

doi:10.15199/48.2022.01.11

Wprowadzenie do projektowania algorytmów zarządzających siecią dystrybucji energii z obciążeniami ładowania pojazdów

Streszczenie. Zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną spowodowane przewidywaną popularyzacją pojazdów elektrycznych może zagrozić bezpiecznej i ekonomicznej pracy sieci elektroenergetycznej. Z tego względu niezbędne są odpowiednie strategie ładowania pojazdów. Skoordynowane systemy ładowania pojazdów mogą być realizowane jako systemy scentralizowane, zdecentralizowane i hierarchiczne. W artykule skupiono się na celach i ograniczeniach dotyczących projektowania algorytmów sterowania ładowaniem.

Abstract. The increased demand for electricity due to the anticipated popularisation of electric vehicles (EVs) may threaten the safe and economic operation of the electrical grid. Therefore, appropriate EV charging strategies will be necessary. Coordinated EV charging systems might be implemented as centralized, decentralized and hierarchical systems. This paper focuses on the objectives and constraints for the design of charging control algorithms. (Introduction to the algorithms design for managing distribution networks with electric vehicle charging stations).

Słowa kluczowe: elektromobilność, ładowanie samochodów elektrycznych, jakość energii, algorytmy

Keywords: electromobility, electric vehicle charging, power quality, algorithms

Wstęp

Duża liczba pojazdów elektrycznych (ang. *electric vehicles*, EVs) i coraz większa liczba stacji ładowania problemy stają się wyzwaniem dla systemu elektroenergetycznego. Ze względu na niepewność zachowań właścicieli EV oraz ich preferencji dotyczących ładowania, wzorce procesów ładowania pojazdów elektrycznych mają charakter stochastyczny. Ładowanie EV na dużą skalę, w połączeniu z rosnącym udziałem odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym i ich nieciągłym charakterem pracy, może przyczynić się do lokalnego i/lub czasowego przeciążenia sieci oraz pogorszenia parametrów jakości energii [1-3]. Algorytmy optymalizacyjne są korzystne dla zarządzania ładowaniem i rozładowywaniem pojazdów elektrycznych. Optymalizacja pozwala operatorowi systemu dystrybucyjnego czerpać korzyści z istnienia pojazdów elektrycznych i wykorzystywać je do świadczenia usług pomocniczych. Aby zastosować algorytmy optymalizacyjne, konieczne jest zdefiniowanie problemu za pomocą funkcji celu i pewnych ograniczeń. Funkcją celu może być jedno- lub wieloobiektywne. Ograniczenia są również niezbędne do określenia dostępności rozwiązań w wymaganych granicach [4,5].

Niniejszy artykuł ma na celu opisanie nieskoordynowanego i skoordynowanego ładowania oraz scharakteryzowanie typowych celów i ograniczeń algorytmów dotyczących ładowania EVs.

Nieskoordynowane i skoordynowane ładowanie

Ładowanie EV może mieć znaczący wpływ na systemy dystrybucyjne. Istnieją różne strategie ładowania, w których zarządza się czasem i częstotliwością ładowania EV, najczęściej mówi się o podziale na ładowanie nieskoordynowane i skoordynowane [6].

Ładowanie nieskoordynowane oznacza, że EV ładowany jest natychmiast po podłączeniu do sieci, albo po ustalonym, regulowanym przez użytkownika, opóźnieniu. Większość właścicieli EV przybywa do domu w tym samym czasie (szczytowego zapotrzebowania na energię), więc jeśli EV będą natychmiast ładowane może spowodować to duże dodatkowe obciążenie. Nieskoordynowane ładowanie może powodować lokalne problemy z siecią dystrybucyjną, takie jak dodatkowe straty mocy i odchylenia napięcia, które wpływają na parametry jakości energii. Mogą one prowadzić do przeciążeń w transformatorach i kablach

dystrybucyjnych, zwiększonych strat mocy oraz zmniejszenia niezawodności i kosztów sieci [7,8].

Ładowanie skoordynowane można podzielić na scentralizowane, zdecentralizowane i hierarchiczne.

