

# Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Smart Grid

## Travail de bachelor Diplôme 2020

*François Tavernier*

*Gestion énergétique d'un microgrid DC  
connecté à une caténaire DC ferroviaire  
pour la recharge de bus électrique.*

■ Professeur  
Julien Pouget

■ Expert  
Luc Bossoney

■ Date de la remise du rapport  
14.08.2020

Ce rapport est l'original remis par l'étudiant.  
Il n'a pas été corrigé et peut donc contenir des inexactitudes ou des erreurs.

Filière / Studiengang <b>ETE</b>	Année académique / Studienjahr <b>2019/20</b>	No TD / Nr. DA <b>SG/2020/92</b>
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input checked="" type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>	Etudiant / Student <b>François Tavernier</b>  Professeur / Dozent <b>Julien Pouget</b>	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input checked="" 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 (données complètes)	



Titre / Titel : **Adaptation d'une gestion énergétique de micro-grid DC connecté à une caténaire DC ferroviaire pour la recharge de bus électrique.**

## Description / Beschreibung

**Contexte** : Dans le cadre de la transition énergétique, il est nécessaire de développer de nouvelles infrastructures de recharge des véhicules électriques de transport public intégrant une production photovoltaïque décentralisée, des moyens de stockages de l'énergie et une connexion au réseau électrique ferroviaire DC. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de développer de nouvelle architecture de micro-grid DC et donc de développer un gestionnaire énergétique.

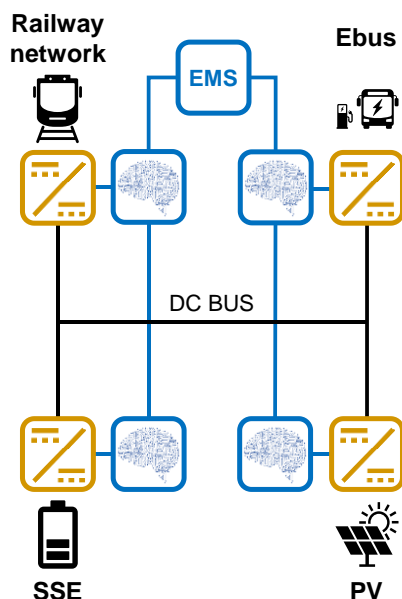
**Objectif** : Dans le cadre des activités micro-grid DC du GridLab piloté par l'équipe Smart Grid, l'objectif du TD est de développer un gestionnaire énergétique d'un micro-grid DC exploité pour la recharge des bus électriques et alimenté par le réseau électrique ferroviaires, une production photovoltaïque décentralisée et des systèmes de stockage d'énergie. L'objectif principale est d'adapter le gestionnaire énergétique du micro-grid DC actuellement en place au nouveau cas d'application afin de pouvoir exploiter la connexion au réseau électrique ferroviaire DC. Pour parvenir à cet objectif, le travail est décomposé en lot de la manière suivante :

1. Appropriation de la problématique : Analyse et compréhension de l'architecture et du pilotage énergétique actuel du micro-grid DC du grid-Lab. Ce travail sera complété par l'identification des limites et performances du gestionnaire actuel sur la base de l'analyse des résultats expérimentaux et de la documentation. Formation aux réseaux électriques ferroviaires DC. Ce travail sera réalisé sur la base d'un cours et d'un simulateur ferroviaire mis à disposition ;
2. Etat de l'art des gestionnaires énergétiques de micro-grid DC connecté à la caténaire DC ;
3. Adaptation et développement en simulation d'un gestionnaire énergétique d'un micro-grid DC. Application au cas d'étude de la recharge des bus électriques et alimenté par le réseau électrique ferroviaires, une production photovoltaïque décentralisée et des systèmes de stockage d'énergie ;
4. Rédaction du rapport, valorisation et présentation des résultats.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum  Responsable de l'orientation / filière <i>Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:</i>    <sup>1</sup> Etudiant / Student :  .....	Délais / Termine  Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: <b>25.05.2020</b>  Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation <b>Semaine / Woche 26</b> (22.06 – 26.06.2020)  Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: <b>14.08.2020, 12:00</b>  Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten: <b>28.08.2020</b> (si autorisé / falls genehmigt)  Défense orale / Mündliche Verfechtung: <b>Semaine / Woche 36</b> (31.08 – 04.09.2020)
---	--

<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.





## Gestion énergétique d'un microgrid DC connecté à une caténaire ferroviaire pour la recharge de bus électriques

Diplômant/e François Tavernier

### Objectif du projet

Le projet consiste au développement et au test d'un système de gestion énergétique capable de piloter la recharge de bus électriques à l'aide d'une connexion à la caténaire ferroviaire. Le but étant de permettre au bus électrique d'effectuer une journée de trajet sans pause pour la recharge de la batterie.

### Méthodes | Expériences | Résultats

Le microgrid étudié est composé d'une production photovoltaïque, d'une batterie de stockage de l'énergie, d'une station de recharge de bus électriques et d'une connexion à la caténaire ferroviaire.

Dans un premier temps, un modèle en flux de puissance de l'installation a été réalisé. Ensuite, le gestionnaire énergétique du système a été implémenté et testé. Une proposition de dimensionnement a été faite sur la base des indicateurs de performance de l'installation.

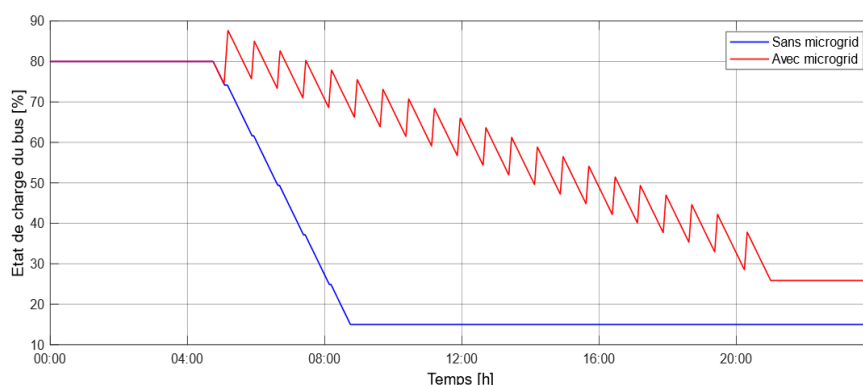
Il en ressort que la capacité de la batterie de stockage de l'énergie doit être d'au minimum 40 kWh. Si la capacité installée est inférieure à 40 kWh, la récupération d'énergie de freinage n'est pas suffisante et peut nuire au bon fonctionnement du réseau ferroviaire.

Travail de diplôme  
| édition 2020 |

Filière  
*Energie et techniques  
environnementales*

Domaine d'application  
*Smart Grid*

Professeur responsable  
*Julien Pouget*  
*Julien.pouget@hevs.ch*



Sans microgrid, le bus électrique ne peut effectuer que quelques courses avant de devoir s'arrêter au dépôt pour une recharge complète. Désormais, le gestionnaire énergétique permet la récupération de l'énergie de freinage des tramways pour la recharge du bus électrique. Il est donc capable d'effectuer une journée entière sans arrêt au dépôt.



# Table des matières

<b>Liste des figures .....</b>	<b>ii</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>ii</b>
<b>Nomenclature .....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Introduction .....</b>	<b>1</b>
1.1 Contexte .....	1
1.2 Projet InterHubEN .....	2
<b>2 Problématique .....</b>	<b>4</b>
2.1 Objectifs .....	4
2.2 Système d'alimentation .....	5
2.2.1 La grande traction .....	5
2.2.2 La petite traction .....	5
2.3 Sous-stations .....	6
2.4 Énergie de freinage .....	7
2.4.1 Frein mécanique .....	7
2.4.2 Frein électrique .....	7
2.5 Limitation en tension .....	8
2.5.1 Exemple appliqué .....	9
2.6 Synthèse .....	10
<b>3 Méthode .....</b>	<b>11</b>
3.1 Cas d'étude .....	11
3.2 Hypothèses .....	12
3.3 Développement du modèle .....	12
3.3.1 Modélisation des panneaux solaires .....	13
3.3.2 Modélisation du système de stockage de l'énergie .....	14
3.3.3 Modélisation du bus électrique .....	14
3.3.4 Modélisation de l'énergie de freinage .....	15
3.3.5 Modélisation du réseau ferroviaire .....	16
3.3.6 Modélisation complète .....	16
3.4 Développement de la gestion énergétique .....	17
3.4.1 Objectifs de la gestion énergétique .....	17
3.4.2 Algorithme de gestion de l'énergie .....	17
3.4.3 Algorithme de sélection du mode .....	19
3.5 Indicateurs de performance .....	20
3.6 Synthèse .....	20
<b>4 Résultats .....</b>	<b>21</b>
4.1 Validation de la gestion énergétique .....	22
4.2 Analyse de sensibilité .....	24
4.3 Synthèse .....	26
<b>5 Conclusion .....</b>	<b>27</b>
<b>6 Bibliographie .....</b>	<b>28</b>

## Liste des figures

Figure 1 : Les trois piliers de la stratégie énergétique 2050 de la Suisse.....	1
Figure 2 : Répartition Suisse des émissions de GES (gauche) et de la consommation finale d'énergie (droite) par secteur en 2018 .....	2
Figure 3 : Concept du projet InterHubEN.....	2
Figure 4 : Carte d'électrification des systèmes ferroviaires européens.....	5
Figure 5 : Schéma de principe d'une sous-station de réseau ferroviaire urbain .....	6
Figure 6 : Schéma électrique de l'exemple appliqué. ....	9
Figure 7 : Variation de la tension de la caténaire pour un train en phase de traction ou de freinage. ....	9
Figure 8 : Architecture du microgrid DC étudié. ....	11
Figure 9 : Modélisation de la production photovoltaïque de l'installation.....	13
Figure 10 : Puissance produite par un panneau solaire lors de la journée considérée. ....	13
Figure 11 : Modélisation du système de stockage de l'énergie de l'installation.....	14
Figure 12 : Modélisation du système de recharge des bus électriques avec gestion de leur batterie interne. ....	14
Figure 13 : Modélisation du système de récupération de l'énergie de freinage des tramways.....	15
Figure 14 : Modélisation de la caténaire du réseau ferroviaire. ....	16
Figure 15 : Interconnexion des modèles précédents pour la création du microgrid.....	16
Figure 16 : Arbre de décision du mode 3 pour la sélection des sorties Pfrein et Pbat. ....	18
Figure 17 : Arbre de décision pour la sélection du mode de l'installation.....	19
Figure 18 : Evolution de l'état de charge de la batterie du bus électrique avant l'implémentation du microgrid. ....	21
Figure 19 : Chemin de de sélection du cas testé.....	22
Figure 20 : Evolution des états de charge des batteries du bus et de stockage. ....	23
Figure 21 : Evolution des différentes puissances de l'installation. ....	23
Figure 22 : Evolution de la sélection du mode. ....	23
Figure 23 : Evolution des critères de performance de l'installation pour une couverture de PV variable.....	24
Figure 24 : Echange d'énergie entre l'installation et la caténaire ferroviaire pour un surface de PV de 200 m <sup>2</sup> .....	24
Figure 25 : Evolution des critères de performance de l'installation pour un capacité de batterie de stockage variable.....	25
Figure 26 : Echange d'énergie entre l'installation et la caténaire ferroviaire pour une batterie de 20 kWh .....	25
Figure 27 : Comparaison de l'état de charge du bus électrique avec et sans le système installé. ....	26

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Tensions nominales et limites des réseaux ferroviaires.....	8
Tableau 2 : Récapitulation de la convention de signe utilisée pour les puissances.....	13
Tableau 3 : Valeurs forcées pour les paramètres nécessaires au choix de l'EMS.....	22



# Nomenclature

<b>AC</b>	Alternative Current
<b>CFF</b>	Chemins de Fer Fédéraux
<b>DC</b>	Direct Current
<b>Ebus</b>	Bus Électrique
<b>EMS</b>	Energy Management System
<b>GES</b>	Gaz à Effet de Serre
<b>GRD</b>	Gestionnaire de Réseau de Distribution
<b>MNA</b>	Modified Nodal Analysis
<b>OFEN</b>	Office Fédéral de l'Énergie
<b>OFEV</b>	Office Fédéral de l'Environnement
<b>PV</b>	Panneaux Photovoltaïques
<b>REM</b>	Représentation Énergétique Macroscopique
<b>TGV</b>	Train à Grande Vitesse
<b>VE</b>	Véhicules Électriques



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte

L'évolution actuelle de la société tend à une augmentation considérable de la consommation d'énergie, sous toutes ses formes. Par exemple, les personnes et les marchandises ne se sont jamais autant déplacées dans le monde, induisant des moyens de transport plus ou moins consommateurs d'énergie. Une des problématiques principales est alors le dégagement important de GES produit par la combustion des matières premières utilisées pour créer cette énergie. Ces dégagements importants de GES engendrent des nuisances environnementales importantes telles que le dérèglement et le réchauffement climatiques [1].

Dans ce contexte de réchauffement climatique à l'échelle planétaire, 196 parties (195 pays et l'Union européenne), dont la Suisse, ont ratifié le protocole de Kyoto. Cet accord international visait à réduire, entre 2008 et 2012, les émissions anthropiques de 6 gaz à effet de serre d'au moins 5 % par rapport au niveau de 1990. Les objectifs ont été atteints par les pays signataires au terme de cette première période d'engagement. Le protocole a cependant été reconduit pour une deuxième période d'engagement avec un nouvel objectif de réduction de 18 % d'émissions de GES par rapport au niveau de 1990. Cette deuxième étape se terminera en fin 2020 [2].

