Puissance minimale entière disponible aux nœuds 6, 11 et 17 pour que la tension à tous les nœuds respecte l'hypothèse  $\pm 5\%$ . De gauche à droite : (1)Présent, (2)Futur(Liste des paramètres Table 4.1)

A propos de la SC : en comparant les figures C.12 et C.11 ainsi que les figures 4.6 et C.13, on constate que la part négative de la puissance  $\langle Active\ power\ [kW] \rangle$  diminue fortement. Ceci est cohérent étant donné que l'on ajoute des EV afin de diminuer la puissance transitant sur le réseau et donc la part consommée localement augmente.

On constate aussi qu'il serait tout à fait envisageable avec une meilleure courbe de charge d'EV, voir figure 4.2 de lisser cette puissance pour en diminuer les pointes et augmenter le creux, voir figure 4.6, afin d'atteindre une SC proche de 100%.

## 4.8 Amélioration

En faisant une courbe en coche plutôt qu'un signal carré, voir figure 4.2, pour la puissance demandée à la borne de recharge, il serait possible de réduire grandement la puissance demandée avant et après le pic de midi, ce qui réduirait la demande en EV, pour des raisons de temps, cette solution n'a pas été quantifiée précisément cependant, sur la figure 4.6, on constate qu'entre 6h et 11h puis de 12h à 17h, la réduction de la tension est plus importante que le besoin réel, ce qui prouve cette hypothèse. Et donc en utilisant un algorithme réactif basé sur des choix heuristiques, on serait capable de quantifier précisément le besoin exact au travers de la simulation.

En combinant ces résultats avec une analyse de la météo et donc une connaissance de la production future, il serait possible d'établir un planning des besoins en EV et donc prévoir les incitations financières pour inviter les propriétaires à venir faire charger leur EV aux moments de besoin.

## 4.9 Synthèse

Dans ce chapitre, le cas a été présenté avec ses données, ensuite des hypothèses ont été formulées afin de résoudre la problématique. Puis le modèle a été présenté et modifié afin de correspondre au cas d'étude en tenant compte des hypothèses. Enfin les résultats ont été examinés en étudiant les critères servant les objectifs.

La zone la plus intéressante pour implanter des bornes de recharge est le noeud N17, en effet c'est le nœud qui avec la plus faible puissance permet de baisser la tension. Cela représente 14 Volkswagen ID3 pour le cas présent et 21 Volkswagen ID3 pour le cas futur avec la courbe de charge de la figure 4.2.

Un point intéressant, serait de mettre aussi des bornes au nœud N11 avec une incitation plus faible de cette manière les personnes vont prioriser la zone la plus favorable puis utiliser celle moins favorable si la première est complète. L'autre point à relever sont les horaires, le dépassement de la tension de référence commence à 6h30 et fini à 17h, ce qui correspond à des horaires de bureau avec les déplacements donc dans le cas où une offre de transport public proche est disponible, cela permettrait d'avoir des voitures connectées pendant toute la période critique.

## 5. Conclusions et perspectives

Avec l'augmentation de la production de NER chez les particuliers, des problèmes d'équilibrage du réseau et de qualité de tension apparaissent. Et l'augmentation du nombre de EV en circulation fait augmenter la demande en électricité. Cela crée aussi des appels de puissance important sur le réseau avec la charge d'un parc d'EV ou des bornes de charge rapide.

Dans le premier cas, la problématique est de maximiser la SC d'un parking d'EV couplé à un bâtiment avec de la production en utilisant la flexibilité des EV. Pour se faire, un algorithme donnant la courbe de charge idéale des EV qui va maximiser la SC est développé.

- (1) Les résultats montrent que deux paramètres sont déterminants pour augmenter la SC en utilisant des EV : La capacité de la batterie et son état de charge à l'arrivée du véhicule, donc ce qui peut être exploité pour injecter depuis les panneaux.
- (2) Dans ce cas d'étude, le nombre d'EV minimal requis afin d'atteindre une SC de 100% est de 23 Nissan Leaf e+. Cette valeur est atteinte avec les paramètres des véhicules suivants : 8 EV branchés de 7 h à 17 h, 7 EV de 11 h à 20 h et 8 EV de 1 h à 24 h. Ils ont un état de charge (SoC) d'arrivée de 20% et l'énergie consommée par le bâtiment est 10% supérieur à celle produite par les PV.
- (3) Ce que l'on constate comme résultats avec ces simulations, c'est que le point le plus important est la capacité de la batterie. Le SoC à l'arrivée des EV joue aussi un rôle important et c'est aussi le point que l'on peut le moins contrôler.
- (4) Il serait très intéressant de tester la taille de chargeur minimale selon les paramètres des simulations 5 et 6 que l'on peut avoir pour atteindre les mêmes résultats. Cela permettrait connaître les caractéristiques du chargeur minimales à installer pour ce cas.

Pour le second cas, la problématique est de régler les problèmes de plan de tension dû à la production des NER en bout de ligne des réseaux de distribution en installant des bornes de charge à des points stratégiques. Pour se faire, une simulation en flux de puissance est utilisée afin de calculer le plan de tension en tout temps de la journée sur laquelle des consommateurs (les EV) sont ajoutés aux moments opportuns.

- (1) Dans le cas le plus favorable, pour résoudre la problématique, il faut utiliser 14 Volkswagen ID3 pour le cas présent et 21 Volkswagen ID3 pour le cas futur (avec ajout de production et consommation) entre 6 h et 17 h.
- (2) Pour le cas présent, cela fait 2 véhicules connectés durant 1.6 h et 38.5 kW par véhicule puis les deux véhicules suivants pendant 1.6h et ceci pendant 11h (entre 6 h et 17 h).

Des hypothèses et des simplifications ont été faites et tous les paramètres n'ont pas été considéré dans ce travail, ci-après une liste des points qu'il serait important de développer afin de compléter ce résultat par ordre d'importance :

- (1) Tester des puissances de charge et décharge plus faibles pour le cas n° 1 afin de déterminer une puissance de chargeur minimale à installer
- (2) Considérer pour le premier cas d'étude un état de charge minimal des batteries durant leur utilisation en V2G de plus de 20% car cela peut faire varier fortement les résultats obtenus dans cette étude.
- (3) Implémenter l'algorithme d'optimisation du 1<sup>e</sup> cas d'étude au second afin d'optimiser le besoin en EV sur la journée. Ce qui permettrait de diminuer le besoin en EV pour le second cas d'étude De plus en combinant ces résultats avec une analyse de la météo et donc une connaissance de la production future, il serait possible d'établir un planning des besoins en EV et donc prévoir les incitations financières pour inviter les propriétaires à venir faire charger leur EV aux moments où le réseau en a besoin.
- (4) Résoudre aussi des problèmes de sous-tension avec borne de charge(V2G), ce problème n'est pas présent dans ce cas d'étude
- (5) Tenir compte du nombre de cycles imposés aux batteries dans l'optimisation, car cela accélère le vieillissement et donc faire une étude sur le vieillissement des batteries
- (6) Etudier l'utilisation des EV comme groupe de secours en cas de black-out
- (7) Tenir compte des rendements de charge et décharges des batteries

