

Analysis of the Impact of Charging Electric Cars on the Power System Load

Authors

Wiktoria Weronika Stahl
Paweł Bućko

Abstract

The paper presents ways of integrating electric cars with the power system. In connection with this, daily load curves in the average working day have been developed in the G2V (*Grid-to-Vehicle*) and V2G (*Vehicle-to-Grid*) variants. The G2V solution consists in unidirectional energy flow from the power system to a vehicle's battery. The V2G solution consists in bi-directional energy exchange between the power system and electric car's battery. Each of these options may have a different impact on the system's load. The paper presents the impact of charging a large number of electric cars on the dynamics of load changes in the period of increasing demand from the night valley to the morning peak and during its fall from the evening peak to the night valley. Also, indicators characterizing the shape of the daily load curve were analysed. The actual system load curve was compared with the G2V and V2G based on original calculations.

Keywords

electric power system, electric cars, V2G, G2V

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019108

Received: 07.03.2019

Received in revised form: 24.05.2019

Accepted: 04.06.2019

Available online: 30.08.2019

1. Use of electric cars

In recent years, there has been a growing interest in electric cars around the world. This is evidenced by numerous investments in the infrastructure supporting the operation of electric cars. Many countries are interested in the development of an appropriate infrastructure, which includes chargers, communication protocols (for data exchange between vehicles and charging stations), and billing systems. This is connected with growing requirements for the reduction of harmful emissions to the environment, and the spread of electric car use may contribute to the reduction of exhaust gas and transport pollution emissions. Governments of Germany, the Netherlands, the USA and China in recent years have made a lot of effort to achieve the goal of a well-developed infrastructure supporting electric cars. The Chinese government has adopted a plan that assumes that the production of electric cars will account for 20% of the total number of vehicles produced in 2025. Therefore, it aims to quickly expand the network of chargers, so that one charging station will be available to every eight electric cars. In addition, the construction of 120,000 fast charging stations and 500,000 public charging stations by 2020 has been planned. The goal of the German government is to achieve the number of 5 million electric cars sold by 2030. In addition, it

intends to allocate EUR 200 million for the construction of 5,000 fast charging stations and an additional EUR 100 million for 10,000 so-called level 2 charging stations. The German government has also specified communication and payment requirements: all charging stations must comply with the Open Charge Point Protocol, so that – using any charging station – users can pay for the electricity with a single identifier [1].

Many states have focused primarily on the appropriate funding of charger network expansion projects, at both local and national levels. Cooperation was also undertaken with power system operators, research centres and automotive sector enterprises. They also seek to increase public awareness and encourage citizens to use electric cars. Currently, many countries are also focusing on the standardization and unification of communication and billing systems. Electromobility measures, objectives and achievements so far of various countries are described in more detail in [1].

Appropriate initiatives for the development of electromobility have also been undertaken by the Polish government. These include *Package for Clean Transport* consisting of three documents setting out the principles of electromobility development until 2025, as well as *Electromobility Development Plan in Poland*.

The primary goal set out in these documents is to increase the number of electric cars. To this end, since these cars are expensive, financial incentives for their purchases are contemplated. At the same time, a fee depending on their emissivity would be imposed on the other types of vehicles. It is planned to increase the number of electric cars to 1 million in 2025. Moreover, electromobility development measures have been divided into three stages. The first is the preparation stage, which assumed the adoption of an act on electromobility and the completion by 2018 of preparatory works for the construction of charging stations. This would also be the stage of promoting electromobility. The second stage was to be the construction of the first charging stations in 2018–2020. The last stage involved increasing their number and gradual replacement of combustion cars with electric vehicles [2–4].

Now, based on data collected by the Polish Alternative Fuels Association (PSPA) and the Polish Automotive Industry Association (PZPM), an *Electromobility Counter* of the actual number of electric vehicles and charging stations available in Poland has been developed. The Counter is available on these organisations' websites [5, 6]. According to the Counter, ca. 4,100 EVs were registered in Poland at the end of 2018, and ca. 5,600 at the beginning of June 2019. This increase in the EV number resulted mainly from company purchases and development of *car-sharing*, i.e. car rental for minutes. The EVs registered in Poland constitute about 0.4% of all electric vehicles in Europe. With the increasing number of electric cars, the development of a charging infrastructure can be observed. At the beginning of June 2019 there were ca. 670 charging stations in Poland, most of them in Warsaw. DC fast charging stations in Poland account for 33% of all charging stations. This share of DC fast charging stations is among the largest in Europe, larger than 30% in the Czech Republic, but smaller than 50% in Sweden. Many companies are involved in the development of the charging infrastructure in Poland. For example, PKN Orlen has invested in its own charging network and has announced the installation of ca. 50 chargers by the end of March 2020. Tauron has opened 23 charging stations in Katowice. PGE Polska Grupa Energetyczna plans to launch ca. 1,500 charging stations by 2022. Also, Energa plans investment in the construction of 54 charging stations in 2019 and another 100 by 2022 [6].

2. G2V and V2G concept

With the growing interest in electric cars and investment in electromobility, the impact of charging a large number of electric cars on the power system has been noticed. Electric vehicles are equipped with batteries that can potentially be used as mobile energy storage. When connected to a charging station, an EV can intake electricity for charging, but with the appropriate equipment of the vehicle and the station alike, it can also output electricity to the power system. These opportunities are offered by G2V *Grid-to-Vehicle* and V2G *Vehicle-to-Grid* solutions, respectively.

The G2V charging process is the unidirectional flow of energy, from power system to electric car battery. It applies to charging electric cars and allows only the option to purchase electricity. This is the simplest way to integrate an electric car with the power system. Due to widely available and well-developed charging technologies, it is anticipated that the G2V solution will be implemented first. Moreover, this solution does not require such advanced communication and security systems as the V2G solution. This implies lower capex and opex costs [7–11].

V2G is a network service that offers energy exchange between a power system and electric car battery. Car parking hours coincide with the hours of the system's highest loads in the 24 hours of the day. Therefore, these cars can be used as a source of reserve power. The V2G solution supporting electric cars would output some of the energy stored in their batteries to the power system. Since these cars supply energy to the system during the day, their batteries are discharged more than in the G2V solution. Therefore, they would have a higher demand for power for charging at night. Such management of a large number of charged vehicles by the grid operator through messages and instructions issued to vehicle owners allows increasing the power system operation's stability, flexibility and security.

The V2G solution and technologies are still being tested and examined. It requires a more advanced infrastructure than that for G2V, and a communication system that allows the exchange of data between cars, grid operator, and vehicle owner is also necessary, as well as appropriate channels for bi-directional energy exchange. Also important is a system of incentives, so that vehicle owners agree to supply energy to the system. The energy available to the system depends on how many vehicles are connected to chargers at a given moment and on the decision

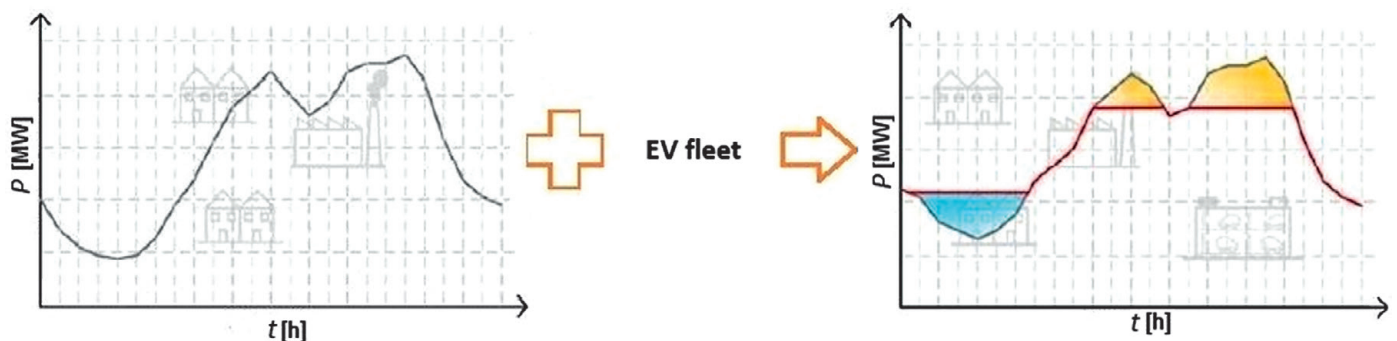


Fig. 1. Smoothing the daily load curve by electric cars supporting V2G technology. The red line represents the daily load curve with the participation of electric cars [7]

of the users, i.e. the vehicle owners who would decide how much energy to output to the system. The entire battery capacity can not be available for transfer to the system, since some of it must cover the vehicle demand [12–15].

Despite many requirements, the V2G solution enables filling the valleys and also cutting the peaks, while the G2V solution only allows filling the valleys. The valley-filling strategy consists in increasing the load in times of low power demand, i.e. during the night valley. This demand can be realized by charging cars at night. Cutting peaks, on the other hand, reduces the system load during its peaks. It would be enabled by EVs' returning electricity to the system at this time [7, 9]. Both strategies aim at equalisation of the system load during the day and of the daily load curve [7, 13, 15]. An example of a daily load curve shape change due to the V2G strategy is shown in Fig. 1.

Another available option is *smart charging*. This service consists in controlling the EV charging process. Implementation of this service may reduce the load during the day, i.e. it will allow cutting peaks. At the same time, this service does not require the charger to be equipped with a connector enabling bi-directional energy flow. After exceeding a set level of electricity consumption for charging purposes, the energy intake can be automatically limited or interrupted by the operator [16]. This paper discusses the implementation of the G2V and V2G services only.

