

Electricity Generation Reliability in a Power System Including Renewable Energy Sources

Authors

Piotr Marchel
Józef Paska

Keywords

electricity generation reliability, renewable energy sources, solar power plants

Abstract

The paper presents methods of including renewable energy sources in power system reliability analyses. The focus is on solar power plants. A method of primary energy availability modelling for such sources was proposed. Methods of including solar power plants in power system reliability calculations are presented. The impact of new photovoltaic sources on electricity generation reliability in an IEEE RTS-79 test system was examined. The Capacity Credit was determined for these plants, owing to which their capability to cover load was examined.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016107

1. Foreword

In recent years, the share of renewable energy in the generation capacity balance of power systems, including the national one (NPS), has been growing and growing [6]. The specific nature of generating sources using renewable energy resources' operation also requires the application of a new approach in the analysis of power systems' reliability and security in relation to them. In particular, this applies to wind and solar power plants, in which the generated power and energy depend on the availability of primary energy – wind and solar radiation – to a large extent. This availability is stochastic. The manner of including wind farms in calculations and their impact on the reliability of a generation subsystem was presented in [4]. The paper [3] discussed the manner of creation of a primary energy – solar radiation for photovoltaic power plants – availability model more precisely. This paper is its extension. An attempt to estimate the extent, to which the emerging solar power plants affect the power systems' reliability, was undertaken. As a basis for the calculations, the IEEE RTS-79 test system [2], which has been upgraded with new generation units – photovoltaic farms – was adopted.

2. Modelling the primary energy availability for solar power plants

Due to the photovoltaic power plants' special character, it is important to create the primary energy availability model, i.e. solar radiation energy reaching the panel surface. It has a dual nature. On the one hand, the amount of energy reaching the upper atmosphere at a given moment and in the specified location can be calculated based on known formulas. On the other hand, the atmosphere (weather) affects how much available solar radiation energy will be let by it, and, as a result, will be available

for the power plant. It was described further in [3]. The density of radiation flux reaching the Earth's surface can be determined from the following formulae:

$$G_z = k_b \cdot G_p \quad (1)$$

where:

G_p – the density of radiation flux reaching the upper atmosphere in a plane parallel to the Earth surface (in W/m^2), k_b – clearness index.

Clearness index is strongly associated with cloudiness and takes values from 0, when the entire solar radiation is reflected or absorbed by the atmosphere, to 1, when the atmosphere lets all the reaching radiation through. In practice, this ratio takes values from a narrower range. The average clearness index value in Poland is c. 0.4.

The simplest primary energy availability model can be created, assuming that there are two dominant weather types – sunny and cloudy ones. The analysis was presented on the basis of the data contained in typical meteorological years [7] for Tarnów. There are two weather states: state 1, when the average clearness index value is 0.2, and state 2, when the average clearness index value is 0.65. As the border between the states, the value k_b equal to 0.35 was adopted. For each hour t in the year, the value $k_b(t)$ was determined from the formulae:

$$k_b(t) = G_z(t)/G_p(t) \quad (2)$$

where:

$G_p(t)$ – the calculated density of the radiation flux reaching the upper atmosphere in a plane parallel to the Earth surface

(in W/m^2) at t hour, $G_Z(t)$ – the solar radiation intensity at t hour included in the meteorological data.

The $k_b(t)$ ratio's value is not specified for night (when $G_p(t) \leq 0$). On the basis of an analysis of the $k_b(t)$ course, the following was determined: the average clearness index values in a given state k_{bi} , the intensities of transitions between states λ_{ij} , the average times of being in a particular state T_i and the probabilities of being in a particular state p_i (Tab. 1). In Fig. 1, the solar radiation intensity corresponding to the states in the bi-state primary energy availability model in Tarnów on June, 15 was presented. The volume of radiation intensity reaching the upper atmosphere $G_p(t)$ and the expected intensity value of the radiation reaching the Earth's surface $G_Z(t)$ were also noted.

3. Calculations of the Power System's reliability with the participation of solar power plants

Usually, electricity generation reliability is considered as an issue of the stochastic process's exceeding the demand for power $Z(t)$ of the stochastic process of the system's generation capability $P(t)$ [5]. The generation reliability model is then the stochastic process of power deficit $D(t)$, defined as:

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t), & \text{when } Z(t) > P(t) \\ 0, & \text{when } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (3)$$

Photovoltaic power plants are generally very small units connected with a distribution system at a low voltage level or operating in an island mode, supplying a local energy consumers' group. Therefore, you can apply two approaches to including the solar power plants in the calculations of the electricity generation reliability.

The first approach assumes that the photovoltaic power plants will be represented by additional units in the system and presented

Number of state i	k_{bi}	λ_{ij} 1/h		T_i h	p_i
		to the state $j = 1$	to the state $j = 2$		
1	0.20	0.833	0.167	5.97	0.453
2	0.65	0.139	0.861	7.22	0.547

Tab. 1. Designated parameters of the bi-state primary energy availability model

in the form of a bi- or multi-state model. It is assumed that the states' probabilities and intensities of transitions between the states are fixed for the entire analysis period, while the generation capacities corresponding to the subsequent states depend on the time of year t in accordance with the following formulae:

$$P_i(t) = P_{PV} \cdot k_{bi} \cdot G_p(t)/1000 \quad (4)$$

where:

P_{PV} - rated capacity of the solar power plant (determined for the intensity of solar radiation equal to 1000 W/m^2 and the temperature equal to 25°C).

The model does not include the impact of photovoltaic panels' contamination, loss of efficiency during operation and efficiency of power electronics converters controlling the power plant's operation and connecting it to the power system. It is assumed that the power generated in the power plant is proportional to the available solar radiation's intensity. In order to make the model simple, it can also be assumed that the generation capacities in particular states do not change in a given week or a month, at the same hours and on the subsequent days.

