



HAL
open science

Minimisation du coût énergétique dans un microréseau DC pilotant une station de recharge de véhicules électriques

Saleh Cheikh Mohamad, Amalie Alchami, Fadi Agha Kassab, Nathanael Dougier, Berk Celik, Manuela Sechilariu, Fabrice Locment

► To cite this version:

Saleh Cheikh Mohamad, Amalie Alchami, Fadi Agha Kassab, Nathanael Dougier, Berk Celik, et al.. Minimisation du coût énergétique dans un microréseau DC pilotant une station de recharge de véhicules électriques. SYMPOSIUM DE GENIE ELECTRIQUE (SGE 2023), Jul 2023, Lille, France. hal-04400664

HAL Id: hal-04400664

<https://hal.science/hal-04400664>

Submitted on 17 Jan 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Copyright

Minimisation du coût énergétique dans un micro-réseau DC pilotant une station de recharge de véhicules électriques

Saleh CHEIKH MOHAMAD, Amalie ALCHAMI, Fadi AGHA KASSAB, Nathanael DOUGIER, Berk CELIK, Manuela SECHILARIU, Fabrice LOCMONT

Avenues, Université de Technologie de Compiègne, Compiègne, France

saleh.cheikh-mohamad@utc.fr, amalie.alchami@utc.fr, fadi.gha-kassab@utc.fr, nathanael.dougier@utc.fr, berk.celik@utc.fr, manuela.sechilariu@utc.fr, fabrice.locmont@utc.fr

RESUME – L'intégration des énergies renouvelables est essentielle afin de limiter les émissions de carbone. De plus, le secteur du transport contribue fortement à ces émissions polluantes. De ce fait, la transition vers l'électromobilité pourrait être une solution prometteuse. Cet article présente l'optimisation en temps réel avec comme objectif de minimiser le coût énergétique dans un micro-réseau DC pilotant une station de recharge de véhicules électriques. L'impact carbone d'une telle station est également présenté.

Mots-clés — micro-réseau, optimisation, station de recharge, véhicule électrique, impact carbone.

1. INTRODUCTION

La préoccupation croissante du réchauffement climatique et de la pollution encourage le développement des énergies renouvelables pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Ainsi, l'électromobilité favorise le développement des énergies renouvelables. Mais cela pourrait imposer des contraintes au gestionnaire du réseau public si la recharge des véhicules électriques (VEs) n'est pas optimisée afin de réduire les impacts négatifs au réseau public. Dans [1], une gestion d'énergie pour un micro-réseau connecté au réseau public est conçue en se basant sur de la programmation linéaire mixte en nombres entiers afin de minimiser le coût total de l'énergie sur 24h, en tenant compte de la charge demandée, des tarifs du réseau public et de la production des sources renouvelables. Une programmation linéaire mixte en nombres entiers est aussi proposée dans [2] afin d'optimiser la planification et le fonctionnement des VEs. Un algorithme génétique est appliqué dans [3] pour minimiser les coûts de charge du VE, pour maximiser l'utilisation du photovoltaïque (PV) et pour minimiser la dégradation du dispositif de stockage. Dans [4], une optimisation robuste est appliquée et comparée à de l'optimisation stochastique pour minimiser les coûts économiques et environnementaux d'un micro-réseau, qui intègre du PV et des VEs. Les auteurs proposent un modèle mathématique pour étudier l'incertitude du comportement de charge des VEs et de la puissance extraite du PV. Les micro-réseaux sont également utilisés pour améliorer la résilience énergétique en cas de perturbations sur le réseau public. Les études de dimensionnement peuvent être utilisées pour

déterminer la taille optimale d'un micro-réseau en fonction des besoins spécifiques d'une communauté ou d'une entreprise. Il y a eu plusieurs études récentes sur le dimensionnement optimal des micro-réseaux, chacune utilisant des méthodologies et des objectifs différents. Dans [5], l'algorithme génétique est appliqué à une optimisation multi-objectifs pour minimiser les émissions de gaz à effet de serre, le coût du cycle et l'utilisation de sources d'énergie non renouvelables pendant la durée de vie du projet. Un autre algorithme génétique est implémenté dans [6], où l'impact des contraintes financières, niveau de fiabilité, et les émissions de GES sur les réseaux connectés et autonomes des systèmes sur plusieurs saisons sont présentés. Les résultats montrent que les composants du système sont surdimensionnés dans le cas du micro-réseau isolé. Concernant la station de recharge des véhicules électriques (PVCS en anglais), les émissions de GES globales dépendent des émissions durant les phases de conception, maintenance et recyclage. Plusieurs méthodes d'analyses environnementales existent telles que le "Bilan Carbone®" qui est une analyse monocritère développée par l'ADEME [7], la base de données EcoInvent [8] et l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) ISO 14040/44 [9]. L'ACV est la méthode la plus reconnue pour quantifier les impacts du processus au long des phases de production, d'utilisation et de recyclage. Malgré l'importance de ce sujet, dans la plupart des travaux de recherche, l'analyse des émissions de CO₂ est limitée à la phase d'exploitation de la PVCS, où les phases de fabrication et de recyclage sont exclues. [10, 11].