3. Daily load curves with electric cars impact

As part of the study of the impact of charging a large number of electric cars on the power system operation, daily load curves were developed for the average working day in January 2016, which consider the possible impact of electric cars under the G2V and V2G scenarios. In order to examine the possible impact of the use of electric cars it was assumed that the number of electric cars is ca. 1 million, and 40% of them support the V2G two-way energy exchange. It was assumed that the average car battery capacity would be 30 kWh. The consumption of energy contained in the battery for the vehicle's own needs, which include the user's commuting to the place of work and to the place of residence, was also considered. This consumption amounted to approx. 4 kWh per day and was calculated on the basis of the formula from [17]. The efficiency of energy conversion by the charging (and outputting) system is 95%. The energy conversion efficiency and energy consumption for own needs were included in the calculation of P_{G2V} and P_{V2G} . The other assumptions are presented in [18]. Under these assumptions, possible system loads were charted, assuming the current manner of using electricity by consumers and additional loads resulting from the impact of electric cars. The curves were based on formula (1) for the G2V variant and on formula (2) for the V2G solution [18]:

$$P_{G2V} = P_{KSE} + P_{G2Vp} \tag{1}$$

where: P_{G2V} – power system load including the impact of G2V electric cars [GW], P_{KSE} – power system load without the impact of electric cars at a given time [GW], P_{G2Vp} – power intake from the system by G2V cars for charging [GW].

$$P_{V2G} = P_{KSE} + P_{G2Vp} + P_{V2Gp} - P_{praca} - P_{dom} \tag{2}$$

where: P_{V2G} – power system load including the impact of V2G electric cars [GW], P_{V2Gp} – power intake from the system by V2G cars for charging [GW], $P_{praca (work)}$ – power output from electric cars at the place of work [GW], $P_{dom (home)}$ – power output from electric cars at the place of residence [GW].

Assumptions regarding the EV operation mode and the resulting changes in the system load depending on the variant are described in [18]. In the G2V variant, the energy demand would increase by ca. 4.6 GWh per day. The threat of increased load during peak loads is also visible here. This increase is undesirable, and with more vehicles it can become a threat to the power system. Therefore, the grid operator's appropriate management of the number of vehicles charged during the day is important. The valley-filling effect would also be accomplished, because cars intake energy for charging at night [18].

In the V2G variant, the energy demand would increase by ca. 13.2 GWh per day, while ca. 8.6 GWh would be returned to the system. The more efficient balancing of the system load is not the only advantage of the V2G scenario. With this solution, cars charged during the day would not increase the peak loads.

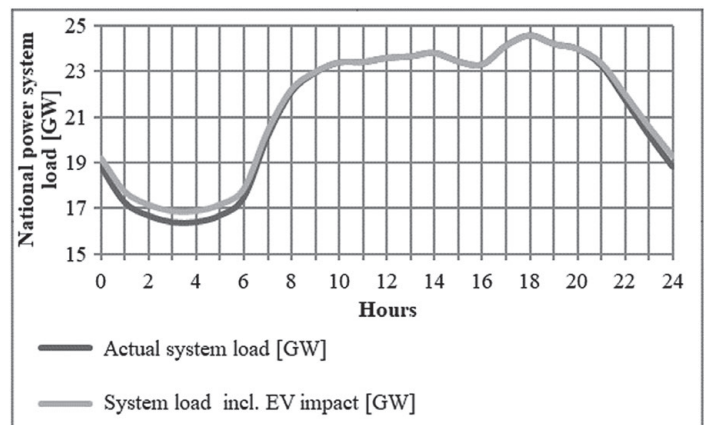


Fig. 2. Daily load curve in the average working day in January 2016 G2V variant [18]

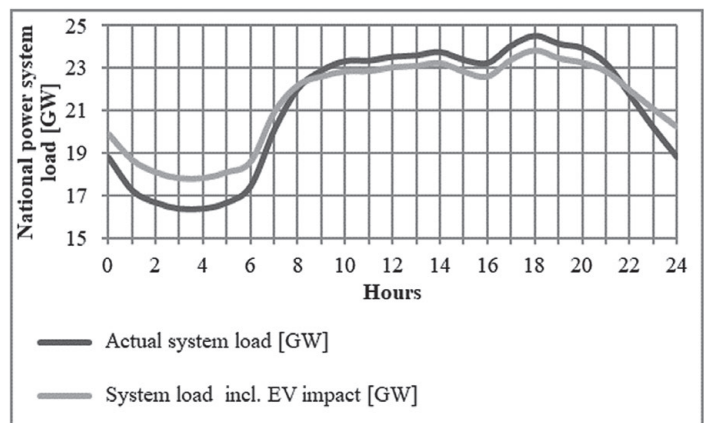


Fig. 3. Daily load curve in the average working day in January 2016 V2G variant [18]

It would also allow peak-cutting, because some peak loads could be covered by vehicles' energy output to the system. The V2G solution supporting electric cars also demand more energy for charging at night, which contributes to more efficient valley-filling [18].

4. Load rise and fall dynamics during the day

In each variant in the daily load curve diagrams two areas can be identified with the largest change in the load value in a relatively short time. The first is the load increase from the night valley to the morning peak. The other is the load decrease from the evening peak to the night valley. To examine the changes that would occur in the load rise and fall dynamics, the load gradients (for both V2G and G2V variants) were calculated. The gradients are indicators of the magnitude of change in the power system load at the time the change occurred. They were calculated by two methods – as a derivative of the trend line equation, and as the ratio of the load increase to the time over which it occurred. For the purpose of analysing the gradients, the gradients were calculated for:

- curve of the actual system load (reference chart)
- curve including changes in the power system load in the G2V variant
- curve including changes in the power system load in the V2G variant.

The load change dynamics were examined for the period from the lowest load that occurred in the night valley to the first highest peak load, and for a smaller range of data – in the periods of the highest load jump at the transition between time zones. The gradients are presented in Tab. 1.

Gradients were also determined for the time interval of a significant load decrease – from the afternoon peak to the night valley. The gradients are listed in Tab. 2.

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Period of load increase from the night valley to the morning peak – from the lowest load in the night valley (3.00 a.m.) to the first highest peak load (1.00 p.m.)		
Actual load	0.90	0.72
G2V	0.85	0.68
V2G	0.64	0.52
Period of load increase from the night valley to the morning peak – the largest load jump (6.00–9.00 a.m.)		
Actual load	1.83	1.82
G2V	1.73	1.70
V2G	1.38	1.30

Tab. 1. Load gradients for the load rise period

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Period of load fall from the evening peak to the night valley (8.00 p.m. – midnight)		
Actual load	-1.33	-1.30
G2V	-1.22	-1.20
V2G	-0.90	-0.87

Tab. 2. Load gradients for the load fall period

For a larger time interval of 10 hours (3.00 a.m. – 1.00 p.m.) the gradients vary depending on the chosen calculation method. The actual system loads would change from ca. 16.4 GW to ca. 23.6 GW. In the G2V variant the load increases in the night valley, which is also associated with the increase of the lowest load – it would amount to ca. 16.9 GW. Since some electric cars intake energy during the day, the highest load in the morning peak would also change. Considering the small number of vehicles charging during the day (ca. 5%), this value at 1.00 p.m. would increase by ca. 0.1 GW in relation to the actual load at this time and would amount to ca. 23.7 GW. Despite the increased demand for power during the day, the gradients indicated that the dynamics of load changes would improve and would be smaller. The smoothest load changes can be observed for the V2G solution. This is due to the decrease in peak load and the larger load increase in the night valley than in the G2V variant. The effect of managing the EV battery charging and discharging process in V2G is the more even shape of the load curve. The load at 3.00 a.m. would amount to ca. 17.8 GW i.e. it would be higher by ca. 1.4 GW than the actual load and ca. 0.9 GW higher than the load in the G2V variant at the same time. Whereas the load at 1.00 p.m. would amount to ca. 23 GW – i.e. would be lower by ca. 0.6 GW than the actual load and lower by ca. 0.7 GW than in the G2V variant. Due to these changes, the power demand jumps in the smoothest manner among the three variants presented. This is the most beneficial for the power system operation. Sections of the discussed curves along with the trend line equations are shown in Fig. 4.

Another time interval considered is the direct load rise period. This time during the largest load jump was 3 hours, lasting from 6.00 a.m. to 9.00 a.m. For this narrowed period of time, the load change dynamics can be determined more accurately. These gradients are larger compared to previous calculations. These calculation results confirm the conclusions from the analysis of the 3.00 a.m. – 1.00 p.m. time interval. The actual system load would increase at ca. 1.8 GW/h rate. The load would change over this time from ca. 17.5 GW to ca. 22.9 GW. In the G2V variant, the load would jump from 17.8 GW to ca. 23 GW, i.e. by ca. 1.7 GW/h. Due to the initial value increase, the change dynamics is lower. This is reflected in the smaller (by about 0.1 GW/h) gradients. The smallest load jump occurs in the V2G solution. The system load would increase from ca. 18.6 GW to ca. 22.5 GW. The results are the smallest gradients (ca. 1.3 GW/h) compared to the previous variants. This is a change that would positively affect the power system operation, as less rapid load changes are easier to accommodate. Curves of the load rise in 6.00 a.m. – 9.00 a.m. are shown in Fig. 5.

