



# ActaEnergetica

POWER ENGINEERING QUARTERLY



1/42 (March 2020)

YEAR 12

ISSN 2300-3022



R&D | technology | economy | law | management

Publisher	<b>ENERGA SA</b>
Patronage	 <b>Politechnika Gdańska</b>  <b>ENERGA SA</b>
Scientific Council	<b>Janusz Biątek   Marko Cepin   Antoni Dmowski   Istvan Erlich   Irina Golub  Bolesław Goranczewski   Nouredine Hadjsaid   Piotr Kacejko   Tadeusz Kaczorek  Marian Kazimierkowski   Jan Kiciński   Kwang Y. Lee   Zbigniew Lubośny  Jan Machowski   Om Malik   Peter Marton   Jovica Milanovic   Marta Molinas  Jaroslav Nenadál   Josef Novák   Joao Abel Pecas Lopes   Sylwester Robak  Mariusz Swora   Zbigniew Szczerba   Anna Szeliga-Kowalczyk   Vladimir Terzija  G. Kumar Venayagamoorthy   Jacek Wańkowicz   Douglas Wilson   Ryszard Zajczyk</b>
Programme Council	<b>Grzegorz Widelski</b>
Reviewers	<b>Bernard Baron   Paweł Bućko   Stanisław Czapp   Andrzej Graczyk   Piotr Helt  Piotr Kacejko   Waldemar Kamrat   Andrzej Kanicki   Michał Karcz   Jan Kiciński  Kwang Y. Lee   Karol Lewandowski   Józef Lorenc   Zbigniew Lubośny   Jan Machowski  Jerzy Marzecki   Sebastian Nojek   Wiesław Nowak   Mirosław Parol   Józef Paska  Stefan Paszek   Paweł Piotrowski   Désiré Dauphin Rasolomampionona  Waldemar Rebizant   Waldemar Skomudek   Marian Sobierajski   Paweł Sowa  Marcin Sroka   Jan Stępień   Zbigniew Szczerba   Dariusz Świsuński   Irena Wasiak  Jacek Wasilewski   Artur Wilczyński   Kazimierz Wilkosz   Kurt Żmuda</b>
Editor-in-Chief	<b>Zbigniew Lubośny</b>
Vice Editor-in-Chief	<b>Maciej Wiatrak</b>
Managing Editor	<b>Tomasz Kozieniec</b>
Copy Editors	<b>Katarzyna Żelazek   Bernard Jackson</b>
Topic Editors	<b>Michał Karcz   Jacek Klucznik   Paweł Szawłowski</b>
Statistical Editor	<b>Sebastian Nojek</b>
Proofreading	<b>Mirosław Wójcik</b>
Graphic design and typesetting	<b>Art Design Maciej Blachowski</b>
Translation	<b>Skrivanek Sp. z o.o.</b>
Print	<b>DRUKARNIA WL Spółka z o.o.</b>
Dispatch preparation	<b>ENERGA Informatyka i Technologie Sp. z o.o.</b>
Editorial Staff Office	<b>Acta Energetica</b> al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, POLAND tel.: +48 58 77 88 466, fax: +48 58 77 88 399 e-mail: <a href="mailto:redakcja@actaenergetica.org">redakcja@actaenergetica.org</a> <a href="http://www.actaenergetica.org">www.actaenergetica.org</a>
Electronic Media	<b>Anna Fibak</b> (Copy Editor) <b>Paweł Banaszak</b> (Technical Editor)
Information about the original version	Electronic edition of Acta Energetica is the original version of the journal, which is available on the website <a href="http://www.actaenergetica.org">www.actaenergetica.org</a> The journal is also available in hard copy. The journal is indexed in Polish Technical Journal Contents BazTech <a href="http://baztech.icm.edu.pl">http://baztech.icm.edu.pl</a> , in Scientific journal database – the IC Journal Master List <a href="http://jml2012.indexcopernicus.com/masterlist.php">http://jml2012.indexcopernicus.com/masterlist.php</a> and also in Directory of Open Access Journals (DOAJ) <a href="https://doaj.org/">https://doaj.org/</a>

## From the Chief Editor

The development of power systems in Europe in recent years – meant as the increase in the net installed capacity, i.e. taking into account decommissioned capacities – is almost exclusively in the area of wind and solar sources. The increase in the installed capacity enabled by other electricity generation technologies is small, negligible or negative.