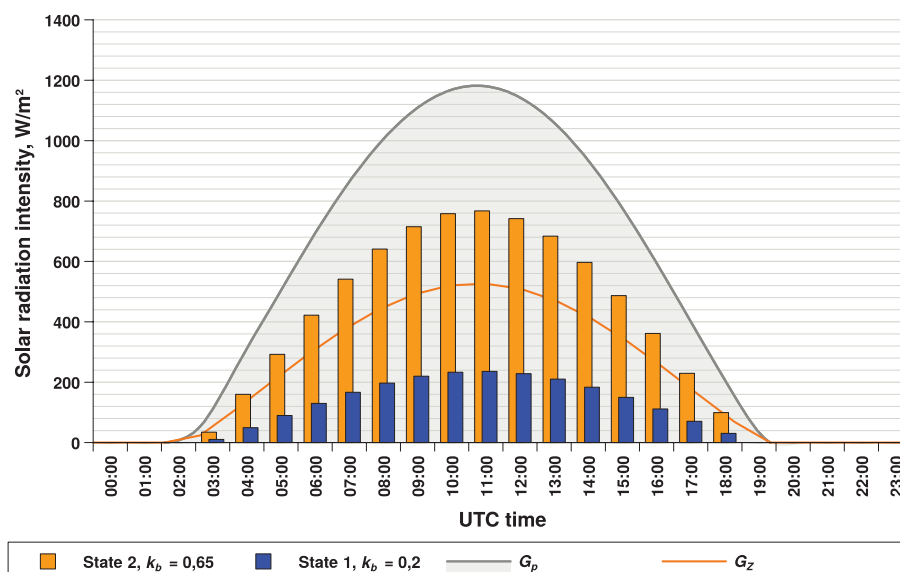


Fig. 1. Bi-state primary energy availability model (solar radiation intensity) in Tarnów on June, 15: G_p – the intensity of the radiation reaching the upper atmosphere, G_Z – the expected value of the solar radiation intensity reaching the Earth's surface, k_b – clearness index

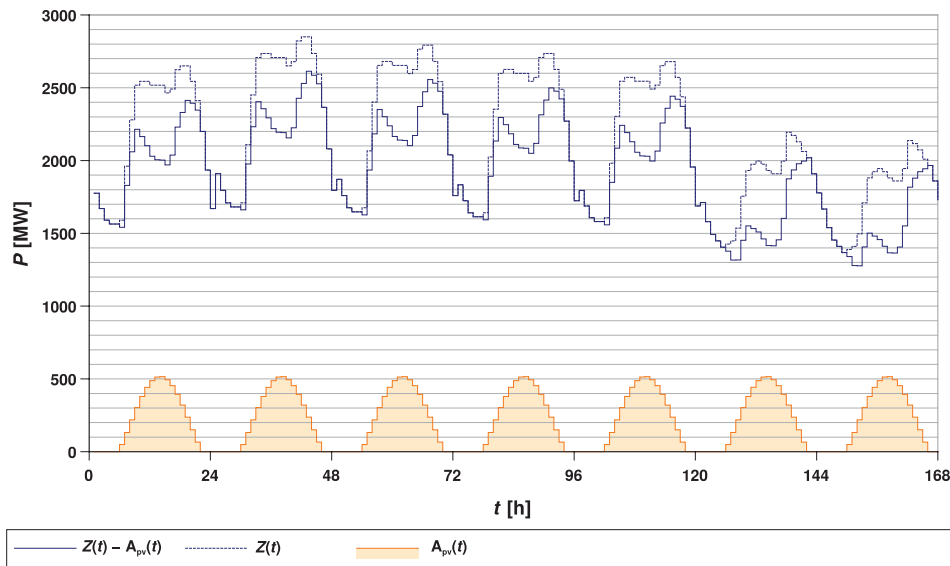


Fig. 2. Example of including distributed generation in photovoltaic power plants for the theoretical course of the demand in a selected week: $A_{pv}(t)$ – the expected volume of electricity production in photovoltaic sources, $Z(t)$ – demand for power

The second approach to modelling the photovoltaic power plants' operation in the power system involves reduction of the expected demand for power $Z(t)$ by the expected volume of electricity generation in photovoltaic sources $A_{pv}(t)$ (Fig. 2).

The analysis of the solar power plants' impact on the power systems' reliability was executed on the example of the

IEEE RTS-79 test system [2] expanded by subsequent generation units. The calculations were conducted for the data of the week with the highest demand for power. The analysis was performed for three specific weeks of the year: June, 11–18, March, 11–18 and December, 11–18. In addition, both above-mentioned approaches were compared: A – adding subsequent

P_{ir} , MW	P_{PV} , MW	Share of PV in system capacity, %	LOLE, h		LOEE, MWh		EIU	
			A	B	A	B	A	B
Base case – RTS-79 peak week without additional generation sources								
3405	0	0.00	1.9512		280.27		0.00078	
Additional photovoltaic power plants, the calculations for the December, 11–18 week								
3505	100	2.85	1.8829	1.9107	266.52	271.00	0.00074	0.00076
3655	250	6.84	1.8463	1.8448	258.44	258.63	0.00072	0.00072
3905	500	12.80	1.7139	1.7050	240.91	240.85	0.00067	0.00068
4405	1000	22.70	1.5142	1.5203	216.20	215.82	0.00060	0.00061
Additional photovoltaic power plants, the calculations for the March, 11–18 week								
3505	100	2.85	1.7896	1.7927	250.23	250.64	0.00070	0.00070
3655	250	6.84	1.5316	1.5288	215.32	215.56	0.00060	0.00061
3905	500	12.80	1.2018	1.2340	168.96	176.49	0.00047	0.00050
4405	1000	22.70	0.9577	0.9544	136.51	136.31	0.00038	0.00040
Additional photovoltaic power plants, the calculations for the June, 11–18 week								
3505	100	2.85	1.5840	1.5856	217.49	217.64	0.00061	0.00061
3655	250	6.84	1.1199	1.1166	150.94	150.44	0.00042	0.00043
3905	500	12.80	0.6682	0.6617	84.11	83.14	0.00023	0.00024
4405	1000	22.70	0.2489	0.2411	29.42	28.71	0.00008	0.00009

