

Selected Technical Requirements for Photovoltaic Plant Interconnection with a Medium Voltage Grid

Authors

Ryszard Zajczyk
Bartosz Tarakan
Krzysztof Tarakan

Keywords

photovoltaic power plants, power stations interconnection with distribution grid, technical requirements and operating range of photovoltaic power plants, RES

Abstract

The article discusses some selected technical requirements, which according to these authors should be recognised and met by photovoltaic power plants connected to national distribution grids in the context of their likely development. This development today is limited, since Polish legislation has not implemented the relevant EU Directive [8]. The study points out the purposefulness of incorporating the necessary requirements in the applicable laws and regulations.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014314

1. Introduction

In connection with drafting the Law on renewable energy sources and the expected development of photovoltaic plants in Poland, it is reasonable to adopt legal regulations and technical requirements which should cover the newly connected sources. Currently in Poland there are no explicit and uniform regulations concerning the requirements that should be met by photovoltaic power plants connected to the grid. This article aims to bring to light the issue of some selected requirements that should be posed to photovoltaic sources, and to present how the same issues and problems have been addressed in Germany.

Germany, a country with a high technical culture, which adopts and practically applies standards and laws, can boast a large number of photovoltaic power plants. In the German power system the capacity installed in photovoltaic sources amounts to ca. 32 GW. The article presents selected requirements posed to photovoltaic sources by Poland's western neighbour, which, according to these authors, should be incorporated also in the Polish legislation and technical requirements.

2. Current regulations for photovoltaic sources connected in Poland

In July 2013, the majority of domestic distribution system operators (DSOs) drafted power distribution grid codes (PDGCs). In August 2013, pursuant to Art. 9g. Para. 2 of the Energy Law of 10 April 1997, as then amended, these drafts were subjected to a public consultation process. In December 2013, the President of the Energy Regulatory Office approved the PDGCs drafted by the majority of distribution system operators. They took effect

as of January 2014. The PDGCs form parts of the distribution or comprehensive agreements concluded between the entity connected to the grid and the power company. It is worth noting that the previous PDGCs were approved in January 2007, i.e. almost seven years ago. The PDGCs now effective do not set any detailed technical requirements to be met by photovoltaic power plants or farms connected to the distribution grid. These requirements for any grid interconnection applicant may, admittedly, be set by the respective OSD in the applicable interconnection terms and conditions, but this document has another rank, and, more importantly, by using such an option the ability to standardize the requirements for the entire country or OSD region is lost.

The lack of explicit and unambiguous requirements for photovoltaic plants or farms connected to the distribution grid will result in a likely influx to Poland of aged photovoltaic plants, worn out or non-interoperable with the grid. This occurred in the case of numerous wind turbine sets connected to medium or low voltage grids, or used cars massively imported from Western Europe. Such plants, in addition to reduced generation efficiency, feature higher failure rates, adverse impact on electricity quality parameters, but, what's worse from the grid point of view, incapability of two-way communication with the distribution or power plant operator. No specific requirements for photovoltaic plants specified in PDGC will also result in problems related with potential investors enforcing the requirements stipulated, e.g. in interconnection terms and conditions. Provisions of the Energy Law very precisely define the situations in which a distribution company may suspend electricity delivery to/receipt from the

distribution grid. It is worth noting here that PDGCs allow disconnecting from the distribution grid any wind farms that do not meet the requirements imposed in the PDGC. It therefore seems reasonable to develop and incorporate in PDGCs detailed and modern requirements for photovoltaic sources, uniform across the whole country. In addition to the standards so incorporated, country-wide uniform, and applicable to both investors and photovoltaic power plant manufacturers interested in building such plants in Poland, the above presented solution will protect potential investors. Above all, however, it will protect the environment against the inevitable necessity to recycle photovoltaic power plants previously used for a few to several years, imported from European countries, namely from the so-called repowered plants, where the plant or its components had been replaced by new equipment with better performance and technical and economic characteristics. Incorporation of the described solution perfectly fits in with the trend, commonly shared around the world and in Poland, to build smart grids and systems.