The change in the electricity generation structure forces changes in the operation of power systems. The most important factor of the change is the variability of wind and solar sources' output, including its limited predictability and programmability, the mismatch between daily variations of electricity generation and consumption, and these sources' insignificant guaranteed capacity. This implies the need to develop energy storage.

Another important factor that will affect power systems' operation is the development of hydrogen technologies, including car transport. It is expected that electric vehicles with electrochemical energy storage devices (batteries) will be replaced with hydrogen cars in the next decade. The development of hydrogen technologies will be triggered when effective hydrogen generation equipment and fuel cells are developed (also for backyard applications). For power systems their dissemination will mean the emergence of a large number of energy reservoirs, i.e. hydrogen tanks. Surplus electricity from local (backyard) energy sources will potentially be used to generate hydrogen in suburban and extra-urban areas, while in compact urban development areas the electrolyzers deployment will be centralized.

The following power industry development directions can be expected: various technologies based energy storage devices, fuel cells, hydrogen generation and storage systems, hydrogen engines, IT systems that improve power system observability and control (control systems at various levels, i.e. from individual object controllers to energy management systems at the distribution system operator level, including systems of two-way communication with local object controllers), smart automatic protection systems and electronic power converters.

Enjoy your reading of this issue of *Acta Energetica*.

Zbigniew Lubośny  
Editor-in-Chief of *Acta Energetica*

## Od redaktora naczelnego

Rozwój w ostatnich latach systemów elektroenergetycznych w Europie – rozumiany jako wzrost mocy zainstalowanej netto, czyli przy uwzględnieniu mocy wyłączanych – następuje praktycznie tylko w obszarze źródeł wiatrowych i słonecznych. Przyrost mocy zainstalowanej w innych technologiach wytwarzania energii elektrycznej jest mały, pomijalnie mały lub ujemny. Zmiana struktury źródeł wytwórczych energii elektrycznej wymusza zmiany w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych. Najważniejszym czynnikiem zmiany jest zmienność mocy generowanej przez źródła wiatrowe i słoneczne, a w tym: ograniczona prognozowalność i programowalność generacji, brak dopasowania dobowej zmienności generacji do dobowej zmienności poboru energii elektrycznej oraz znikoma wartość mocy gwarantowanej tych źródeł. Konsekwencją tego jest konieczność rozwoju zasobników energii.

Drugim istotnym czynnikiem, który wpłynie na funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych, będzie rozwój technologii wodorowych, a w tym transportu samochodowego. Przewiduje się, że samochody elektryczne z elektrochemicznymi zasobnikami energii (akumulatorami) zostaną w najbliższej dekadzie zastąpione samochodami na wodór. Rozwój technologii wodorowych nastąpi wówczas, gdy opracowane zostaną efektywne (w tym również przydomowe) urządzenia wytwarzania wodoru i ogniwa paliwowe. Ich upowszechnienie będzie oznaczało dla systemów elektroenergetycznych pojawienie się dużej liczby zasobników energii, jakimi będą zbiorniki z wodorem. Do wytwarzania wodoru w obszarach podmiejskich i pozamiejskich potencjalnie będzie wykorzystywana nadwyżkowa energia elektryczna z lokalnych (przydomowych) źródeł energii. Natomiast w zwartej zabudowie miejskiej elektrolizery będą miały charakter scentralizowany.

Jako kierunki rozwoju elektroenergetyki można wskazać: zasobniki energii różnych technologii, ogniwa paliwowe, systemy wytwarzania i przechowywania wodoru, silniki na wodór, systemy informatyczne zwiększające obserwowalność i sterowalność systemem elektroenergetycznym (systemy sterowania na różnych poziomach, tj. od indywidualnych sterowników obiektowych do systemów zarządzania energią na poziomie operatora systemu dystrybucyjnego, a w tym systemy dwukierunkowej komunikacji z lokalnymi sterownikami obiektowymi), inteligentne systemy automatyki zabezpieczeniowej i przekształtniki energoelektroniczne.