W ładowaniu skoordynowanym harmonogram ładowania każdego EV jest ustalany przez centralną jednostkę sterującą, która zbiera dane o zapotrzebowaniu na energię elektryczną wszystkich EVs, a następnie rozwiązuje problem optymalizacyjny w celu określenia stawki, z jaką każdy EV będzie ładowany i przekazuje harmonogram ładowania oparty na optymalizacji właścicielom EVs. W związku z tym każdy właściciel pojazdu rezygnuje z pewnej autonomii w zakresie harmonogramu ładowania. Systemy scentralizowane mają jednak tę zaletę, że często zapewniają optymalne rozwiązania, ponieważ centralna jednostka sterująca dysponuje kompletem informacji o całym systemie. Ponadto, systemy scentralizowane mogą łatwo uwzględnić różne globalne stany systemu i ograniczenia. Jednak korzyści te należy zestawić z obawami właściciela pojazdu o prywatność informacji przekazywanych do sieci komunikacyjnej [9].

Kluczowym wyzwaniem dla podejścia scentralizowanego jest skalowalność, zwłaszcza gdy rozmiar problemu optymalizacyjnego rośnie wraz z długością horyzontu czasowego planowania oraz liczbą podłączonych EVs. W związku z tym, podejście scentralizowane jest potencjalnie obliczeniowo niewykonalne w odniesieniu do czasu implementacji. Dodatkowe komplikacje powstają, gdy wzrasta liczba zmiennych sterujących i ograniczeń dla każdego EV. Ponadto, podejście scentralizowane wymaga od użytkowników EVs przekazywania do centralnego sterownika kompletnych informacji o wymaganiach dotyczących ładowania oraz specyfikacji technicznych EVs. Może to potencjalnie prowadzić do praktycznych przeszkód, takich jak wąskie gardła komunikacyjne, ograniczenia przepustowości oraz kosztowna rozbudowa infrastruktury wspomagającej, która będzie w stanie obsłużyć gwałtowny wzrost ilości danych wynikający z szybkiego upowszechniania się EVs. W związku z tym scentralizowane rozwiązania mogą stracić swoją wydajność i stać się niepraktyczne, gdy duża liczba EVs zostanie podłączona do sieci [9].

Systemy zdecentralizowane różnią się od systemów scentralizowanych tym, że każdy EV działa jako niezależny

decydujący, który rozwiązuje swój własny problem o niewielkim rozmiarze. W związku z tym, rozwiązania zdecentralizowane nie zawsze korelują z optymalnymi reżimami ładowania, szczególnie w przypadkach, gdy brak jest kompletnej informacji na poziomie pojedynczego EV. Niemniej jednak, istnieje duże zainteresowanie rozwiązaniami zdecentralizowanymi, ponieważ są one wysoce skalowalne (pod względem złożoności obliczeniowej) i praktyczne w odniesieniu do implementacji w terenie [10,11].

Jedną z konfiguracji zdecentralizowanych polega na tym, że EV lokalnie obliczają i dostosowują swoje harmonogramy komunikując się z innymi EV, aż do osiągnięcia globalnej równowagi. Taka architektura wymusza na EV ciągłe przekazywanie informacji o harmonogramie pozostałym EV, co powoduje duży narzut na komunikację, szczególnie gdy liczba EV jest bardzo duża. Druga konfiguracja redukuje koszty komunikacji poprzez wprowadzenie pośredniego agregatora, który zbiera pewne informacje i wysyła sygnały sterujące (koordynacyjne) do wszystkich pojazdów. Dzięki temu zmniejsza się zapotrzebowanie na infrastrukturę komunikacyjną na dużą skalę. Co ważne, zdecentralizowane systemy ładowania są bardziej odporne na awarie sieci, zwłaszcza gdy kontrolery są zaprojektowane tak, aby działać w przypadku awarii centralnej komunikacji [10,11].