The challenge for the power system is not only to cover the rapidly growing demand in the morning, but also to properly adjust the energy output during a high decline in demand. The biggest drop in the system load occurs in 8.00 p.m. – midnight. In this period, as in the case of load rise, the highest gradient values were obtained also for the actual load curve. Negative gradients indicate a decrease in power demand. The actual load would change over these four hours from ca. 23.9 GW to ca. 18.8 GW. Whereas the load in the G2V variant would decrease

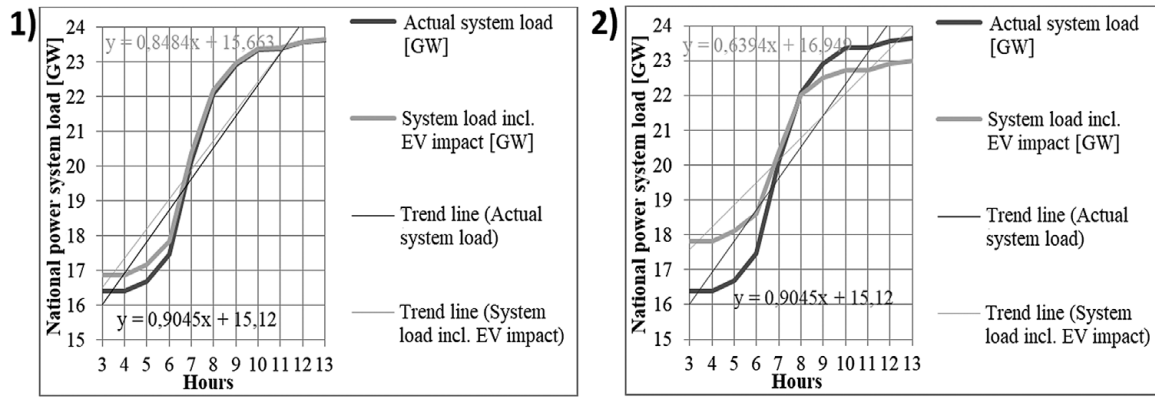


Fig. 4. Gradient for load rise period 3.00 a.m. – 1.00 p.m.: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

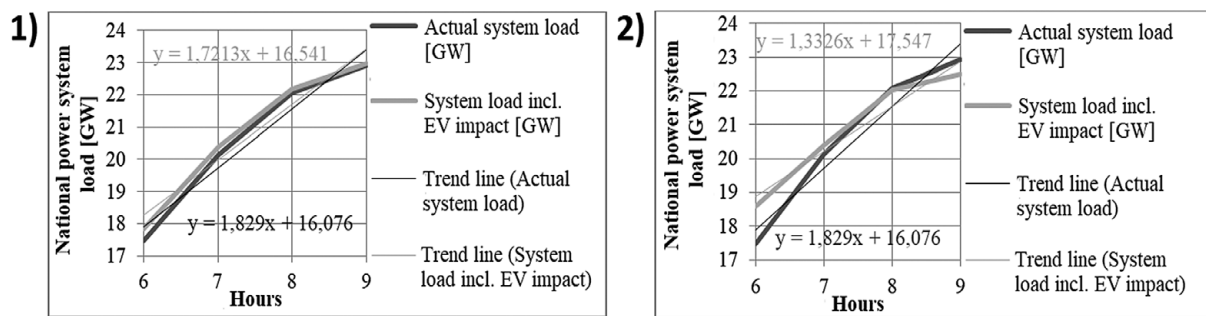


Fig. 5. Gradient for load rise period 6.00 a.m. – 9.00 p.m.: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

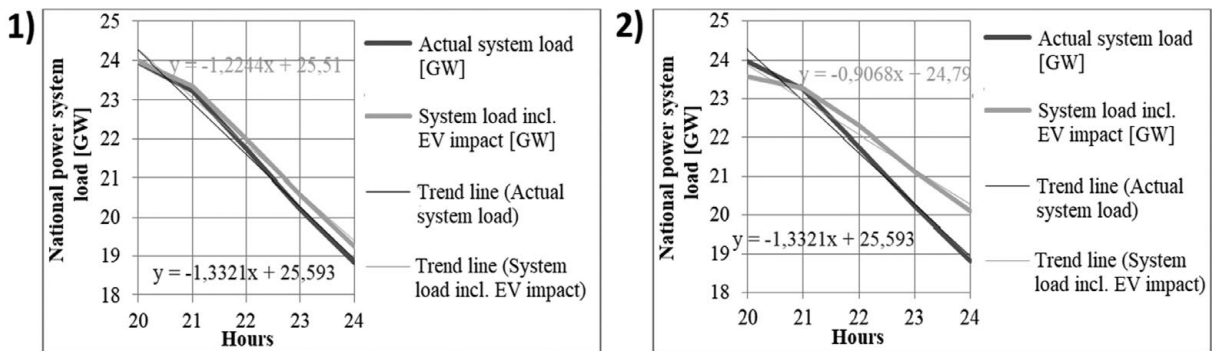


Fig. 6. Gradient for load fall period 8.00 p.m. – midnight: 1) variant G2V and 2) variant V2G, vs. the actual load curve

from ca. 24 GW to ca. 19.3 GW – hence load change dynamics lower by ca. 0.1 GW/h. The lowest load drop dynamics was that of the load curve including the V2G EV impact. The load would decrease from ca. 23.6 GW to ca. 20.1 GW, i.e. the load change rate would be ca. 0.9 GW/h – i.e. would be lower by ca. 0.4 GW/h compared to the actual curve, and lower by ca. 0.3 GW/h than in the G2V variant. This is the smallest system load change.

The smallest gradients were obtained for the V2G load curve. This indicates low dynamics of changes in the V2G solution. The V2G and, albeit to a lesser extent, G2V variants also have a positive effect on the load curve in this time interval. Fragments of the system load drop curves are shown in Fig. 6.

Based on these results it can be concluded that the G2V solution slightly affected the gradients' reduction. The smallest gradients

were obtained for V2G technology. This means that after applying the V2G variant, compared to G2V and the values obtained without the EV participation, the smallest load changes would be observed at the same time. This is beneficial for the power system operation. In the G2V solution or without the EV participation, the system had to cover a large increase (or decrease) in electricity demand in a relatively short time. The V2G solution, even if it is not supported by every electric car (in this case 40% of the vehicles return energy to the system), significantly reduces the load jump and the gradients. The V2G solution reduces the demand increase or decrease in the same time interval. To accommodate a smooth electricity demand increase or decrease is less burdensome for electricity generators and for the system.

5. Analysis of electricity load indicators

The daily load curves can be described by indicators – with them their shapes can be compared [19, 20]. Daily load variability can be characterized by three types of indicators. The reference quantities can be, for example, the peak and average installed capacities. By reference to them, several types of indicators (degrees) can be identified. Coefficients referred to the daily peak power are called load factors and designated with the symbol m_d . Coefficients referred to the average power are called daily balancing factors and designated with the symbol l_d . Load variability coefficients referred to the installed capacity are called utilisation factors and designated with symbol n_d .

In this paper the daily base (m_{d0}) and average ($m_{d\text{sr}}$) load factors, base (l_{d0}) and peak (l_{ds}) balancing factors, and base (n_{d0}), average ($n_{d\text{sr}}$) and peak (n_{ds}) utilisation factors are calculated. Their values are listed in Tab. 3.

The base load factors in the G2V and V2G variants are higher than for the actual system load. This indicates an increase in the base load (as a result of EV charging at night when there is the lowest load). The average load factor is the most frequently used indicator. It is interpreted as a measure of the daily chart's filling. A marked change of this factor is visible in the V2G variant – the chart is there much better filled as a result of concurrent valley-filling and peak-cutting in relation to the base variant.

The base and peak balancing factors in the V2G variant are closer to one than in the actual load. This means better equalisation of the daily load curve as a result of the lowering of peak loads and increasing of base loads.

The basic utilisation factors also indicate an increase in the base system loads, both in the G2V and V2G variants. The average utilisation factors also indicate an increase in the average loads, both in the G2V and V2G variants. Similarly, in the case of the peak utilisation factor – the biggest changes occurred in the V2G variant. The peak factor for this example is the smallest. Differences between the utilisation factors are the smallest.

6. Conclusions

Charging a large number of electric cars can have a significant impact on the power system operation. In order to avoid negative effects, e.g. uncontrolled increase in power demand, the EV charging process should be properly managed. This not only allows avoiding risks but can also bring many benefits.

In the G2V solution most electric cars would be charged at night, and the process would be spread over time. As a result, vehicles would not create an additional load jump, and would not cause a significant increase in power demand during the day. As follows from the calculations presented, it can also cause changes in the way the load increases or decreases. The load gradients indicate that the load, depending on the time of day, would increase or decrease less rapidly. Implementation of the G2V scenario would also increase the load equalisation, as indicated by the daily load variation indicators. Moreover, the G2V solution can be implemented in already developed and well-known technical solutions. Unfortunately, the G2V option also carries with it a certain risk – some electric cars will be charged during the day. The more such vehicles there are, the more power demand increases

	Actual load	G2V	V2G
Load factors			
m_{d0}	0.66	0.68	0.73
$m_{d\text{sr}}$	0.86	0.87	0.89
Balancing factors			
l_{d0}	0.77	0.79	0.83
l_{ds}	1.15	1.15	1.12
Utilisation factor			
n_{d0}	0.39	0.41	0.43
$n_{d\text{sr}}$	0.51	0.52	0.52
n_{ds}	0.59	0.59	0.58

Tab. 3. Load variability factors for various daily load curve variants

during peak loads, which is an undesirable effect. Therefore, the G2V solution is perceived as a good way to integrate electric cars with the power system in the initial phase of electromobility development.

Another mode of EV interoperability with the power system is the V2G solution. According to the idea of this scenario, electric cars would not only intake energy during charging at night, but also would give back some of it during the day. Such management of the EV battery charging (and discharging) process by the grid operator through issuing instructions and messages to vehicle owners can bring many positive effects on the power system operation. It would increase the load in the night valley more than the G2V solution. Moreover, it would allow reducing the load in the peak period. In addition, this would increase the system load equalisation, which is reflected in the calculated indicator values. The V2G solution significantly reduces the power demand increase and decrease rates. The low gradients also indicate increased load equalisation and smoothed daily load curve. Unfortunately, the V2G solution is still being tested, and its supporting technologies still require proper development.