Zapraszam do lektury niniejszego wydania *Acta Energetica*.

prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny  
redaktor naczelny *Acta Energetica*



## Table of contents

A PRELIMINARY STUDY AND ANALYSIS OF TIDAL STREAM GENERATORS Saad bin Abul Kashem, Molla E. Majid, Mujahid Tabassum, Azad Ashraf, Jarosław Guziński, Krzysztof Łuksza .....	6
SELECTED TECHNICAL ISSUES IN THE DESIGN OF 110 KV POWER LINES IN THE CONTEXT OF REQUIREMENTS OF THE CURRENT PN-EN 50341:2013 STANDARD USING THE EXAMPLE OF THE PYLON PROJECT, IMPLEMENTED BY ENERGA INVEST DESIGN OFFICE Anna Scheibe, Paweł Szwarzewski .....	23
OVERSIZING THE PHOTOVOLTAIC GENERATOR POWER CAPACITY IN A MICRO PHOTOVOLTAIC PLANT Zbigniew Lubośny .....	39
MODELING OF A 3-PHASE INDUCTION GENERATOR INCLUDING MAGNETIC CROSS SATURATION EFFECT Mohd Sartaj, Mohd Rizwan Khan, Mohd Faisal Khan .....	51

## Spis treści

PRZEGLĄD I ANALIZA ELEKTROWNI PŁYWOWYCH Saad bin Abul Kashem, Molla E. Majid, Mujahid Tabassum, Azad Ashraf, Jarosław Guziński, Krzysztof Łuksza .....	15
WYBRANE ZAGADNIENIA TECHNICZNE PROJEKTOWANIA LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH 110 KV W KONTEKŚCIE AKTUALNYCH UWARUNKOWAŃ NORMOWYCH WG PN-EN 50341:2013 NA PRZYKŁADZIE PROJEKTU PYLON, ZREALIZOWANEGO PRZEZ PRACOWNIĘ PROJEKTOWĄ SPÓŁKI ENERGA INVEST Anna Scheibe, Paweł Szwarczewski.....	31
PRZEWYMIAROWANIE MOCY GENERATORA FOTOWOLTAICZNEGO W MIKROELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ Zbigniew Lubośny.....	45
MODELOWANIE 3-FAZOWEGO GENERATORA INDUKCYJNEGO Z UWZGLĘDNIENIEM EFEKTU SKROŚNEGO NASYCENIA MAGNETYCZNEGO Mohd Sartaj, Mohd Rizwan Khan, Mohd Faisal Khan .....	57

# A Preliminary Study and Analysis of Tidal Stream Generators

## Authors

Saad bin Abul Kashem  
 Molla E. Majid  
 Mujahid Tabassum  
 Azad Ashraf  
 Jarosław Guziński  
 Krzysztof Łuksza

## Keywords

renewable Energy, tides, sustainable development, tidal stream, tidal lagoons, Dynamics, SolidWorks

## Abstract

For a sustainable future, tidal energy can play a vital role. Tidal energy relies on the gravitational pull of the Moon and the Sun along with the centrifugal forces created by the Earth. Tidal barrage uses the potential energy from the tide and has been very successful in electricity production. With the help of a turbine, kinetic energy can also be harnessed from tidal currents to generate electricity. However, it is not economically feasible to use this type of technology for large scale production of electrical energy. It is important to note that the development of this technology is still in the early stage. This research paper provides a preliminary discussion of tidal energy generation using a few different technologies. Initial research has been done using Computational Fluid Dynamics and SolidWorks software on the tidal stream generator and tidal barrage system. Some of the key challenges are also identified in terms of the development of the tidal energy conversion system.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2020101**

Received: 3.10.2019

Revised: 13.11.2019

Accepted: 4.12.2019

Published online: 27.07.2020

## 1. Introduction

Tidal energy or tidal power is a renewable source of energy generated by the flow of ocean waters during the rise and fall of the tides. This rise and fall allows to convert the kinetic energy of water into usable power such as electricity. This mainly works by the water movements produced by the gravitational force between the Earth, the Moon and the Sun. This can be considered as a pure astronomical phenomenon that can be observed since the Earth rotates and possesses oceans. The basic principle of producing electrical energy involves a generator that converts this energy into electricity by seizing the kinetic energy from the sea current or tides [1–5].