Hierarchiczne systemy sterowania nie są w pełni scentralizowane, ani w pełni zdecentralizowane. W przeciwieństwie do systemów scentralizowanych, systemy hierarchiczne delegują kontrolę i obciążenie obliczeniowe do wielu bezpośrednich lub pośrednich agregatorów poprzez topologię komunikacyjną przypominającą drzewo. W ten sposób zmniejsza się zapotrzebowanie na komunikację w całej sieci. Każdy agregator koordynuje grupę EVs, wpływając jednocześnie na decyzje pozostałych agregatorów. W skład grupy mogą wchodzić pojazdy znajdujące się w jednej lokalizacji, np. na parkingu lub w bloku mieszkalnym [5].

Problem optymalizacyjny

Algorytmy optymalizacyjne są korzystne do zarządzania ładowaniem i rozładowywaniem pojazdów elektrycznych. Optymalizacja pozwala operatorowi systemu dystrybucyjnego czerpać korzyści z istnienia pojazdów elektrycznych i wykorzystywać je do świadczenia usług pomocniczych.

Aby wykorzystać algorytmy optymalizacyjne, konieczne jest zdefiniowanie problemu za pomocą funkcji celu i pewnych ograniczeń. Może to być funkcja jedno- lub wieloobiektowa [12]. Ograniczenia są również niezbędne do określenia dostępności rozwiązań w wymaganych granicach.

Jeżeli funkcja celu i ograniczenia są funkcjami wielomianowymi pierwszego rzędu, to problem optymalizacyjny jest klasyfikowany jako programowanie liniowe. Problem optymalizacyjny jest klasyfikowany jako programowanie nieliniowe, gdy funkcja celu lub niektóre z ograniczeń są funkcjami wielomianowymi drugiego lub wyższego rzędu [4,8]. Istnieją różne techniki optymalizacyjne wykorzystywane do optymalizacji ładowania i rozładowywania EV. Algorytmy te dzielą się na dwie główne kategorie:

a) Konwencjonalną optymalizację matematyczną

Obejmuje stochastyczne i deterministyczne programowanie dynamiczne, programowanie liniowe, programowanie kwadratowe, relaksację Lagrange'a, binarne programowanie liniowe, mieszane programowanie liniowe

i nieliniowe całkowitoliczbowe, programowanie stochastyczne, teorię gier, teorię kolejek [4,13-15].

b) Algorytmy metaheurystyczne

Są one potężnymi narzędziami optymalizacyjnymi i mogą być stosowane zarówno do funkcji jedno-, jak i wieloprzedmiotowych. Dzielą się one na dwie kategorie. Pierwsza z nich to metody populacyjne, w których do poszukiwania optymalnego rozwiązania wykorzystuje się populację rozwiązań. Druga to metody oparte na trajektorii, w których wykorzystują rozwiązania do śledzenia trajektorii lub ścieżki do rozwiązań optymalnych. W miarę kontynuacji iteracji, algorytm aktualizuje rozwiązania aż do znalezienia optymalnego. Ta kategoria jest dobrze znana z szybkiej zbieżności i krótkiego czasu obliczeniowego w porównaniu z tradycyjnymi metodami optymalizacji. Metody oparte na trajektorii obejmują hill climbing, symulowane wyżarzanie, algorytm mrówkowy, optymalizację opartą na biogeografii, strategię ewolucji adaptacji macierzy kowariancji, algorytm ewolucji różnicowej, algorytm EDA (estimation of distribution), optymalizację TLBO (Teaching-Learning Based optimization) algorytm genetyczny, optymalizację z wykorzystaniem harmonii [4,16].

Niektórzy autorzy opracowują swoje techniki optymalizacji. Cao et al. [17] proponują nowy algorytm heurystyczny do ładowania pojazdów elektrycznych. Niektóre algorytmy, takie jak ewolucja różnicowa, optymalizacja oparta na biogeografii oraz strategia ewolucji adaptacji macierzy kowariancji, nie są powszechnie stosowane do optymalizacji ładowania i rozładowywania pojazdów elektrycznych. W związku z tym, zaleca się ich użycie jako potężnych narzędzi do znalezienia optymalnego rozwiązania ze względu na ich szybki czas obliczeniowy.