In technical and economic terms, the V2G solution is more demanding than G2V. Its implementation entails higher opex and capex costs. Nevertheless, it has many advantages and greater potential as regards the impact on the power system load development.

REFERENCES

- Hall D., Lutsey N., Emerging Best Practices for Electric Vehicle Charging Infrastructure, White Paper, International Council on Clean Transportation, 2017.
- Plan rozwoju elektromobilności w Polsce [Electromobility Development Plan in Poland], Ministry of Energy, Warsaw 2016.
- Sipiński D., Bolesta K., Cicha rewolucja w energetyce. Elektromobilność w Polsce [Silent Revolution in the Energy Sector. Electromobility in Poland], Polityka Insight, 2017.
- Flasza J., Elektromobilność w Polsce – wyzwania i możliwości z uwzględnieniem inteligentnych instalacji OZE [Electromobility in Poland – Challenges and Opportunities Including Smart RES Plants], Autobusy: Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe, No. 6, 2017.

5. Polish Automotive Industry Association (PZPM) [online], <https://www.pzpm.org.pl/> [access: 03.06.2019].
6. Polish Alternative Fuels Association (PSPA) [online], <http://pspa.com.pl/> [access: 03.06.2019].
7. Alonso M. et al., Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms, *Energies*, Vol. 7, 2014, pp. 2449–2475.
8. Raustad R.A., The role of V2G in the smart grid of the future, *Interface*, Vol. 24, No. 1, 2015, pp. 53–56.
9. Gracia-Valle R., Joao A., Pecas L., *Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*, Springer, New York 2013.
10. Damiano A. et al., Vehicle-to-Grid Technology: State of the Art and Future Scenarios, *Journal of Energy and Power Engineering*, No. 8, 2014.
11. Monteiro V. et al., Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles [w:] *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, ed. J. Carmo, J. Ribeiro, Rijeka 2012.
12. Mullan J. et al., The Technical, Economic and Commercial Viability of the Vehicle-to-Grid Concept, *Energy Policy*, Vol. 48, 2012.
13. Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, No. 3, 2013.
14. Yu R. et al., Balancing Power Demand through EV Mobility in Vehicle-to-Grid Mobile Energy Networks, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 12, 2016.
15. Deivanayagam R., Vehicle-to-grid Technology: Concept, Status and Challenges, *Journal of Undergraduate Research*, No. 9, 2016.
16. EVBox [EV charging station manufacturer] [online], <https://evbox.com> [access: 02.06.2019]
17. Pistoia G., *Electric and Hybrid Vehicles – Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*, Elsevier, Amsterdam 2010.
18. Stahl W., Rozwiązania V2G i G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego [V2G and G2V solutions as the ways of using electric cars to change the shape of the daily load curve of the power system], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 61, 2018, pp. 69–72.
19. Góra S., *Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle [Power management in industry]*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warsaw 1975.
20. Marecki J., *Gospodarka elektroenergetyczna [Power management]* [in:] *Poradnik inżyniera elektryka [Electrical Engineer's Guidebook]*, Vol. 3, edited by L. Bożentowicz, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 2011.

Wiktorja Weronika Stahl

Gdańsk University of Technology

e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Graduated with MSc. in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2018). Her research interests refer to power systems, their operation and electric cars and their impact on it.

Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Prof. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific activity is associated with the power sector's economics with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with the issues of rational energy usage.

Analiza wpływu ładowania samochodów elektrycznych na obciążenia systemu elektroenergetycznego

Autorzy
Wiktorja Weronika Stahl
Paweł Bućko

Streszczenie

W artykule zaprezentowano sposoby integracji samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym. W związku z tym opracowane zostały krzywe obciążenia dobowego średniego dnia roboczego w wariancie G2V (ang. *Grid-to-Vehicle*) oraz V2G (ang. *Vehicle-to-Grid*). Rozwiązanie G2V uwzględnia jednokierunkowy przepływ energii z systemu elektroenergetycznego do baterii pojazdu. Rozwiązanie V2G oznacza dwukierunkową wymianę energii pomiędzy systemem a baterią samochodu elektrycznego. Każda z przedstawionych opcji może w inny sposób wpłynąć na kształtowanie się obciążeń systemu. W artykule przedstawiono wpływ ładowania się dużej liczby samochodów elektrycznych na dynamikę zmian obciążenia w okresie zwiększania się zapotrzebowania z doliny nocnej do szczytu porannego oraz podczas jego spadku ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Wykonano również analizę wskaźników charakteryzujących kształt krzywej obciążenia dobowego. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń porównano krzywą rzeczywistego obciążenia systemu z wariantami G2V oraz V2G.

Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, samochody elektryczne, V2G, G2V

Data wpływu do redakcji:
Data wpływu do redakcji po recenzjach:
Data akceptacji artykułu:
Data publikacji online: 30.08.2019

1. Wykorzystanie samochodów elektrycznych

Na przestrzeni ostatnich lat na całym świecie można zaobserwować wzrost zainteresowania samochodami elektrycznymi. Świadczą o tym liczne inwestycje w infrastrukturę wspomagającą działanie samochodów elektrycznych. Rozwinięciem odpowiedniej infrastruktury, na którą składają się m.in. ładowarki, protokoły komunikacyjne (pozwalające na wymianę danych między pojazdem a stacją ładowania) oraz systemy rozliczeniowe, zainteresowanych jest wiele państw. Wiąże się to z rosnącymi wymaganiami dotyczącymi ograniczenia emisji szkodliwych substancji do otoczenia, a upowszechnienie samochodów elektrycznych może przyczynić się do ograniczenia emisji spalin i zanieczyszczeń w dziedzinie transportu. Rządy np. Niemiec, Holandii, USA czy Chin w ostatnich latach podjęły wiele starań, aby osiągnąć cel, jakim jest dobrze rozbudowana infrastruktura wspierająca samochody elektryczne. Rząd Chin przyjął plan zakładający, że produkcja samochodów elektrycznych ma stanowić 20% całkowitej liczby wyprodukowanych pojazdów w 2025 roku. W związku z tym dąży on do szybkiego rozbudowania sieci ładowarek, tak aby na osiem samochodów elektrycznych przypadała jedna stacja ładowania. Ponadto zaplanowano budowę 120 tys. stacji szybkiego ładowania oraz 500 tys. publicznych stacji ładowania do 2020 roku. Celem rządu Niemiec jest osiągnięcie liczby 5 mln sprzedanych samochodów elektrycznych do 2030 roku. Dodatkowo zamierza on przeznaczyć 200 mln euro na budowę 5 tys. stacji szybkiego ładowania i dodatkowo 100 mln euro na 10 tys. stacji ładowania tzw. poziomu drugiego. Rząd Niemiec określił też

wymogi dotyczące komunikacji i płatności: wszystkie stacje ładowania muszą być zgodne z protokołem Open Charge Point Protocol, tak aby – korzystając z każdej stacji ładowania – użytkownicy mogli rozliczyć się za pobraną energię za pomocą jednego identyfikatora [1].

Wiele państw skupiło się przede wszystkim na odpowiednim finansowaniu projektów zakładających rozbudowę sieci ładowarek, zarówno na szczeblu lokalnym, jak i krajowym. Podjęto także współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, ośrodkami badawczymi i przedsiębiorstwami z sektora motoryzacyjnego. Dąży się także do zwiększenia świadomości społecznej oraz zachęcania obywateli do korzystania z samochodów elektrycznych. Obecnie wiele państw skupia się także na standaryzacji i ujednoczeniu systemów komunikacyjnych oraz rozliczeniowych. Działania, cele oraz dotychczasowe osiągnięcia różnych państw na świecie w dziedzinie elektromobilności zostały szerzej opisane w [1].

Stosowne przedsięwzięcia na rzecz rozwoju elektromobilności podjął także rząd polski. Przyjęto m.in. *Pakiet na rzecz czystego transportu*, składający się z trzech dokumentów wskazujących zasady rozwoju elektromobilności do 2025 roku. Jednym z nich jest *Plan rozwoju elektromobilności*. Podstawowym celem, który został zawarty w wymienionych wcześniej dokumentach, jest zwiększenie liczby samochodów elektrycznych. W związku z tym, ze względu na wysokie ceny tych samochodów, zakłada się stosowanie dopłat do ich zakupu. Jednocześnie na pozostałe rodzaje pojazdów została nałożona opłata zależna od ich emisyjności. Planuje się wzrost liczby samochodów elektrycznych do 1 mln w 2025 roku. Ponadto

działania na rzecz rozwoju elektromobilności podzielono na trzy etapy. Pierwszy z nich to etap przygotowań, który zakładał przyjęcie ustawy o elektromobilności oraz zakończenie do 2018 roku prac przygotowawczych do budowy stacji ładowania. W tym czasie miały też być realizowane akcje promujące elektromobilność. Drugi etap miał obejmować budowę pierwszych stacji ładowania w latach 2018–2020. Ostatni etap zakładał zwiększenie liczby stacji ładowania oraz stopniowe zastępowanie samochodów spalinowych pojazdami elektrycznymi [2, 3, 4].

Obecnie, na podstawie danych zgromadzonych przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA) oraz Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego (PZPM), opracowano *Licznik elektromobilności*, który przedstawia liczbę samochodów elektrycznych i dostępnych stacji ładowania na terenie Polski. Licznik dostępny jest na stronach internetowych wymienionych organizacji [5, 6]. Według przedstawionych danych w Polsce na koniec 2018 roku zarejestrowanych było ok. 4,1 tys. sztuk pojazdów elektrycznych. Natomiast na początku czerwca 2019 roku zarejestrowanych było ok. 5,6 tys. pojazdów tego typu. Wpływ na ten dynamiczny wzrost liczby samochodów elektrycznych miały głównie zakupy firmowe oraz rozwój tzw. *car-sharingu*, czyli wynajmu aut na minuty. Samochody elektryczne zarejestrowane w Polsce stanowią ok. 0,4% wszystkich pojazdów elektrycznych w Europie.