3. Selected requirements for photovoltaic sources connected to medium voltage grids in Germany

Regulations governing the operation of photovoltaic power plants in Germany are set out in particular in the following documents:

- The Renewable Energy Sources Act of 21 July 2004
- Grid codes for connecting power plants to the medium voltage power grid, issued by the German Association of Energy and Water Industries – BDEW
- Transmission code 2007 Network and system rules of the German Transmission System Operators, August 2007, VDN Verband der Netzbetreiber e.V.

3.1. Remote limitation of photovoltaic power plants active power output

In the case of overload of a distribution grid's components, the grid operator must be able to remotely limit/reduce the active power output of photovoltaic power plants. Accordingly, it is required that any photovoltaic plant reaches any active power output set by the operator in 60 seconds, and operates within a set active output limit until it is cancelled by the grid operator.

3.2. Active power output limitation due to increased grid frequency

It is required that any photovoltaic plant is capable of reducing its active power output in the case of a grid frequency increase over 50.2 Hz.

Photovoltaic power plants must reduce their active power outputs with the gradient 40% P_m/Hz. When the grid frequency is higher than 51.5 Hz or lower than 47.5 Hz, the plants must be disconnected from the grid. At the frequency range of 47.5–50.2 Hz photovoltaic plants operate freely and are not required to reduce their active power outputs.

Fig. 1 illustrates the method for determining the photovoltaic plants active power output reduction depending on the frequency.

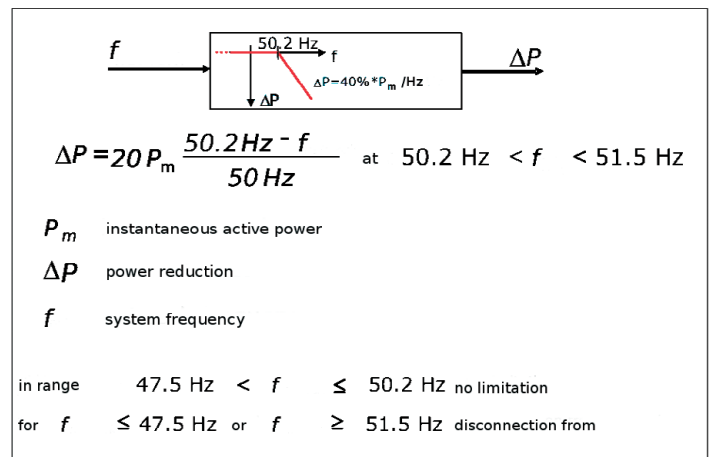


Fig. 1. Photovoltaic plants active power output reduction depending on frequency [3]

3.3. Voltage and reactive power control

In view of the need to maintain the required voltage range, photovoltaic power plants must be able to participate in voltage control. It is therefore required that the inverters, as the devices directly connected to the grid, are capable of operation in the following modes:

- cosφ control in range cosφ = +/- 0,95
- control to voltage setpoint
- control to reactive power setpoint.

According to the selected operating mode, PV plant outputs reactive power to, or inputs from, the system. Changes in the power plant's reactive power output allow for stepless voltage control in the interconnection point. This control mode is crucial to maintain the required interconnection voltage, especially in the context of plants active power output variations due to weather conditions.

As regards power plant operation in the cosφ control mode, a cosφ setpoint should be achieved within 10 s. When operated in reactive power control mode, a plant should achieve a reactive power setpoint in 10 s – 1 min.

3.4. Photovoltaic plant operation in the event of MV grid short circuit

Photovoltaic power plants should be fit for operation in the event of a grid short-circuit resulting in a voltage drop in the interconnection point. Fig. 2 shows a curve representing the areas over which the PV plant should not be disconnected from the grid.

In the area below the blue line shown in Fig. 2 no requirements are posed as to the obligation to maintain the photovoltaic plant operation. At a voltage in the area between lines 1 and 2, the plant is required to maintain its operation, but there may be some special circumstances that may be agreed with the system operator. An example of such an arrangement with the operator may be the option to relocate line 2.