La volonté de réduction de la consommation d'énergie et des émissions de GES, en Suisse, s'exprime par la nouvelle loi sur l'énergie entrée en vigueur début 2018. Cette dernière pose les bases de la transition énergétique et écologique en cours en Suisse. La stratégie énergétique 2050 qui a pour but d'assurer l'approvisionnement énergétique futur du pays met en avant trois orientations [3] :

1. **Accroître l'efficacité énergétique** : L'objectif de cette première orientation est la diminution de la consommation d'énergie et l'augmentation de l'efficacité énergétique dans l'industrie, la mobilité et les bâtiments.
2. **Développement des énergies renouvelables** : L'objectif de cette deuxième orientation est la mise en place d'encouragement pour la construction de moyens de production d'énergie renouvelable et l'amélioration des conditions juridiques nécessaires à leur construction.
3. **Sortie du nucléaire** : La nouvelle loi sur l'énergie interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires et oblige le démantèlement des centrales actuelles ne respectant plus les critères de sécurité.

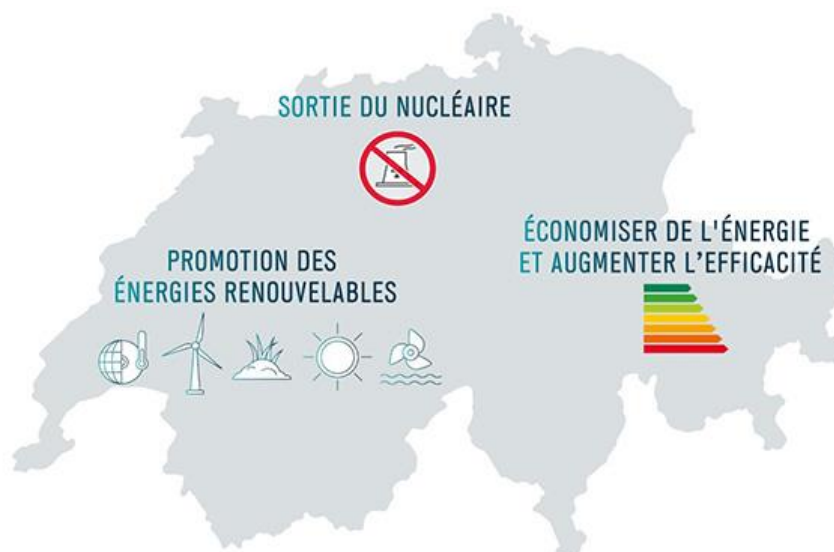


Figure 1 : Les trois piliers de la stratégie énergétique 2050 de la Suisse  
Source : OFEN – Office fédéral de l'énergie. © OFEN

Afin de respecter les objectifs fixés par le protocole de Kyoto et la nouvelle loi sur l'énergie, tous les secteurs d'activité doivent développer des systèmes plus sobres énergétiquement. Cette sobriété énergétique est particulièrement importante dans le secteur des transports. En effet, en Suisse, le secteur des transports est le leader des émissions de GES et de la consommation énergétique avec respectivement 32 % des émissions de GES et 38 % de la consommation énergétique du pays [2]-[4].

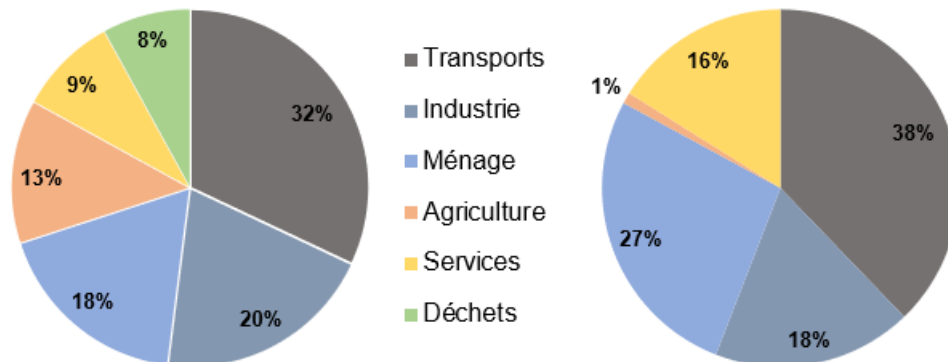


Figure 2 : Répartition Suisse des émissions de GES (gauche) et de la consommation finale d'énergie (droite) par secteur en 2018

Sources : OFEV — Office fédéral de l'environnement (gauche) et OFEN - Office fédéral de l'énergie (droite)

La piste de solution la plus plébiscitée à l'heure actuelle est la mobilité électrique publique ou privée. Cette dernière réduit drastiquement les émissions de GES à condition que l'électricité nécessaire à la recharge des véhicules provienne de sources renouvelables. Cependant, toute solution amène son lot de problèmes. Le plus récurrent pour ce type de transport est le rechargement des VE. En effet, dans les zones à forte concentration d'habitations, l'installation de grandes puissances de recharge peut mener à des congestions sur le réseau de transport d'électricité. Pour pallier ce problème majeur, de nouvelles infrastructures de recharge doivent voir le jour.

## 1.2 Projet InterHubEN

Ce travail de bachelor s'intègre dans le projet de recherche plus global nommé « InterHubEN ». Ce projet se penche sur le développement d'une solution innovante de microgrid DC connecté au réseau ferroviaire qui a pour objectif la baisse des coûts de recharge des VE et l'intégration des énergies renouvelables (voir figure 3). Pour ce faire, une interconnexion entre des PV, une station de recharge de VE et le réseau ferroviaire est effectuée via un microgrid DC. L'intérêt porté au réseau ferroviaire DC vient de son aptitude à accepter de plus grandes variations de tension que le réseau conventionnel.

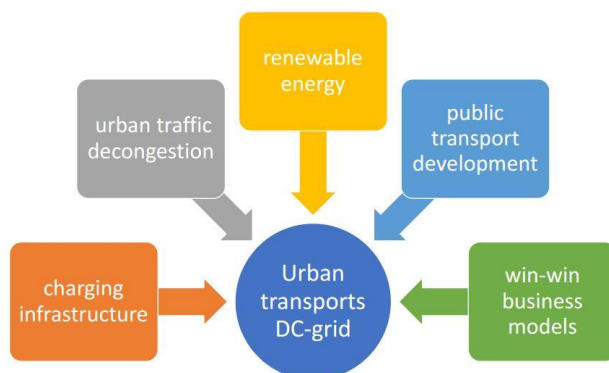


Figure 3 : Concept du projet InterHubEN

Source : VPPC. © InterHubEN

En ces temps de transition énergétique, le projet InterHubEN répond aux besoins des zones urbaines en :

- Réseaux de recharge efficaces et centrés sur l'utilisateur ;
- Intégration économe des énergies renouvelables ;
- Décongestion du trafic urbain ;
- Développement de zones urbaines à faibles émissions de GES ;
- Efficacité énergétique des réseaux de transports urbains.

Le deuxième chapitre de ce travail reprendra le contexte général et exposera la problématique actuelle de recharge des véhicules électriques. Le choix de la connexion au réseau ferroviaire sera expliqué au travers d'études déjà réalisées. Ensuite, le cas d'étude de ce projet sera présenté et les objectifs de ce travail de bachelor seront détaillés.

Le troisième chapitre concernera la modélisation des différents sous-systèmes contenus dans le cas d'étude (les PV, le bus électrique, la batterie de stockage et la récupération de l'énergie de freinage). Les hypothèses émises pour cette modélisation seront également partagées. Ensuite, l'algorithme de gestion de l'installation sera présenté et expliqué. Pour finir, les critères de performance permettant le dimensionnement de l'installation seront démontrés.

Le quatrième chapitre présentera les résultats obtenus. Il commencera par l'exposition de la situation actuelle (sans microgrid) de l'installation. Ensuite, l'EMS développé sera testé pour assurer son bon fonctionnement. Pour finir, une proposition de dimensionnement sera mise en avant en adéquation avec les critères de performance développés.

Le dernier chapitre permettra de conclure ce travail. Il reprendra les grandes lignes du projet et proposera des perspectives d'amélioration ou de continuation.

## 2 Problématique

Avec la croissance de la mobilité électrique, les bornes de recharge connectées au réseau de transport d'électricité fleurissent dans les villes et les campagnes. Ces dernières se doivent d'être de plus en plus puissantes pour répondre aux exigences en recharge rapide d'utilisateurs toujours plus pressés. La combinaison de ces deux facteurs amène des problèmes plus ou moins importants sur le réseau de transport d'électricité. En effet dans certaines zones urbaines à forte concentration d'habitations, des congestions apparaissent dans les lignes électriques lors des pics de recharge. Pour éviter ce phénomène, plusieurs solutions pourraient voir le jour. La première consisterait en une limitation de la puissance de ces dites bornes de recharges tandis que la deuxième consisterait en un renforcement du réseau de distribution actuel. Chacune d'elles comporte des aspects négatifs soit du côté du consommateur final soit du côté du gestionnaire du réseau de distribution (GRD). La première rendrait les consommateurs mécontents à cause d'une attente plus longue pour la recharge de leur véhicule. Tandis que la deuxième forcerait les GRD à des investissements importants en renforcement de réseau pour pallier les pics de recharges des VE. Il est donc nécessaire de réfléchir à de nouvelles façons de recharger les véhicules électriques ou à de nouvelles infrastructures de recharge.

Une des pistes envisagées est l'interconnexion des bornes de recharges pour VE aux réseaux ferroviaires urbains à courant continu au travers d'un microgrid DC. L'atout principal de cette solution est l'utilisation d'infrastructures de transport de l'énergie déjà existantes qui n'engendrerait pas de coûts supplémentaires en construction de nouvelles lignes. De plus, les réseaux ferroviaires urbains actuels possèdent d'autres caractéristiques intéressantes qui seront abordées dans les sous-chapitres suivants.

### 2.1 Objectifs

Les objectifs de ce travail sont donc :

1. Le développement d'un modèle de simulation connectant les différents systèmes entre eux.
2. La réalisation de l'intelligence contrôlant l'installation en tout temps sous la forme d'un EMS.
3. La proposition d'un dimensionnement de l'installation en accord avec les résultats obtenus.

## 2.2 Système d'alimentation

L'électrification des réseaux ferroviaires dans le monde s'est faite pas à pas en suivant principalement les avancées technologiques dans les domaines des machines électriques et de l'électronique de puissance. Ce développement lent a permis la coexistence de plusieurs systèmes de traction électrique. Ces diverses chaînes de traction électrique sont alimentées en courant continu, en courant monophasé à fréquence spéciale ou à fréquence industrielle (50 et 60 Hz) et parfois en courant triphasé. Il est cependant possible de classer la traction ferroviaire en deux catégories : la grande et la petite traction.

### 2.2.1 La grande traction

La grande traction assure le transport de marchandises et de personnes dans les zones régionales, nationales et internationales. Elle est caractérisée par des engins de grandes puissances (>1 MW) capables de se déplacer à grande vitesse. Les systèmes d'alimentation caractéristiques de la grande traction sont le courant continu, le monophasé à fréquence spéciale ou le monophasé à fréquence industrielle. Les niveaux de tension d'alimentation sont quant à elles différents selon le pays ou la région d'Europe dans laquelle la rame circule (voir figure 4) [5].

Les exemples les plus parlants sont les « InterRegio » et les « InterCity » des CFF circulant en Suisse ou les TGV de « TGV Lyria » faisant la liaison France-Suisse.

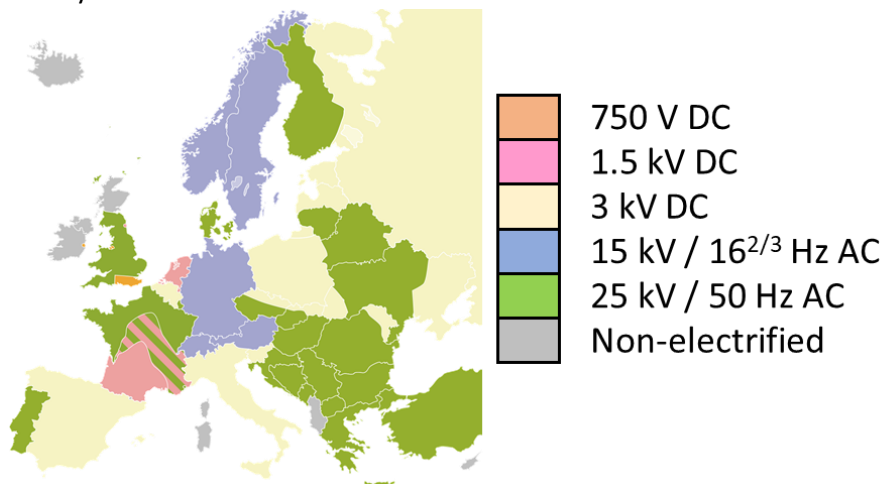


Figure 4 : Carte d'électrification des systèmes ferroviaires européens

Source : [5]

### 2.2.2 La petite traction

La petite traction assure le transport de personnes dans les zones urbaines et suburbaines. Elle est caractérisée par des engins relativement peu puissants (<1 MW) se déplaçant à vitesse modérée. Ces machines sont conçues pour parcourir de faibles distances en s'arrêtant fréquemment. En d'autres termes, la petite traction est utilisée pour faire référence aux tramways, trolleybus et métros qui sont quasiment intégralement alimentés en courant continu à tension normalisée (750 et 1500 V). Ce choix d'électrification peu principalement s'expliquer par la plus petite distance d'isolation nécessaire entre les conducteurs qui pallient au manque de place en zone urbaine ou souterraine (métro) [5].