Wraz ze zwiększającą się liczbą samochodów elektrycznych można zaobserwować rozwój infrastruktury ładowania. Na początku czerwca 2019 roku liczba stacji ładowania wyniosła ok. 670 sztuk. Większość z nich znajduje się w Warszawie. Stacje wspierające

PL

szybkie ładowanie prądem stałym stanowią w Polsce 33% ogółu stacji ładowania. Jednocześnie Polska posiada jeden z największych udziałów stacji szybkiego ładowania w Europie – w Czechach 30% ładowarek to stacje szybkiego ładowania, natomiast w Szwecji udział ten wynosi 50%. W rozwój infrastruktury ładowania na terenie Polski zaangażowanych jest wiele firm. Na przykład PKN Orlen zainwestował we własną sieć ładowania i zapowiada instalację ok. 50 ładowarek do końca marca 2020 roku. Dzięki firmie Tauron uruchomiono kolejne 23 stacje ładowania na terenie Katowic. Natomiast PGE Polska Grupa Energetyczna planuje uruchomić do 2022 roku ok. 1,5 tys. stacji ładowania. Energa również planuje inwestycje, zakłada zbudowanie 54 stacji ładowania w 2019 roku oraz kolejnych 100 do 2022 roku [6].

2. Koncepcja G2V i V2G

Wraz ze zwiększaniem się zainteresowania samochodami elektrycznymi i rozwojem inwestycji na rzecz elektromobilności dostrzega się wpływ ładowania dużej liczby samochodów elektrycznych na system elektroenergetyczny. Samochody elektryczne są wyposażone w baterie akumulatorów, które mogą potencjalnie zostać wykorzystane jako mobilne magazyny energii. W czasie podłączenia do stacji ładowania samochody mogą pobierać energię elektryczną w celu ładowania, ale przy odpowiednim wyposażeniu – zarówno pojazdu, jak i stacji ładowania – możliwe jest także oddawanie energii do systemu elektroenergetycznego. Możliwości te oferują rozwiązania odpowiednio G2V (ang. *Grid-to-Vehicle*) oraz V2G (ang. *Vehicle-to-Grid*).

Proces ładowania w ramach rozwiązania G2V dotyczy jednokierunkowego przepływu energii, od systemu elektroenergetycznego do baterii samochodu elektrycznego. Dotyczy ładowania samochodu elektrycznego, umożliwia jedynie opcję zakupu energii elektrycznej. Jest to najprostszy sposób na integrację samochodu elektrycznego z systemem elektroenergetycznym. Ze względu na powszechnie dostępne i dobrze rozwinięte technologie dotyczące ładowania przewiduje się, że rozwiązanie G2V zostanie wdrożone jako pierwsze. Ponadto rozwiązanie to nie wymaga tak zaawansowanych systemów dotyczących komunikacji czy też bezpieczeństwa jak rozwiązanie V2G.

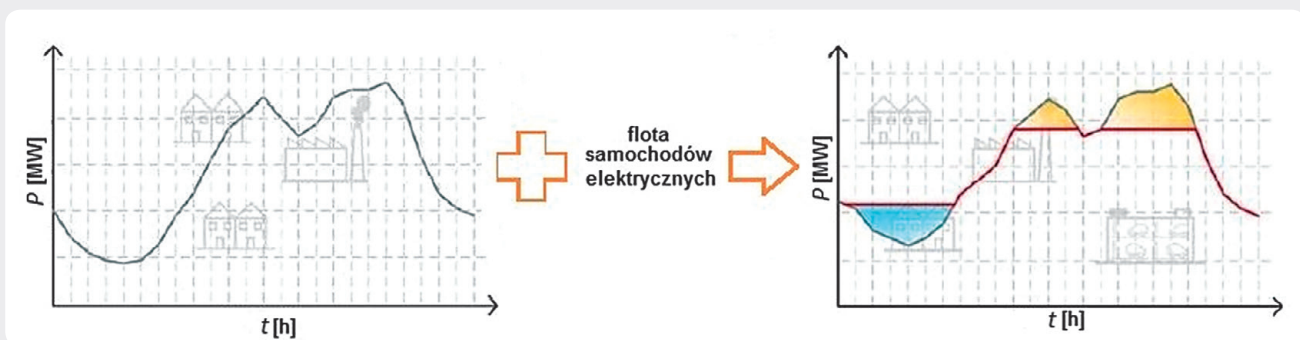
Wiąże się to z niższymi kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi [7, 8, 9, 10, 11]. V2G to usługa sieciowa oferująca wymianę energii między systemem elektroenergetycznym a baterią samochodu elektrycznego. Godziny postoju samochodów pokrywają się z godzinami, w których występują najwyższe obciążenia systemu w ciągu doby. Dlatego samochody te mogą zostać wykorzystane jako źródło rezerwowej mocy. Samochody elektryczne wspierające rozwiązanie V2G oddawałyby część energii zgromadzonej w baterii do systemu elektroenergetycznego. Ze względu na to, że samochody oddają energię do systemu w ciągu dnia, ich baterie są rozładowywane w większym stopniu niż w rozwiązaniu G2V. W związku z tym wykazywałyby większe zapotrzebowanie na moc na potrzeby ładowania w nocy. Takie zarządzanie dużą liczbą ładujących się pojazdów przez operatora sieci, poprzez wydawane komunikaty i dyspozycje właścicielom pojazdów, pozwala na zwiększenie stabilności, elastyczności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Rozwiązanie V2G i technologie niezbędne do jego funkcjonowania wciąż są testowane i badane. Wymaga ono zbudowania bardziej zaawansowanej infrastruktury niż tej potrzebnej do G2V, niezbędny jest też system komunikacyjny pozwalający na wymianę danych między samochodem, operatorem sieci oraz właścicielem pojazdu. Konieczne są także odpowiednie złącza zezwalające na dwukierunkową wymianę energii. Ważny jest również system zachęt, aby właściciele pojazdów zgadzali się na oddawanie energii do systemu. Ilość energii będącej do dyspozycji systemu jest zależna od liczby pojazdów podłączonych do ładowarek w danej chwili oraz od decyzji użytkownika – właściciel pojazdu decydowałby, ile energii chce oddać do systemu. Do dyspozycji systemu nie może być przekazana cała pojemność baterii, gdyż energia w niej zawarta musi pokryć potrzeby własne pojazdu [12, 13, 14, 15]. Mimo wielu wymagań rozwiązanie V2G daje też możliwość realizacji tzw. wypełniania dolin oraz ścinania szczytów, podczas gdy rozwiązanie G2V umożliwia jedynie wypełnianie dolin. Strategia wypełniania dolin polega na zwiększeniu obciążenia w okresach niskiego zapotrzebowania na moc, czyli np. podczas doliny nocnej. Zapotrzebowanie to może zostać zrealizowane poprzez ładowanie samochodów w nocy. Ścinanie szczytów polega natomiast

na obniżeniu obciążenia systemu w okresie szczytów. Byłoby to możliwe dzięki oddawaniu w tym czasie energii przez samochody elektryczne [7, 9]. Obie strategie mają na celu zwiększenie równomierności obciążenia systemu w ciągu dnia i wyrównanie krzywej obciążenia dobowego [7, 13, 15]. Przykład zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego przy zastosowaniu strategii V2G przedstawiono na rys. 1.

Istnieje również możliwość realizacji tzw. *smart charging*, czyli inteligentnego ładowania. Usługa ta polega na kontrolowaniu procesu ładowania pojazdów elektrycznych. Wdrożenie tej usługi może wpłynąć na obniżenie obciążenia w ciągu dnia, czyli pozwoli na zrealizowanie tzw. ścinania szczytów. Jednocześnie usługa ta nie wymaga wyposażenia ładowarki w złącze umożliwiające dwukierunkowy przepływ energii. Po przekroczeniu ustalonego poziomu zużycia energii elektrycznej na potrzeby ładowania pobór energii może zostać automatycznie ograniczony lub przerwany przez operatora [16]. W niniejszym artykule zostanie rozważone jedynie wdrożenie usługi G2V oraz V2G.