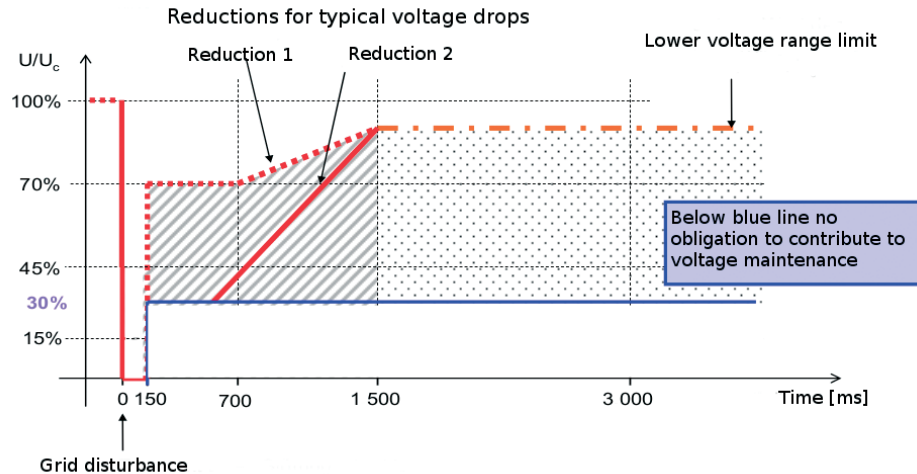


Fig. 2. Photovoltaic plant's operating range required in the event of short circuit [7]

4. Summary

Because of Poland's obligation to derive 15% of energy from renewable sources by 2020, solar energy can have a significant impact on the shape and thus the operation of the national distribution network. Western experience shows that photovoltaic power plants are characterized by a relatively high reliability and relatively low construction cost. Solar technology has already shown its potential in Germany, Italy, Greece and Slovakia, and it enjoys large popular support. It's also worth underlining that with an increase in the installed capacity, the technology costs significantly fall. These plants enjoy wide interest also because they require virtually no additional service. In addition, they emit no harmful gases and are rather silent. Unlike wind turbines or biogas plants, they do not yet raise any bad associations, and their construction plans inspire no conflict in the areas where they can be sited.

Other European countries' experience indicates that in the near future dynamic development of photovoltaic generation can be expected. Even for the reasons selected and discussed in this paper, immediate drafting and incorporating in the national legislation the requirements for potential photovoltaic sources to be connected in the near future to the National Power System appears significant and even essential. Given the obligation of distribution system operators to system users' non-discriminatory treatment, it seems reasonable to define and implement them as soon as possible. It is desirable that these regulations are introduced before the possible announcement of the law on renewable energy sources.

REFERENCES

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), [PTGV Transmission Grid Code], Version 1.2. The consolidated text in force since 5 November 2007.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) [PDGV Transmission Grid Code], ENERGA-OPREATOR SA.
3. Transmission code 2007 Network and system rules of the German Transmission System Operators, August 2007, VDN Verband der Netzbetreiber e.V.
4. Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012) of 4 August 2011, Federal Law Gazette on 4 August 2011 (BGBl. I p. 1634).
5. New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid, E. Troester Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Strasse 7, 64293 Darmstadt, Germany.
6. Product Catalogue Sunny Family 2012, SMA.
7. Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, June 2008, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
8. Directive of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC and 2009/28/EC.

Ryszard Zajczyk

Gdańsk University of Technology

e-mail: rzajczyk@ely.pg.gda.pl

Graduated from the Electrical Faculty at Gdańsk University of Technology (1978). He obtained his doctoral degree in 1988, the title of associate professor in 1997, and full professor in 2004. He is working as a professor at the Faculty of Electrical and Control Engineering at his Alma Mater, at the same time acting as head of the faculty. He is engaged in research activities in the field of electrical engineering and power generation; his scientific speciality is electric systems, power systems, and power automation.

Bartosz Tarakan

Gdańsk University of Technology

e-mail: b.tarakan@ely.pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Automation at Gdańsk University of Technology. Currently, he is a doctoral student at the Faculty of Electrical and Control Engineering of his Alma Mater. His main interests are renewable energy, control systems, power quality, power system stability, automation, and electrical security.