Pour revenir au sujet des microgrids, l'électrification en courant continu apporte deux avantages majeurs. Le premier réside dans le fait que les chargeurs de véhicules électriques et les moyens de production d'énergie renouvelable fonctionnent eux aussi en DC. Cette singularité en termes de tension permet de réduire le nombre et la complexité des éléments de couplage qui interconnectent les différents acteurs du microgrid. Cette réduction en composants permet d'avoir un rendement plus élevé et de faciliter l'intégration d'énergie renouvelable, mais aussi de simplifier le contrôle commande de l'installation qui ne doit pas se préoccuper de la fréquence du réseau conventionnel ou de la puissance réactive.

## 2.3 Sous-stations

Les réseaux ferroviaires urbains (tram, métro...) sont généralement connectés au réseau de distribution à moyenne tension AC au travers d'une sous-station alimentant la caténaire en DC. Les niveaux de tension délivrés à la caténaire sont standardisés à 600 V, 750 V, 1500 V et 3000 V. Dans ce but, les sous-stations sont composées d'un transformateur abaisseur de tension et d'un rectifieur à diode générant une tension continue (voir figure 5). D'autres technologies (IGBT ou thyristor) permettant la transformation du courant alternatif en courant continu existent. Cependant, le rectifieur à diode reste le plus utilisé en raison de son faible coût.

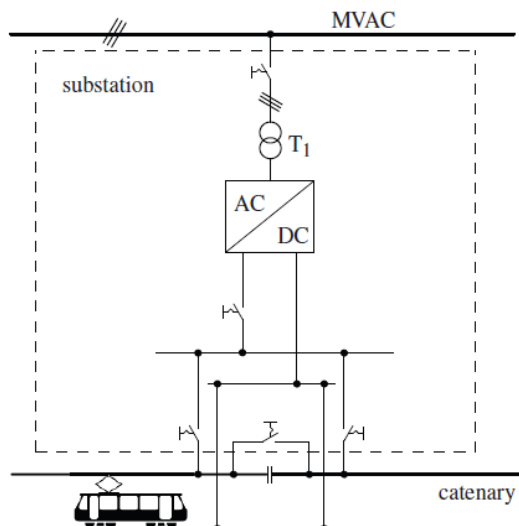


Figure 5 : Schéma de principe d'une sous-station de réseau ferroviaire urbain  
Source : [6]

Le principal désavantage de cette architecture de sous-stations est sa capacité à ne pas laisser circuler le flux de puissance dans une seule direction (du réseau AC à la caténaire) depuis l'apparition des tramways capable de récupérer leur énergie de freinage et de la renvoyer sur la caténaire (voir § 2.4 Énergie de freinage). Afin de pouvoir évacuer cette énergie sur le réseau de distribution AC, les rectifieurs à diodes peuvent être remplacés par des convertisseurs réversibles. Cette option n'est cependant pas souvent mise en œuvre par les opérateurs de réseaux ferroviaires urbains, car les investissements sont conséquents [6].

De plus, les auteurs de l'article [6], enquêtent sur les avantages et la flexibilité des sous-stations des réseaux ferroviaires urbains. Leur travail indique que les systèmes de stockage de l'énergie, les stations de recharge rapide pour VE et les moyens de production d'énergie renouvelable peuvent être efficacement reliés à un réseau ferroviaire DC à moindres coûts. Par conséquent, il est possible d'étudier le potentiel des infrastructures DC existantes pour l'intégration de microgrid DC aux réseaux ferroviaires urbains.



## 2.4 Énergie de freinage

Lorsqu'un train entre en phase de freinage, il doit dissiper son énergie cinétique (voir équation 1) nécessaire à son déplacement. Pour se faire, deux méthodes existent, le freinage mécanique et le freinage électrique. Dans les deux cas, la puissance de freinage (voir équation 2) qui devra être appliquée au train sera fonction du temps disponible pour l'arrêt du convoi. Cette puissance de freinage sera ensuite répartie sur l'ensemble des essieux motorisés du train [5].

$$E_{\text{freinage}} = E_{\text{cinétique}} = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (1)$$

$$P_{\text{freinage}} = \frac{E_{\text{freinage}}}{\Delta t_{\text{arrêt}}} \quad (2)$$

Avec  $v$  la vitesse du train en m/2,  $m$  la masse totale du train en kg et  $\Delta t$  le temps nécessaire à l'arrêt du train en secondes.

### 2.4.1 Frein mécanique

Les deux technologies de freins mécaniques les plus répandues sont les freins à disque et les freins à sabots. Ils fonctionnent selon le même principe, celui de dissiper l'énergie cinétique en chaleur par frottement. Ces différentes technologies nécessitent un entretien régulier à cause de l'usure des sabots ou des plaquettes de frein. Ce désavantage majeur restreint souvent leur usage à des fonctions de sécurité si le frein électrique est en défaut [5].

### 2.4.2 Frein électrique

Le freinage électrique consiste en une inversion du fonctionnement des moteurs électriques des trains. En effet ces derniers sont utilisés en générateur lors des phases de freinages. Cette inversion permet de créer une force de freinage dans la direction opposée à l'avancement du train. Cette méthode de freinage est utilisée en priorité par rapport au frein mécanique afin de minimiser son usure. De plus, l'utilisation du moteur en générateur permet la récupération de l'énergie cinétique (freinage) en énergie électrique. L'énergie produite lors du freinage sera soit renvoyée sur la caténaire, soit dissipée dans des rhéostats, disposés sur le train, en fonction de la tension de la caténaire [5].

Ces dernières années, des études ont été menées afin d'augmenter l'efficacité du système électrique dans le domaine ferroviaire [6 - 10]. La méthode la plus prometteuse est l'optimisation de la récupération de l'énergie de freinage. Dans la littérature scientifique, il est possible de mettre en évidence quatre utilisations de l'énergie de freinage actuellement réalisée :

- **Dissipation en chaleur** : L'énergie de freinage est dissipée en chaleur dans des résistances. L'efficacité énergétique est nulle dans ce cas.
- **Injection sur le réseau AC** : L'énergie de freinage est renvoyée sur le réseau électrique AC au travers de sous-stations réversibles. Cette solution participe à l'efficacité énergétique globale, mais induit des coûts importants pour la transformation des sous-stations existantes.
- **Injection sur le réseau DC** : L'énergie de freinage est utilisée pour l'accélération d'un autre train au travers de la caténaire. Cette méthode est très efficace à condition qu'un deuxième train soit simultanément en phase d'accélération à proximité du train en phase de freinage. Sinon, l'énergie de freinage devra être dissipée dans des rhéostats de freinage pour ne pas dépasser les limites de tension de la caténaire.
- **Stockage** : L'énergie de freinage peut être stockée dans différents moyens de stockage tels que des batteries, des super capacités ou des volants d'inerties. Elle pourra ensuite être réutilisée pour un futur démarrage de train ou dans un microgrid pour des fonctions annexes telles que la recharge de VE.

## 2.5 Limitation en tension

Les réseaux ferroviaires sont connus pour leur capacité à accepter de grandes variations de tension aux bornes de leurs sous-stations. Cette adaptabilité est nécessaire, car lors du passage d'un train la puissance soutirée aux sous-stations passe de zéro à plusieurs MW. Ce grand appel de puissance fait donc fortement varier la tension de manière passagère. La tension de la caténaire aura tendance à augmenter lorsqu'un train sera en phase de freinage et à baisser lorsqu'un train sera en phase d'accélération.

Les différentes plages de tensions acceptables pour les réseaux ferroviaires sont référencées dans la norme EN50163 (voir tableau 1).

Tableau 1 : Tensions nominales et limites des réseaux ferroviaires  
 Source : Norme EN50163

Système d'électrification	Tension non permanente la plus basse $U_{min2}$ [V]	Tension permanente la plus basse $U_{min1}$ [V]	Tension nominale $U_n$ [V]	Tension permanente la plus élevée $U_{max1}$ [V]	Tension non permanente la plus élevée $U_{max2}$ [V]
Courant continu (valeurs moyennes)	500	500	750	900	1 000
	1 000	1 000	1 500	1 800	1 950
	2 000	2 000	3 000	3 600	3 900
Courant alternatif (valeurs efficaces)	11 000	12 000	15 000	17 250	18 000
	17 500	19 000	25 000	27 500	29 000

### 2.5.1 Exemple appliqué

Afin d'illustrer les variations de tension sur une ligne, un exemple a été réalisé en utilisant la méthode MNA [1]. Cet exemple simule le passage d'un train le long d'une ligne de 10 km alimentée par deux sous-stations se trouvant à chaque extrémité. Les paramètres utilisés pour la simulation sont les suivants :

- Longueur de la ligne :  $D_{\text{ligne}} = 10 \text{ km}$
- Tension caténaire nominale :  $U_{\text{nominale}} = U_{\text{ss1}} = U_{\text{ss2}} = 1500 \text{ VDC}$
- Puissance du train :  $P_{\text{train}} = 4500 \text{ kW}$
- Résistance équivalente de la ligne :  $R_{\text{eq}} = 0,03 \Omega/\text{km}$

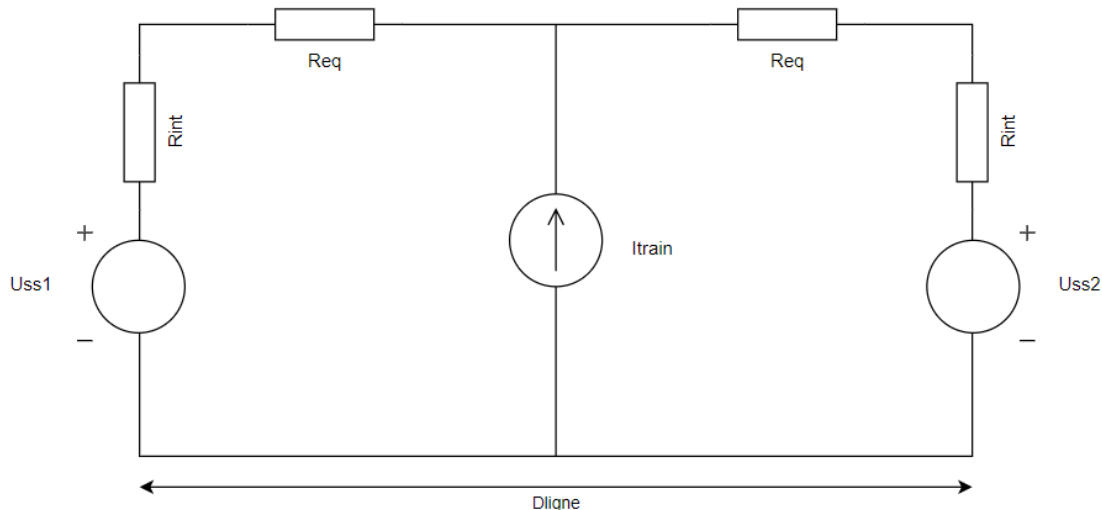


Figure 6 : Schéma électrique de l'exemple appliqué.

Dans le cas présent, la tension de la caténaire ne sort pas des limites exprimées par la norme (voir figure 7). En pratique, la limite haute peut être atteinte lors du freinage d'un train. Dans ce cas, le frein électrique arrêtera de récupérer l'énergie de freinage et préférera la dissiper dans les rhéostats. Dans le cas contraire, quand la limite basse est atteinte, les trains se mettent en défaut et arrêtent leur phase de démarrage.

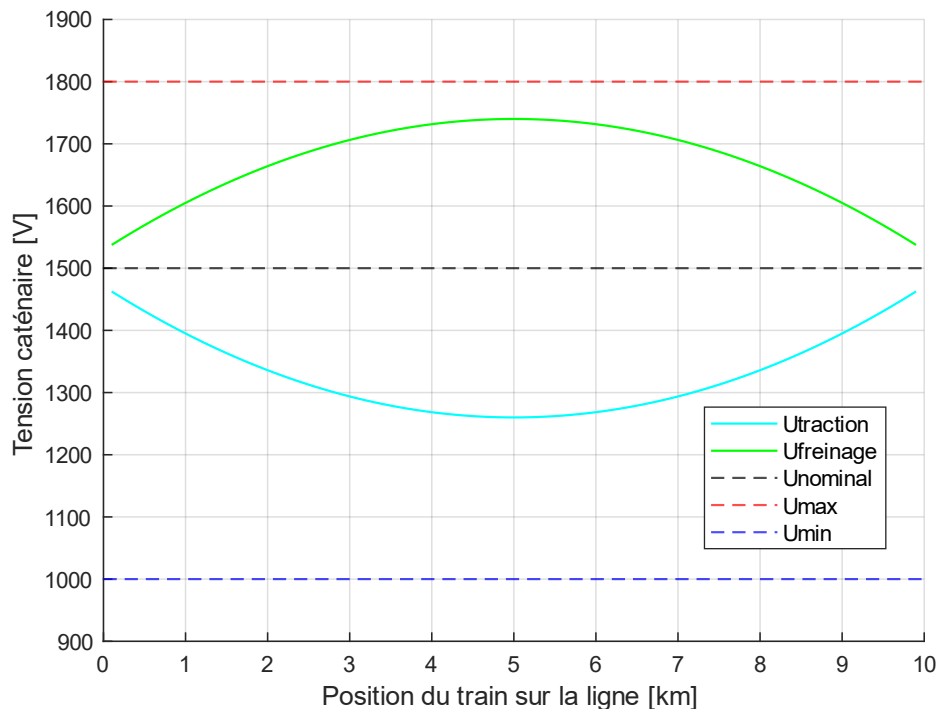


Figure 7 : Variation de la tension de la caténaire pour un train en phase de traction ou de freinage.