La section 2 décrit la station de recharge pour véhicules électriques, la section 3 présente l'impact carbone de cette station et la section expose la conclusion.

2. STATION DE RECHARGE POUR VEHICULES ELECTRIQUES

Le système énergétique décrit dans cette section est une PVCS basée sur un micro-réseau DC, comprenant un stockage stationnaire et ayant une connexion au réseau public comme source d'alimentation de secours.

La PVCS doit contrôler l'ensemble du système en tenant compte de l'optimisation des coûts énergétiques afin qu'elle soit considérée comme une infrastructure intelligente pour recharger les VEs (IIRVEs) [12]. Le problème d'optimisation des coûts énergétiques est étudié en considérant les heures d'arrivée et de

départ aléatoires de chaque VE. Cela signifie que l'optimisation énergétique est opérée sur la gestion de la puissance en temps réel. Pour cela, une programmation linéaire en nombres entiers mixtes est formulée comme un problème d'optimisation visant à minimiser le coût énergétique total, en tenant compte des limitations physiques du système. L'interaction avec l'interface homme-machine fournit les données des VEs en temps réel. En ce qui concerne les données de prédiction, seul le profil de puissance PV est requis ; l'interface communique la prévision de puissance PV basée sur la prévision d'irradiation solaire fournie par Météo France. L'optimisation est exécutée à chaque arrivée d'un VE, avec les données actualisées dans le micro-réseau DC.

La Fig. 1 montre les étapes de la partie expérimentale, où l'optimisation est faite à chaque arrivée d'un VE. L'utilisateur entre ses préférences de charge via l'interface qui sont ensuite envoyées via dSPACE comme des entrées afin de construire les données nécessaires pour exécuter l'optimisation. En parallèle, la charge des VEs commence instantanément. Ensuite, le coefficient de distribution de puissance k_D , qui définit le partage du flux de puissance entre le stockage stationnaire et le réseau public, est envoyé via dSPACE comme sortie pour commander le flux de puissance dans le modèle expérimental en Simulink. Le coefficient de distribution de puissance k_D est ainsi calculé selon (1) :

$$k_D(t_i) = \frac{P_S(t_i)}{P_S + P_G(t_i)}, \text{ où } k_D \in [0, 1]. \quad (1)$$

Le problème d'optimisation est résolu par CPLEX. L'optimisation pourrait ainsi être actualisée à tout instant en prenant compte l'état actuel des entrées et les données à l'instant de l'exécution.

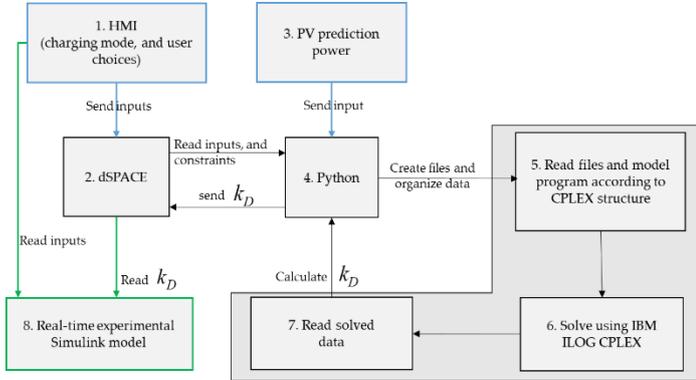


Fig. 1. Description de la démarche expérimentale.

La sous-section suivante montre le problème d'optimisation, ses contraintes et la fonction objective.

2.1. Formulation du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation est formulé en respectant les contraintes suivantes :

$$P_{PV}(t_i) = P_S(t_i) + P_G(t_i) + P_{HREVS}(t_i) \quad (2)$$

$$\text{with } t_i = \{t_0, t_0 + \Delta t, t_0 + 2\Delta t, \dots, t_F\}$$

$$P_{PV}(t_i) = P_{PV_MPPT}(t_i) - P_{PV_S}(t_i), \quad (3)$$

$$P_{PV}(t_i) \geq 0, \quad (4)$$

$$0 \leq P_{PV_S}(t_i) \leq P_{PV_MPPT}(t_i), \quad (5)$$

$$-P_{S_max} \leq P_S(t_i) \leq P_{S_max}, \quad (6)$$

$$SOC_{S_min} \leq soc_S(t_i) \leq SOC_{S_max}, \quad (7)$$

$$soc_S(t_i) = SOC_{S_0} + \frac{1}{3600 \cdot E_{Bat}} \int_{t_0}^t P_S(t_i) dt, \quad (8)$$