## Bibliographie

- [admin, 2012] admin (2012). Japan sells first smart house for electric vehicles | Netherlands Innovation Network – Tokyo News.
- [Automobile-Propre, 2021a] Automobile-Propre (2021a). Recharge Nissan e-NV200 Evalia : le guide complet.
- [Automobile-Propre, 2021b] Automobile-Propre (2021b). Recharge Nissan Leaf : le guide complet.
- [Automobile-Propre, 2021c] Automobile-Propre (2021c). Recharge Renault ZOE : le guide complet.
- [Automobile-Propre, 2021d] Automobile-Propre (2021d). Recharge Tesla Model 3 : le guide complet.
- [Automobile-Propre, 2021e] Automobile-Propre (2021e). Recharge Volkswagen ID3 : le guide complet.
- [aVEnir, 2021] aVEnir (2021). Les objectifs d'aVEnir.
- [Bierlaire, 2013] Bierlaire, M. (2013). *Introduction à l'optimisation différentiable*. Enseignement des mathématiques. Fondation des Presses polytechniques et universitaires romandes.
- [Bodarw, 2021] Bodarw, C. (2021). Bagnols-sur-Cèze : une borne intelligente pour voitures électriques inaugurée ce vendredi. *midilibre.fr*.
- [Bradley and Turuban, 2021] Bradley, S. and Turuban, P. (2021). Les voitures électriques sont en route, mais la Suisse est-elle prête ?
- [Charge, 2021] Charge, E. S. (2021). DC Fast Charging Explained.
- [CharIN, 2021a] CharIN (2021a). CharIN – Empowering the next level of e-mobility.
- [CharIN, 2021b] CharIN (2021b). Vehicle to Grid (V2G) - We bundle 200 companies that make the energy system... – CharIN.
- [Circutor, 2021] Circutor (2021). Recharge de véhicules électriques.
- [Debons, 2020] Debons, V. (2020). *Étude technique et économique de renforcement actif d'un réseau électrique de quartier*. PhD thesis, HES-SO Valais, Sion.
- [Eaton, 2021] Eaton (2021). Integrated OBC DC/DC.
- [Electrosuisse, 2010] Electrosuisse (2010). EN 50160 Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution.
- [Electrosuisse, 2021] Electrosuisse (2021). Aperçu du marché des véhicules.
- [Flexitanie, 2020] Flexitanie (2020). Le projet Flexitanie : le V2G en Occitanie.
- [GALL, 2019] GALL, S. (2019). ChaDemo ou Combo CCS, on fait le point avec Nissan !
- [Group, 2019] Group, P. B. (2019). Green light for the "Bidirectional Charging Management (BCM)" research project.



- [Hub, 2021] Hub, V. (2021). Home : V2G Hub | V2G Around the world.
- [ISO and IEC, 2019] ISO and IEC (2019). ISO 15118-1 :2019(fr), Véhicules routiers — Interface de communication entre véhicule et réseau électrique — Partie 1 : Informations générales et définition de cas d'utilisation.
- [MathWorks, 2021] MathWorks (2021). Choosing the Algorithm - MATLAB & Simulink - MathWorks Suisse.
- [OFEN, 2021] OFEN (2021). Statistiques des motorisations alternatives des voitures neuves.
- [Robyns et al., 2019] Robyns, B., Davigny, A., Barry, H., Kazmierczack, S., Saudemont, C., Abbes, D., and François, B. (2019). *Stockage d'énergie électrique pour les bâtiments au sein de réseaux intelligents*. Collection Energie. ISTE Editions Ltd, Londres.
- [TCS, 2021] TCS (2021). Borne de recharge pour domicile ou espace semi-privé.
- [Werwitzke, 2021] Werwitzke, C. (2021). V2G project BDL starts field trial with 50 BMW i3. Section : Energy & Infrastructure.
- [Yilmaz and Krein, 2013] Yilmaz, M. and Krein, P. T. (2013). Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(5) :2151–2169. Conference Name : IEEE Transactions on Power Electronics.