3. Krzywe obciążenia dobowego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych

W ramach badania wpływu ładowania się dużej liczby samochodów elektrycznych na pracę systemu elektroenergetycznego opracowano krzywe obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016 roku, które uwzględniają możliwe oddziaływanie samochodów elektrycznych w ramach scenariusza G2V oraz V2G. W celu przebadania możliwego wpływu eksploatacji samochodów elektrycznych założono, że liczba samochodów elektrycznych wynosi ok. 1 mln sztuk, a dwukierunkową wymianę energii w ramach V2G wspiera 40% samochodów elektrycznych. Przyjęto, że średnia pojemność baterii samochodu wyniesie 30 kWh. Uwzględniono również zużycie energii zawartej w baterii akumulatora na potrzeby własne pojazdu, które obejmują dojazdy użytkownika do miejsca pracy oraz do miejsca zamieszkania. Zużycie to wyniosło ok. 4 kWh dziennie i zostało obliczone na podstawie wzoru zawartego w [17]. Sprawność przetwarzania energii przez system ładowania (oraz oddawania energii) wynosi 95%. Zarówno sprawność przetwarzania energii, jak i zużycie



Rys. 1. Wygładzenie krzywej obciążenia dobowego przez samochody elektryczne wspierające technologię V2G. Linia czerwona przedstawia kształt krzywej obciążenia dobowego przy udziale samochodów elektrycznych [7]

energii na potrzeby własne pojazdu zostały uwzględnione przy obliczaniu wartości P_{G2V} oraz P_{V2G} . Pozostałe założenia przedstawiono w [18]. Przy takich założeniach opracowano możliwe wykresy obciążenia systemu, zakładające dotychczasowy sposób użytkowania energii elektrycznej przez odbiorców i dodatkowe obciążenia wynikające z wpływu samochodów elektrycznych. Krzywe powstały na podstawie wzoru (1) dla wariantu G2V oraz wzoru (2) dla rozwiązania V2G [18]:

$$P_{G2V} = P_{KSE} + P_{G2VP} \quad (1)$$

gdzie: P_{G2V} – obciążenie systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych w ramach G2V [GW], P_{KSE} – obciążenie systemu elektroenergetycznego bez wpływu samochodów elektrycznych o danej godzinie [GW], P_{G2VP} – moc pobrana z systemu przez samochody biorące udział w G2V w celu ładowania [GW].

$$P_{V2G} = P_{KSE} + P_{G2VP} + P_{V2GP} - P_{praca} - P_{dom} \quad (2)$$

gdzie: P_{V2G} – obciążenie systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wpływu samochodów elektrycznych w ramach V2G [GW], P_{V2GP} – moc pobrana przez samochody uczestniczące w V2G w celu ładowania [GW], P_{praca} – moc oddana przez samochody elektryczne w miejscu

pracy [GW], P_{dom} – moc oddana przez samochody elektryczne w miejscu zamieszkania [GW].

Założenia dotyczące trybu eksploatacji samochodów elektrycznych oraz wynikające z tego zmiany, dotyczące wartości obciążenia systemu w zależności od wariantu, zostały opisane w [18]. W wariantcie G2V zapotrzebowanie na energię wzrosło o ok. 4,6 GWh na dobę. Uwidoczniono zostało tu również zagrożenie w postaci zwiększenia obciążenia w czasie szczytowych obciążeń. Wzrost ten jest niepożądany, a przy większej liczbie pojazdów może się on stać zagrożeniem dla systemu elektroenergetycznego. Dlatego ważne jest odpowiednie zarządzanie przez operatora sieci liczbą pojazdów ładujących się w ciągu dnia. Został też zrealizowany efekt wypełnienia doliny, gdyż samochody pobierają energię na potrzeby ładowania w nocy [18].

W wariantcie V2G zapotrzebowanie na energię wzrosło na potrzeby ładowania o ok. 13,2 GWh na dobę. Natomiast oddane zostanie ok. 8,6 GWh. Zaletą scenariusza V2G jest nie tylko skuteczniejsze zrównoważenie obciążenia systemu. Dzięki temu rozwiązaniu samochody ładujące się w ciągu dnia nie spowodują zwiększenia się wartości szczytowych obciążeń. Pozwala to też na zrealizowanie ścinania szczytów, gdyż część szczytowych obciążeń może zostać pokryta przez pojazdy oddające energię do systemu. Samochody elektryczne biorące udział we wspieraniu rozwiązania V2G wykazują też większe zapotrzebowanie

na ładowanie w nocy, co sprzyja skuteczniejszemu wypełnieniu doliny [18].

4. Dynamika narastania i spadku obciążenia w ciągu doby

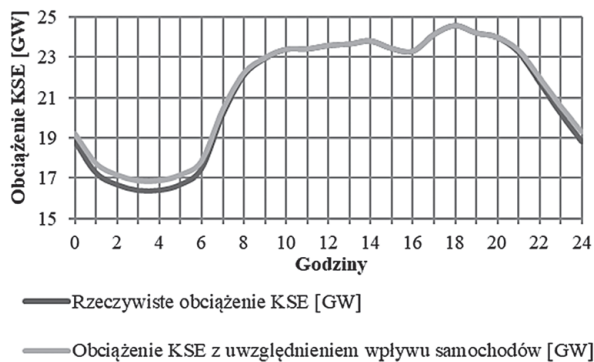
W każdym z wariantów na wykresach przedstawiających krzywą obciążenia dobowego można wyznaczyć dwa obszary, które odznaczają się największą zmianą wartości obciążenia w dość krótkim czasie. Pierwszym z nich jest wzrost obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego. Drugim jest spadek obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej. Chcąc zbadać zmiany, jakie zaszłyby w dynamice narastania lub zmniejszania się obciążeń, obliczono tzw. gradienty obciążenia (dla obu wariantów V2G i G2V). Gradienty to wskaźniki obrazujące wielkość zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w czasie, w jakim zmiana nastąpiła. Zostały one obliczone dwiema metodami – jako pochodna równania linii trendu oraz jako stosunek przyrostu obciążenia do czasu, w którym do niego doszło. Na potrzeby analizy wartości gradientów obliczono dla:

- krzywej przedstawiającej rzeczywiste obciążenie KSE (wykres odniesienia)
- krzywej uwzględniającej zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w wariantcie G2V
- krzywej uwzględniającej zmiany obciążenia systemu elektroenergetycznego w wariantcie V2G.

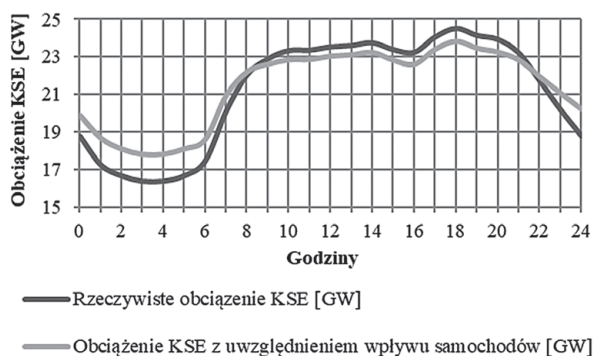
Zbadano dynamikę zmian obciążenia dla okresu od najniższego obciążenia, jakie wystąpiło w dolinie nocnej, do pierwszego największego obciążenia szczytowego oraz dla mniejszego zakresu danych – w okresach największego skoku obciążenia, przy przejściu pomiędzy strefami czasowymi. Wartości gradientów przedstawiono w tab. 1.

Gradienty wyznaczono również dla przedziału czasu, w którym występuje znaczny spadek obciążenia – od szczytu popołudniowego do doliny nocnej. Wartości gradientów zawiera tab. 2.

Dla większego przedziału czasu trwającego 10 godzin (3.00–13.00) wartości gradientów różnią się w zależności od wybranej metody obliczeniowej. Wartości obciążenia w przypadku rzeczywistego obciążenia KSE zmieniają się z ok. 16,4 GW do ok. 23,6 GW. W wariantcie G2V dochodzi do wzrostu obciążenia podczas doliny nocnej, co wiąże się również ze zwiększeniem się wartości najniższego obciążenia – wyniesie ono ok. 16,9 GW. Ze względu na to, że część samochodów elektrycznych pobiera energię w ciągu dnia, zmieni się również wartość najwyższego obciążenia w szczycie porannym. Biorąc pod uwagę niewielką liczbę pojazdów ładujących się w ciągu dnia (ok. 5%), wartość ta o godz. 13.00 wzrosła o ok. 0,1 GW w stosunku do rzeczywistego obciążenia w tym czasie i wyniesie ok. 23,7 GW. Mimo wzrostu zapotrzebowania na moc w ciągu dnia, wartości gradientów wskazują, że dynamika zmian obciążenia uległa poprawie i jest mniejsza. Najłagodniejsze zmiany obciążenia można zaobserwować dla rozwiązania V2G. Wynika to ze zmniejszenia się obciążenia w okresie szczytowym oraz większego wzrostu obciążenia podczas doliny nocnej niż w wariantcie G2V. Efektem zarządzania procesem ładowania i rozładowania



Rys. 2. Krzywa obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016. Wariant G2V [18]



Rys. 3. Krzywa obciążenia dobowego średniego dnia roboczego stycznia 2016. Wariant V2G [18]

PL

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Okres narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego – od najniższego obciążenia, jakie wystąpiło w dolinie nocnej (3.00), do pierwszego największego obciążenia szczytowego (13.00)		
Rzeczywiste obciążenie	0,90	0,72
G2V	0,85	0,68
V2G	0,64	0,52
Okres narastania obciążenia z doliny nocnej do szczytu porannego – największy skok obciążenia (6.00–9.00)		
Rzeczywiste obciążenie	1,83	1,82
G2V	1,73	1,70
V2G	1,38	1,30

Tab. 1. Wartości gradientów obciążenia dla okresu narastania

	d/dy [GW/h]	$\Delta P/\Delta t$ [GW/h]
Okres spadku obciążenia ze szczytu wieczornego do doliny nocnej (20.00–0.00)		
Rzeczywiste obciążenie	-1,33	-1,30
G2V	-1,22	-1,20
V2G	-0,90	-0,87