LOLE – expected total duration of power deficit (Loss of Load Expectation), LOEE – expected unsupplied energy (Loss of Energy Expectation), EIU – energy index of unavailability

Tab. 2. Selected indices of Power System's reliability including solar power plants, determined with two methods: A – by adding new generating units represented with a bi-state model; B – by subtracting the expected power generated in the photovoltaic power plants from the demand

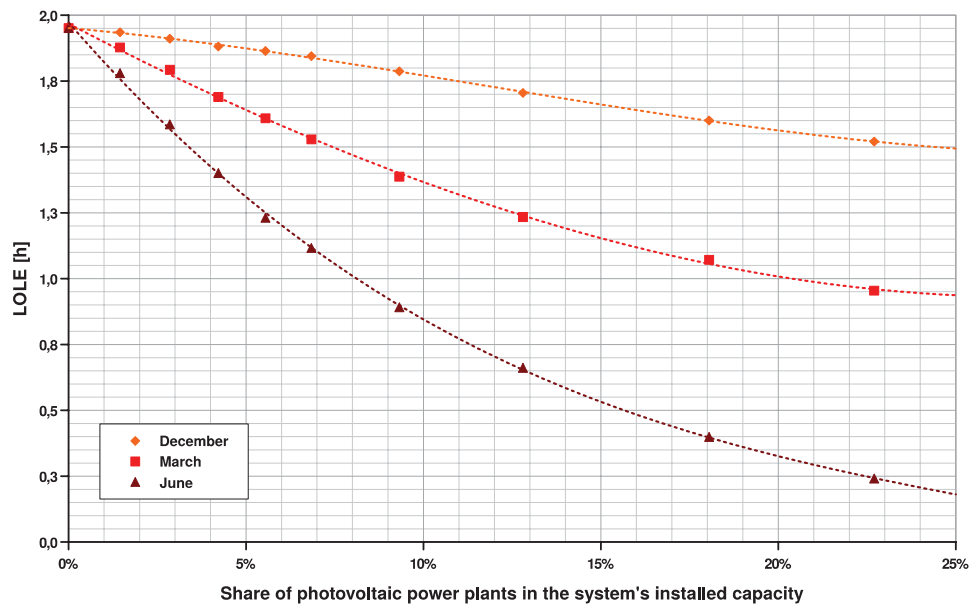


Fig. 3. Dependence of the loss of load expectation's occurrence time on the share in the system's power of the additionally installed photovoltaic power plants

photovoltaic generating units with a rated power of 1 MW in the form of a bi-state model, B – subtracting the expected value of the energy generated in photovoltaic sources from the volume of demand for power. The calculation results are presented in Tab. 2 and Fig. 3.

4. Evaluation of the photovoltaic power plants' capability to cover load

There are many definitions and approaches for determining the power plants' capability to cover load. Probabilistic methods, in which the value of an appropriate power system reliability index (e.g. the expected time of deficit (Loss of Load Expectation – LOLE), Loss of Load Probability (LOLPs), energy index of unavailability (EIU), energy index of reliability (EIR), etc. [1, 3]) for two systems: the first one – without additional generating units, the second one – with additional generation units, are used most commonly. In both systems, the same level of power system's reliability must be reached – the same value of the reliability index (LOLE, LOLPs, EIU, EIR, etc.). The photovoltaic power plants' capability to cover load CC (*Capacity Credit*) can be determined from the following equation:

$$CC = \frac{P_{SPV} - P_S}{P_{PV}} \quad (5)$$

where:

CC – photovoltaic power plants' capability to cover load expressed in relative units; P_{SPV} – total Power System's capability to cover load, calculated including the additional installed power, in MW; P_S – total Power System's capability to cover load, calculated without including the installed power in the photovoltaic power plants, in MW; P_{PV} – the installed capacity of the photovoltaic power plants, in MW.

Share of PV in capacity, %	P_{PV} , MW	Week in a year	P_S , MW	P_{SPV} , MW	Capacity credit (CC), %
2.85	100	December, 11–18	2850	2853.7	3.70
		March, 11–18		2865.2	15.17
		June, 11–18		2884.4	34.42
6.84	250	December, 11–18		2860.7	4.26
		March, 11–18		2895.5	18.19
		June, 11–18		2939.9	35.97

Tab. 3. Determined solar power plants' capability to cover load

The capabilities to cover the load of the power system were determined for the same level of the system's reliability in both cases: including and excluding the additional installed power in the solar power plants – the same level of the expected power deficit's duration LOLE equal to 1.9512 h was adopted. The calculations were made for two volumes of additional installed capacity in the solar power plants: 100 and 250 MW, as well as for three characteristic weeks in a year: in December, March, and June. The system's capability to cover load with the installed photovoltaic power plants P_{SPV} was determined on the basis of the LOLE index's dependency on peak load (Fig. 4). The determined *Capacity Credit* values are summarised in Tab. 3.