Tidal energy does not cause emission of the greenhouse gases which are responsible for global warming or fog formation unlike the generation of electricity using fossil fuels. Therefore it is considered as a renewable source of electricity. Currently, three methods are available to produce tidal energy, such as: tidal

streams, tidal barrages, and tidal lagoons. In this paper, all of them are discussed and a basic comparison in terms of cost, efficiency and availability is made.

Wind turbines draw energy from air currents and tidal stream generators draw the energy the same way using water currents. However, the power generated using an individual tidal turbine can be greater than that of a wind energy turbine [2].

A tidal barrage works by using the height difference  $\Delta H$  of the high and low tides and extracts the potential energy. Potential energy is seized from the tides by tactical placement of particular dams, which allow to produce electricity by using tidal barrage [3].

A newer version of the tidal energy harnessing design option is to build round spongy walls surrounded by turbines that can seize the potential energy from the high and low tides. These artificially created reservoirs can be considered similar to those of tidal barrages without having any natural ecosystem [1].



A form of low-head hydroelectricity is the tidal power which uses low-head hydroelectric generating equipment. Since the technology is well developed, the main barrier is the construction cost. At least a construction period of e.g. 10 years and an enormous capital cost is required for a tidal energy project [1].

However, the tidal stream generator is using renewable energy, the tidal energy. Even though tidal energy is renewable, it can also bring some adverse effects to the environment. No fuel is needed to operate the tidal stream generators. Thus, it can help save the fossil fuel, available naturally. Therefore, greenhouse gases, which can cause global warming, will not be produced. Besides that, after the tidal stream generators are built, their power will be free. Furthermore, with tidal stream generators, a large amount of electricity can be produced in countries with appropriate coast conditions.

Tidal stream generators can also produce power with greater efficiency. The tidal power can convert approximately 80% of kinetic energy into electricity, while the efficiency of energy generation by coal and oil is less than 50% [23]. Tidal stream generators not only provide the electrical energy, but also helps to preserve the environment. However, the construction cost may increase due to the device damage by the strong ocean storms and saltwater corrosion. Furthermore, shifting tides, resulting from the changes in tidal movement, could significantly decrease the effectiveness of tidal stream generators [24].

## 2. Tidal energy

As mentioned in the previous section, tidal movement can be used to generate electrical energy. The Earth, the Moon, and the Sun all generate the gravitational and centrifugal force creating the tide. The rise and fall of the surface of the ocean are generated by the gravitational force between the Sun and Moon, while the revolution of the Earth and the Moon creates the centrifugal force. The Moon has 2.2 times larger gravitational force than the Sun, as it is much closer to the Earth [4].

The tidal phenomenon happens twice every day, and lasts approximately 50 minutes, and 28 seconds. The gravitational pull of the Moon can cause the water to bulge towards it. This bulge of water is greater on the side of the Earth nearest the Moon. In the same way, the rotation of the Earth-Moon system, producing the centrifugal force, causes an another water bulge on the other side of the Earth, which is the furthest away from the Moon. When a landmass lines up with this Earth-Moon system, the water around the landmass is at the high tide, also known as spring tide, and when the landmass is at 90° to the Earth-Moon system, the water around it is at low tide, also known as a neap tide. Therefore, during one period of rotation, each landmass is exposed to two high tides and two low tides. Since the Moon rotates around the Earth, the timing of these tides at any point on the Earth will vary, occurring approximately 50 min later each day [4].