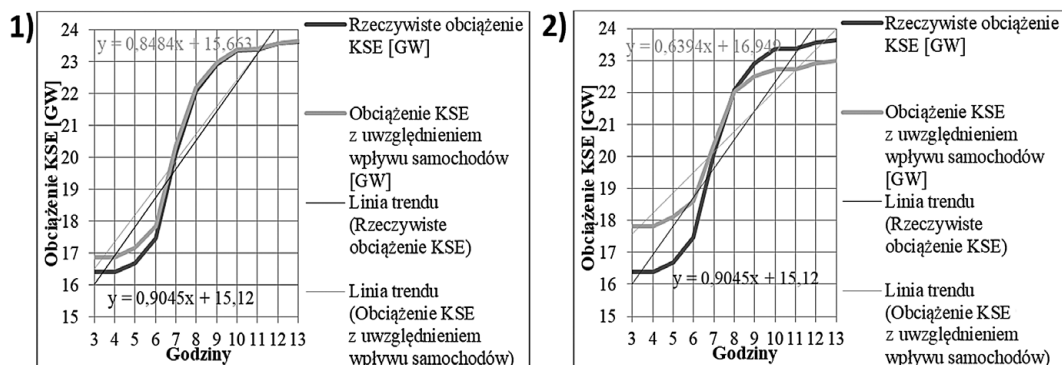
Tab. 2. Wartości gradientów obciążenia dla okresu spadku

baterii samochodów elektrycznych w ramach V2G jest bardziej równomierny kształt krzywej obciążenia. Obciążenie o godz. 3.00 wyniesie ok. 17,8 GW – jest większe o ok. 1,4 GW od rzeczywistego obciążenia i większe o ok. 0,9 GW od obciążenia w wariacie G2V w tym samym czasie. Natomiast wartość obciążenia o godz. 13.00

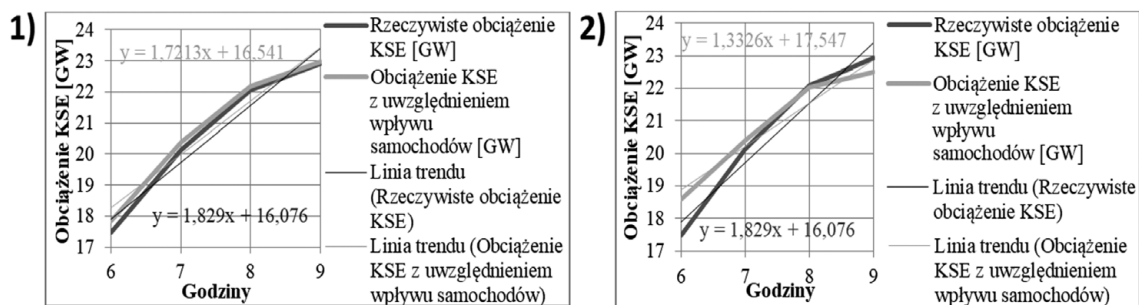
wyniesie ok. 23 GW – jest ono mniejsze o ok. 0,6 GW od rzeczywistego obciążenia i o ok. 0,7 GW mniejsze niż w wariacie G2V. W związku z tymi zmianami skok zapotrzebowania na moc przebiega w sposób najbardziej łagodny spośród trzech przedstawionych wariantów. Jest to najbardziej korzystne dla pracy systemu

elektroenergetycznego. Fragmenty omawianych krzywych wraz z równaniami linii trendu przedstawiono na rys. 4.

Kolejnym rozpatrywanym przedziałem czasu jest okres bezpośredniego narastania obciążenia. Czas ten w trakcie największego skoku obciążenia wynosił 3 godz. i trwał w godz. 6.00–9.00. Dla tego zawężonego odcinka czasu można dokładniej określić dynamikę zmian obciążenia. Wyznaczone wartości gradientów są większe w porównaniu z poprzednimi obliczeniami. Na podstawie wyników obliczeń można potwierdzić wnioski, jakie nasunęły się po analizie zakresu czasu 3.00–13.00. W krzywej rzeczywistego obciążenia systemu przyrost obciążenia wynosi ok. 1,8 GW/h. Obciążenie w tym czasie zwiększy się z ok. 17,5 GW do ok. 22,9 GW. W wariacie G2V skok ten nastąpi z wartości ok. 17,8 GW do ok. 23 GW, czyli przyrost wyniesie ok. 1,7 GW/h. Ze względu na zwiększenie się wartości początkowej dynamika zmian jest mniejsza. Znajduje to odzwierciedlenie w mniejszej (o ok. 0,1 GW/h) wartości gradientów. Najmniejszy skok obciążenia występuje w rozwiązaniu V2G. Obciążenie systemu wzrośnie z wartości ok. 18,6 GW do ok. 22,5 GW. Efektem są najmniejsze wartości gradientów (ok. 1,3 GW/h) w porównaniu z poprzednimi wariantami. Jest to zmiana, która pozytywnie wpłynęłaby na pracę systemu elektroenergetycznego, gdyż mniej gwałtowne zmiany obciążenia są łatwiejsze do pokrycia. Krzywe przedstawiające narastanie obciążenia



Rys. 4. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godz. 3.00–13.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia



Rys. 5. Gradient dla okresu narastania obciążenia w godz. 6.00–9.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia

w godz. 6.00–9.00 przedstawione zostały na rys. 5.

Wyzwaniem dla systemu elektroenergetycznego jest nie tylko pokrycie gwałtownie rosnącego zapotrzebowania w godzinach porannych, ale także odpowiednie dostosowanie produkcji energii w podczas dużego spadku zapotrzebowania. Największy spadek obciążenia systemu występuje w godz. 20.00–0.00. W tym okresie, podobnie jak przy narastaniu obciążenia, również największe wartości gradientów otrzymano dla krzywej rzeczywistej. Wartości ujemne gradientów świadczą o zmniejszaniu się zapotrzebowania na moc. Obciążenie krzywej rzeczywistej w ciągu czterech godzin zmniejszy się z wartości ok. 23,9 GW do ok. 18,8 GW. Natomiast dla krzywej wariantu G2V spadek ten nastąpi z wartości ok. 24 GW do ok. 19,3 GW – stąd wynika mniejsza dynamika zmian obciążenia o ok. 0,1 GW/h. Najmniejszą dynamiką spadku obciążenia odznaczała się krzywa obciążenia uwzględniająca wpływ pojazdów elektrycznych w ramach rozwiązania V2G. Obciążenie zmniejszyłoby się z wartości ok. 23,6 GW do ok. 20,1 GW, czyli zmiana obciążenia wyniesie ok. 0,9 GW/h – będzie mniejsza o ok. 0,4 GW/h w porównaniu z rzeczywistą krzywą i mniejsza o ok. 0,3 GW/h niż w wariantcie G2V. Oznacza to najmniejszą zmianę w obciążeniu systemu.

Najmniejsze gradienty otrzymano dla krzywej obrazującej scenariusz V2G. Świadczy to o małej dynamice zmian w przypadku zastosowania rozwiązania V2G. Wariant V2G oraz w mniejszym stopniu G2V oddziałują pozytywnie na krzywą obciążenia także w tym przedziale czasu. Fragmenty krzywych przedstawiające spadek obciążenia systemu zawiera rys. 6.

Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że rozwiązanie G2V nieznacznie wpłynęło na zmniejszenie się wielkości gradientów. Najmniejsze wartości gradientów uzyskano dla technologii V2G. Wynika stąd, że po zastosowaniu wariantu V2G, w porównaniu z G2V oraz wartościami uzyskanymi bez udziału samochodów elektrycznych, obserwuje się najmniejsze zmiany obciążenia w tym samym czasie. Jest to pozytywny skutek dla systemu elektroenergetycznego. W rozwiązaniu G2V lub bez udziału pojazdów system w stosunkowo krótkim czasie musiał pokryć duży wzrost (lub spadek) zapotrzebowania na energię elektryczną. Rozwiązanie V2G, nawet jeśli

nie jest wspierane przez każdy samochód elektryczny (w tym przypadku w oddawaniu energii do systemu bierze udział 40% pojazdów), powoduje znaczne zmniejszenie skoku obciążenia i zmniejszenie się wartości gradientów. Rozwiązanie V2G powoduje, że w tym samym przedziale czasu wzrost lub spadek zapotrzebowania jest mniejszy. Pokrycie łagodnego wzrostu i spadku zapotrzebowania na energię elektryczną jest mniej obciążające dla wytwórców energii i dla systemu.

5. Analiza wskaźników obciążeń elektroenergetycznych

Krzywe obciążenia dobowego można opisać m.in. za pomocą wskaźników – umożliwiają one porównanie kształtów wykresów obciążeń [19, 20]. Dobową zmienność obciążenia można scharakteryzować trzema rodzajami wskaźników. Wielkościami odniesienia mogą być np.: moc szczytowa zainstalowana oraz średnia. W związku z tymi wartościami wyróżnia się kilka rodzajów wskaźników (stopni). Współczynniki, dla których odniesienie stanowi dobową moc szczytowa, określane są mianem stopni obciążenia i oznaczane są symbolem m_d . Dobowymi stopniami wyrównania określa się współczynniki, których wartościami odniesienia jest moc średnia – oznaczane są symbolem l_d . Współczynniki, które określają zmienność obciążeń w ciągu doby względem mocy zainstalowanej, nazywane są stopniami wyzyskania – oznaczane są symbolem n_d .

W niniejszym artykule obliczono wartości dobowego podstawowego (m_{do}) i średniego ($m_{dśr}$) stopnia obciążenia, podstawowego (l_{do}) i szczytowego (l_{ds}) stopnia wyrównania oraz wartości podstawowego (n_{do}), średniego ($n_{dśr}$) i szczytowego (n_{ds}) stopnia wyzyskania. Wartości stopni zostały zestawione w formie tab. 3.