$$P_{PV_S}(t_i) = 0 \text{ if } SOC_S(t_i) < SOC_{S_max}, \quad (9)$$

$$-P_{G_S_max} \leq P_G(t_i) \leq P_{G_L_max}, \quad (10)$$

$$\text{if } P_{PV_MPPT}(t_i) \geq P_{HREVS_D}(t_i) \text{ then } \begin{cases} P_G(t_i) \geq 0 \\ P_S(t_i) \geq 0 \end{cases}, \quad (11)$$

$$\text{if } P_{PV_MPPT}(t_i) \leq P_{HREVS_D}(t_i) \text{ then } \begin{cases} P_{PV_S}(t_i) = 0 \\ P_G(t_i) \leq 0 \\ P_S(t_i) \leq 0 \end{cases}, \quad (12)$$

$$\text{if } M_v = 1 \text{ then } 0 \leq P_{EV_v}(t_i) \leq P_{EV_fast_max} \forall t_i \in [t_{arr_v}, t_{dep_v}] \quad (13)$$

with $v = \{1, 2, \dots, N_v\}$,

$$\text{if } M_v = 2 \text{ then } 0 \leq P_{EV_v}(t_i) \leq P_{EV_aver_max} \forall t_i \in [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (14)$$

$$\text{if } M_v = 3 \text{ then } 0 \leq P_{EV_v}(t_i) \leq P_{EV_slow_max} \forall t_i \in [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (15)$$

$$P_{EV_v}(t_i) = 0 \forall t_i \notin [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (16)$$

$$P_{HREVS}(t_i) = \sum_v^{N_v} P_{EV_v}(t_i) \forall t_i \in [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (17)$$

$$SOC_{EV_min} \leq soc_{EV_v}(t_i) \leq SOC_{EV_max} \forall t_i \in [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (18)$$

$$soc_{EV_v}(t_i) = 0 \forall t_i \notin [t_{arr_v}, t_{dep_v}], \quad (19)$$

$$soc_{EV_v}(t_i) = SOC_{EV_arr_v}(t_i) \forall t_i = t_{arr_v}, \quad (20)$$

$$SOC_{EV_arr_v}(t_i) \geq SOC_{EV_min} \forall t_i = t_{arr_v} \quad (21)$$

$$soc_{EV_v}(t_{i+1}) = soc_{EV_arr_v}(t_i) + \frac{P_{EV_v}(t_i) \Delta t_i}{E}, \quad (22)$$

$$SOC_{EV_v}(t_i) \leq soc_{EV_des_v}(t_i) \forall t_i = t_{dep_v}. \quad (23)$$

Où l'équation (2) fait l'équilibrage de puissance entre les sources PV P_{PV} , et le stockage stationnaire P_S , le réseau public P_G et les VEs P_{HREVS} , avec t_i chaque instant t , t_0 , Δt , et t_F sont le temps initial, l'intervalle de temps entre deux instants t , et l'instant de temps à la fin, respectivement. Equation (3) permet de passer de la puissance MPPT P_{PV_MPPT} à la puissance limitée P_{PV_S} . Les équations (4) et (5) servent à identifier les limites de la puissance PV et de la puissance limitée. Les équations (6) et (7) définissent les limites du stockage stationnaire avec P_{S_max} la puissance maximale de charge/décharge, SOC_{S_min} , et SOC_{S_max} , l'état de charge (soc) minimale et maximale respectivement. L'équation (8) calcule le soc_S avec soc_{S_0} , et E_{Bat} étant le soc_S initiale, et la capacité d'énergie en kWh du stockage stationnaire respectivement. L'équation (9) empêche la limitation de la puissance PV si le stockage n'a pas atteint SOC_{S_max} . L'équation (10) définit les limites d'injection au réseau $P_{G_L_max}$ et d'absorption du réseau

$P_{G_S_max}$. L'équation (11) permet l'injection au réseau et la recharge du stockage si p_{PV_MPPT} est plus grande que la puissance demandée des VE p_{IIEVS_D} et l'équation (12) permet l'absorption du réseau et la décharge du stockage si p_{PV_MPPT} est plus petite que p_{IIEVS_D} . Les équations (13) - (16) définissent la puissance de recharge de chaque VE v p_{EV_v} selon le mode de recharge choisit par l'utilisateur M_v avec $P_{EV_fast_max}$, $P_{EV_aver_max}$, $P_{EV_slow_max}$ sont les puissances maximales de recharge rapide, moyenne, et lente respectivement. Les variables t_{arr_v} , et t_{dep_v} sont les temps d'arrivé et de départ du VE v . L'équation (17) est la somme des puissances de recharge des VE. Les équations (18) – (23) définissent les contraintes de soC_{EV_v} avec SOC_{EV_min} , SOC_{EV_max} , $SOC_{EV_arr_v}$, $SOC_{EV_des_v}$, et E qui sont les soc minimale, maximale, d'arrivée, désiré par l'utilisateur au départ et la capacité d'énergie du VE v respectivement.