5. Conclusion

The growing share of power generation using renewable energy resources in Europe requires including it in reliability analyses as well. The paper showed the ways of including the solar power

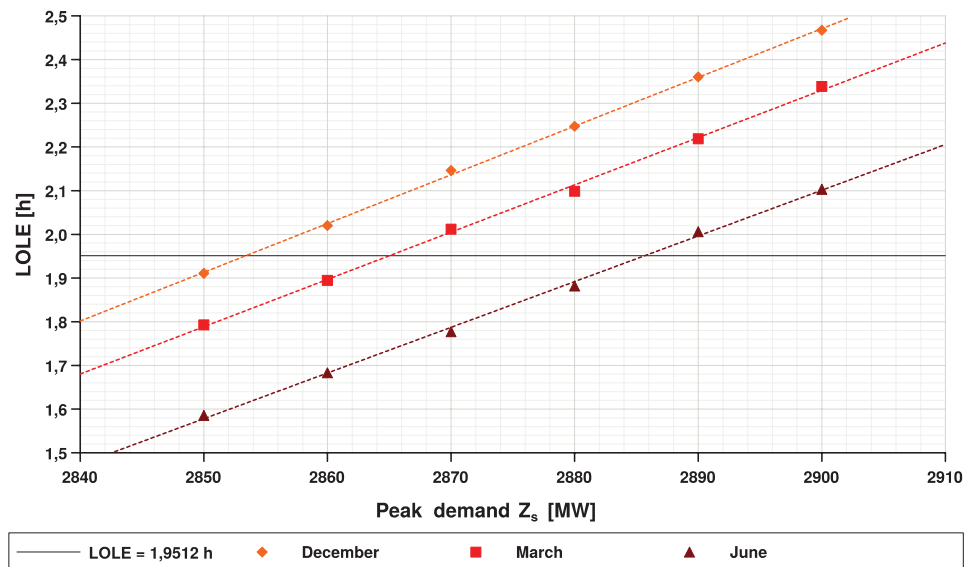


Fig. 4. Dependence of the expected duration of the power deficit LOLE on the volume of the peak demand Z_s in the case of installing additional photovoltaic power plants with capacity of 100 MW for the three characteristic weeks in the year

plants in these analyses. For modelling their operation and reliability, it is important to create an availability model of the primary energy – solar radiation. Two approaches to including the solar power plants in the analyses of reliability were presented. The first one assumes that the photovoltaic power plants are treated as bi-state generation units, where generation capacity corresponding to both states depends on the time and day. The second is based on the assumption that solar power plants are close to recipients. Therefore, they can be considered as a take-off of negative demand for power. In this approach, the expected value of energy production in the solar power plants must be subtracted from the demand for power. The calculation results obtained in both approaches are similar. Simpler and, therefore, less time consuming calculations are required in the second analysed method. Hence, at the comparative results, it seems to be better. The solar power plants' capability to cover load was also examined. In December, on days of the lowest insolation, they are able to provide the power supply of c. 3–4% of their rated capacity. In spring and autumn, this ratio amounts to c. 15–18%. In the summer, it reaches c. 35%.

REFERENCES

1. M. Amelin, "Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, 2009, pp. 685–691.
2. "IEEE Committee Report: IEEE Reliability Test System", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, 1979.
3. P. Marchel, J. Paska, "Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych" [Modelling the photovoltaic power plants' reliability] *Rynek Energii*, No. 2, 2014, pp. 81–86.
4. P. Marchel, J. Paska, "Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym" [Impact of wind generation units' reliability models on the reliability of electricity generation in a power system], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 10, 2013, pp. 37–42.
5. J. Paska, "Niezwadność systemów elektroenergetycznych" [Power systems' reliability], Warsaw University of Technology Publishers, Warsaw, 2005.
6. J. Paska, "Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła" [Distributed generation of electricity and heat], Warsaw University of Technology Publishers, Warsaw, 2010.
7. "Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju" [Typical meteorological years and statistical climate data for Poland's territory for power calculations of buildings from the website of the Ministry of Infrastructure and Development] [online], http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx.

Piotr Marchel

Warsaw University of Technology

e-mail: pm.m@interia.pl

Graduated from the Faculty of Transport and next the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology. A doctoral student and assistant in the Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering Division of WUT. His scientific interests concern the use of information technology tools in the research of the reliability of a power system and electricity generation technology, including distributed generation and using renewable energy resources..

Józef Paska

Warsaw University of Technology

e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Graduate of Warsaw University of Technology. A professor of technical sciences since 2007. A full professor, head of the Electric Power Plants and Economics of Electrical Power Engineering Division of WUT, a member of the Power Engineering Problems Committee and the Electrical Engineering Committee of the Polish Academy of Sciences, Chairman of the Nuclear Energy Committee of the Association of Polish Electrical Engineers (SEP). His scientific interests focus on power generation technologies, including distributed generation and RES use, electrical power management and economics, power system reliability and power supply security. The author of over 300 papers and 11 monographs and academic textbooks.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 83–88. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przy uwzględnieniu odnawialnych źródeł energii

Autor

Piotr Marchel
Józef Paska

Słowa kluczowe

niezawodność wytwarzania energii elektrycznej, odnawialne źródła energii, elektrownie słoneczne

Streszczenie

Artykuł jest poświęcony metodom uwzględniania odnawialnych źródeł energii w analizach niezawodności systemów elektroenergetycznych. Skupiono się na elektrowniach słonecznych. Określono sposób modelowania dostępności energii pierwotnej dla tych źródeł. Przedstawiono metody uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności systemu elektroenergetycznego. Zbadano wpływ nowych źródeł fotowoltaicznych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej systemu testowego IEEE RTS-79. Wyznaczono *Capacity Credit* dla tych elektrowni, dzięki czemu zbadano ich zdolność do pokrywania obciążenia.