## 2.6 Synthèse

Comme énoncé précédemment, avec la prolifération des VE, le réseau de distribution d'électricité arrive à ses limites en zones urbaines. Afin d'y pallier, les GRD sont confrontées à des décisions difficiles telles que la limitation de la puissance des super chargeurs ou le renforcement coûteux des infrastructures de transport de l'énergie existantes. Ces mesures ne rentrent pas dans le cadre du développement durable et ne répondent pas à une approche smart grid pour la gestion des réseaux. À contrario, les infrastructures ferroviaires existantes souffrent d'un manque d'efficacité énergétique qui pourrait être compensée par l'intégration d'un microgrid DC. Quelques études [6 – 10] ont déjà prouvé les gains potentiels d'un tel système. De plus, l'utilisation du réseau ferroviaire pour la recharge de bus électrique offrirait l'opportunité aux opérateurs du réseau ferroviaire urbain, qui sont souvent les propriétaires des transports publics citadins, d'utiliser des Ebus. Cet ajout ne changerait pas le fonctionnement global du réseau ferroviaire capable d'intégrer ces puissances de recharges conséquentes. De plus, l'ajout de batterie permettrait une meilleure utilisation de l'énergie de freinage actuellement dissipé par les rhéostats de freinages. Afin de répondre aux enjeux de la politique de transition énergétique fédérale, l'intégration de moyens de production d'énergie renouvelable permettrait aux gestionnaires de réseaux ferroviaires d'obtenir une image plus verte. Toutes ces opportunités n'attendent plus qu'à être concrétisées pour avancer tous ensemble vers un monde plus durable.

L'étude [11] est un bon exemple des possibilités données aux opérateurs ferroviaires afin d'améliorer leur efficacité énergétique. Cependant, la connexion réalisée, entre le microgrid DC et le réseau conventionnel peut amener des complications lors de la signature du contrat de raccordement. C'est pourquoi ce travail se concentrera sur l'intégration et la gestion d'un microgrid sans connexion avec le réseau électrique conventionnel.

## 3 Méthode

Ce chapitre a pour but d'expliquer l'ensemble des développements réalisés. Pour ce faire, le cas d'étude sera présenté et les hypothèses s'y rapportant seront exposées. Ensuite, le développement de chaque sous-système du microgrid sera détaillé. Pour rappel il se compose d'une production photovoltaïque, d'une batterie de stockage, d'une interface de recharge de bus électrique, d'une récupération de l'énergie de freinage et d'une connexion à la caténaire ferroviaire. Pour finaliser cette phase de modélisation, un chapitre reprendra l'interconnexion des sous-systèmes en modèle global. Le développement d'un algorithme de gestion de l'énergie suivra. Pour finir, les indicateurs de performance nécessaires à l'analyse des résultats seront discutés.

### 3.1 Cas d'étude

Dans le cadre de la transition énergétique, il est nécessaire de développer de nouvelles infrastructures de recharge des véhicules électriques pour le transport public. Dans cette étude, un microgrid composé d'une production photovoltaïque, d'une borne de recharge de bus électriques et une batterie est interconnecté au réseau ferroviaire urbain (voir figure 8). Cette interconnexion permettra la récupération de l'énergie de freinage des trains pour l'alimentation des bus électriques. Si cette dernière ne peut pas être utilisée directement pour la recharge des bus électriques, elle sera stockée dans la batterie pour une utilisation ultérieure. De plus, l'intégration de PV dans l'installation permettra d'augmenter encore l'efficacité énergétique du système. Afin de réguler l'installation au mieux, elle devra être constamment commandée par un EMS.

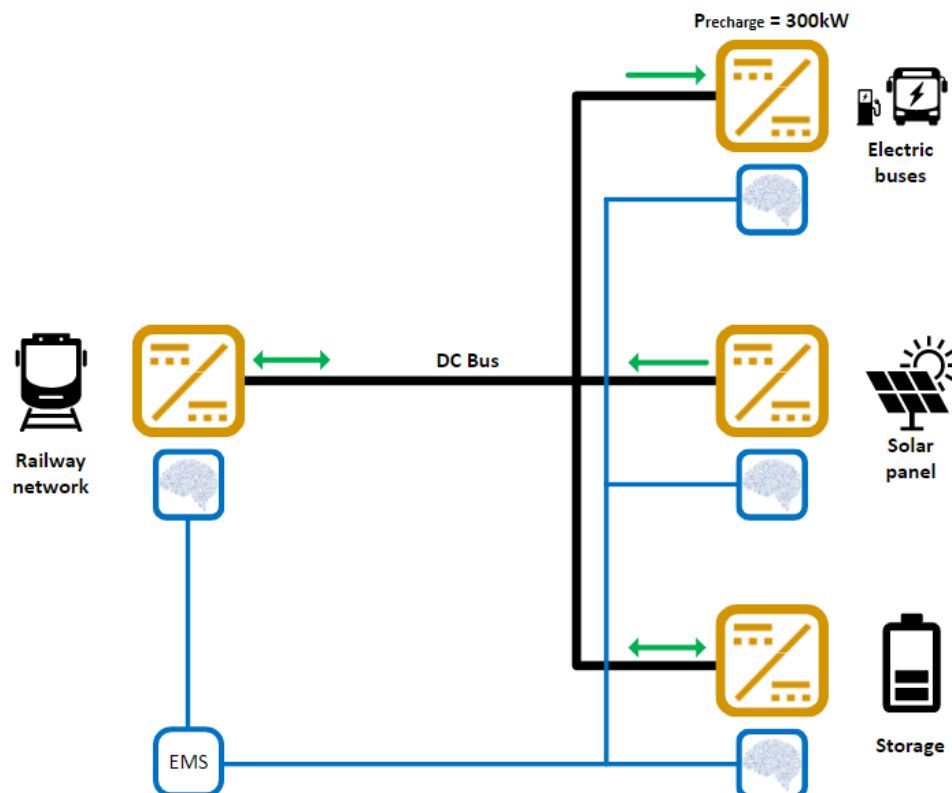


Figure 8 : Architecture du microgrid DC étudié.

Lignes noires : transmission de puissance ; Lignes bleues : Signaux de communication ; Flèches vertes : Powerflow.

De plus, cette étude se base aussi sur la volonté d'un opérateur de réseau ferroviaire urbain de participer activement à la transition énergétique. De nombreuses données telles que la puissance de recharge du bus sont tirées des installations du dit partenaire. En revanche, le nom de ce dernier sera tu dans l'ensemble de ce rapport pour des raisons de confidentialité.

## 3.2 Hypothèses

Pour pouvoir développer le modèle final de simulation, des hypothèses ont été nécessaires. Ces dernières sont les suivantes :

1. Tous les convertisseurs DC/DC ont un rendement de 96 %. (Selon discussion avec M. Julien Pouget)
2. Les convertisseurs connectant la batterie, la recharge de bus électriques et la récupération de l'énergie de freinage sont limités à la même puissance de 300 kW.
3. Pour des raisons de sécurité, les batteries de stockage et la batterie du bus peuvent être utilisées uniquement entre 15 et 95 % de leur capacité totale.
4. Le réseau ferroviaire et la récupération de l'énergie de freinage sont simulés de manière indépendante alors qu'en réalité ils forment un ensemble.
5. Le réseau ferroviaire agit comme tampon. Cela veut dire que tout surplus de puissance pourra être évacué sur ce dernier et inversement pour les manques de puissances.
6. L'étude de ce microgrid se fait sur une journée.

## 3.3 Développement du modèle

En pratique, différentes simplifications peuvent être effectuées sur la modélisation d'un système physique. Ces simplifications sont en réalité un compromis entre le temps de simulation et la fidélité de représentation du système physique. Pour ce travail, il a fallu choisir entre 3 modèles (ou simplifications) :

- **Le modèle instantané** : Il est le plus complexe de tous les modèles. Il permet la modélisation la plus fidèle du système physique. C'est-à-dire qu'il sera possible de visualiser les phénomènes de commutation de l'électronique de puissance ou la phase transitoire des éléments d'accumulation. L'échange d'informations entre les systèmes se fera sous la forme des courants et tensions des différents éléments.
- **Le modèle moyen** : Il est comparable au modèle instantané à l'exception près que les phénomènes de commutation ne sont plus visibles. La partie transitoire peut quant à elle être simplifiée ou non dans ce modèle. Ce choix se fera en fonction de la précision désirée. L'échange d'informations est encore effectué en courant et tension. De plus, ce modèle est organisé au travers de la REM.
- **Le modèle en flux de puissance** : Il est le plus simple des modèles présentés. Les phénomènes transitoires et de commutation ne sont plus visibles. De plus, les échanges d'informations se font sous la forme des puissances échangées. Il est encore possible d'organiser ce modèle avec le formalisme de la REM. Les ovales verts représentent les sources, les rectangles orange représentent les conversions physiques, les rectangles roses représentent les sécurités non commandables et les rectangles bleus représentent les inversions physiques nécessaires à la commande.

Afin de répondre aux objectifs mentionnés plus haut, le choix s'est porté sur le modèle en flux de puissance. En effet, il convient très bien au dimensionnement d'installations. En revanche d'une fois que le dimensionnement en puissance est effectué, le comportement du système devra être analysé à l'aide du modèle moyen pour s'assurer le bon fonctionnement de l'installation.

Comme l'échange d'informations ne se fait que sous la forme de puissance injectée ou soutirée aux différents systèmes, il a fallu établir une convention de signe pour le calcul final du bilan de puissance. Par convention, la production sera de signe négatif tandis que la consommation sera de signe positif. Le tableau 2 reprend la convention de signe du cas d'étude.

Tableau 2 : Récapitulation de la convention de signe utilisée pour les puissances

	Puissance positive	Puissance négative
<b>PV</b>	-----	Production solaire
<b>SSE</b>	Recharge batterie	Décharge batterie
<b>Bus électrique</b>	Recharge de bus	Décharge du bus
<b>Énergie de freinage</b>	-----	Puissance de freinage
<b>Réseau ferroviaire</b>	Injection du surplus de puissance	Soutirage du manque de puissance

### 3.3.1 Modélisation des panneaux solaires

Le modèle de la production solaire peut être observé sur la figure 9. À la sortie du bloc vert (source), la puissance fournie par un panneau solaire lors de la journée de simulation peut être observée dans la figure 10. Cette donnée de production provient d'une installation existante. Ensuite, cette puissance produite est multipliée par le nombre de panneaux solaires installés. Ce paramètre peut être varié afin de mesurer l'influence de l'intégration d'énergies renouvelables sur le microgrid. Le branchement en série ou en parallèle des PV modifiera les tensions ou courants de sorties de l'installation. Cela n'est pas problématique dans ce cas, car le modèle en flux de puissance ne se préoccupe justement pas des tensions et courants des éléments. Pour finir, le rendement du convertisseur DC/DC est appliqué à la puissance des PV. Ce dernier permet aussi le couplage de ce modèle aux suivants.

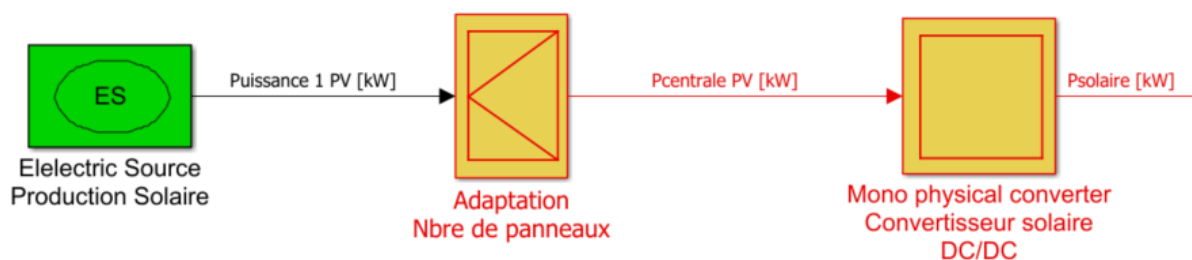


Figure 9 : Modélisation de la production photovoltaïque de l'installation.

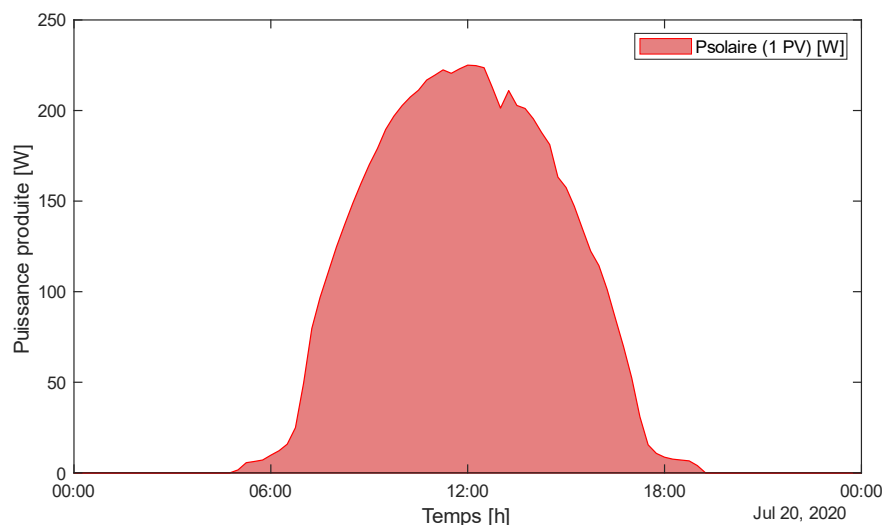


Figure 10 : Puissance produite par un panneau solaire lors de la journée considérée.