L'objectif est de minimiser le coût énergétique total C_{total} de la station de recharge, selon l'équation suivante (24) :

$$C_{total} = C_G + C_S + C_{PVS} + C_{EV_penalty}, \quad (24)$$

$$C_G = \sum_{t_i=t_0}^{t_F} [c_G(t_i) \cdot \Delta t \cdot (-p_G(t_i))] \quad (25)$$

$$c_G(t_i) = \begin{cases} c_{G_NH} & \text{for } t \in \text{normal hours} \\ c_{G_PH} & \text{for } t \in \text{peak hours} \end{cases},$$

$$C_S = \sum_{t_i=t_0}^{t_F} [c_S(t_i) \cdot \Delta t \cdot (p_S(t_i))], \quad (26)$$

$$C_{PVS} = \sum_{t_i=t_0}^{t_F} [c_{PVS}(t_i) \cdot \Delta t \cdot p_{PVS}(t_i)], \quad (27)$$

$$C_{EV_penalty} = \sum_v^{N_v} [c_{EV_p} \cdot (SOC_{EV_des_v} - SOC_{EV_dep_v}) \cdot E]. \quad (28)$$

où l'équation C_{total} est la somme du coût d'énergie du réseau public C_G , du stockage C_S , de la puissance limitée de PV C_{PVS} , et de la pénalisation de VE $C_{EV_penalty}$ si l'utilisateur n'est pas satisfait à la fin du recharge. Les variables c_G , c_{G_NH} , c_{G_PH} , c_S , c_{PVS} , c_{EV_p} sont les tarifs d'énergie du réseau, tarif du réseau pendant les heures normales, les heures de pointes, le tarif d'énergie du stockage, le tarif d'énergie de la puissance limitée de PV, et la pénalisation des VE. $SOC_{EV_dep_v}$ est le soc du VE v au départ.

2.2. Résultats expérimentaux en temps-réel

La Fig. 2 montre la plateforme STELLA, où les essais expérimentaux étaient réalisés. Elle comprend 84 panneaux PV au sein du Centre d'Innovation de l'université, donnant une puissance nominale de 28.9 kWp, du Lithium-ion comme stockage stationnaire (130 Ah ;288V ;37.44 kWh), une

connexion au réseau public, et deux émulateur de charges DC (2x6 kWh) pour émuler les batteries des VE.



Fig. 2. Plateforme expérimentale – STELLA.

Le Tableau 1 présente les paramètres pour les essais expérimentaux.

Tableau 1. Paramètres pour les essais expérimentaux.

$P_{G_I_max}$	5 kW	P_{PV_MPPT}	4.14 kWp	c_{G_NH}	0.1 €/kWh
$P_{G_S_max}$	5 kW	SOC_{S_min}	35%	c_{G_PH}	0.7 €/kWh
P_{S_max}	3.45 kW	SOC_{S_max}	60%	$c_{EV_penalty}$	2.5 €/kWh
$P_{EV_fast_max}$	5 kW	SOC_{EV_min}	20%	c_S	0.01 €/kWh
$P_{EV_aver_max}$	2.2 kW	SOC_{EV_max}	100%	c_{PVS}	1.2 €/kWh
$P_{EV_slow_max}$	0.7 kW	SOC_{S_0}	50%	E	5 kWh
N_{PV}	12 PV	E_{Bat}	37.44 kWh		

Le Tableau 2 montre les résultats obtenus au sein de la plateforme STELLA des différents cas ; différentes conditions météorologiques et différents profils des VE. Les cas 1, 2, et 3 sont présentés avec des irradiances moyennes et des fluctuations, fortes irradiances, faibles irradiances et des fluctuations respectivement, et trois VE rechargent en mode lent mais le temps d'arrivée et départ est différent dans chaque cas, d'où différents profils des VE. Le cas 4 est présenté avec des fortes irradiances et deux VE rechargent en mode rapide et un VE recharge en mode moyenne. Le cas cinq est présenté avec des fortes irradiances et des faibles fluctuations et tous les cinq VE rechargent en mode lent. 'Opt en cond réelles' réfère à l'optimisation sans incertitudes, où la puissance PV est réelle, pas de prévision météo. Les résultats avec et sans optimisation seront comparés afin de juger le meilleur cas par rapport à l'idéal.

Tableau 2. Résultats expérimentaux obtenus en temps réel.