1. Wstęp

W ostatnich latach udział energetyki odnawialnej w bilansie zdolności wytwórczej systemów elektroenergetycznych, w tym także krajowego (KSE), jest coraz większy [6]. Specyficzny charakter pracy źródeł wytwórczych wykorzystujących odnawialne zasoby energii wymaga również zastosowania wobec nich nowego podejścia przy analizie niezawodności i bezpieczeństwa systemów elektroenergetycznych. W szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, w których wytwarzana moc i energia zależą w dużej mierze od dostępności energii pierwotnej: wiatru i promieniowania słonecznego. Dostępność ta ma charakter przypadkowy. Sposób uwzględnienia farm wiatrowych w obliczeniach oraz ich wpływ na niezawodność podsystemu wytwórczego został przedstawiony w [4]. W artykule [3] omówiono dokładniej sposób tworzenia modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego dla elektrowni fotowoltaicznych. Niniejsze opracowanie stanowi jego rozwinięcie. Podjęto próbę oszacowania, w jakim stopniu nowo powstające elektrownie słoneczne wpływają na niezawodność systemów elektroenergetycznych. Jako podstawę do obliczeń przyjęto system testowy IEEE RTS-79 [2], który został rozbudowany o nowe jednostki wytwórcze – farmy fotowoltaiczne.

2. Modelowanie dostępności energii pierwotnej dla elektrowni słonecznych

Ze względu na specyfikę elektrowni fotowoltaicznych istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej, czyli energii promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni panelu. Ma ona dwoisty charakter. Z jednej strony ilość energii docierającej do górnych warstw atmosfery w danej chwili i w określonej lokalizacji może zostać wyliczona na podstawie znanych zależności. Z drugiej strony atmosfera (pogoda) ma wpływ na to, jaka część dostępnej energii promieniowania słonecznego zostanie przez nią przepuszczona i w rezultacie będzie dostępna dla

elektrowni. Szerzej zostało to opisane w [3]. Gęstość strumienia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi można wyznaczyć z następującej zależności:

$$G_Z = k_b \cdot G_p \quad (1)$$

gdzie:

G_p – gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2), k_b – wskaźnik bezchmurności.

Wskaźnik bezchmurności jest silnie powiązany z zachmurzeniem i przyjmuje wartości z przedziału od 0, gdy całe promieniowanie słoneczne zostaje odbite lub pochłonięte przez atmosferę, do 1, gdy atmosfera przepuszcza całość docierającego promieniowania. W praktyce wskaźnik ten przyjmuje wartości z węższego zakresu. Średnia wartość wskaźnika bezchmurności w Polsce wynosi ok. 0,4.

Najprostszy model dostępności energii pierwotnej można stworzyć, zakładając, że istnieją dwa dominujące typy pogody – pogodna i pochmurna. Analiza została przedstawiona na podstawie danych zawartych w typowych latach meteorologicznych [7] dla Tarnowa. Wyróżniamy dwa stany pogody: stan 1, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,2, oraz stan 2, gdy średnia wartość wskaźnika bezchmurności wynosi 0,65. Jako granicę rozdzielającą stany przyjęto wartość k_b równą 0,35. Dla każdej godziny t w roku wyznaczono wartość $k_b(t)$ z zależności:

$$k_b(t) = G_Z(t) / G_p(t) \quad (2)$$

gdzie:

$G_p(t)$ – obliczona gęstość strumienia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery w płaszczyźnie równoległej do powierzchni Ziemi (w W/m^2) w godzinie t , $G_Z(t)$ – natężenie promieniowania słonecznego w godzinie t zawarte w danych meteorologicznych.

Wartość wskaźnika $k_b(t)$ jest nieokreślona dla godzin nocnych (gdy $G_p(t) \leq 0$). Na podstawie analizy przebiegu $k_b(t)$ wyznaczono: średnie wartości wskaźnika bezchmurności w danym stanie k_{bi} , intensywności przejść pomiędzy stanami λ_{ij} , średnie czasy przebywania w określonym stanie T_i oraz prawdopodobieństwa przebywania w określonym stanie p_i (tab. 1). Na rys. 1 zostało przedstawione natężenie promieniowania słonecznego odpowiadające stanom w modelu dwustanowym dostępności energii pierwotnej w Tarnowie w dniu 15 czerwca. Zaznaczone zostały również wielkości natężenia promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery $G_p(t)$ oraz oczekiwana wartość natężenia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi $G_Z(t)$.

3. Obliczenia niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych

Najczęściej niezawodność wytwarzania energii elektrycznej jest rozpatrywana jako zagadnienie przewyższania przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$

Numer stanu i	k_{bi}	$\lambda_{ij}, 1/h$		T_i, h	p_i
		do stanu $j = 1$	do stanu $j = 2$		
1	0,20	0,833	0,167	5,97	0,453
2	0,65	0,139	0,861	7,22	0,547

Tab. 1. Wyznaczone parametry modelu dwustanowego dostępności energii pierwotnej

procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$ [5]. Model niezawodności wytwarzania stanowi wtedy proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$, określony jako:

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t), & \text{gdy } Z(t) > P(t) \\ 0, & \text{gdy } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (3)$$