Krzysztof Tarakan

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.tarakan@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Since 2001 he has worked as a specialist at ENERGA-OPERATOR SA. He completed postgraduate studies in power quality. His main areas of interest include renewable energy sources, issues related to the transmission of electricity via high-voltage networks, and issues related to reducing network losses and power quality.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 66–72. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wybrane wymagania techniczne związane z przyłączaniem elektrowni fotowoltaicznych do sieci średniego napięcia

Autorzy
Ryszard Zajczyk
Bartosz Tarakan
Krzysztof Tarakan

Słowa kluczowe
elektrownie fotowoltaiczne, przyłączanie elektrowni do sieci dystrybucyjnej, wymagania techniczne i zakres pracy elektrowni fotowoltaicznych, OZE

Streszczenie

W artykule przedstawiono wybrane wymagania techniczne, które zdaniem autorów powinny zostać określone i wypełnione przez elektrownie fotowoltaiczne przyłączane do krajowych sieci dystrybucyjnych w kontekście ich prawdopodobnego rozwoju. Rozwój ten na dziś jest ograniczony, polskie prawodawstwo nie zaimplementowało bowiem dyrektywy unijnej [8]. W opracowaniu wskazano na celowość wprowadzenia koniecznych wymagań do obowiązujących przepisów i aktów prawnych.

1. Wprowadzenie

W związku z przygotowywanym projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz przewidywanym rozwojem źródeł fotowoltaicznych w Polsce zasadne jest wprowadzenie regulacji prawnych oraz wymagań technicznych, którymi powinny zostać objęte nowo przyłączane źródła. Obecnie w Polsce nie ma sprecyzowanych i jednolitych przepisów dotyczących wymogów, które powinny spełniać przyłączane do sieci elektrownie fotowoltaiczne. Niniejszy artykuł ma przybliżyć tematykę wybranych wymagań, które powinny być stawiane źródłom fotowoltaicznym oraz przedstawić sposób rozwiązania tych samych zagadnień i problemów w Niemczech.

Niemcy – kraj o wysokiej kulturze technicznej, tworzący oraz praktycznie stosujący normy i przepisy prawa – mogą się pochwalić dużą liczbą elektrowni fotowoltaicznych. W niemieckim systemie energetycznym zainstalowano w źródłach fotowoltaicznych moc na poziomie 32 GW. W artykule przedstawiono wybrane wymagania stawiane źródłom fotowoltaicznym przez naszego zachodniego sąsiada, a które to wymagania, zdaniem autorów, powinny również zostać zaadaptowane do polskich przepisów i warunków technicznych.

2. Aktualne przepisy dla przyłączanych źródeł fotowoltaicznych w Polsce

W lipcu 2013 roku większość krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) opracowało projekty instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD). W sierpniu 2013 roku, zgodnie z art. 9g ust. 2 ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku z późniejszymi zmianami, projekty te zostały poddane procesowi publicznej konsultacji. W grudniu 2013 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził IRiESD większości operatorom systemów dystrybucyjnych. Zaczęły one obowiązywać od stycznia 2014 roku. IRiESD stanowią część umowy dystrybucyjnej lub kompleksowej zawieranej pomiędzy podmiotem przyłączonym do sieci a przedsiębiorstwem energetycznym. Warto zauważyć, że poprzednie IRiESD zatwierdzone zostały w styczniu 2007 roku, a więc

prawie siedem lat temu. W obecnie obowiązujących IRiESD nie określono szczegółowych wymagań technicznych, jakie powinny spełniać elektrownie lub farmy fotowoltaiczne przyłączane do sieci dystrybucyjnej. Przedmiotowe wymagania dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci mogą, co prawda, zostać określone przez właściwego OSD w warunkach przyłączenia, jednak dokument ten ma już inną rangę, a co ważniejsze, stosując takie rozwiązanie traci się możliwość ujednolicenia wymagań w skali całego kraju czy obszaru działania jednego operatora.