Cas d'étude		Coût du réseau (c€)	Coût du stockage (c€)	Coût total (c€)
Cas 1	Exp w/o opt	83	6	89
	Exp with opt	50	6	56
	Opt en cond réelles	33	5	38
Cas 2	Exp w/o opt	5	7	12
	Exp with opt	-22	4	-18
	Opt en cond réelles	-71	4	-67
Cas 3	Exp w/o opt	132	5	137

	Exp with opt	67	5	72
	Opt en cond réelles	26	5	31
Cas 4	Exp w/o opt	18	11	29
	Opt en cond réelles	-148	5	-143
Cas 5	Exp w/o opt	0	11	11
	Opt en cond réelles	-161	5	-156
	Opt en cond réelles	-172	5	-167

Les résultats expérimentaux, montrent que le coût énergétique est plus rentable dans le cas avec l'optimisation que sans optimisation qui est dû, tout d'abord à une meilleur gestion d'énergie optimisée entre les sources de puissance pour éviter l'absorption de l'énergie du réseau public pendant les heures de pointes et également à l'injection de la puissance au réseau public pour avoir des profits ou de baisser le coût énergétique dans le cas d'un excès de puissance PV au lieu de recharger le stockage stationnaire. De plus, l'optimisation est meilleure que sans optimisation vu que les coûts énergétiques sont plus proches du cas idéal. Le signe négatif signifie qu'on fait des profits au lieu de payer grâce l'injection au réseau public.

3. IMPACT CARBONE DE CETTE STATION DE RECHARGE

Avant de se lancer dans l'implémentation de stations de recharges de type PVCS, il semble important d'évaluer leur impact carbone pour comparer leur utilité par rapport à une station de recharge alimentée uniquement par le réseau public [13]. Une méthodologie pour quantifier cet impact est introduite en considérant l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) basée sur la norme ISO 14067 [14]. Sur la base du Bilan Carbone [7] et d'un Massive Open Online Course (MOOC) organisé par Avenir Climatique [15], la méthode de calcul de l'impact carbone de la PVCS a été établie. Ces bases de données permettent de collecter les coefficients d'émission carbone associés à chaque élément de la PVCS. La première étape de cette méthode consiste à définir un périmètre d'étude qui fixe les limites d'émissions envisagées. Conformément à la norme ISO 14067 [14], cette définition doit inclure toutes les émissions susceptibles de contribuer de manière significative à l'impact carbone de la PVCS. Ensuite, les coefficients d'émissions associés à chaque élément permettent l'évaluation de l'impact carbone de l'ensemble des étapes émettrices de GES impliquées dans la fabrication, le transport, la maintenance, voire le recyclage des différents sous-systèmes composant la PVCS. Enfin, l'impact du réseau public sera ajouté. La somme de ces impacts carbone sur un cycle de vie de 30 ans constitue l'impact carbone global de la PVCS [13].

Ainsi, le périmètre choisi (Fig. 3) prend en considération, la fabrication et le recyclage des composants de l'infrastructure PV, tels que les panneaux, les bornes de recharge et les batteries. De plus, les matériaux nécessaires à la construction de l'infrastructure sont également pris en compte. Les impacts carbonés des travaux liés à l'installation et à la maintenance du système PV et des bornes sont ajoutés. Enfin l'impact carbone de l'électricité fournie par le réseau électrique est également inclus dans le périmètre d'étude.

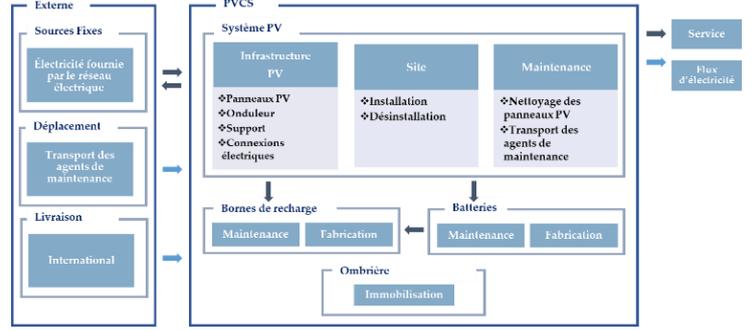


Fig. 3. Périmètre d'étude

3.1. Méthodologie

Comme le montre la Fig. 3, l'impact carbone du système PV $Imp_{PV, syst}$ inclut l'impact carbone de la fabrication des composants de l'infrastructure $Imp_{PV, infra}$, de son installation Imp_{insta} et sa désinstallation $Imp_{désinsta}$, ainsi que sa maintenance $Imp_{PV, maint}$.

$$Imp_{PV, syst} = Imp_{PV, infra} + Imp_{insta} + Imp_{désinsta} + Imp_{PV, maint} \quad (29)$$

Les équations évaluant ces impacts carbonés sont présentées ci-dessous.