Elektrownie fotowoltaiczne są to na ogół bardzo małe jednostki powiązane z systemem dystrybucyjnym na poziomie niskiego napięcia lub też pracujące wyspowo, zasilające grupę lokalnych odbiorników energii. Dlatego można stosować dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w obliczeniach niezawodności wytwarzania energii elektrycznej. Pierwsze podejście zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne będą reprezentowane przez dodatkowe jednostki występujące w systemie, przedstawione w postaci modelu dwu- lub wielostanowego. Zakłada się, że prawdopodobieństwa stanów i intensywności przejść pomiędzy stanami są stałe dla całego okresu analizy, natomiast zdolności wytwórcze odpowiadające kolejnym stanom zależą od chwili w roku t zgodnie z następującą zależnością:

$$P_i(t) = P_{PV} \cdot k_{bi} \cdot G_p(t) / 1000 \quad (4)$$

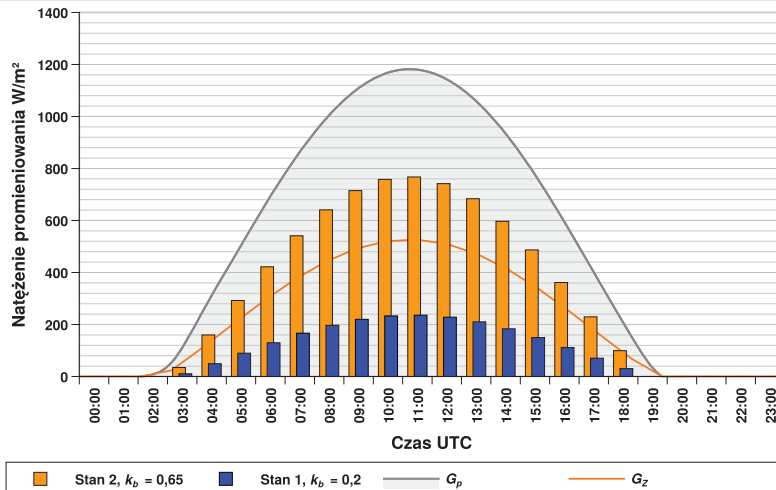
gdzie:

P_{PV} – moc znamionowa elektrowni słonecznej (określona dla natężenia promieniowania słonecznego równego 1000 W/m^2 oraz temperatury 25°C).

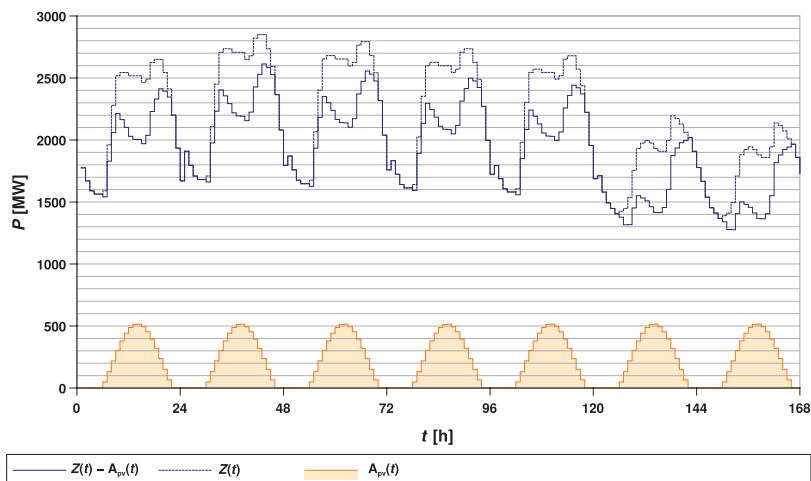
W modelu nie uwzględniono wpływu zanieczyszczenia paneli fotowoltaicznych, utraty sprawności w czasie pracy, czy też sprawności przetworników energoelektronicznych sterujących pracą elektrowni i łączących ją z systemem elektroenergetycznym. Zakłada się, że moc generowana w elektrowni jest proporcjonalna do natężenia dostępnego promieniowania słonecznego. Dla uproszczenia modelu można również przyjąć, że w danym tygodniu lub miesiącu, w tych samych godzinach, w kolejnych dniach zdolności wytwórcze w poszczególnych stanach się nie zmieniają.

Drugie podejście do modelowania pracy elektrowni fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym polega na zmniejszeniu oczekiwanego zapotrzebowania na moc $Z(t)$ o oczekiwaną wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych $A_{PV}(t)$ (rys. 2).

Analiza wpływu elektrowni słonecznych na niezawodność systemów elektroenergetycznych została wykonana na przykładzie systemu testowego IEEE RTS-79 [2], rozbudowywanego o kolejne jednostki wytwórcze. Obliczenia wykonano dla tygodnia o najwyższym zapotrzebowaniu na moc. Analizę wykonano dla trzech charakterystycznych tygodni w roku: 11–18 czerwca, 11–18 marca oraz 11–18 grudnia. Dodatkowo zostało wykonane porównanie obu przedstawionych wcześniej podejść: A – dodawanie kolejnych fotowoltaicznych jednostek wytwórczych o mocy znamionowej 1 MW w postaci modelu dwustanowego, B – odjęcie od wielkości zapotrzebowania na moc wartości oczekiwanej energii wytworzonej w źródłach fotowoltaicznych.



Rys. 1. Model dwustanowy dostępności energii pierwotnej (natężenia promieniowania słonecznego) w Tarnowie w dniu 15 czerwca: G_p – natężenie promieniowania docierającego do górnych warstw atmosfery, G_z – wartość oczekiwana natężenia promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi, k_b – wskaźnik bezchmurności



Rys. 2. Przykład uwzględnienia generacji rozproszonej w elektrowniach fotowoltaicznych dla teoretycznego przebiegu zapotrzebowania w wybranym tygodniu: $A_{PV}(t)$ – oczekiwana wielkość produkcji energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych, $Z(t)$ – zapotrzebowanie na moc

Rezultaty obliczeń zostały przedstawione w tab. 2 oraz na rys. 3.