Brak sprecyzowanych, jednoznacznych wymagań dla elektrowni lub farm fotowoltaicznych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej będzie skutkowało bardzo prawdopodobnym napływem do Polski starych, wyeksploatowanych czy niewspółpracujących z siecią instalacji fotowoltaicznych. Zjawiska takie miały miejsce choćby w przypadku licznych elektrowni wiatrowych, przyłączonych do sieci średniego lub niskiego napięcia, czy w przypadku sprowadzanych z zachodniej części Europy ogromu używanych samochodów. Instalacje takie, poza zmniejszoną sprawnością wytwarzania energii, cechują się większą awaryjnością, negatywnym wpływem na parametry jakości energii elektrycznej, ale co gorsze z punktu widzenia sieci, brakiem dwustronnej komunikacji z operatorem systemu dystrybucyjnego czy operatorem elektrowni. Brak określonych w IRiESD wymagań dla elektrowni fotowoltaicznych będzie skutkowało również problemami związanymi z wyegzekwowaniem od potencjalnych inwestorów stawianych im wymagań, np. w warunkach przyłączenia. Przepisy ustawy Prawo energetyczne bardzo precyzyjnie określają sytuacje, w jakich przedsiębiorstwo dystrybucyjne może wstrzymać dostawę/ odbiór energii do/z sieci dystrybucyjnej. Warto w tym miejscu zauważyć, że IRiESD dopuszcza możliwość odłączenia od sieci dystrybucyjnej farm wiatrowych, które nie spełniły nałożonych na nie w IRiESD wymagań. Zasadne wydaje się zatem opracowanie i wprowadzenie do IRiESD szczegółowych, nowoczesnych i jednolitych w skali całego kraju wymagań dla źródeł

fotowoltaicznych. Poza tak wdrożonymi jednolitymi w skali kraju standardami, obowiązującymi zarówno inwestorów, jak i producentów elektrowni fotowoltaicznych zainteresowanych budową przedmiotowych instalacji w Polsce, przedstawione wyżej rozwiązanie pozwoli zabezpieczyć potencjalnych inwestorów. Przede wszystkim zaś ochroni środowisko przed nieuchronną koniecznością utylizacji używanych wcześniej przez kilka czy nawet kilkanaście lat elektrowni fotowoltaicznych, pochodzących z krajów europejskich, tj. elektrowni z tzw. repoweringu (od ang. *repower* – wymiana silnika), gdzie instalację lub jej komponenty wymienia się na urządzenia nowe o lepszych parametrach i właściwościach technicznych oraz ekonomicznych. Wprowadzenie opisanego rozwiązania idealnie wpłata się w powszechnie panującą na świecie oraz w Polsce tendencję do budowy sieci i systemów inteligentnych.

3. Wybrane wymagania stawiane źródłom fotowoltaicznym w Niemczech przyłączonym do sieci średniego napięcia

Przepisy regulujące pracę elektrowni fotowoltaicznych w Niemczech zostały określone w szczególności w następujących dokumentach:

- Ustawa o odnawialnych źródłach energii Renewable Energy Sources Act z 21 lipca 2004 roku
- Kodeks sieciowy dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci średniego napięcia „Grid codes for connecting power plants to the medium voltage power grid”, wydany przez German Association of Energy and Water Industries – BDEW
- Transmissioncode 2007 Network and system rules of the German Transmission System Operators, August 2007, VDN Verband der Netzbetreiber e.V.

3.1. Zdalne ograniczanie mocy czynnej elektrowni fotowoltaicznych

W przypadku przeciążeń elementów sieci dystrybucyjnej operator sieci musi mieć możliwość zdalnego ograniczania mocy czynnej wytwarzanej przez elektrownie fotowoltaiczne. W związku z powyższym wymaga się, aby elektrownie fotowoltaiczne

w czasie 60 sekund osiągnęły zadany przez operatora ograniczony poziom mocy czynnej i aby pracowały zgodnie z zadaniem ograniczeniem mocy czynnej do chwili jego odwołania przez operatora sieci.

3.2. Ograniczenie mocy czynnej ze względu na wzrost częstotliwości w sieci

Wymaga się, aby elektrownie fotowoltaiczne posiadały możliwość ograniczenia mocy czynnej w przypadku wzrostu częstotliwości sieci powyżej 50,2 Hz.

Elektrownie fotowoltaiczne muszą ograniczać moc czynną z gradientem 40% P_m/Hz. Gdy częstotliwość sieci jest większa od 51,5 Hz lub mniejsza od 47,5 Hz, elektrownie muszą być odłączane od sieci. Jeżeli częstotliwość znajduje się w przedziale 47,5–50,2 Hz, wówczas elektrownie fotowoltaiczne pracują w trybie swobodnym i nie wymaga się od nich redukcji mocy czynnej. Na rys. 1 przedstawiono sposób określania redukcji mocy czynnej elektrowni fotowoltaicznej w zależności od częstotliwości.