$$Imp_{PV, infra} = Imp_{PV} + Imp_{ond} + Imp_{support} + Imp_{con} \\ = CO_{2, PV} \cdot P_c + CO_{2, ond} \cdot P_{ond} + CO_{2, support} \cdot A_{PV} + CO_{2, con} \cdot P_c \quad (30)$$

où Imp_{PV} , Imp_{ond} , $Imp_{support}$, and Imp_{con} sont les impacts carbonés des panneaux, de l'onduleur, du support et des connexions électriques respectivement. $CO_{2, PV}$ est le coefficient d'émission carbone des panneaux PV ($kgCO_{2, eq}/kWp$), $CO_{2, ond}$ est le coefficient d'émission carbone de l'onduleur ($kgCO_{2, eq}/kVA$), $CO_{2, support}$ est le coefficient d'émission carbone du support ($kgCO_{2, eq}/m^2$), $CO_{2, con}$ est le coefficient d'émission carbone des connexions électriques ($kgCO_{2, eq}/kWp$), P_c est la puissance crête de l'installation PV en kWp, P_{ond} est la puissance des onduleurs en kVA, et A_{PV} est la surface des panneaux en m^2 .

L'évaluation de l'impact carbone du site Imp_{site} (installation et désinstallation) du système PV est fournie par :

$$Imp_{site} = Imp_{insta} + Imp_{désinsta} = (CO_{2, insta} + CO_{2, désinsta}) \cdot P_c \quad (31)$$

où $CO_{2, insta}$ et $CO_{2, désinsta}$ sont les coefficients d'émission de carbone de l'installation et de la désinstallation du système PV ($kgCO_{2, eq}/kWp$).

L'impact carbone de la maintenance du système PV est calculé selon l'équation suivante :

$$Imp_{PV, maint} = Imp_{net} + Imp_{agent} \\ = CO_{2, net} \cdot A_{PV} + CO_{2, agent} \cdot d_{PV} \cdot q \quad (32)$$

où Imp_{net} et Imp_{agent} sont les impacts carbonés du nettoyage PV et du transport des agents de maintenance vers le système PV

respectivement, $CO_{2,net}$ est le coefficient d'émission de carbone pour le nettoyage des panneaux PV ($kgCO_{2,eq}/m^2$), $CO_{2,agent}$ est le coefficient d'émission de carbone du transport des agents de maintenance vers le système PV ($kgCO_{2,eq}/km$), Imp ($kgCO_{2,eq}$) et c'est la durée de vie des panneaux PV en années.

Pour obtenir le coefficient d'émission carbone des batteries Li-Ion $CO_{2,Batt}$ ($kgCO_{2,eq}/kWh$), il faut additionner le coefficient d'émission carbone de fabrication avec celui de recyclage. Le bilan carbone étant réalisé sur une période de 30 ans et la durée de vie des batteries étant égale à 10 ans, il faudra multiplier ce coefficient d'émission carbone par trois pour obtenir l'impact carbone des batteries sur 30 ans. Ainsi, l'impact carbone du stockage stationnaire installé Imp_{Batt} dans le PVCS est défini par:

$$Imp_{Batt} = CO_{2,Batt} \cdot C \cdot 3 \quad (33)$$

où C est la capacité installée en kWh.

Le coefficient d'émission carbone associé à la borne de recharge $CO_{2,Borne}$ ($kgCO_{2,eq}/unit$) prend en compte les coefficients d'émissions des phases de fabrication, distribution, installation et recyclage. En outre, il faut considérer l'impact carbone de leur maintenance $Imp_{Borne,maint}$, qui peut être calculé comme indiqué dans l'équation 34, selon le coefficient d'émission carbone pour le transport des agents de maintenance vers les bornes $CO_{2,Borne,maint}$ ($kgCO_{2,eq}/km$) et la distance moyenne annuelle d parcourue par les agents de maintenance en km/an.

$$Imp_{Borne,maint} = CO_{2,Borne,maint} \cdot d \cdot 30 \quad (34)$$

Alors, l'impact carbone des bornes de recharge Imp_{Borne} en tenant compte de leur remplacement chaque 10 ans est obtenu à partir de l'équation suivante :

$$Imp_{Borne} = CO_{2,Borne} \cdot N \cdot 3 + Imp_{Borne,maint} \quad (35)$$

où N est le nombre de bornes de recharge.

Sans entrer en détails, l'impact carbone de l'installation l'infrastructure Imp_{infra} peut être calculé en se basant sur l'équation ci-dessous :

$$Imp_{infra} = CO_{2,infra} \cdot N_{pp} \quad (36)$$

où $CO_{2,infra}$ est le coefficient d'émission carbone pour une place de parking ($kgCO_{2,eq}/place$) et N_{pp} est le nombre de places de parking.