### 3.3.2 Modélisation du système de stockage de l'énergie

Le modèle de la batterie de stockage peut être observé sur la figure 11. Le bloc bleu permet de transformer la puissance de consigne fournie par l'EMS en puissance à soutirer ou à stocker dans la batterie. Ensuite, le bloc rose agit comme sécurité contre la surcharge ou la décharge profonde de la batterie. Pour ce faire, il compare l'état de charge actuel de la batterie aux limites choisies soit 15 % de la capacité totale pour la décharge et 95 % pour la recharge. Si ces limites sont dépassées, la puissance de consigne sera imposée à zéro. Normalement, ces limites ne sont jamais dépassées, car l'EMS prend en charge ces limites. Le bloc vert calcule l'état de charge de la batterie en fonction de la puissance qui lui est soutirée ou injectée à chaque pas de la simulation. Pour finir, la puissance de batterie réellement soutirée ou injectée est envoyée au travers du convertisseur DC/DC pour le calcul du bilan de puissance de l'installation.

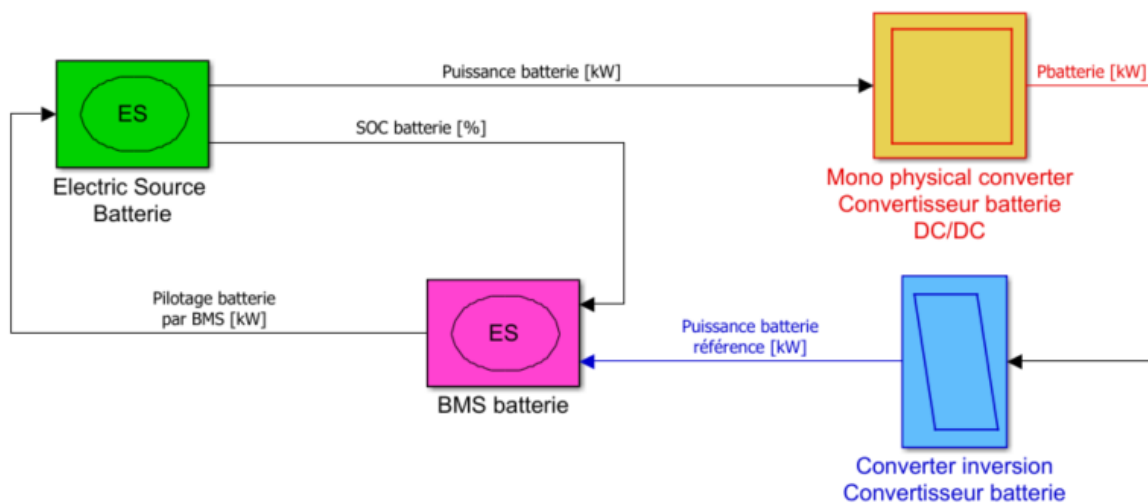


Figure 11 : Modélisation du système de stockage de l'énergie de l'installation.

### 3.3.3 Modélisation du bus électrique

Le modèle du bus électrique peut être observé sur la figure 12. Comme le bus électrique peut être comparé à une batterie se déplaçant, les principes énoncés au point précédent peuvent être appliqués.

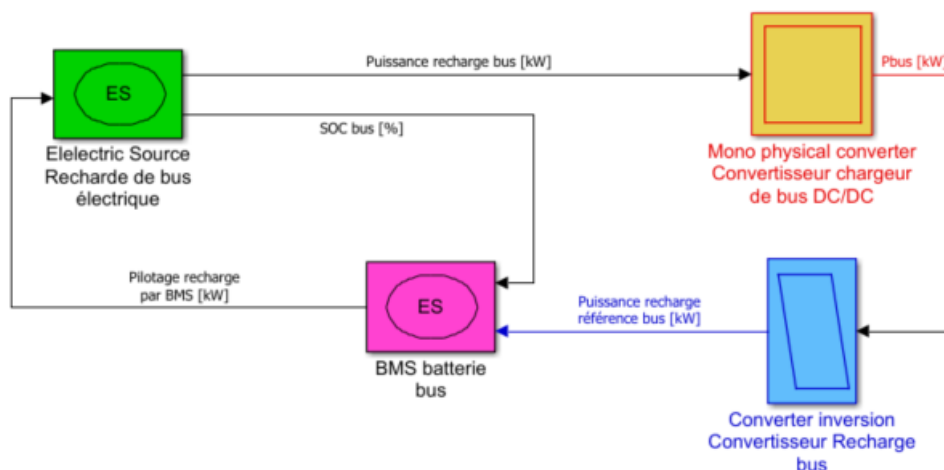


Figure 12 : Modélisation du système de recharge des bus électriques avec gestion de leur batterie interne.

La grande différence réside dans le fait que la batterie du bus électrique ne peut pas être rechargée à n'importe quel moment. Une étude de la grille horaire de ce bus a permis d'établir un profil de présence en gare qui est utilisé pour connaître les plages de recharges possibles. Il en ressort que le bus peut être rechargé pendant 4 minutes toutes les 40 minutes environ.



L'autre différence majeure provient du fait que la décharge du bus n'est pas commandée par une puissance négative, mais par sa non-présence en gare. En effet, lorsque le bus est en circulation, la batterie se décharge. Une estimation de cette décharge a été effectuée par M. Luc Bossoney dans le cadre du projet InterHubEN. Il en ressort que le bus consomme de 2,5 à 3,5 kWh/km. Pour les besoins de la simulation, cette décharge par kilomètre doit être transformée en une décharge par seconde. Pour ce faire, la distance et le temps d'une course doivent être pris en compte. La distance entre le premier et le dernier arrêt est de 4,7 km. Comme la station de recharge se situe uniquement au point A du trajet, la distance entre chaque recharge est donc de 9,4 km. La batterie se déchargera donc de 23,5 à 32,9 kWh par trajet. Comme le trajet aller-retour est effectué en 40 min, l'énergie déchargée de la batterie doit être adaptée à ce temps de trajet pour connaître la puissance de décharge par unité de temps. Pour ce faire, il faut utiliser l'équation 3. La puissance de décharge du bus par unité de temps (seconde) est donc comprise entre 35,25 et 49,35 kW. La valeur moyenne de 42,5 kWh sera utilisée pour le reste des simulations pour ne pas traiter un cas trop optimiste ou trop pessimiste.

$$P_{\text{décharge}} = E_{\text{aller-retour}} \cdot \frac{60}{t_{\text{trajet}} [\text{min}]} \quad (3)$$

### 3.3.4 Modélisation de l'énergie de freinage

Le modèle de récupération de l'énergie de freinage peut être observé sur la figure 13. Cette partie spécifique du modèle ferroviaire a été simulée à part afin de pouvoir commander au mieux la puissance de freinage à récupérer. Pour ce faire, la courbe de puissance d'un tram a été récupérée à partir du modèle moyen développé par M. Julien Pouget. Cette courbe représente la puissance consommée par un tramway du partenaire ferroviaire entre deux arrêts. Seule la partie négative de la courbe a été gardée car elle représente la puissance injectée à la caténaire. L'EMS donnera donc une consigne de puissance à récupérer au convertisseur.

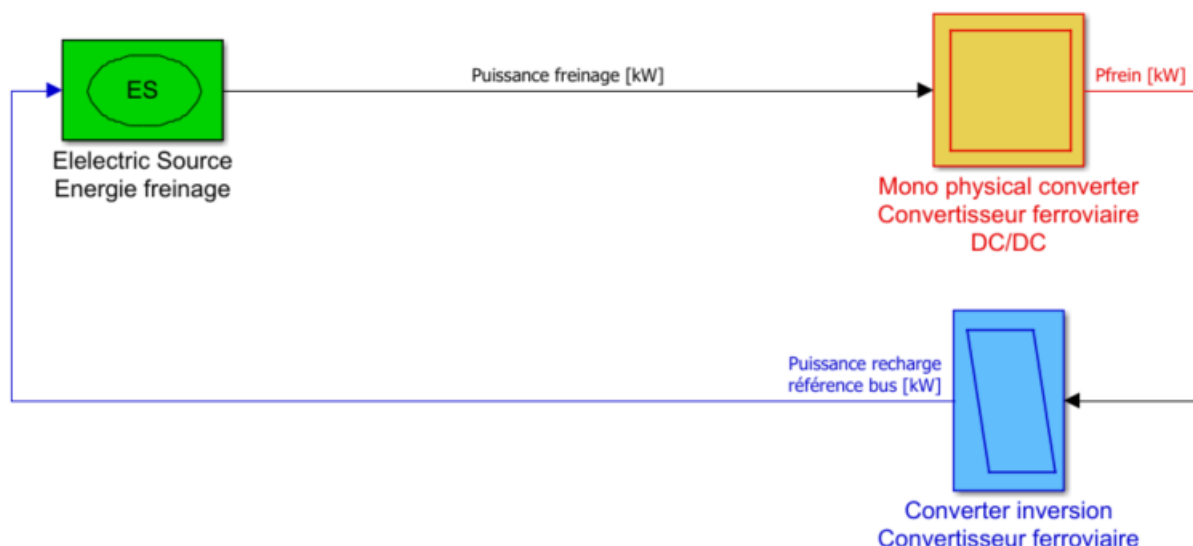


Figure 13 : Modélisation du système de récupération de l'énergie de freinage des tramways.

### 3.3.5 Modélisation du réseau ferroviaire

Le modèle de caténaire peut être observé sur la figure 14. Le bloc vert est composé uniquement d'une entrée permettant l'échange de puissance avec le microgrid. La seule limite pour la puissance de la caténaire vient de la puissance maximale du convertisseur. Dans ce cas, elle est de 300 kW. Le signe de la puissance caténaire déterminera le calcul de rendement à appliquer. Si la puissance est négative, il faudra la multiplier par le rendement du convertisseur et il faudra la diviser par le rendement si elle est positive.

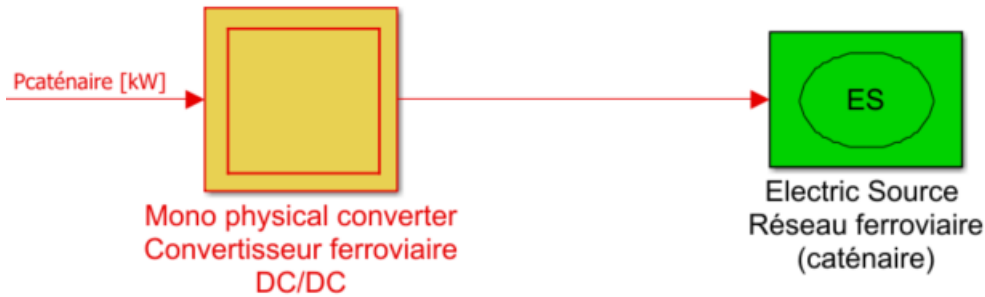


Figure 14 : Modélisation de la caténaire du réseau ferroviaire.

### 3.3.6 Modélisation complète

L'élément de couplage des modèles (voir figure 15) consiste en une simple addition des puissances (voir équation 4) de l'installation dont le résultat sera injecté (puissance positive) ou soutiré (puissance négative) au réseau ferroviaire. Cette simplification a pu être réalisée grâce à l'hypothèse que la caténaire ferroviaire peut absorber l'ensemble des variations de puissance.

$$P_{caténaire} = P_{solaire} - P_{batterie} - P_{bus} - P_{frein} \quad (4)$$

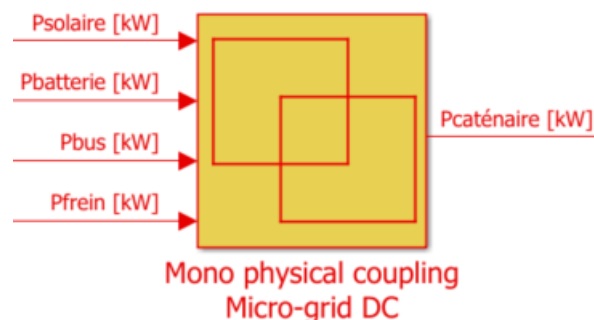


Figure 15 : Interconnexion des modèles précédents pour la création du microgrid.

## 3.4 Développement de la gestion énergétique

Le développement de l'EMS de l'installation s'est réalisé en deux étapes distinctes. Dans la première, un algorithme de sélection du mode de fonctionnement de l'installation a été développé. Ce dernier se base sur les informations des états de différents systèmes. Dans un deuxième temps, l'algorithme de commande a pu être développé en tenant compte du mode de l'installation et de la grandeur des différentes puissances.

### 3.4.1 Objectifs de la gestion énergétique

L'objectif principal de cet EMS est de permettre une circulation sans arrêt dédié à la recharge du bus électrique. Pour ce faire, l'énergie de freinage sera récupérée et stockée dans la batterie pour son utilisation ultérieure. Un autre point important est de minimiser les échanges de puissance négative avec la caténaire ferroviaire. Cela veut dire que le réseau ferroviaire fournirait une grande partie de la puissance de recharge du bus. Ce cas n'est pas souhaitable car la limite de tension basse de la caténaire pourrait être dépassée. Cela provoquerait un arrêt des tramways.

### 3.4.2 Algorithme de gestion de l'énergie

L'algorithme de commande permet le calcul des consignes de puissances à appliquer aux convertisseurs de la batterie ( $P_{bat}$ ), du bus ( $P_{bus}$ ) et du réseaux ferroviaire ( $P_{frein}$ ). Pour ce faire, il a besoin de connaître en tout temps la puissance solaire produite ( $P_{solaire}$ ), la puissance de freinage à disposition ( $P_{freinage}$ ), l'état de charge de la batterie ( $SOC_{Bat}$ ) et le mode sélectionné par l'algorithme suivant (Mode). Dans cette première version de l'EMS, l'hypothèse de la recharge du bus à puissance maximale lors de son arrêt en gare a été faite. De plus, afin de limiter au maximum les échanges avec le réseau ferroviaire, la production solaire sera utilisée en priorité.