Optymalizacja jest korzystna dla operatorów systemów elektroenergetycznych, ponieważ integracja generacji rozproszonych i odnawialnych źródeł energii jest zoptymalizowana. W związku z tym poprawia się wydajność sieci, podczas gdy całkowity koszt eksploatacji i straty techniczno-ekonomiczne są minimalizowane, a negatywny wpływ na sieć energetyczną jest ograniczony. Do rozwiązania problemu optymalizacji można wykorzystać niektóre programy optymalizacyjne, takie jak MATLAB, LINGO, AMPL oraz niektóre solwery, takie jak Xpress, CPLEX, GAMS, LGO, BARON, MINOS, CONOPT, MINOS, SNOPT i KNITRO [4].

Ograniczenia i cele optymalizacyjne

Optymalizując funkcję celu dla strategii ładowania/rozładowywania pojazdów elektrycznych, należy wziąć pod uwagę szereg ograniczeń. Według [4] można je podzielić na pięć poziomów: poziom krajowy, poziom sieci elektroenergetycznej, poziom operatorów systemu dystrybucyjnego, poziom floty pojazdów elektrycznych (parkingi, stacje ładowania) oraz poziom właścicieli instalacji fotowoltaicznych. Prostszy podział ograniczeń to ograniczenia pochodzące od sieci elektroenergetycznej oraz pochodzące od właściciela samochodu elektrycznego i wynikające z użytej technologii [18].

Leemput et al. [19] dokonali podziału celów na trzy główne kategorie:

a) Cele techniczne, które obejmują minimalizację strat energii, zwiększenie odporności na awarie, minimalizację odchyleń napięcia, wspieranie integracji odnawialnych źródeł energii, równoważenie podaży i popytu energii oraz zmniejszenie szczytowego zapotrzebowania na moc,

b) Cele ekonomiczne, takie jak minimalizacja opłat lub odroczenie modernizacji systemu przesyłowego,

- c) Sprzężone cele techniczno-ekonomiczne, które łączą dwa poprzednie aspekty wpływające na całkowitą cenę energii płaconą przez klienta.

Na poziomie krajowym głównym ograniczeniem jest ograniczenie inwestycji w sektorze energii elektrycznej. Główne cele na tym poziomie to [8,20]: zmniejszenie emisji CO₂ i szkodliwych gazów, zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych, zwiększenie penetracji energii odnawialnej, zwiększenie poziomu penetracji pojazdów elektrycznych, zmniejszenie całkowitego kosztu eksploatacji, zmniejszenie średniego czasu trwania przerw w systemie i wskaźników częstotliwości, maksymalizacja satysfakcji klientów, maksymalizacja korzyści społecznych.

Dla poziomu sieci elektroenergetycznej główne ograniczenia to: utrzymanie stabilności sieci, utrzymanie napięcia i częstotliwości w wymaganych granicach, utrzymanie prądu i napięcia na liniach przesyłowych w wymaganych granicach, utrzymanie harmonicznych w wymaganych granicach. Do głównych celów zalicza się: redukcję harmonicznych, redukcję strat mocy, minimalizację kosztów eksploatacji sieci, maksymalizację współczynnika obciążenia, minimalizację zapotrzebowania systemu, redukcję obciążenia szczytowego i minimalizację wariacji obciążenia [4].