Le coefficient d'émission carbone du réseau électrique $CO_{2,Réseau}$ ($gCO_{2,eq}/kWh$) dépend de l'énergie primaire utilisé pour produire l'électricité. En France, le coefficient d'émission carbone du mix énergétique français est de $59.9 gCO_{2,eq}/kWh$. À noter que ce coefficient du réseau français est particulièrement faible sachant que l'électricité est d'origine nucléaire. Ainsi, l'impact carbone de l'énergie électrique fournie par le réseau électrique $Imp_{Réseau}$ est exprimé dans l'équation ci-dessous :

$$Imp_{Réseau} = CO_{2,Réseau} \cdot E_{Réseau} \quad (37)$$

où $E_{Réseau}$ est l'énergie fournie par le réseau électrique en kWh sur 30 ans.

Désormais, il est possible d'évaluer l'impact carbone global de la PVCS, donné comme la somme des impacts carbone des différents sous-systèmes qui la constituent, exprimé dans l'équation suivante :

$$Imp_{PVCS} = Imp_{PV,sys} + Imp_{Batt} + Imp_{Borne} + Imp_{Infra} + Imp_{Réseau} \quad (38)$$

3.2. Application numérique

Les formules citées ci-dessus permettent de réaliser le bilan environnemental sur 30 ans de la station de recharge STELLA : ombrière photovoltaïque couvrant 9 places de parking pour VE, équipée d'un stockage stationnaire de 37 kWh, 84 panneaux installés sur $137 m^2$ de $28.9 kWp$ et 5 bornes de recharges. La puissance du réseau électrique est limitée à 200 kW. Par contre, l'électricité produite par la PVCS pendant les 30 ans est estimée à 1.311 GWh, dont 983 MWh sont fournis par le PV. Les résultats du bilan carbone sont présents dans le Tableau 3:

Tableau 3. Distribution de l'impact carbone

PVCS			<i>Imp</i> ($kgCO_{2,eq}$)
Système PV	Infrastructure PV	PV	39,326
		Onduleur	1,553
		Support	7,836
		Connection	2,031
	Site	Installation	1
		Désinstallation	1
	Maintenance	Nettoyage	25
	Service (Agents)	424	
Bornes de recharge	Fabrication	1,095	
	Maintenance	1,023	
Stockage Li-Ion			9,870
Infrastructure			13,895
Réseau National			19,645
Total			96,725

Comme décrit dans le Tableau 3, l'application numérique montre que le l'impact carbone total de la PVCS est de $96,725 kgCO_{2,eq}$.

Il est intéressant de comparer l'impact carbone de la PVCS avec l'impact carbone d'une station alimentée uniquement par le réseau (PGCS) contenant le même nombre des bornes et capable de fournir la même quantité d'énergie sur 30 ans. Ainsi, son impact carbone peut être calculé à l'aide de cette équation :

$$Imp_{PGCS} = Imp_{Borne} + Imp_{Réseau} = 80,647 kgCO_{2,eq} \quad (39)$$

L'impact carbone de la PVCS en France est supérieur à celui d'une station alimentée uniquement par le réseau électrique, ce qui nécessite une évaluation des actions visant à réduire l'impact total.

Pour définir ces mesures, les parties les plus émettrices au sein de la PVCS ont été identifiées, sans tenir compte de l'impact carbone du réseau électrique. Selon le Tableau 3, ces parties sont les panneaux PV et l'infrastructure, qui représentent respectivement 40.65 % et 14.3 % des émissions totales, il suffit alors de réduire leurs coefficients d'émissions. Cette réduction

peut être réalisée grâce à l'utilisation de matériaux recyclés et à l'utilisation de données plus récentes, permettant ainsi une meilleure estimation des émissions de CO₂.

Les panneaux photovoltaïques ont connu une forte diminution de leur impact carbone au fil des ans. Leurs fabricants ont remplacé les matériaux polluants par des alternatives moins émetteurs. En adoptant la nouvelle technologie des panneaux réalisées par Photowatt ($CO_{2,PV} = 360$ g/Wp) [16], l'impact carbone des panneaux diminue de 39,326 kgCO_{2,eq} à 10,433 kgCO_{2,eq}.

En plus des panneaux photovoltaïques, il est possible de réduire l'impact carbone de l'infrastructure en utilisant des matériaux recyclés, soit de l'acier et du béton recyclés. En conséquence, l'impact carbone de l'infrastructure passe de 13,895 kgCO_{2,eq} à 7,755 kgCO_{2,eq}.

Ainsi, pour ces valeurs, l'impact carbone de la PVCS passe de 96,725 kgCO_{2,eq} à 61,692 kgCO_{2,eq}, soit environ 36% de réduction par rapport à l'infrastructure initialement envisagée et 23% par rapport à une PGCS. Ainsi, sur 30 ans, l'impact carbone de la PVCS devient inférieur à celui d'une PGCS.