#### **Mode 0 : Standby Mode**

Dans ce mode, le bus électrique n'est pas présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 0$ ) et la batterie est pleine ( $P_{bat} = 0$ ). L'énergie de freinage du tramway ne pourra donc pas être récupérée ( $P_{frein} = 0$ ). Comme aucun système n'est capable d'absorber l'éventuelle production solaire, elle sera directement injectée sur le réseau ferroviaire.

#### **Mode 1 : Solar Reload Battery Mode**

Dans ce mode, le bus électrique n'est pas présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 0$ ). De plus aucun tramway n'est en train de freiner donc pas de récupération d'énergie de freinage possible ( $P_{frein} = 0$ ). Pour finir l'état de charge de la batterie étant dans ses limites, la production photovoltaïque y sera stockée ( $P_{bat} = -P_{solaire}$ ).

#### **Mode 2 : Hybrid Reload Battery Mode**

Dans ce mode, le bus électrique n'est pas présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 0$ ). Le seul consommateur restant est la batterie qui se situe entre ses limites. Pour la recharger, il faudra composer avec la production solaire et la récupération d'énergie de freinage. Si la somme de ces deux production ( $P_{utile}$ ) est supérieure à la puissance de recharge maximale de la batterie (300 kW), la puissance de l'énergie devra être adaptée ( $P_{bat} = 300 \text{ kW}$  et  $P_{frein} = -(P_{bat} + P_{solaire})$ ) dans les autres cas le maximum de l'énergie de freinage sera récupérée ( $P_{frein} = P_{freinage}$ ) et stockée dans la batterie ( $P_{bat} = P_{utile}$ ).

**Mode 3 : Hybrid Reload Mode**

Dans ce mode, le bus électrique est présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 300 \text{ kW}$ ). En fonction de la puissance utile à disposition et de son état de charge, la batterie sera rechargée, déchargée ou en standby. La suite de la logique peut être suivie grâce à la figure 16.

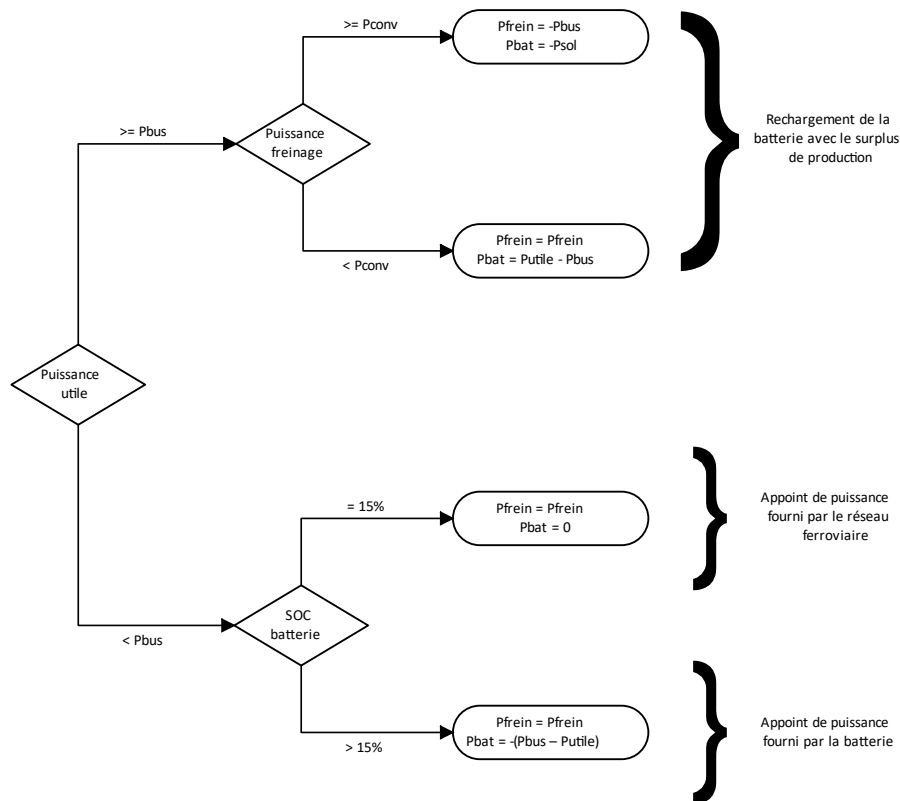


Figure 16 : Arbre de décision du mode 3 pour la sélection des sorties  $P_{frein}$  et  $P_{bat}$ .

**Mode 4 : Hybrid Reload Bus Mode**

Dans ce mode, le bus électrique est présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 300 \text{ kW}$ ). En fonction de la puissance utile à disposition, la batterie sera utilisée en mode décharge ou standby car sa limite haute est atteinte. Si la puissance utile est supérieure à la puissance du bus, la batterie ne sera pas utilisée ( $P_{bat} = 0$ ) et la puissance de freinage sera maximisée ( $P_{frein} = -(P_{bus} + P_{solaire})$ ). Dans le cas contraire, le maximum de la puissance de freinage sera utilisée ( $P_{frein} = P_{freinage}$ ) et le complément sera fait par la batterie ( $P_{bat} = -(P_{bus} - P_{utile})$ ).

**Mode 5 : Battery Reload Bus Mode**

Dans ce mode, le bus électrique est présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 300 \text{ kW}$ ). De plus, aucun tramway n'est en train de freiner donc pas de récupération d'énergie de freinage possible ( $P_{frein} = 0$ ). Le bus ne peut plus qu'être alimenté par la batterie et la production solaire. Comme la batterie est dans ses limites de fonctionnement, elle pourra fournir le delta de puissance nécessaire ( $P_{bat} = -(P_{bus} + P_{solaire})$ ).

**Mode 6 : Critical Mode**

Dans ce mode, le bus électrique est présent à la station de recharge ( $P_{bus} = 300 \text{ kW}$ ). De plus, aucun tramway n'est en train de freiner donc pas de récupération d'énergie de freinage possible ( $P_{frein} = 0$ ). Quant à elle, la batterie est à son seuil bas c'est-à-dire que la décharge n'est plus possible ( $P_{bat} = 0$ ). Dans ce cas précis, la recharge du bus n'est pas assurée par les éléments de notre système car les PV ne parviennent pas à fournir suffisamment de puissance. La puissance nécessaire à la recharge du bus sera donc soutirée au réseau ferroviaire. Ce mode ne devrait jamais être atteint si le dimensionnement du système est correctement réalisé.

### 3.4.3 Algorithme de sélection du mode

Ce premier algorithme (voir figure 17) prend en compte les états des différents systèmes pour sélectionner le mode de fonctionnement de l'installation. Sept modes différents sont identifiés et leur commande sera détaillée dans le point suivant. Lorsque le test de présence du bus vaut 1, cela veut dire qu'un bus est arrivé en gare au niveau de la station de recharge. Dans tous les autres cas, il ne sera pas possible de recharger le bus. Ensuite, le test d'énergie de freinage sera à 1 quand un tramway est en train d'injecter de la puissance sur la caténaire (puissance négative) et à 0 dans les autres cas. Pour finir, l'état de charge de la batterie est testé afin de déterminer les possibilités de charge et de décharge de la batterie. La production photovoltaïque n'est pas assez importante pour induire des perturbations sur la commande de l'installation. Elle sera donc négligée lors de la sélection des modes.

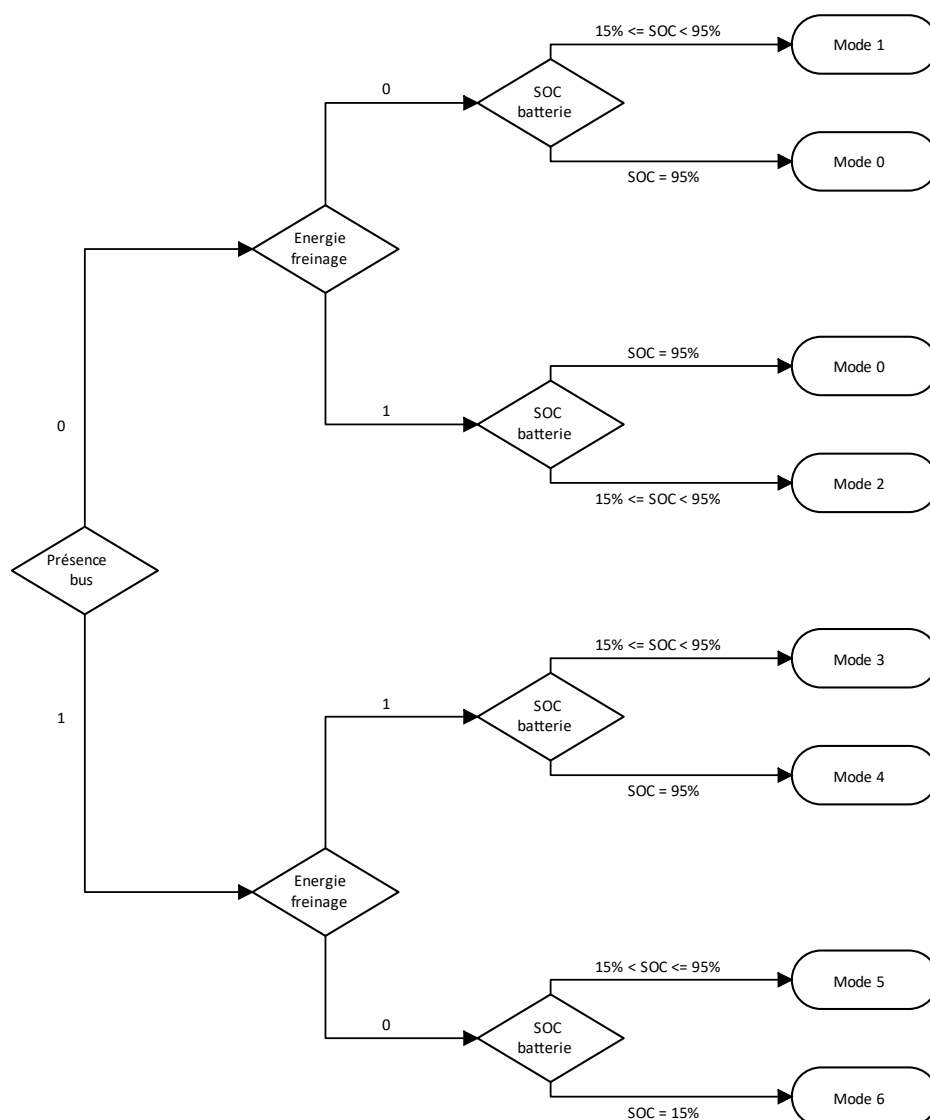


Figure 17 : Arbre de décision pour la sélection du mode de l'installation.

### 3.5 Indicateurs de performance

Pour dimensionner l'installation, différents jeux de paramètre doivent être testés. Les critères de performance permettent la comparaison des résultats obtenus pour faire le choix de la meilleure solution. Dans le cadre de ce travail, les critères suivants ont été utilisés :

- **Autoconsommation** : Le taux d'autoconsommation définit le pourcentage d'énergie produite, consommée directement. Il peut être calculé à l'aide de l'équation 5.  
Avec l' $E_{\text{produite et consommée localement}}$  (solaire ou de freinage) en kWh et l' $E_{\text{produite localement}}$  (solaire ou de freinage) en kWh.

$$T_{\text{autoconsommation}} = \frac{E_{\text{produite et consommée localement}}}{E_{\text{produite localement}}} \cdot 100 \quad (5)$$

- **Autoproduction** : Le taux d'autoproduction définit le pourcentage d'énergie consommée qui est produite localement. Il peut être calculé à l'aide de l'équation 6.  
Avec l' $E_{\text{produite et consommée localement}}$  (solaire ou de freinage) en kWh et l' $E_{\text{consommée localement}}$  (recharge du bus) en kWh.

$$T_{\text{autoproduction}} = \frac{E_{\text{produite et consommée localement}}}{E_{\text{consommée localement}}} \cdot 100 \quad (6)$$

Il est à noter que ces deux critères de performance sont calculés pour l'énergie solaire et pour la récupération de l'énergie de freinage. Ils indiqueront donc la part de chaque énergie utilisée pour la recharge du bus. De plus, l'ajout de la batterie dans le système a pour conséquence l'amélioration de ces deux paramètres. Cela s'explique par la capacité à stocker une partie de l'énergie instantanée non utilisée pour la recharge du bus et sa réutilisation ultérieure.

### 3.6 Synthèse

Au cours de ce chapitre, les hypothèses propres au cas d'étude ont été énoncées. Ensuite, le niveau du modèle a été discuté et les différents systèmes ont été modélisés et interconnectés au sein d'un microgrid. Pour continuer la programmation de l'EMS a été effectuée en accord avec les hypothèses précédemment énoncées. Pour finir, les critères qui serviront au choix du dimensionnement du système ont été énoncés.

## 4 Résultats

Ce chapitre a pour but de présenter les différents résultats obtenus. Pour ce faire, une brève présentation du système de bus électrique sans microgrid sera exposée. Ensuite, les tests de validation de l'EMS viendront vérifier son bon fonctionnement. Pour finir, différentes couvertures de panneaux solaires et différentes capacités de stockage seront testées pour proposer le meilleur dimensionnement possible.

Pour rappel, le microgrid développé est composé d'une production solaire (à dimensionner), d'une batterie de stockage de l'énergie (à dimensionner) et d'une station de recharge de bus électriques (Precharge = 300 kW). Ce microgrid sera ensuite connecté à la caténaire ferroviaire pour récupérer l'énergie de freinage des trains et recharger une future flotte de bus électriques. À l'heure actuelle, un bus électrique est déjà en circulation pour la compagnie de transport du partenaire ferroviaire. Selon la simulation réalisée, ce bus ne pourra pas effectuer une journée complète sans s'arrêter pour une recharge complète en milieu de journée (voir figure 18). Le but de ce chapitre est de justifier le choix du dimensionnement des différents systèmes du microgrid, pour que le bus puisse assurer une journée entière de fonctionnement sans pause pour la recharge.