4. Ocena zdolności elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni do pokrywania obciążenia. Najczęściej wykorzystuje się metody probabilistyczne, w których wyznacza się wartość odpowiedniego wskaźnika niezawodności systemu elektroenergetycznego (np. oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania LOLE, prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania szczytowego LOLPs, wskaźnik niedyspozycyjności energetycznej EIU, wskaźnik zapewnienia energii EIR itp. [1, 3]) dla dwóch systemów: pierwszego – bez dodatkowych jednostek wytwórczych, drugiego – z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi. W obu systemach musi być uzyskany ten sam poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego – taka sama wartość wskaźnika niezawodności (LOLE,

LOLPs, EIU, EIR itp.). Zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia CC (ang. *Capacity Credit*) może być wyznaczona z następującego równania:

$$CC = \frac{P_{SPV} - P_S}{P_{PV}} \quad (5)$$

gdzie:

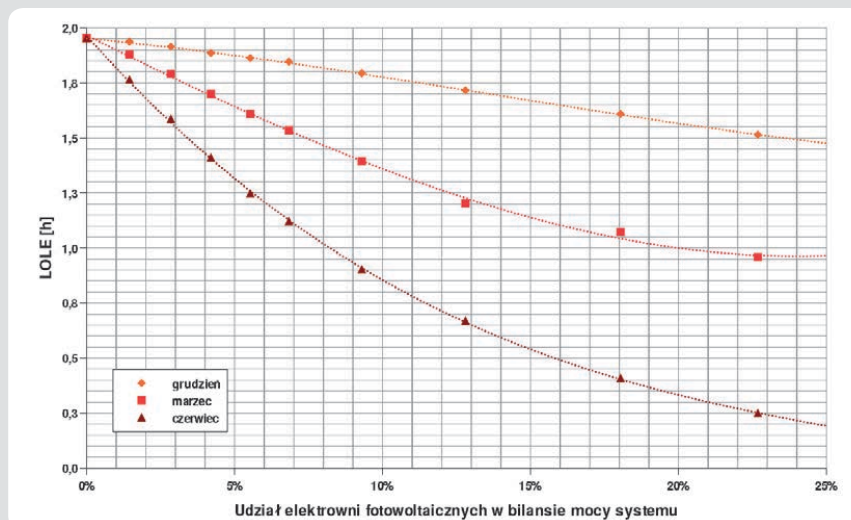
CC – wyrażona w jednostkach względnych zdolność elektrowni fotowoltaicznych do pokrywania obciążenia; P_{SPV} – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej, w MW; P_S – całkowita zdolność SEE do pokrywania obciążenia, obliczona bez uwzględnienia mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych, w MW; P_{PV} – moc zainstalowana elektrowni fotowoltaicznych, w MW.

Zdolności do pokrywania obciążenia systemu elektroenergetycznego w obu przypadkach: z uwzględnieniem oraz

P_{iv} , MW	P_{pv} , MW	Udział PV w mocy, %	LOLE, h		LOEE, MWh		EIU	
			A	B	A	B	A	B
Przypadek bazowy – tydzień szczytowy RTS-79 bez dodatkowych źródeł wytwórczych								
3405	0	0,00	1,9512		280,27		0,00078	
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 grudnia								
3505	100	2,85	1,8829	1,9107	266,52	271,00	0,00074	0,00076
3655	250	6,84	1,8463	1,8448	258,44	258,63	0,00072	0,00072
3905	500	12,80	1,7139	1,7050	240,91	240,85	0,00067	0,00068
4405	1000	22,70	1,5142	1,5203	216,20	215,82	0,00060	0,00061
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 marca								
3505	100	2,85	1,7896	1,7927	250,23	250,64	0,00070	0,00070
3655	250	6,84	1,5316	1,5288	215,32	215,56	0,00060	0,00061
3905	500	12,80	1,2018	1,2340	168,96	176,49	0,00047	0,00050
4405	1000	22,70	0,9577	0,9544	136,51	136,31	0,00038	0,00040
Dodatkowe elektrownie fotowoltaiczne, obliczenia dla tygodnia 11–18 czerwca								
3505	100	2,85	1,5840	1,5856	217,49	217,64	0,00061	0,00061
3655	250	6,84	1,1199	1,1166	150,94	150,44	0,00042	0,00043
3905	500	12,80	0,6682	0,6617	84,11	83,14	0,00023	0,00024
4405	1000	22,70	0,2489	0,2411	29,42	28,71	0,00008	0,00009

LOLE – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy, LOEE – oczekiwana energia niedostarczona, EIU – wskaźnik energii niedostarczonej

Tab. 2. Wybrane wskaźniki niezawodności SEE z udziałem elektrowni słonecznych, wyznaczone dwoma metodami: A – poprzez dodawanie nowych jednostek wytwórczych, reprezentowanych za pomocą modelu dwustanowego; B – poprzez odejmowanie oczekiwanej mocy wytworzonej w elektrowniach fotowoltaicznych od zapotrzebowania



Rys. 3. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od udziału w mocy systemu dodatkowo zainstalowanych elektrowni fotowoltaicznych

z pominięciem dodatkowej mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych określono dla tego samego poziomu niezawodności systemu – przyjęto jednakowy poziom oczekiwanego czasu trwania deficytu mocy

LOLE równy 1,9512 h. Obliczenia zostały wykonane dla dwóch wielkości dodatkowej mocy, zainstalowanej w elektrowniach słonecznych: 100 i 250 MW oraz dla trzech charakterystycznych tygodni w roku:

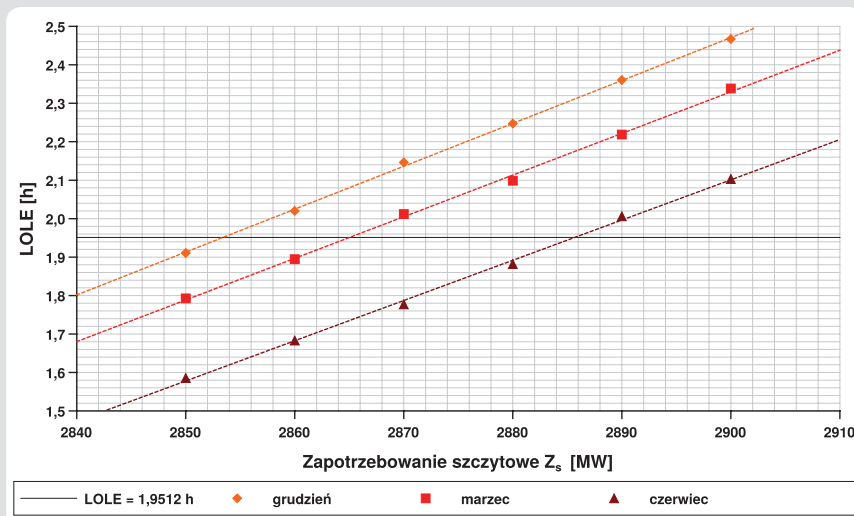
w grudniu, marcu i czerwcu. Zdolność systemu do pokrywania obciążenia z zainstalowanymi elektrowniami fotowoltaicznymi P_{SPV} wyznaczono na podstawie zależności wskaźnika LOLE od obciążenia szczytowego (rys. 4). Wyznaczone wartości *Capacity Credit* zestawiono w tab. 3.

5. Podsumowanie

Rosnący udział energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energii w Europie wymaga uwzględnienia jej również w analizach niezawodnościowych. W artykule przedstawiono sposoby uwzględniania w tych analizach elektrowni słonecznych. Dla modelowania ich pracy i niezawodności istotne jest stworzenie modelu dostępności energii pierwotnej – promieniowania słonecznego. Zaprezentowano dwa podejścia do uwzględniania elektrowni słonecznych w analizach niezawodności. Pierwsze z nich zakłada, że elektrownie fotowoltaiczne są traktowane jako jednostki wytwórcze dwustanowe, gdzie zdolność wytwórcza odpowiada oba stanom zależy od godziny oraz dnia. Drugie podejście polega na założeniu, że elektrownie słoneczne są zlokalizowane blisko odbiorców, a zatem można je traktować jako odbiór o ujemnym zapotrzebowaniu na moc. W tym podejściu od zapotrzebowania na moc należy odjąć wartość

Udział PV w mocy, %	P_{PV} , MW	Tydzień w roku	P_S , MW	P_{SPV} , MW	Capacity Credit (CC), %
2,85	100	11–18 grudnia	2850	2853,7	3,70
		11–18 marca		2865,2	15,17
		11–18 czerwca		2884,4	34,42
6,84	250	11–18 grudnia		2860,7	4,26
		11–18 marca		2895,5	18,19
		11–18 czerwca		2939,9	35,97

Tab. 3. Wyznaczone zdolności elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia



Rys. 4. Zależność oczekiwanego czasu występowania deficytu mocy LOLE od wielkości zapotrzebowania szczytowego Z_s , w przypadku zainstalowania dodatkowych elektrowni fotowoltaicznych o mocy 100 MW dla trzech charakterystycznych tygodni w roku

oczekiwaną produkcji energii w elektrowniach słonecznych. Wyniki obliczeń uzyskiwane w obu podejściach są zbliżone (tab. 2).

Prostsze, a co za tym idzie mniej czasochłonne obliczenia są wymagane w drugim z analizowanych sposobów. Dlatego przy

porównywalnych wynikach wydaje się on lepszy. Zbadano również zdolność elektrowni słonecznych do pokrywania obciążenia. W grudniu, w dniach o najniższym nasłonecznieniu, są one zdolne zapewnić zasilanie o wielkości ok. 3–4% ich mocy znamionowej. Na wiosnę i na jesieni wskaźnik ten wynosi ok. 15–18%, natomiast latem sięga ok. 35% (tab. 3).

Bibliografia

1. Amelin M., Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power, *IEEE Transactions on Power Systems* 2009, Vol. 24, No. 2, s. 685–691.
2. IEEE Committee Report: IEEE Reliability Test System, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1979, Vol. PAS-98, No. 6.
3. Marchel P., Paska J., Modelowanie niezawodności elektrowni fotowoltaicznych, *Rynek Energii* 2014, nr 2, s. 81–86.
4. Marchel P., Paska J., Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 10, s. 37–42.
5. Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
6. Paska J., Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.
7. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków ze strony Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju [online], http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx.

Piotr Marchel

mgr inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: pm.m@interia.pl

Ukończył Wydział Transportu, a następnie Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej. Doktorant i asystent w Zakładzie Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW. Jego zainteresowania naukowe dotyczą wykorzystania narzędzi informatycznych w badaniu niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i z wykorzystaniem odnawialnych zasobów energii.

Józef Paska

prof. dr hab. inż.
Politechnika Warszawska
e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Absolwent Politechniki Warszawskiej. Od 2007 roku jest profesorem nauk technicznych. Profesor zwyczajny, kierownik Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej PW, członek Komitetu Problemów Energetyki PAN oraz Komitetu Elektrotechniki, przewodniczący Komitetu Energetyki Jądrowej SEP. Zainteresowania naukowe dotyczą technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej i ekonomiki elektroenergetyki, niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną. Autor ponad 300 artykułów i referatów oraz 11 monografii i podręczników akademickich.