## Annexe

### A Information relative aux EV

#### A.1 Planning évolution CCS vers V2G CHARIn

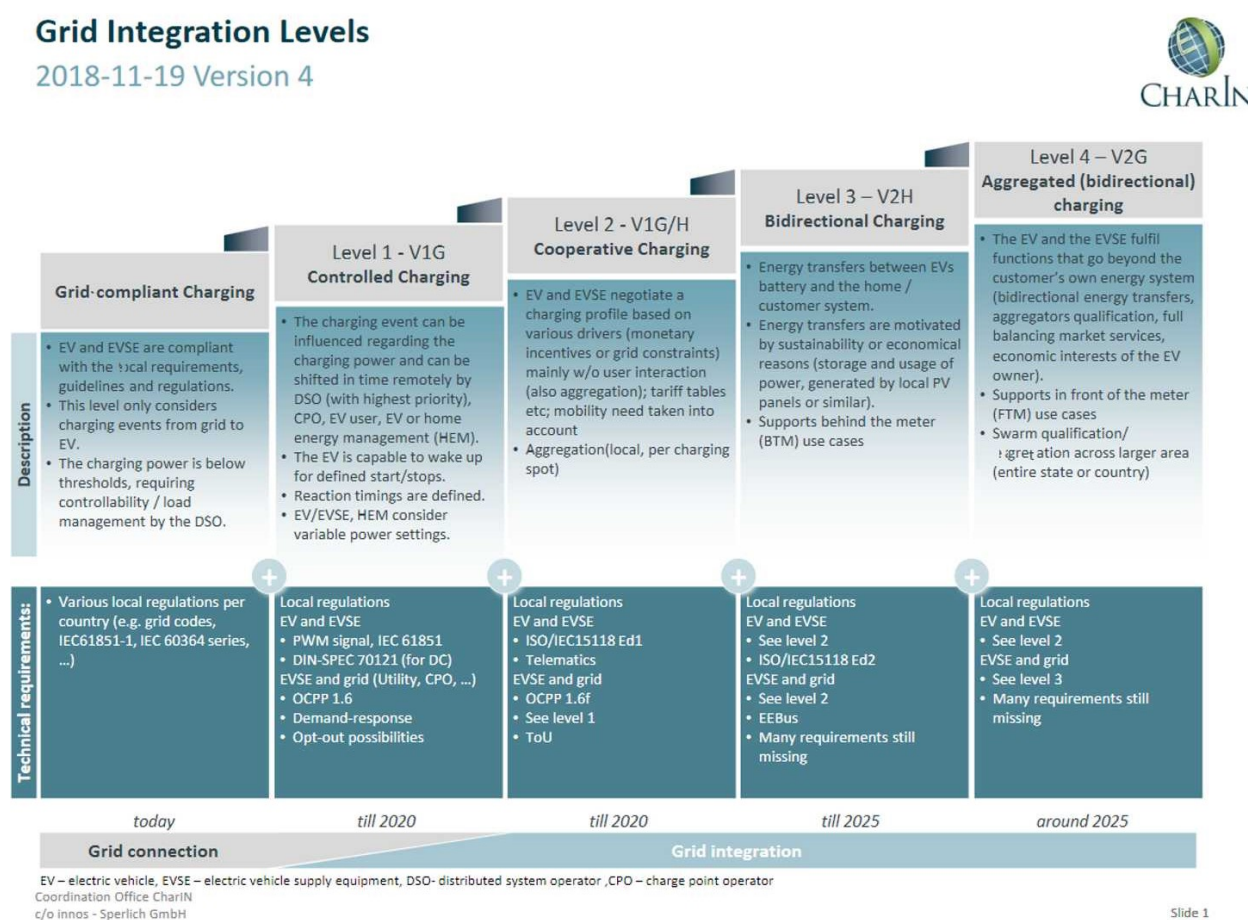


FIGURE A.1 – Planning de développement du connecteur CCS vers la bidirectionnalité(V2G) avec les caractéristiques pour chaque étape [CharIN, 2021b]

## A.2 Liste des véhicules disponibles sur le marché

TABLE A.1 – Liste des véhicules disponibles sur le marché en fonction de leur marque et type [Electrosuisse, 2021], voir Chapitre pour les définitions des acronymes.

Marque	Modèle	Type
AUDI	E-TRON : 50 QUATTRO, SPORTBACK 50 QUATTRO, 55 QUATTRO et SPORTBACK 55 QUATTRO	BEV
BMW	I3, I3S et IX3	
CITROEN	C-ZERO et E-SPACETOURER	
DS AUTOMOBILES	DS3 CROSSBACK	
HONDA	E	
HYUNDAI	KONA et IONIQ	
JAC	E-S2	
JAGUAR	I-PACE	
KIA	E-NIRO et E-SOUL	
KYBURZ	EROD	
MAXUS	EV80 : CC et VAN	
MAZDA	MX-30	
MERCEDES-BENZ	EQV et EQC	
MINI	ELECTRIC	
MITSUBISHI	I MIEV	
NISSAN	E-NV200, E-NV200 EVALIA, LEAF et LEAF E+	
OPEL	CORSA-E et AMPERA-E	
PEUGEOT	E-208 et E-2008	
POLESTAR	2	
PORSCHE	TAYCAN 4S et TAYCAN 4S PLUS	
RENAULT	KANGOO, MASTER, TWINGO ELECTRIC et ZOE R110	
SMART	FORTWO, FORFOUR et FORTWO CABRIO	
TESLA	MODEL : 3 STANDARD PLUS, 3 MAXIMALE REICHWEITE, S, Y et X	
VOLVO	XC 40	
VW	E-UP!, E-GOLF, ID.3 PRO S, ID.3 PRO PERFORMANCE et ID.4	
HYUNDAI	NEXO	FCEV
TOYOTA	MIRAI	
BMW	745LE XDRIVE LIMOUSINE, i8 COUPÉ, i8 ROADSTER, 225XE ACTIVE TOURER, X1 XDRIVE25E, 330E LIMOUSINE, X3 XDRIVE30E, 530E XDRIVE LIMOUSINE et X5 XDRIVE45E	PHEV
CITROEN	C5 AIRCROSS SUV HYBRID 225	
HYUNDAI	IONIQ PHEV	
KIA	NIRO PHEV et OPTIMA PHEV	
LAND ROVER	RANGE ROVER SPORT PHEV	
MINI	COUNTRYMAN COOPER S E ALL4	
MITSUBISHI	OUTLANDER PHEV	
OPEL	GRANDLAND X HYBRID4	
PEUGEOT	E-3008 HYBRID : 225 et 4 300	
PORSCHE	CAYENNE E-HYBRID PANAMERA : 4 E-HYBRID, 4 E-HYBRID SPORT TURISMO, 4 E-HYBRID EXECUTIVE, TURBO S E-HYBRID, TURBO S E-HYBRID EXECUTIVE et TURBO S E-HYBRID SPORT TURISMO	
TOYOTA	PRIUS PHEV	
VOLVO	V60, XC60, XC90, S90 et V90 : TWIN ENGINE	
KYBURZ	DXP/DXR/DXS	SBEV
KYBURZ	EROD	
MICRO	MICROLINO	
RENAULT	TWIZY Z.E. 80	
TWIKE	5 : 30 kWh et 15 kWh	
VRBIKES	vR3 Basic et vR3 Widebody	

### A.3 Norme ISO 15118

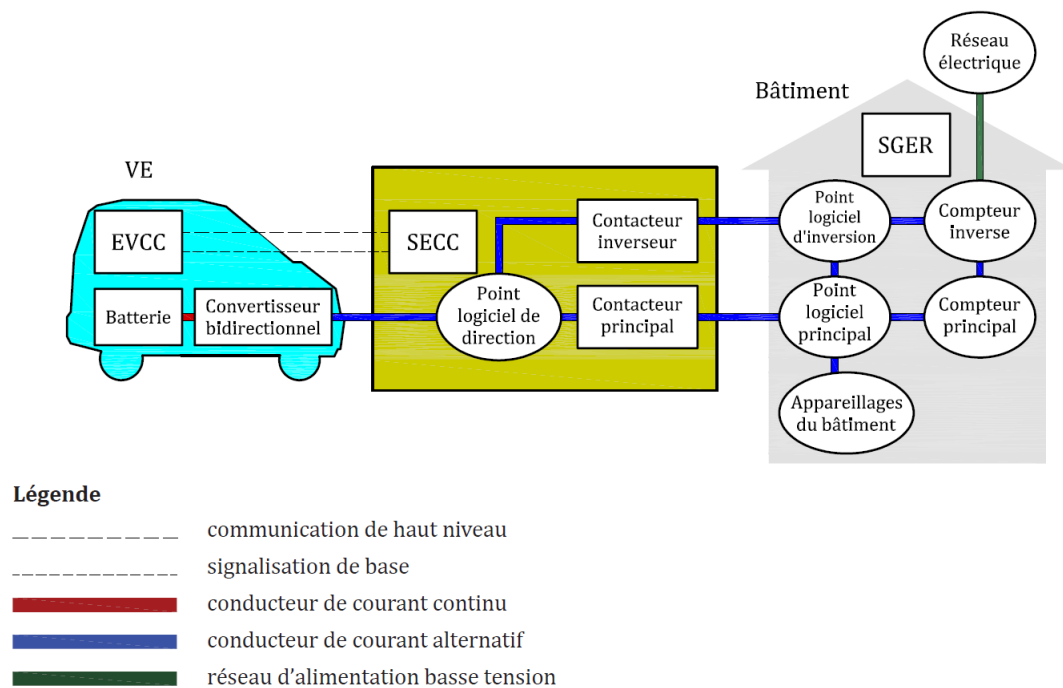


FIGURE A.2 – Système de transfert d'énergie direct et inverse type pour courant alternatif [ISO and IEC, 2019, *Annexe D* : p.119]