Tableau 4. Comparaison entre les différentes stations de recharge

	PVCS	PVCS avec amélioration	PGCS
Imp (kgCO_{2,eq})	96,725	61,692	80,647

Cette analyse des actions montre que malgré un mix énergétique français très décarboné, il est possible d'avoir un impact carbone plus faible de la PVCS que du PGCS. Les technologies photovoltaïques évoluent très rapidement. Ainsi, pour les panneaux PV récents, ayant un coefficient d'émission fortement réduit, l'impact carbone du PVCS sera également fortement réduit.

4. CONCLUSION

A partir d'un micro-réseaux DC possédant une structure imposée, une optimisation en temps réel avec comme objectif de minimiser le coût énergétique a été mis en place. La validation expérimentale ainsi que l'impact carbone donnent des résultats intéressants et prometteurs. La principale perspective de ce travail réside dans l'utilisation d'une co-optimisation alliant dimensionnement et gestion d'énergie d'une station de recharge ayant un faible impact environnemental.

5. REFERENCES

[1] M. B. Sigalo, A. C. Pillai, S. Das, and M. Abusara, "An Energy Management System for the Control of Battery Storage in a Grid-Connected Microgrid Using Mixed Integer Linear Programming," *Energies*, vol. 14, no. 19, Art. no. 19, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14196212.

[2] J. Faraji, A. Abazari, M. Babaei, S. M. Mueen, and M. Benbouzid, "Day-Ahead Optimization of Prosumer Considering Battery Depreciation and Weather Prediction for Renewable Energy Sources," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 8, Art. no. 8, Jan. 2020, doi: 10.3390/app10082774.

[3] A. Petrusic and A. Janjic, "Renewable Energy Tracking and Optimization in a Hybrid Electric Vehicle Charging Station," *Applied Sciences*, vol. 11, no. 1, Art. no. 1, Jan. 2021, doi: 10.3390/app11010245.

[4] R. Shi, P. Zhang, J. Zhang, L. Niu, and X. Han, "Multidispatch for Microgrid including Renewable Energy and Electric Vehicles with Robust Optimization Algorithm," *Energies*, vol. 13, no. 11, Art. no. 11, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13112813.

[5] F. Khelifi, H. Cherif, and J. Belhadj, "Environmental and economic optimization and sizing of a micro-grid with battery storage for an industrial application," *Energies*, vol. 14, no. 18, 2021

[6] A. Hassan, Y. M. Al-Abdeli, M. Masek, and O. Bass, "Optimal sizing and energy scheduling of grid-supplemented solar pv systems with battery storage: Sensitivity of reliability and financial constraints," *Energy*, vol. 238, p. 121780, 2022

[7] Bilan Carbone® France. Available online: <http://www.basecarbone.fr/> (accessed on 20 July 2021).

[8] EcoInvent—Switzerland. Available online: <http://www.ecoinvent.ch/> (accessed on 20 July 2021).

[9] ISO 14040; Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. International Standards Organization: Geneva, Switzerland, 2006. Available online: <https://www.iso.org/standard/37456.html> (accessed on 23 December 2019).

[10] J. Zhou, Y. Wu, C. Wu, F. He, B. Zhang, and F. Liu, "A geographical information system based multi-criteria decision-making approach for location analysis and evaluation of urban photovoltaic charging station: A case study in Beijing," *Energy Conversion and Management*, vol. 205, p. 112340, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112340.

[11] Fachrizal, R.; Shepero, M.; van der Meer, D.; Munkhammar, J.; Widén, J. Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review. *eTransportation* 2020, 4, 100056.

[12] S. Cheikh-Mohamad, M. Sechilariu, and F. Locment, "Real-Time Power Management Including an Optimization Problem for PV-Powered Electric Vehicle Charging Stations," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 9, p. 4323, Apr. 2022, doi: 10.3390/app12094323.

[13] Y. Krim, M. Sechilariu, F. Locment, and A. Alchami, "Global Cost and Carbon Impact Assessment Methodology for Electric Vehicles' PV-Powered Charging Station," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 9, p. 4115, Apr. 2022, doi: 10.3390/app12094115

[14] ISO 14067; Greenhouse Gases—Carbon Footprint of Products—Requirements and Guidelines for Quantification. ICS: 13.020.40 Pollution, Pollution Control and Conservation, Sustainable Development Goal. International Standards Organization: Geneva, Switzerland, 2018; pp. 1–46. 26.

[15] Avenir Climatique. MOOC Energie & Climate. 2017. Available online: <https://avenirclimatique.org/mooc/> (accessed on 26 January 2020).

[16] <https://www.photowatt.com/en/>