W przypadku odnawialnych źródeł energii głównymi ograniczeniami są minimalne i maksymalne limity mocy wytwórczych. Główne cele to złagodzenie zmienności pracy odnawialnych źródeł energii w sieci (na przykład, poprzez integrację z zasobnikami energii – także tymi znajdującymi się w EVs), zmniejszenie zużycia paliw kopalnych z nieodnawialnych źródeł energii, zmniejszenie kosztów eksploatacji odnawialnych źródeł energii, w tym kosztów rozruchu i wyłączenia, wydłużenie żywotności zasobników energii oraz zwiększenie ich sprawności. Dla poziomu linii przesyłowych głównymi ograniczeniami są przestrzeganie przepustowości linii przesyłowych oraz limitu przesyłu mocy. Głównym ograniczeniem jest ograniczenie strat przesyłowych. Dla poziomu elektrowni (zwanego poziomem przedsiębiorstw zasilających) głównymi ograniczeniami są minimalna i maksymalna moc wytwórcza oraz minimalna i maksymalna moc bierna, która może być generowana przez generator. Głównymi celami są minimalizacja kosztów eksploatacji, w tym kosztów rozruchu i odstawienia generatorów i innych jednostek, oraz wyłączanie drogich generatorów, gdy zapotrzebowanie nie jest wysokie [4].

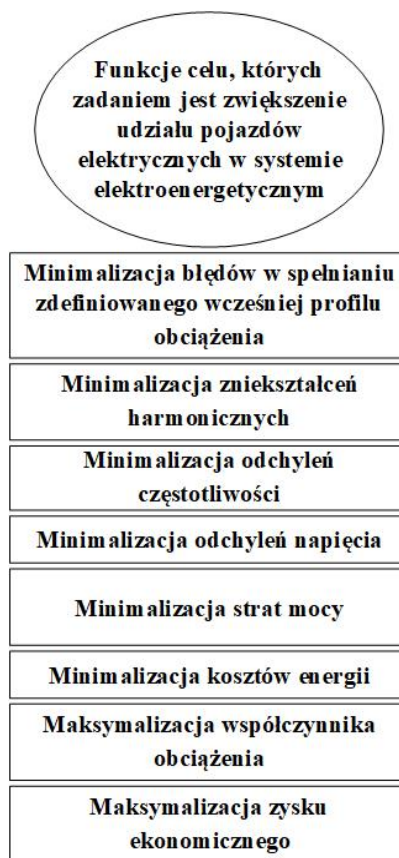
Dla poziomu operatora systemu dystrybucyjnego główne ograniczenia są następujące [4,13]: przestrzeganie ograniczeń transformatora lub podstacji, (limity temperatury, obciążenie znamionowe), utrzymanie napięcia, częstotliwości i współczynnika mocy w wymaganych granicach, utrzymanie stabilności na magistrali i utrzymanie całkowitej mocy zapotrzebowania poniżej poziomu szczytowego zapotrzebowania. Główne cele to: zmniejszenie niestabilności na magistrali, regulacja przepływu mocy (mocy czynnej i biernej), zmniejszenie harmonicznych, zmniejszenie strat mocy i strat energii, zmniejszenie nierównoważenia napięcia między fazami, zminimalizowanie odchylenia napięcia, zmniejszenie ciepła w transformatorze w celu zmniejszenia jego strat żywotności, zminimalizowanie zapotrzebowania systemu.

Dla poziomu agregatora, który zwany jest również dostawcą usług ładowania, główne ograniczenia są następujące: przestrzeganie harmonogramu cenowego, czas przyjazdu i odjazdu EV, szybkość ładowania/rozładowywania, początkowy i końcowy stan naładowania wszystkich EV, przestrzeganie ograniczeń napięcia i częstotliwości na szynie, ograniczenia pojemności akumulatorów, utrzymywanie wartości prądów i napięć w wymaganych granicach, maksymalna energia

floty EV, która może być obsługiwana, limity mocy nałożone na poziomie szyn, limity pojemności akumulatora EV, limit liczby EV, które mogą być obsługiwane na stacji ładowania. Agregator często działa jako pośrednik pomiędzy pojazdami elektrycznymi a siecią energetyczną oraz rynkiem energii elektrycznej w zarządzaniu inteligentnymi interakcjami, dzięki czemu operator sieci nie musi bezpośrednio zajmować się dużą liczbą EVs. W rzeczywistości agregatorem może być przedsiębiorstwo energetyczne, punkt ładowania EV, operator floty pojazdów na parkingu lub urządzenie komunikacyjne przy transformatorze. Do głównych celów można zaliczyć: maksymalizację zysku z obu trybów (ładowania i rozładowania), maksymalizację liczby klientów w ciągu dnia, kontrolę przepływu mocy (czynnej i biernej), zapobieganie wprowadzaniu harmonicznych do sieci i udział w redukcji harmonicznych, redukcję nierównoważenia napięcia między fazami [4].