### A.4 Caractéristique de recharge des EV

#### Courbe Tesla Model 3

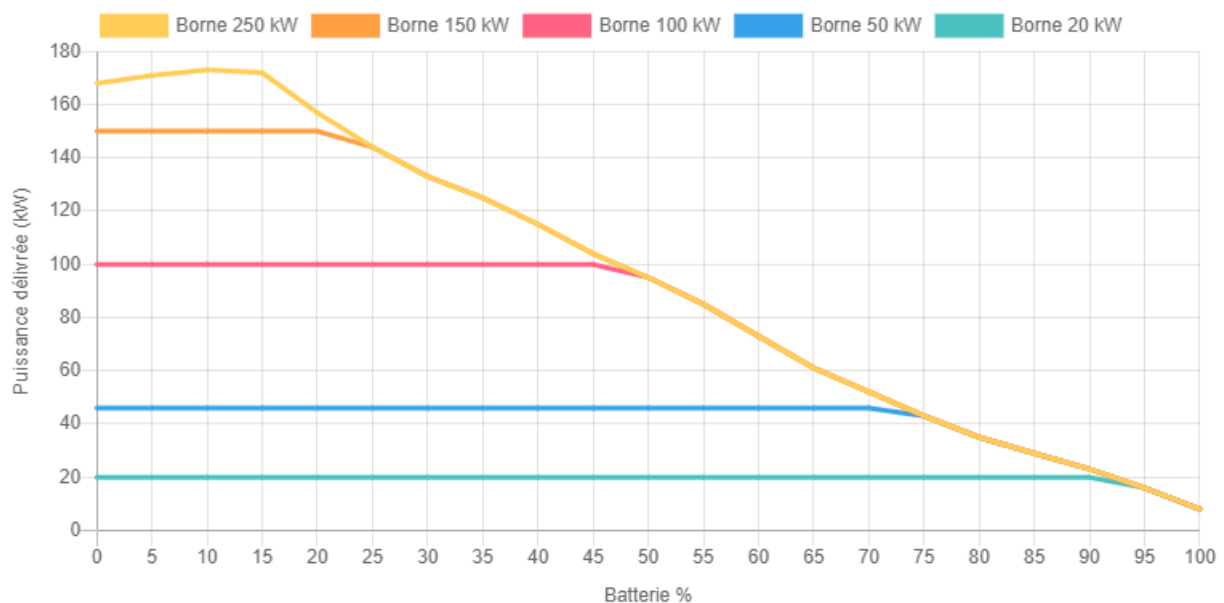


FIGURE A.3 – Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Tesla Model 3 [Automobile-Propre, 2021d]

### Courbe Renault Zoe

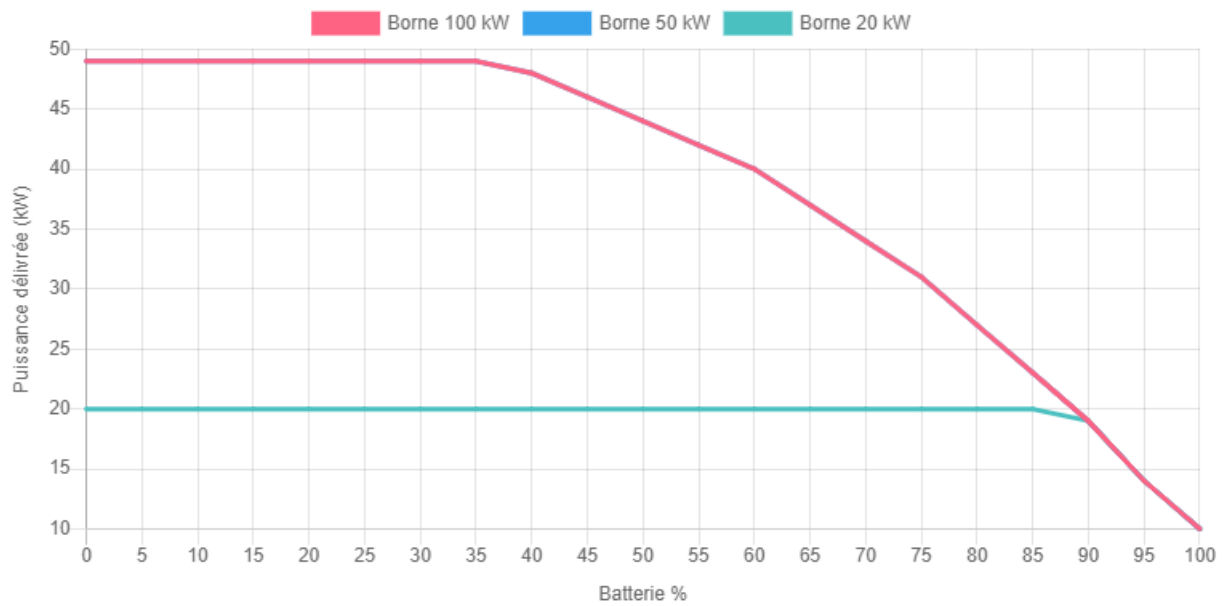


FIGURE A.4 – Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Renault Zoe [Automobile-Propre, 2021c]

### Courbe VW ID3

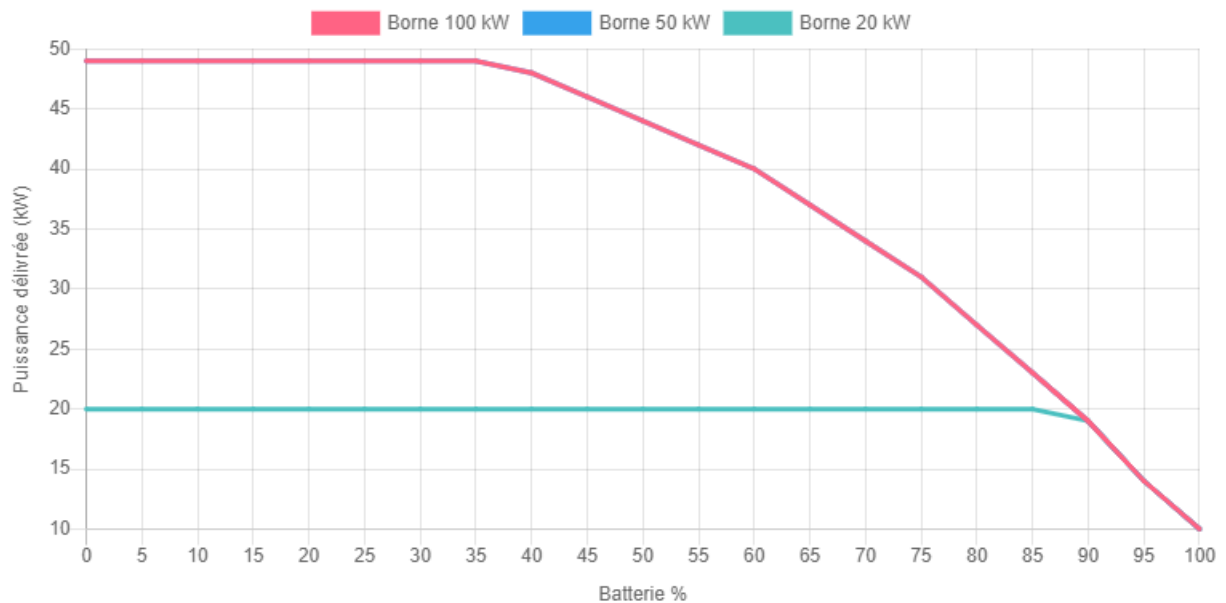


FIGURE A.5 – Puissance DC maximum applicable sur la batterie pour la recharge en fonction du SoC de la Volkswagen ID3 [Automobile-Propre, 2021e]