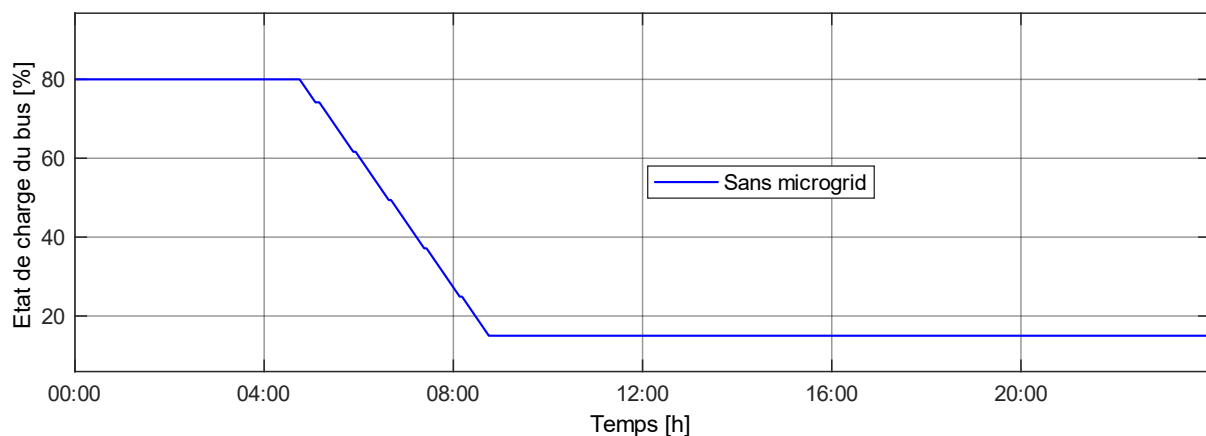


Figure 18 : Evolution de l'état de charge de la batterie du bus électrique avant l'implémentation du microgrid.

## 4.1 Validation de la gestion énergétique

Pour tester le bon fonctionnement de l'EMS, des tests statiques ont été réalisés. En d'autres termes, des valeurs de paramètre prédéfini ont été donné en entrée de l'EMS afin de vérifier que la sortie corresponde bien à la programmation précédemment énoncée. Un des cas testés est présenté ci-après.

Dans ce test, la recharge du bus par le mode 3 sera exposée. Pour que l'EMS prenne le chemin mis en évidence dans la figure 19, les valeurs suivantes ont été forcées :

Tableau 3 : Valeurs forcées pour les paramètres nécessaires au choix de l'EMS.

Paramètres	Valeurs forcées
Présence en gare du bus	1 [-]
Puissance de freinage disponible	-500 [kW]
Puissance solaire	-30 [kW]

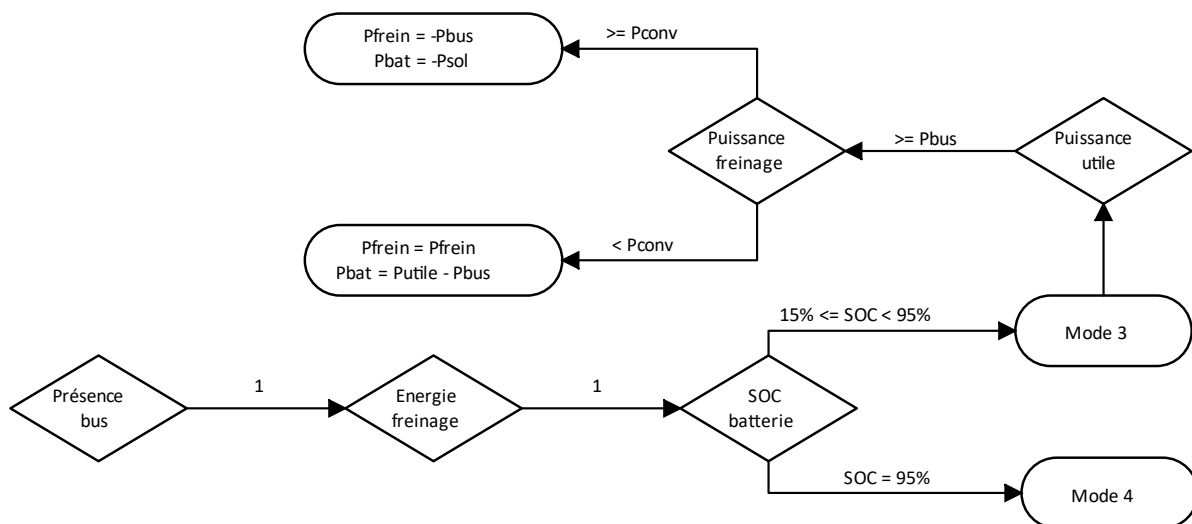


Figure 19 : Chemin de de sélection du cas testé.



Les valeurs dynamiques telles que les états de charge de la batterie du bus ou de la batterie de stockage ne sont pas forcées pour vérifier le changement de mode nécessaire. Ce changement du mode 3 au mode 4 intervient bien lorsque la batterie de stockage est pleine. De plus les puissances de recharge de la batterie et de récupération de l'énergie de freinage sont bien modifiées lorsque le bus ne peut plus être rechargé (voir figures 20, 21, 22). Il est donc possible d'affirmer que l'EMS fonctionne correctement. L'ensemble des autres cas possibles ont été testés et validés de la même manière.

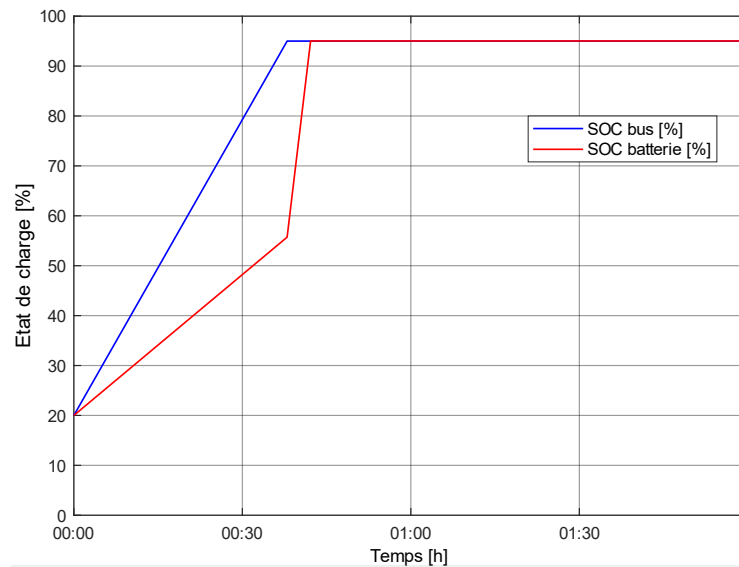


Figure 20 : Evolution des états de charge des batteries du bus et de stockage.

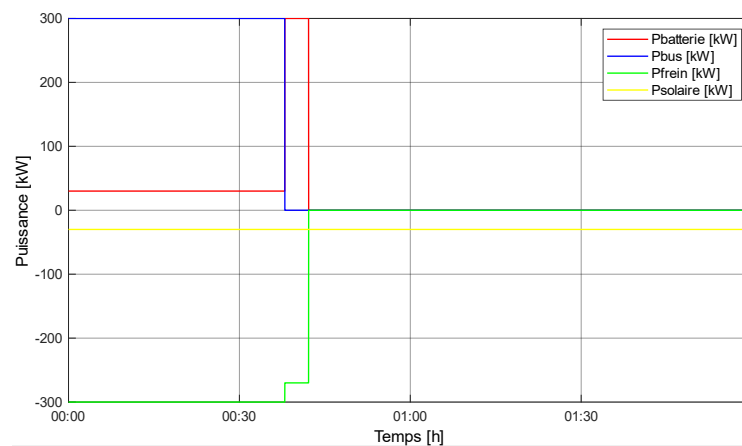


Figure 21 : Evolution des différentes puissances de l'installation.

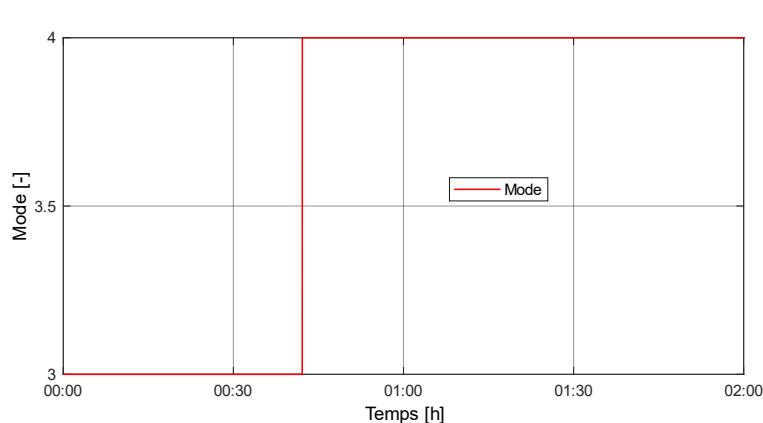


Figure 22 : Evolution de la sélection du mode.

## 4.2 Analyse de sensibilité

Le dimensionnement de la couverture de PV et de la capacité de la batterie de stockage se fait en faisant varier les paramètres associés. Ensuite, les critères de performances sont comparés pour chaque cas testé afin de définir le meilleur dimensionnement possible.

Pour commencer, la surface de panneaux solaires doit varier pour choisir le meilleur compromis entre l'autoproduction et l'autoconsommation (voir figure 23). Habituellement, la surface de panneaux solaires à installer correspond au croisement entre sa courbe d'autoconsommation et d'autoproduction. Dans notre cas d'étude, ce croisement n'apparaît que lorsque la surface devient très grande (plus de 400 m<sup>2</sup>). La taille de cette surface pose des problèmes quand on considère que l'on se situe dans un environnement urbain où les surfaces de toitures ne sont pas très importantes. De plus, si l'on regarde la puissance échangée avec la caténaire ferroviaire (voir figure 24), on s'aperçoit que cette dernière suit la courbe de production solaire. Cela s'explique par le fait que la puissance produite par l'énergie solaire est beaucoup plus petite que la puissance de freinage récupérée. La batterie de stockage sera donc rechargée par l'énergie de freinage et quand elle sera pleine, l'énergie solaire sera injectée sur le réseau ferroviaire. Des études complémentaires devront être effectuées sur le modèle moyen pour s'assurer que la tension de la caténaire n'est pas affectée lors d'une couverture importante de panneaux solaires. Pour l'instant, un compromis a été effectué entre la surface de couverture et le taux d'autoconsommation pour dimensionner l'installation. Le choix a été fait d'installer une surface de 200 m<sup>2</sup> de PV pour atteindre un taux d'autoconsommation solaire de 44,15 %. Ce choix est aussi justifié par le critère d'autoconsommation de l'énergie de freinage qui serait de 96,3 %. Ce dernier ne doit pas trop baisser car c'est la source d'énergie principale de notre installation.

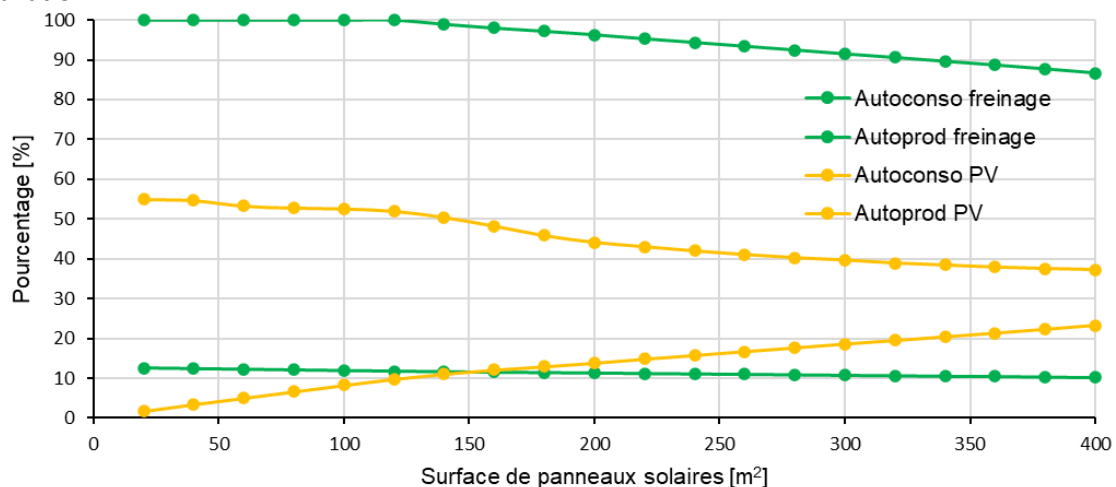


Figure 23 : Evolution des critères de performance de l'installation pour une couverture de PV variable.