3.3. Regulacja napięcia i mocy biernej

Z uwagi na konieczność utrzymywania napięcia w wymaganym zakresie elektrownie fotowoltaiczne muszą posiadać zdolność do uczestniczenia w regulacji napięcia. Wymaga się więc, aby inwertery, jako urządzenia bezpośrednio połączone z siecią, posiadały możliwość pracy w następujących trybach:

- regulacji współczynnika mocy cosφ w zakresie cosφ = +/- 0,95
- regulacji w trybie zadanego napięcia
- regulacji w trybie zadanej mocy biernej.

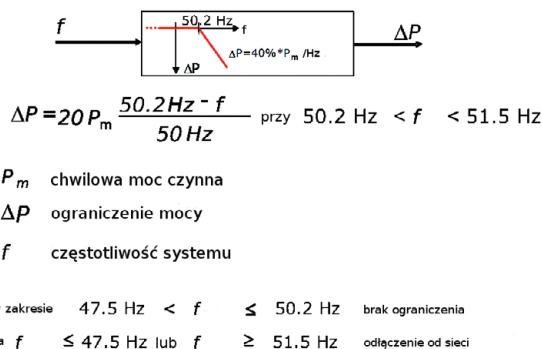
Stosownie do wybranego trybu pracy elektrownia fotowoltaiczna wprowadza do systemu lub pobiera z niego odpowiednią wielkość mocy biernej. Zmiany mocy biernej elektrowni dają możliwość płynnej regulacji napięcia w miejscu przyłączenia. Stosowana w ten sposób regulacja ma istotne znaczenie dla utrzymania wymaganego poziomu napięcia w miejscu przyłączenia, zwłaszcza w kontekście zmiennej mocy czynnej elektrowni, zależnej od warunków atmosferycznych.

W przypadku pracy elektrowni w trybie regulacji współczynnika mocy cosφ zadany poziom współczynnika mocy powinien zostać osiągnięty w czasie 10 s. W przypadku pracy elektrowni w trybie regulacji mocy biernej zadany poziom mocy biernej powinien zostać osiągnięty w czasie 10 s – 1 min.

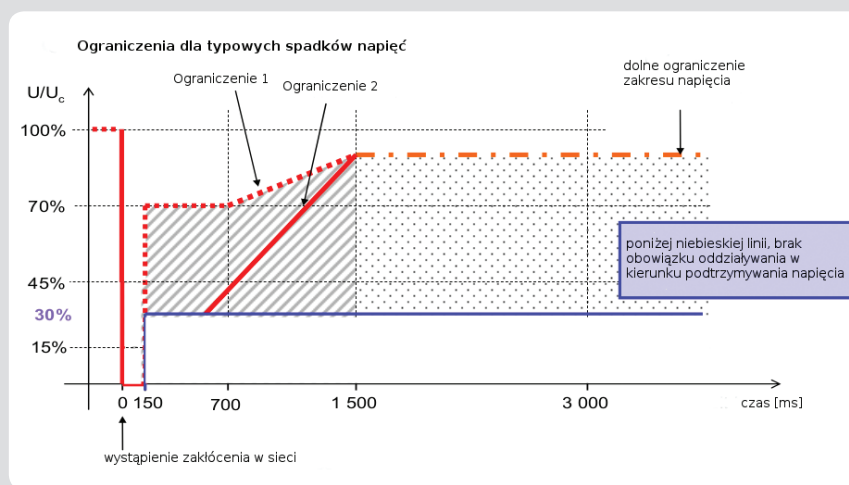
3.4. Praca elektrowni fotowoltaicznej w przypadku wystąpienia zwarcia w sieci SN

Elektrownie fotowoltaiczne powinny być przystosowane do pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżeniem napięcia w miejscu przyłączenia. Na rys. 2 pokazano krzywą przedstawiającą obszary, powyżej których elektrownia fotowoltaiczna nie powinna zostać odłączona od sieci.

W obszarze poniżej linii niebieskiej, przedstawionym na rys. 2, nie stawia się żadnych wymagań dotyczących obowiązku pozostawania w pracy elektrowni fotowoltaicznej. W przypadku napięcia znajdujących się w obszarze pomiędzy liniami 1 i 2



Rys. 1. Redukcja mocy czynnej elektrowni fotowoltaicznej w zależności od częstotliwości [3]



Rys. 2. Wymagany zakres pracy elektrowni fotowoltaicznej w przypadku wystąpienia zwarcia [7]

elektrownia zobowiązana jest utrzymać się w pracy, przy czym mogą wystąpić szczególne sytuacje, które mogą być uzgodnione z operatorem systemu. Przykładem takiego uzgodnienia z operatorem może być możliwość przesunięcia linii oznaczonej numerem 2.