## B Cas d'étude n° 1

### B.1 Algorithme d'optimisation

```

1 %% INFORMATIONS
2 % Auteur : Fracheboud Thierry
3 % Date : 13.08.2021
4 %
5 % Description : Fonction d'optimisation de l'autoconsommation en
   fonction
6 % de la production et de la charge pour fournir la consigne
   a
7 % la batterie
8 %% Fonction
9 function [P_Grid_Dech,P_Grid_Ch,P_Batt_Ch,P_Batt_Dech,EbattV,values,
   exitflag] = SSE_Optim_V3(Consommation_Batiment,Production_solaire,
   E_Init,P_Charge,P_Decharge,P_Trafo,E_SSE_min,E_SSE_max,E_SSE_VE_Dep,
   Nb_heure,horaire,Nb_VE,dt)
10
11 P_Batt_Ch = optimvar('P_Batt_Ch',[Nb_heure,Nb_VE],'LowerBound',0,'
   UpperBound',P_Charge);%Charge batterie
12 P_Batt_Dech = optimvar('P_Batt_Dech',[Nb_heure,Nb_VE],'LowerBound',
   P_Decharge,'UpperBound',0);%Decharge batterie
13 EbattV = optimvar('EbattV',[Nb_heure,Nb_VE],'LowerBound',0,'UpperBound',
   inf); %Ebatt
14
15 P_Grid_Ch = optimvar('P_Grid_Ch',Nb_heure,'LowerBound',0,'UpperBound',
   P_Trafo);%Charge au reseau
16 P_Grid_Dech = optimvar('P_Grid_Dech',Nb_heure,'LowerBound',-P_Trafo,'
   UpperBound',0);%Decharge le reseau
17
18 prob = optimproblem;
19 %% Creation probleme optimisation
20 Problem = 0;
21
22 for i=1:Nb_heure
23     Problem = Problem + Production_solaire(i)*dt+P_Grid_Ch(i)*dt;
24 end
25 Problem = Problem/(sum(Production_solaire)*dt);
26
27 %% Declaration probleme optimisation
28 prob.ObjectiveSense = 'maximize';
29 prob.Objective = Problem; % Fonction autoconsommation
30
31 %Declaration des contraintes
32 prob.Constraints.energyBalance = optimconstr();
33 prob.Constraints.energyDeparture = optimconstr();
34 prob.Constraints.PowerBalance = optimconstr();
35 prob.Constraints.BatteryProtectionMax = optimconstr();
36 prob.Constraints.BatteryProtectionMin = optimconstr();
37
38 %Definit une contrainte d'Energie par VE
39 for i = 1:Nb_VE
40     prob.Constraints.energyBalance(Nb_heure,i) = EbattV(horaire.arrivee(i)
   ,i) == E_Init;%horaire.arrivee(i)
41     prob.Constraints.energyBalance(horaire.arrivee(i):horaire.depart(i)-1,
   i) = EbattV(horaire.arrivee(i)+1:horaire.depart(i),i) == EbattV(

```

```

    horaire.arrivee(i):horaire.depart(i)-1,i) + P_Batt_Ch(horaire.arrivee
    (i):horaire.depart(i)-1,i)*dt+P_Batt_DeCh(horaire.arrivee(i):horaire.
    depart(i)-1,i)*dt;%Ebat(t+1)=Ebat(t)-Pbat(t)*dt
42
43 %Check que E_SSE dans borne durant presence du VE
44 prob.Constraints.BatteryProtectionMax(horaire.arrivee(i):horaire.
    depart(i)-1,i) = EbattV(horaire.arrivee(i)+1:horaire.depart(i),i) <=
    E_SSE_max;
45 prob.Constraints.BatteryProtectionMin(horaire.arrivee(i):horaire.
    depart(i)-1,i) = E_SSE_min <= EbattV(horaire.arrivee(i)+1:horaire.
    depart(i),i);
46
47 prob.Constraints.energyDeparture(i) = E_SSE_VE_Dep <= EbattV(horaire.
    depart(i),i);%Batterie doit etre plus chargee que E_SSE_min au depart
    de la voiture
48
49 prob.Constraints.PowerBalance(1:horaire.arrivee(i)-1,i) = P_Batt_DeCh
    (1:horaire.arrivee(i)-1,i) == 0;
50 prob.Constraints.PowerBalance(horaire.depart(i):Nb_heure-1,i) =
    P_Batt_DeCh(horaire.depart(i)+1:Nb_heure,i) == 0;
51 prob.Constraints.PowerBalance(1+Nb_heure:horaire.arrivee(i)-1+Nb_heure
    ,i) = P_Batt_Ch(1:horaire.arrivee(i)-1,i) == 0;
52 prob.Constraints.PowerBalance(horaire.depart(i)+Nb_heure:Nb_heure-1+
    Nb_heure,i) = P_Batt_Ch(horaire.depart(i)+1:Nb_heure,i) == 0;
53 end
54 % Satisfy power load with power from PV, grid and battery
55 for i =1: size(P_Batt_Ch,1)
56     P_Batt_Ch_Tot(i) = sum(P_Batt_Ch(i,:));
57     P_Batt_DeCh_Tot(i) = sum(P_Batt_DeCh(i,:));
58 end
59 P_Batt_Ch_Tot = P_Batt_Ch_Tot';
60 P_Batt_DeCh_Tot = P_Batt_DeCh_Tot';
61 prob.Constraints.loadBalance = P_Batt_Ch_Tot + P_Batt_DeCh_Tot +
    P_Grid_Ch + P_Grid_DeCh + Consommation_Batiment + Production_solaire
    == 0;
62
63 [values,~,exitflag] = solve(prob);
64
65 if exitflag <= 0
66     P_Grid_DeCh = zeros(Nb_heure,1);
67     P_Grid_Ch = zeros(Nb_heure,1);
68     P_Batt_Ch = zeros(Nb_heure,1);
69     P_Batt_DeCh = zeros(Nb_heure,1);
70     EbattV = zeros(Nb_heure,1);
71 else
72     P_Grid_DeCh = values.P_Grid_DeCh;
73     P_Grid_Ch = values.P_Grid_Ch;
74     P_Batt_Ch = values.P_Batt_Ch;
75     P_Batt_DeCh = values.P_Batt_DeCh;
76     EbattV = values.EbattV;
77 end