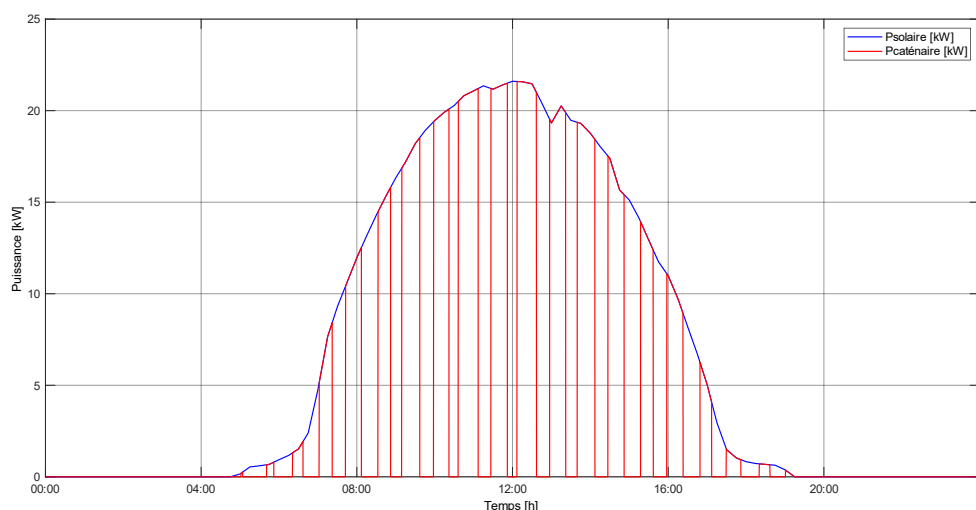


Figure 24 : Echange d'énergie entre l'installation et la caténaire ferroviaire pour un surface de PV de 200 m<sup>2</sup>

Dans un deuxième temps, la capacité de la batterie doit être dimensionnée en fonction du précédent dimensionnement des PV. La capacité idéale de la batterie serait celle qui permettrait d'atteindre un taux d'autoproduction de l'énergie de freinage de 100 %. Ce taux pourrait être atteint en installant une batterie avec une capacité énorme. Pour des raisons de coûts, cela ne pourra jamais être atteint. La capacité de la batterie devra être de 40 kWh. En effet, si la taille du stockage augmente plus, les gains réalisés sur l'autoproduction ne seront pas suffisants pour justifier l'investissement supplémentaire (voir figure 25). De plus, si la capacité de la batterie n'est pas suffisante (< 30 kWh), il arrivera que le réseau ferroviaire doive fournir l'entièreté de la puissance nécessaire à la recharge du bus (voir figure 26). Cette situation n'est pas souhaitable.

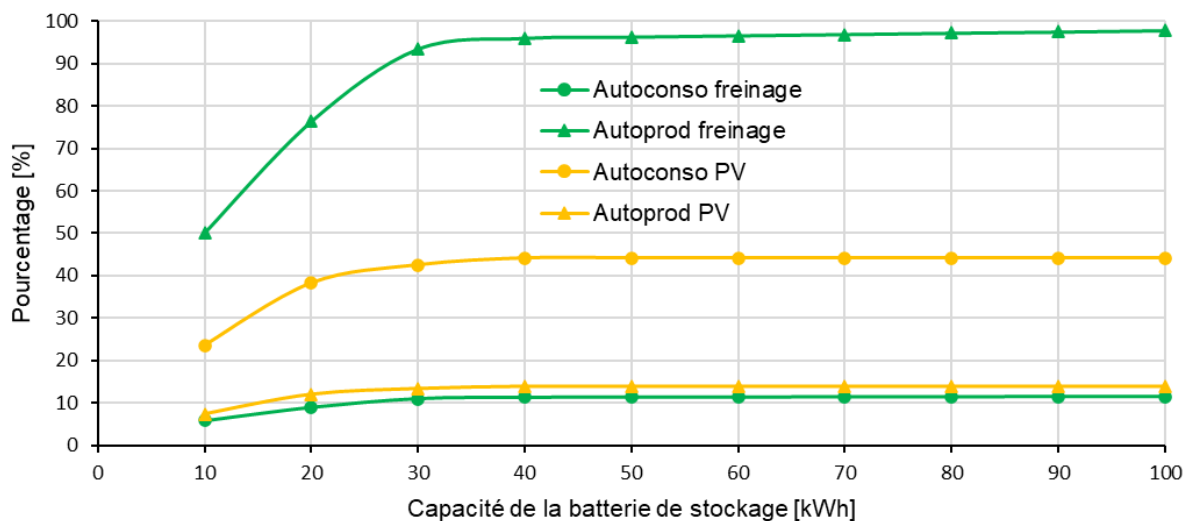


Figure 25 : Evolution des critères de performance de l'installation pour une capacité de batterie de stockage variable.

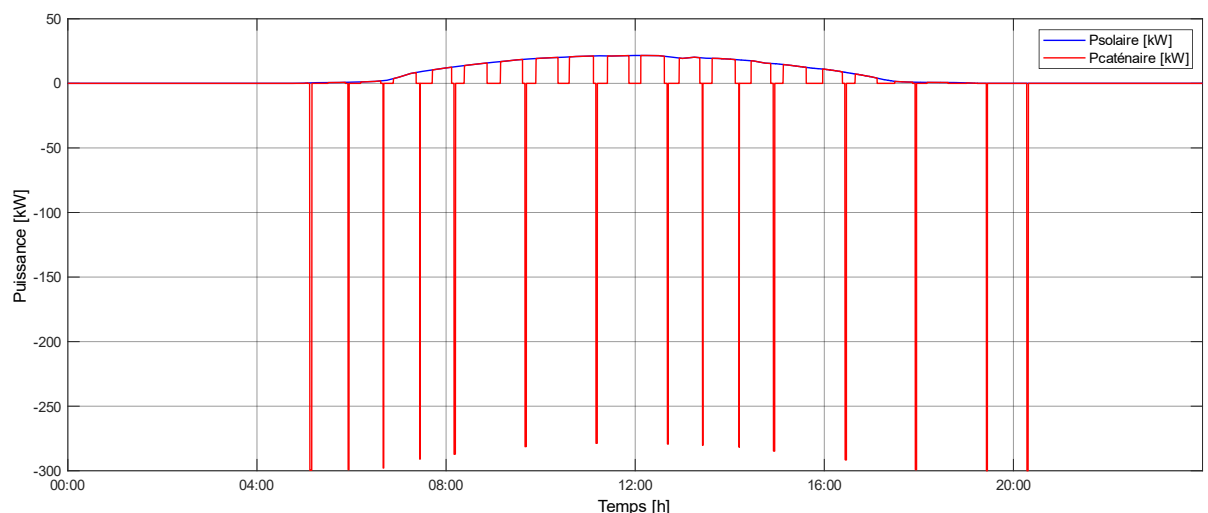


Figure 26 : Echange d'énergie entre l'installation et la caténaire ferroviaire pour une batterie de 20 kWh

## 4.3 Synthèse

Dans ce chapitre, la nécessité d'un système de recharge du bus électrique a été exposé. L'EMS précédemment exposé a été testé et a prouvé son bon fonctionnement. Ensuite, une proposition de dimensionnement a été faite en tenant compte des critères de performances. Il en ressort que la surface de couverture de panneaux solaires n'est pas déterminante à la vue de son faible apport énergétique à l'installation. Au contraire, la capacité de la batterie est très importante. Si elle n'est pas suffisante le réseau ferroviaire devra recharger directement le bus électrique ce qui diminuera l'efficacité énergétique du système. La surface de panneau solaire a été estimée à 200 m<sup>2</sup> et la capacité de la batterie à 40 kWh.

L'ajout du microgrid permet au bus électrique de circuler durant une journée entière sans avoir besoin de s'arrêter spécifiquement pour recharger la batterie (voir figure 27).

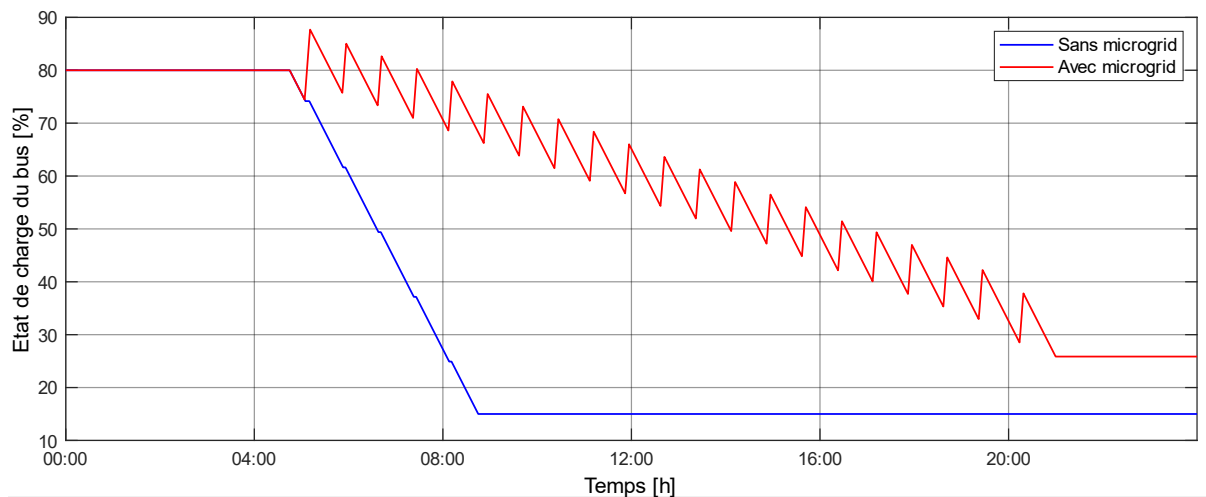


Figure 27 : Comparaison de l'état de charge du bus électrique avec et sans le système installé.

## 5 Conclusion

Ces dernières années, l'accroissement de la mobilité électrique a fait apparaître des problèmes d'alimentation sur le réseau électrique conventionnel. Ces derniers sont de plus en plus récurrents dans les zones urbaines. La modification des infrastructures existantes serait coûteuse et n'entrerait pas dans une démarche smartgrid. C'est pourquoi de nouvelles façons de recharger les VE doivent voir le jour.

L'objectif de ce travail était de développer la gestion énergétique commandant le microgrid DC étudié. Pour rappel, l'installation est composée d'une production photovoltaïque, d'une batterie de stockage de l'énergie, d'une station de recharge de bus électriques et d'une connexion à la caténaire ferroviaire permettant la récupération de l'énergie de freinage. Une simulation en flux de puissance du système a été développée et testée. Ensuite, l'algorithme de commande a été implémenté afin de dimensionner les éléments composant le microgrid.

Les résultats obtenus ne permettent pas le dimensionnement précis de la couverture de panneaux solaires nécessaire à cette installation. Cela provient du fait que les limitations en tension de la caténaire ne peuvent pas être visualisées dans ce niveau de modèle. Cependant la valeur de capacité limite de la batterie a été déterminée. Elle se monte à 40 kWh. De plus, les simulations finales démontrent que l'ajout du système étudié permet le fonctionnement d'un bus électrique sur une journée sans arrêt supplémentaire dédié à la recharge. Les objectifs sont donc atteints.

Dans un futur proche, le niveau de la simulation devra être augmenté afin de visualiser les limites en tension de la caténaire. Cette nouvelle modélisation permettra le dimensionnement de la centrale photovoltaïque et l'amélioration de l'EMS développé pour qu'il prenne en compte la tension de la caténaire. Cependant, une nouvelle simulation du système ferroviaire devra être développée pour connaître la position et la vitesse de chaque train. Cette simulation sera nécessaire aux équations physiques déterminant la tension caténaire.

## 6 Bibliographie

- [1] C. Mayet, « Simulation énergétique flexible d'un carrousel de métros basée sur la représentation énergétique macroscopique », Thèse de doctorat, Lille 1, 2016.
- [2] OFEV : Office fédéral de l'environnement, « Politique climatique internationale : Protocole de Kyoto ».  
<https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themen/thema-klima/klimawandel-stoppen-und-folgen-meistern/klima--internationales/internationale-klimapolitik--kyoto-protokoll.html>  
(consulter le 22 juin 2020).
- [3] DETEC : Département fédéral de l'environnement des transports, de l'énergie et de la communication, « Votation concernant la loi sur l'énergie : de quoi s'agit-il ? »  
<https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/uvek/abstimmungen/abstimmung-zum-energiegesetz/worum-geht-es.html> (consulté le 22 juin 2020).
- [4] OFEN : Office fédéral de l'énergie, « Statistique globale de l'énergie ».  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html> (consulté le 22 juin 2020).
- [5] J.-M. Allenbach, P. Chapas, M. Comte, et R. Kaller, *Traction électrique*. PPUR presses polytechniques, 2008.
- [6] A. Hinz, M. Stieneker, et R. W. De Doncker, « Impact and opportunities of medium-voltage DC grids in urban railway systems », in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, sept. 2016, p. 1-10.
- [7] H. Moghbeli, H. Hajisadeghian, et M. Asadi, « Design and simulation of hybrid electrical energy storage (HEES) for Esfahan urban railway to store regenerative braking energy », in *2016 7th Power Electronics and Drive Systems Technologies Conference (PEDSTC)*, févr. 2016, p. 93-98.
- [8] H. Hayashiya, Y. Nakao, Y. Aoki, S. Kobayashi, et M. Ogihara, « Comparison between energy storage system and regenerative inverter in DC traction power supply system for regenerative energy utilization », in *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, sept. 2017, p. P.1-P.7.
- [9] M. Ceraolo, G. Lutzemberger, E. Meli, L. Pugi, A. Rindi, et G. Pancari, « Energy storage systems to exploit regenerative braking in DC railway systems: Different approaches to improve efficiency of modern high-speed trains », *Journal of Energy Storage*, vol. 16, p. 269-279, avr. 2018.
- [10] H. Hayashiya *et al.*, « Review of regenerative energy utilization in traction power supply system in Japan: Applications of energy storage systems in dc traction power supply system », in *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, oct. 2017, p. 3918-3923.
- [11] S. Nasr, M. Iordache, et M. Petit, « Smart micro-grid integration in DC railway systems », in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, oct. 2014, p. 1-6.