Na poziomie właściciela EV główne ograniczenia to: czas przyjazdu i odjazdu, początkowy i końcowy stan naładowania akumulatora, limit pojemności akumulatora, minimalne i maksymalne limity szybkości ładowania narzucone przez właściciela EV. Główne cele to minimalizacja kosztów ładowania, uzyskanie pożądanego stanu naładowania akumulatora, zmniejszenie wpływu ładowania/rozładowywania na żywotność akumulatora, zminimalizowanie zużycia paliwa kopalnego lub benzyny przez pojazdy hybrydowe [12].

Przykładowe funkcje celu, których zadaniem jest zwiększenie udziału EVs w systemie elektroenergetycznym mogą być wykorzystane do zmaksymalizowania zalet implementacji EVs do systemu dystrybucyjnego zostały przedstawione na rys 1.



Rys.1. Przykładowe funkcje celu, których zadaniem jest zwiększenie udziału EVs w systemie elektroenergetycznym

Na rys. 2. przedstawiono wybrane ograniczenia związane z ładowaniem pojazdów elektrycznych.



Rys.2. Wybrane ograniczenia związane z ładowaniem pojazdów elektrycznych

Wnioski

Oprócz wielu zalet pojazdów elektrycznych mają one również ograniczenia. Dlatego, aby zmniejszyć negatywny wpływ na sieć, kluczowe znaczenie ma wybór zoptymalizowanej strategii ładowania.

Pilną kwestią jest opracowanie niezawodnych narzędzi służących do planowania kontroli ładowania EVs oraz agregacji i modelowania systemów bogatych w EVs. Nie zostały jeszcze opracowane modele planowania systemów dystrybucyjnych dla zakładów użyteczności publicznej, gdzie przewidywana jest znaczna penetracja EVs. Modele te mogą być kluczowe dla planistów systemów dystrybucyjnych, pomagając im w podejmowaniu bardziej świadomych długoterminowych decyzji, takich jak wymiarowanie i lokalizacja podstacji dystrybucyjnych, wymiarowanie i trasowanie linii zasilających średniego napięcia.

Innym zagadnieniem, które rozwiązano częściowo, jest interakcja stochastycznego charakteru EVs, energii odnawialnej (zwłaszcza energii wiatrowej i słonecznej) oraz zaangażowania jednostek konwencjonalnych. Ze względu na stochastyczny charakter odnawialnych źródeł energii i EVs, stare konwencjonalne metody optymalnego zaangażowania jednostek powinny zostać ponownie przystosowane do uwzględnienia tych stochastycznych jednostek w celu zapewnienia niezawodnej pracy sieci.

Badania współfinansowane w ramach projektu międzysektorowych interdyscyplinarnych studiów doktoranckich INTERDOC PL - umowa nr POWR.03.02.00-00-1020/16A.

Autorzy: mgr inż. Aleksander Chudy, dr inż. Paweł A. Mazurek, Politechnika Lubelska, Katedra Elektrotechniki i Elektrotechnologii, Politechnika Lubelska, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, e-mail: a.chudy@pollub.pl, p.mazurek@pollub.pl.