```

Listing 5.1 – Code de la fonction d'optimisation

## B.2 Exemple EMS réactif

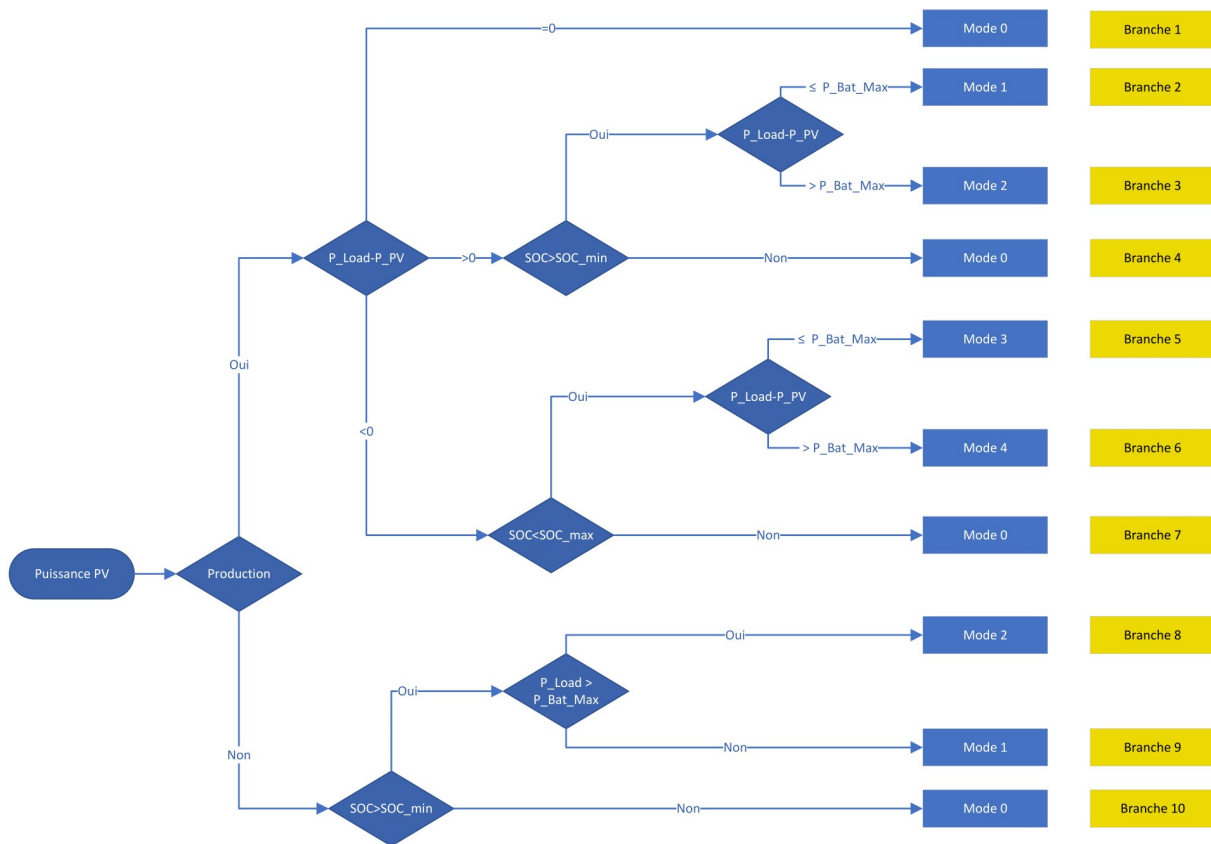


FIGURE B.6 – Exemple d'EMS réactif avec décision heuristique permettant en fonction de la situation actuelle de définir une réaction du système



### B.3 Donnée du cas d'étude

#### Production solaire

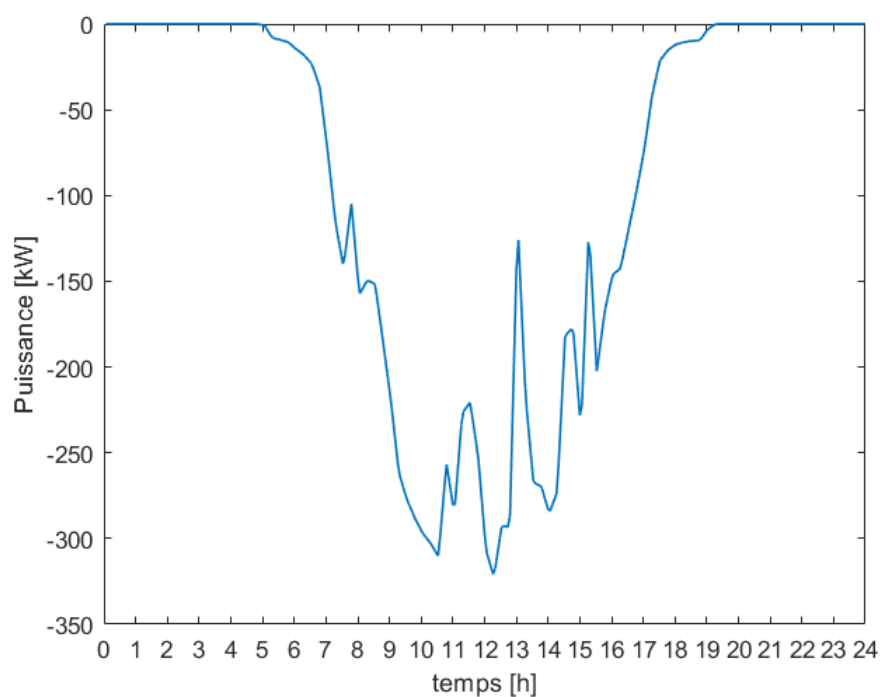


FIGURE B.7 – Production solaire Energypolis : Production solaire par pas de 4 min de la centrale PV du bâtiment, courbe de production adaptée en fonction de la puissance crête installée pour le cas d'étude n° 1