4. Podsumowanie

Z powodu obowiązku zapewnienia przez Polskę w 2020 roku 15% energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych energetyka solarna może mieć istotny wpływ na kształt i tym samym pracę krajowej sieci dystrybucyjnej. Zachodnie doświadczenia pokazują, że elektrownie fotowoltaiczne cechują się stosunkowo dużą niezawodnością i możliwie niskim kosztem budowy. Technologia solarna pokazała już swój potencjał m.in. w Niemczech, Włoszech, Grecji czy Słowacji, a przy tym cieszy się dużym poparciem społecznym. Warto również podkreślić, że wraz ze wzrostem zainstalowanych mocy wytwórczych, spadają także znacząco koszty technologii. Instalacje te cieszą się szerokim zainteresowaniem również dlatego, że są to inwestycje praktycznie niewymagające dodatkowej obsługi. Poza tym nie emitują one żadnych szkodliwych gazów ani nie generują nadmiernego hałasu. W przeciwieństwie do elektrowni wiatrowych czy biogazowni nie budzą jeszcze złych skojarzeń, a plany ich budowy nie są źródłem konfliktów na terenach, na których mogą być posadowione.

Doświadczenia innych krajów europejskich wskazują, że w najbliższej przyszłości można się spodziewać dynamicznego rozwoju elektrowni fotowoltaicznych. Na bazie choćby wybranych i omówionych w artykule powodów istotne, a nawet konieczne wydaje się niezwłoczne opracowanie i zaimplementowanie w krajowych przepisach wymagań dla potencjalnych źródeł fotowoltaicznych, przyłączanych w niedalekiej przyszłości do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Z uwagi na obowiązek operatorów systemów dystrybucyjnych do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu zasadne wydaje się jak najszybsze ich określenie i wdrożenie. Pożądane jest, aby regulacje te zostały wprowadzone jeszcze przed ewentualnym ogłoszeniem ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Bibliografia

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci v. 1.2. Tekst jednolity obowiązujący od 5 listopada 2007 roku.
2. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), ENERGA-OPREATOR SA.

3. Transmissioncode 2007 Network and system rules of the German Transmission System Operators, August 2007, VDN Verband der Netzbetreiber e.V.
4. Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012) of 4 August 2011, Federal Law Gazette on 4 August 2011 (BGBl. I p.1634).
5. New German Grid Codes for Connecting PV Systems to the Medium Voltage Power Grid, E. Troester Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Strasse 7, 64293 Darmstadt, Germany.
6. Product Catalog Sunny Family 2012, SMA.
7. Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network, June 2008, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Ryszard Zajczyk

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: rzajczyk@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1978). Stopień naukowy doktora uzyskał w 1988 roku, doktora habilitowanego w 1997 roku, zaś tytuł profesora w 2004 roku. Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni jako profesor zwyczajny, pełniąc jednocześnie funkcję kierownika katedry.

Prowadzi działalność naukową w dziedzinie elektrotechniki i energetyki, a jego specjalnością naukową są systemy elektroenergetyczne i energetyczne oraz automatyka elektroenergetyczna.

Bartosz Tarakan

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: b.tarakan@ely.pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Obecnie jest doktorantem w katedrze Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Do głównych obszarów jego zainteresowań należą: energetyka odnawialna, układy regulacji, jakość energii elektrycznej, stabilność systemu elektroenergetycznego, automatyka i zabezpieczenia elektroenergetyczne.

Krzysztof Tarakan

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.tarakan@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Od 2001 roku pracuje jako specjalista w ENREGA-OPERATOR SA. Ukończył studia podyplomowe z dziedziny jakości energii elektrycznej. Wśród jego głównych obszarów zainteresowań należy wymienić: odnawialne źródła energii elektrycznej, zagadnienia związane z przesyłaniem energii elektrycznej sieciami najwyższych napięć, zagadnienia dotyczące ograniczania strat sieciowych oraz jakości energii elektrycznej.