LITERATURA

- [1] Chudy A., Mazurek P., Electromobility – the Importance of Power Quality and Environmental Sustainability, *J. Ecol. Eng.*, 20 (2019), Nr 10, 15-23
- [2] Mazurek P., Chudy A., Zagadnienia jakości energii stacji ładowania pojazdów elektrycznych, *Electrotechnical Review (Przegląd Elektrotechniczny)*, 1 (2021), Nr 4, 105-110
- [3] Mazurek P., Wybrane zagadnienia prawne i techniczne w zakresie emc stacji ładowania pojazdów elektrycznych, *Electrotechnical Review (Przegląd Elektrotechniczny)*, 1 (2021), Nr 1, 158-163
- [4] El-Bayeh C. Z., Alzaareer K., Aldaoudeyeh A.-M. I., Brahmi B., Zellagui M., Charging and Discharging Strategies of Electric Vehicles: A Survey, *WEVJ*, 12 (2021), Nr 1, p. 11
- [5] Nimalsiri N. I., Mediawaththe C. P., Ratnam E. L., Shaw M., Smith D. B., Halgamuge S. K., A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid, *IEEE Trans. Intell. Transport. Syst.*, 21 (2020), Nr 11, 4497-4515
- [6] AbulaWafa A. R., ElaGarably A., Mohamed W. A. F., Impacts of uncoordinated and coordinated integration of electric vehicles on distribution systems performance. W: 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON); IEEE (2017), 337-364
- [7] Chudy, A. Zarządzanie flotą pojazdów elektrycznych w sieciach inteligentnych – sterowanie ładowaniem oraz zagadnienia optymalizacyjne, *Interdyscyplinarność w badaniach naukowych: prace doktorantów Politechniki Lubelskiej*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, (2020), Lublin
- [8] Yilmaz M., Krein P. T., Review of the Impact of Vehicle-to-Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces, *IEEE Trans. Power Electron.*, 28 (2013), Nr 12, 5673-5689
- [9] Das H. S., Rahman M. M., Li S., Tan C. W., Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120 (2020), p. 109618
- [10] Ghavami A., Kar K., Gupta A., Decentralized Charging of Plug-in Electric Vehicles With Distribution Feeder Overload Control, *IEEE Trans. Automat. Contr.*, 61 (2016), Nr 11, 3527-3532
- [11] Ma Z., Callaway D. S., Hiskens I. A., Decentralized Charging Control of Large Populations of Plug-in Electric Vehicles, *IEEE Trans. Contr. Syst. Technol.*, 21 (2013), Nr 1, 67-78
- [12] Yang Z., Li K., Foley A., Zhang C., Optimal Scheduling Methods to Integrate Plug-in Electric Vehicles with the Power System: A Review, *IFAC Proceedings Volumes*, 47 (2014), Nr 3, 8594-8603
- [13] Aravinthan V., Jewell W., Controlled Electric Vehicle Charging for Mitigating Impacts on Distribution Assets, *IEEE Trans. Smart Grid*, 6 (2015), Nr 2, 999-1009
- [14] Ramachandran B., Ramanathan A., Decentralized demand side management and control of PEVs connected to a smart grid. W: 2015 Clemson University Power Systems Conference (PSC); IEEE (2015), 1-7
- [15] Yang Z., Li K., Foley A., Zhang C., Optimal Scheduling Methods to Integrate Plug-in Electric Vehicles with the Power System: A Review, *IFAC Proceedings Volumes*, 47 (2014), Nr 3, 8594-8603
- [16] Sousa T., Morais H., Vale Z., Faria P., Soares J., Intelligent Energy Resource Management Considering Vehicle-to-Grid: A Simulated Annealing Approach, *IEEE Trans. Smart Grid*, 3 (2012), Nr 1, 535-542
- [17] Cao Y., Tang S., Li C., Zhang P., Tan Y., Zhang Z., Li J., An Optimized EV Charging Model Considering TOU Price and SOC Curve, *IEEE Trans. Smart Grid*, 3 (2012), Nr 1, 388-393
- [18] Zheng Y., Niu S., Shang Y., Shao Z., Jian L., Integrating plug-in electric vehicles into power grids: A comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112 (2019), Nr 6, 424-439
- [19] Leemput N., van Roy J., Geth F., Tant P., Claessens B., Driesen J., Comparative analysis of coordination strategies for electric vehicles. W: 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies; IEEE (2011), 1-8
- [20] Chudy, A. Rola elektromobilności w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń powietrza i gazów cieplarnianych, *Wybrane zagadnienia z zakresu ochrony i zagrożeń środowiska*, (2021), Wydawnictwo Uniwersytetu Przyrodniczego, Lublin