## Consommation bâtiment

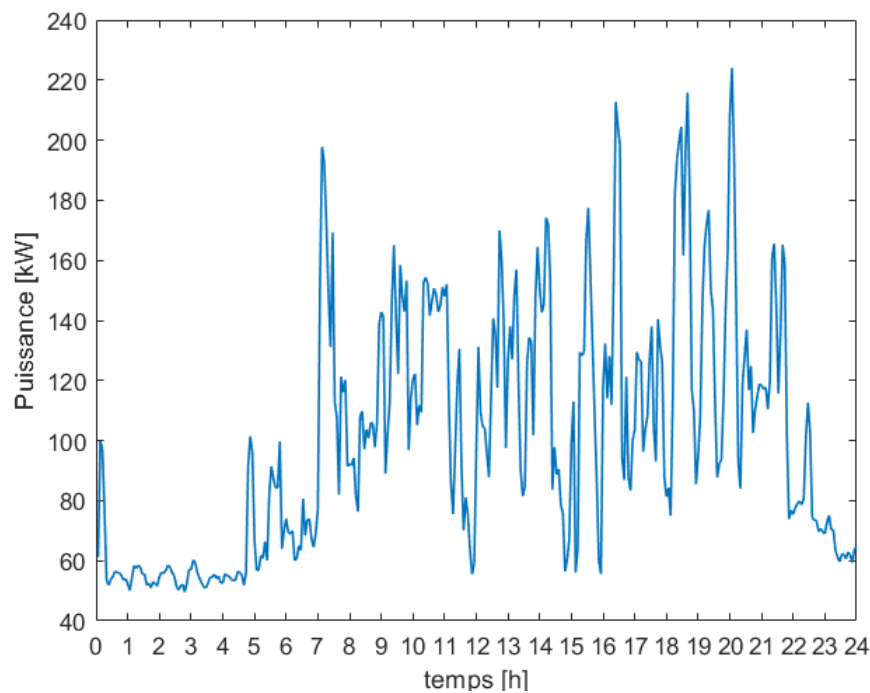


FIGURE B.8 – Consommation Energypolis : Consommation par pas de 4 min du bâtiment, courbe de consommation adaptée en fonction de la production solaire pour le cas d'étude n° 1

## C Cas d'étude n° 2

### C.1 Carte du réseau de Termen

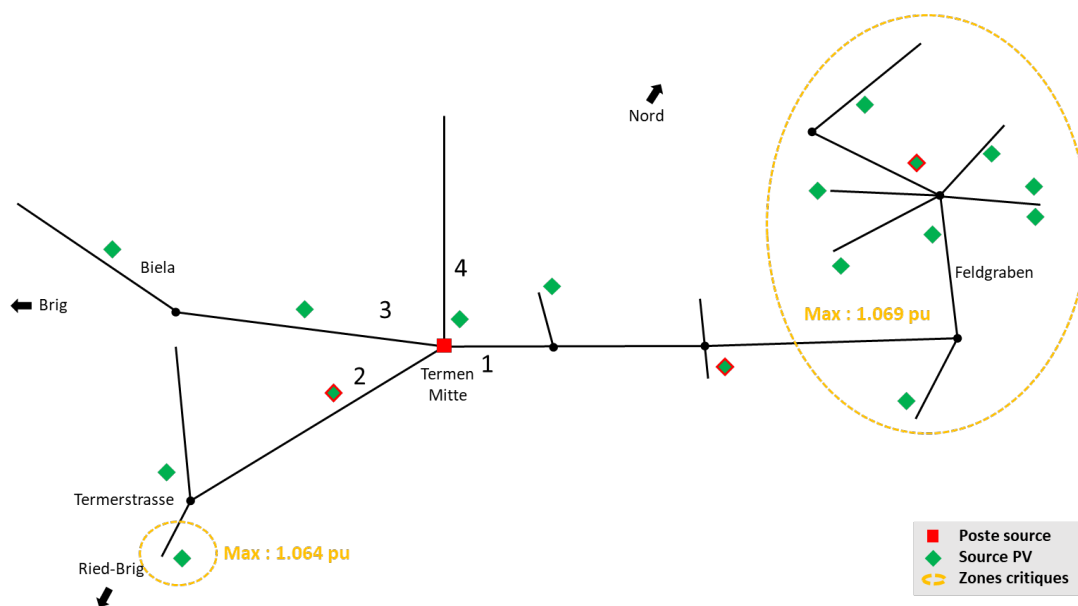


FIGURE C.9 – Réseau de distribution du village de Termen avec les 4 branches alimentant les différentes portions du village

## C.2 Norme tension EnBag AG

**Sujet** :AW: Quelle est la tension maximum que vous tolerez sur le réseau alternatif basse tension ?  
**Date** :Wed, 18 Aug 2021 13:02:54 +0000  
**De** :Guido Köppel <[guido.koeppel@enbag.ch](mailto:guido.koeppel@enbag.ch)>  
**Pour** :Ludovic Pignat' <[ludovic.pignat@students.hevs.ch](mailto:ludovic.pignat@students.hevs.ch)>

Bonjour Ludovic

Notre tolérance pour la tension sur le réseau basse tension est maximal 107% et minimal 96% chez chaque raccord de client.

Meilleures salutations  
Guido

**Guido Köppel**  
Teamleiter Planung Verteilung, Mitglied des Kaders

T +41 27 922 45 27  
[guido.koeppel@enbag.ch](mailto:guido.koeppel@enbag.ch)



**EnBAG AG**  
Industriestrasse 26, 3900 Brig  
[www.iischi-energie.ch](http://www.iischi-energie.ch)



FIGURE C.10 – Réponse par mail le 18.08.2021 de Guido Köppel, Chef d'équipe planification distribution chez EnBAG AG, pour l'exigence de tension du GRD EnBAG AG



### C.3 Coefficient d’adaptation des données de consommation et production

TABLE C.10 – Valeur d’adaptation pour données de consommation [-] et surface de PV pour l’adaptation de production [m<sup>2</sup>] sur chaque nœud du cas d’étude n° 2,**noeuds** avec variations entre présent et futur

		N1	N2-3-4 -7-8-21	N5	<b>N6</b>	N9	N10-17 -19-20	N11	N12	N13	N14	N15	<b>N16</b>	N18
Présent	Consommation	0	2	2	<b>2</b>	4	1	1	2	3	3	2	<b>2</b>	1
	Production	0	0	29.05	<b>0</b>	35.46	0	46.61	99.66	84.03	140.06	61.51	<b>0</b>	73.5
Futur	Consommation	0	2	2	<b>8</b>	4	1	1	2	3	3	2	<b>10</b>	1
	Production	0	0	29.05	<b>211</b>	35.46	0	46.61	99.66	84.03	140.06	61.51	<b>134.45</b>	73.5