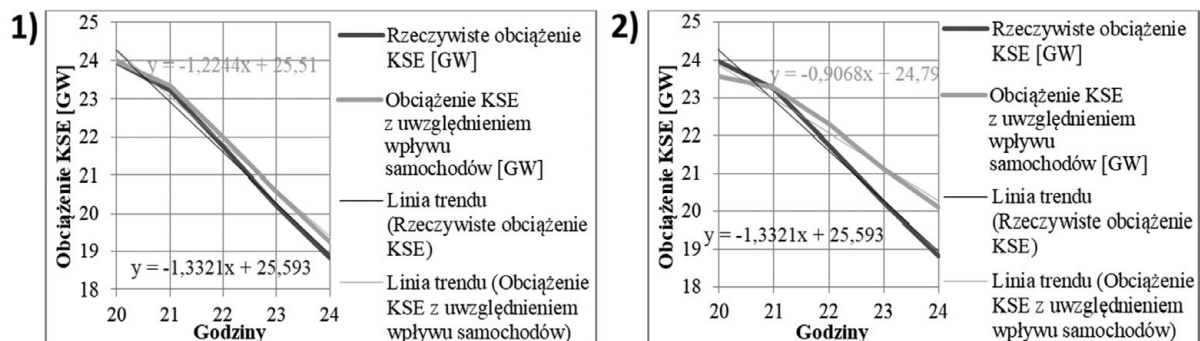
Wartości podstawowych stopni obciążenia w wariantcie G2V i V2G są większe niż dla rzeczywistego obciążenia systemu. Świadczy to o zwiększeniu się wartości obciążenia podstawowego (w wyniku ładowania samochodów elektrycznych w nocy, kiedy występuje najniższe obciążenie). Średni stopień obciążenia jest najczęściej wykorzystywanym wskaźnikiem. Jego wielkość jest interpretowana jako miara stopnia wypełnienia wykresu dobowego. Wyraźna zmiana tego stopnia jest widoczna w wariantcie V2G – nastąpiła wyraźna poprawa wypełnienia wykresu jako skutek jednoczesnego wypełniania dolin i obciążenia szczytów w stosunku do wariantu bazowego.

Wartości stopni wyrównania, zarówno podstawowego, jak i szczytowego, w wariantcie V2G są bardziej zbliżone do jedności niż w obciążeniu rzeczywistym. Oznacza to zwiększenie się równomierności kształtu krzywej obciążenia dobowego w wyniku zmniejszenia się szczytowych obciążeń oraz zwiększenia się obciążeń podstawowych.

Podstawowe stopnie wyzyskania również wskazują na zwiększenie się wartości podstawowego obciążenia systemu, zarówno

	Rzeczywiste obciążenie	G2V	V2G
Stopnie obciążenia			
m_{do}	0,66	0,68	0,73
$m_{dśr}$	0,86	0,87	0,89
Stopnie wyrównania			
l_{do}	0,77	0,79	0,83
l_{ds}	1,15	1,15	1,12
Stopnie wyzyskania			
n_{do}	0,39	0,41	0,43
$n_{dśr}$	0,51	0,52	0,52
n_{ds}	0,59	0,59	0,58

Tab. 3. Wartości stopni charakteryzujących zmienność obciążenia dla poszczególnych wariantów krzywych obciążenia dobowego



Rys. 6. Gradient dla okresu zmniejszania się obciążenia w godz. 20.00–0.00: 1) wariant G2V oraz 2) wariant V2G, na tle rzeczywistej krzywej obciążenia

w wariancie G2V oraz V2G. Średnie wartości stopnia wyzyskania również wskazują na zwiększenie się wartości średnich obciążeń w obu wariantach G2V oraz V2G. Podobnie w przypadku stopnia szczytowego wyzyskania – największe zmiany zaszły w wariancie V2G. Wartość stopnia szczytowego dla tego przykładu jest najmniejsza. Różnice pomiędzy wartościami stopni wyzyskania są najmniejsze.

6. Wnioski

Ładowanie się dużej liczby samochodów elektrycznych może wywrzeć znaczący wpływ na pracę systemu elektroenergetycznego. Chcąc uniknąć skutków negatywnych, np. w postaci niekontrolowanego wzrostu zapotrzebowania na moc, należy odpowiednio zarządzać procesem ładowania pojazdów. Takie postępowanie nie tylko pozwoli uniknąć zagrożenia, ale także może przynieść wiele korzyści.

W rozwiązaniu G2V większość samochodów elektrycznych ładowałaby się w nocy, a proces ten byłby rozłożony w czasie. Dzięki temu pojazdy nie wytworzą dodatkowego skoku obciążenia, oraz nie spowodują znacznego zwiększenia zapotrzebowania na moc w ciągu dnia. Jak wynika z przedstawionych obliczeń, może to też wywołać zmiany w sposobie narastania lub spadku obciążenia. Wartości gradientów wskazują, że obciążenie, w zależności od pory dnia, będzie narastać lub zmniejszać się mniej gwałtownie. Realizacja scenariusza G2V wpłynie również na zwiększenie równomierności obciążenia, na co wskazują wartości wskaźników charakteryzujących dobową zmienność obciążenia. Ponadto rozwiązanie G2V może zostać zrealizowane w opracowanych już i dobrze znanych rozwiązaniach technicznych. Niestety, opcja G2V niesie też ze sobą pewne ryzyko – część samochodów elektrycznych będzie ładowana w ciągu dnia. Im więcej będzie takich pojazdów, tym bardziej wzrośnie zapotrzebowanie na moc podczas szczytowych obciążeń, co jest skutkiem niepożądanym. Dlatego też rozwiązanie G2V jest postrzegane jako dobry sposób na zintegrowanie samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym w początkowej fazie rozwoju elektromobilności.

Kolejnym sposobem na współpracę samochodów elektrycznych z systemem elektroenergetycznym jest rozwiązanie V2G. Zgodnie z ideą tego scenariusza samochody elektryczne nie tylko pobierałyby energię podczas ładowania w nocy, ale także

oddawały jej część w ciągu dnia. Takie zarządzanie procesem ładowania (oraz rozładowywania) baterii pojazdu przez operatora sieci, dzięki wydawanym dyspozycjom i komunikatom właścicielom pojazdów, może przynieść wiele pozytywnych skutków dla pracy systemu elektroenergetycznego. Doprowadzi do zwiększenia się obciążenia w czasie doliny nocnej bardziej niż rozwiązanie G2V. Ponadto pozwoli na obniżenie obciążenia w okresie szczytowym. Dodatkowo doprowadzi to do zwiększenia równomierności obciążenia systemu, co uwidaczniają wartości obliczonych wskaźników. Rozwiązanie V2G istotnie zmniejsza dynamikę narastania i spadku zapotrzebowania na moc. Niskie wartości gradientów również wskazują na zwiększenie się równomierności obciążenia i wygładzenie kształtu krzywej obciążenia dobowego. Niestety, rozwiązanie V2G jest wciąż testowane, a technologie wspomagające jego działanie wciąż wymagają odpowiedniego opracowania.

Pod względem technicznym i ekonomicznym rozwiązanie V2G jest bardziej wymagające niż G2V. Jego wdrożenie wiąże się z wyższymi kosztami eksploatacyjnymi i inwestycyjnymi. Mimo to cechuje się licznymi zaletami i większymi możliwościami w kwestii wpływania na kształtowanie się obciążeń systemu elektroenergetycznego.

Bibliografia

- Hall D., Lutsey N., Emerging Best Practices for Electric Vehicle Charging Infrastructure, White Paper, International Council on Clean Transportation, 2017.
- Plan rozwoju elektromobilności w Polsce, opracowanie Ministerstwa Energii, Warszawa 2016.
- Sipiński D., Bolesta K., Cicha rewolucja w energetyce. Elektromobilność w Polsce, Polityka Insight, 2017
- Flasza J., Elektromobilność w Polsce – wyzwania i możliwości z uwzględnieniem inteligentnych instalacji OZE, *Autobusy: Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe* 2017, nr 6.
- Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego (PZPM) [online], <https://www.pzpm.org.pl/> [dostęp: 3.06.2019].
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA) [online], <http://pspa.com.pl/> [dostęp: 3.06.2019].

- Alonso M. i in., Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms, *Energies* 2014, Vol. 7, s. 2449–2475.
- Raustad R.A., The role of V2G in the smart grid of the future, *Interface* 2015, Vol. 24, No. 1, s. 53–56.
- Gracia-Valle R., Joao A., Pecas L., Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks, Springer, New York 2013.
- Damiano A. i in., Vehicle-to-Grid Technology: State of the Art and Future Scenarios, *Journal of Energy and Power Engineering* 2014, No. 8.
- Monteiro V. i in., Batteries Charging Systems for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles [w:] *New Advances in Vehicular Technology and Automotive Engineering*, ed. J. Carmo, J. Ribeiro, Rijeka 2012.
- Mullan J. i in., The Technical, Economic and Commercial Viability of the Vehicle-to-Grid Concept, *Energy Policy* 2012, Vol. 48.
- Wang Z., Wang S., Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2013, Vol. 28, No. 3.
- Yu R. i in., Balancing Power Demand through EV Mobility in Vehicle-to-Grid Mobile Energy Networks, *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 2016, Vol. 12.
- Deivanayagam R., Vehicle-to-grid Technology: Concept, Status and Challenges, *Journal of Undergraduate Research* 2016, No. 9.
- EVBox [producent stacji ładowania samochodów] [online], <https://evbox.com> [dostęp: 2.06.2019].
- Pistoia G., Electric and Hybrid Vehicles – Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market, Elsevier, Amsterdam 2010.
- Stahl W., Rozwiązania V2G I G2V jako sposoby wykorzystania samochodów elektrycznych do zmiany kształtu krzywej obciążenia dobowego systemu elektroenergetycznego, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2018, nr 61, s. 69–72.
- Góra S., Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1975.
- Marecki J., Gospodarka elektroenergetyczna [w:] *Poradnik inżyniera elektryka*, t. 3, red. L. Bożentowicz, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2011.

Wiktorja Weronika Stahl

mgr inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: wiktoria.stahl@pg.edu.pl

Studia magisterskie na kierunku energetyka ukończyła na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2018). Jej zainteresowania badawcze dotyczą systemów elektroenergetycznych, ich pracy oraz samochodów elektrycznych i ich oddziaływania na pracę systemu elektroenergetycznego.

Paweł Bućko

dr hab. inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa jest związana z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Jego aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkownika energii.