## C.4 Résultats tension et puissance

### Bilan valeurs futures

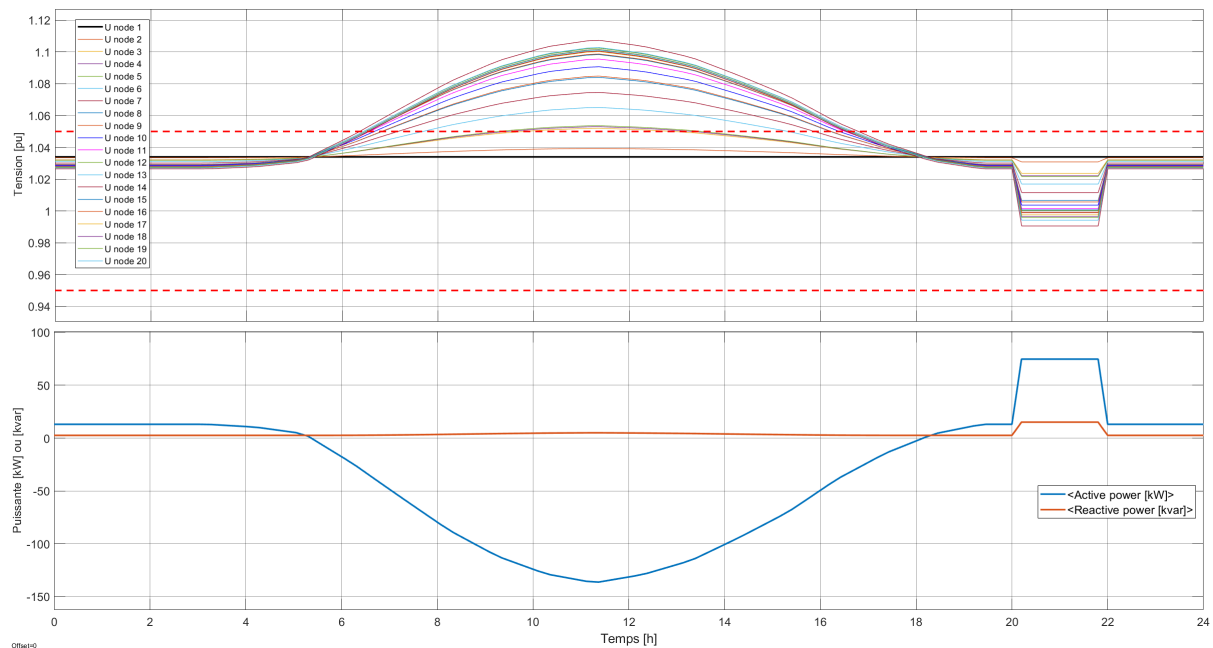


FIGURE C.11 – Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures

### Bilan valeurs futures plus borne de recharge

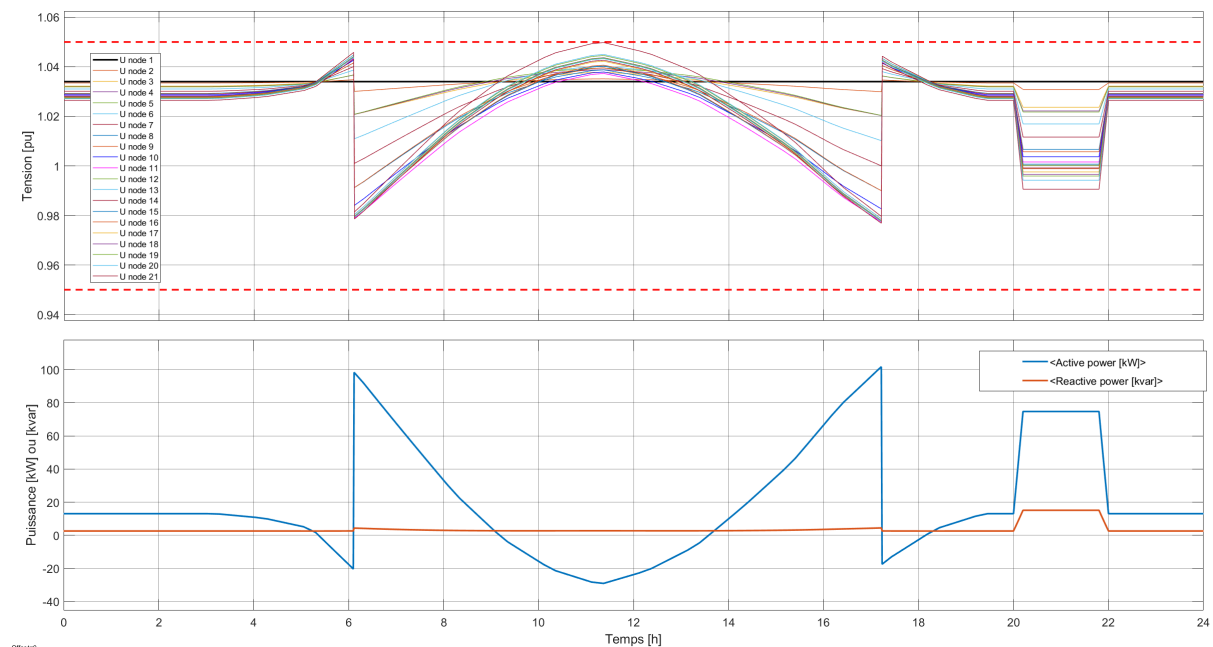


FIGURE C.12 – Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs futures plus une borne de recharge au N11 avec 114 kW

## Bilan valeurs actuelles

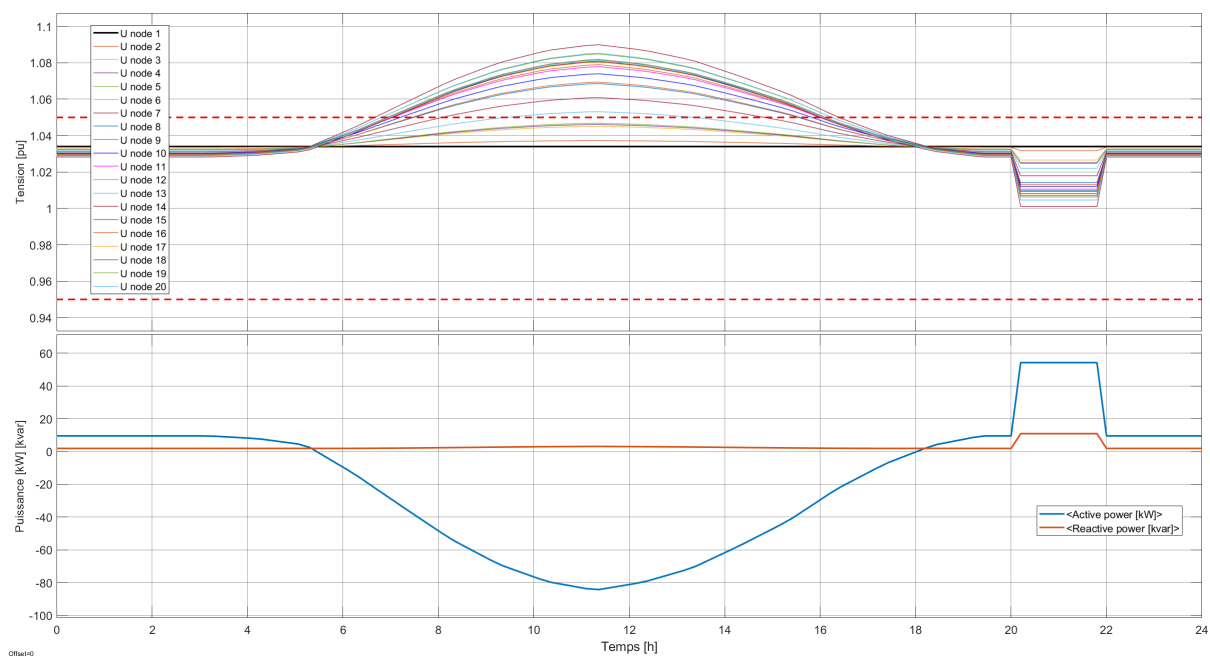


FIGURE C.13 – Bilan de tension et puissance du cas d'étude n° 2 avec les valeurs actuelles