### 2.1. Tidal streams

A tidal stream generator is a machine that uses the undersea current to generate electricity. In the tidal generators, the kinetic energy of the water is used to power the turbines. A tidal stream generator utilizes the concept of a wind turbine. Since

the density of water is higher, the power generated by the tides can be greater than that of wind turbines [2]. These tidal stream generators are most often built by the sea, as the sea has a higher current flow, so as to generate the greatest amount of electrical energy. Tidal stream generators require ocean currents to turn the turbine, generating electricity. The forces acting upon the mean flow create the ocean current and direct the movement of seawater [5]. Breaking waves, the wind, the Coriolis Effect, cabling, temperature and salinity all affect the mean flow. The gravitational force of the Sun and the Moon creates the tides. The current's strength and direction can be influenced by: the depth contours, the interaction with other currents, and shoreline configuration. The bottom currents scour and sort the sediments, thus affecting the kind of bottom developing in the area, either soft or hard, fine-grained or coarse. Bottom material defines the organic environment that may develop in an area [6, 7].

Placing the turbines at sea is a complicated procedure, as the tidal generators are large and may disturb the tide that it is meant to exploit. Turbines of the tidal streams generator are arrayed underwater in rows, just like some wind farms. Furthermore, the most suitable current speed range for the tidal stream generators is between 3.6 and 4.9 knots (4 and 5.5 miles per hour (mph)) [8]. If a tide generates a flow speed between 4–5.5 mph, a tidal stream turbine can generate more power than a wind turbine. The ideal depth of water for location of tidal turbine farms is between 20 to 30 meters [8].

However, tidal stream generators are not that popular compared to wind turbines. Despite that, in December 2008, a tidal stream generator was built in Ireland, to generate about 12 MW [3].

### Axial turbines

Axial turbines consist of a set of rotors. It has a fixed pitch blade of high efficiency. Tidal exchange is needed for the axial turbines to rotate [9, 10]. The AR-1000 is the first axial turbine which generates 1 MW power output with a 2.65 m/s rotation speed. This was developed by Atlantis Resources Corporation. Furthermore, in Marine Current Turbine in Strangford Lough located in Northern Ireland, a prototype SeaGen was installed in April 2008 [3]. SeaGen generates 1.2 MW power output. SeaGen consists of two axial flow rotors. The generator is propelled by one rotor. Since the rotor pitch can be adjusted within the range of 180 degrees, the turbines are able to effectively generate electrical energy [3]. In addition to that, a company called Tenax Energy of Australia has been granted permission to build 450 turbines around the Australian city of Darwin. The axial turbine of a 15 m rotor diameter with a gravity support is proposed. This type of turbine can operate in deep water, below the shipping channels. An estimated number of about 300 to 400 houses could be powered by each of such turbines [11, 12]. A UK-based company called Tidal stream has started building an axial turbine (Triton 3) in the Thames [3]. The full scale Triton 3 turbine has a power capacity of 3 MW while Triton 6 of 10 MW.

### Vertical and horizontal axis crossflow turbines

This type of turbine can be installed vertically or horizontally. This design allows to generate electrical energy using any deep

water current, both river and tidal. This design has been used in South Korea to build a cross-flow turbine, generating 1 MW. Moreover, it is being expanded to generate 90 MW.

### Flow augmented turbines

A duct and shroud (stator ring) are used to measure flow augmentation in flow augmented turbine. The shroud increases the power output of flow augmented turbines. An Australian company launched a rollout of the shrouded turbine. The company has calculated that two small flow augmented turbines would generate 3.5 MW [13].

## 2.2. Tidal barrage

The tidal barrage is part of renewable energy solution that consists of building tidal locks, dams, long wall, or sluice gate. It manages the potential energy of the ocean by capturing and storing it. The dam is constructed across the basin or tidal inlet, creating a single enclosed tidal reservoir. The lowest part of the barrage dam is placed at the seafloor and the tidal barrage is built at the highest level, so that the seawater can reach the highest peak of the annual tide. Seawater flows through an underwater tunnel built in the tidal barrage, using the sluice gates at the entrance and exit points. The tidal turbine generator is placed within this tunnel to harness the kinetic energy of the tidal waves by spinning thanks to the seawater flow. The basic principle of the tidal barrage is similar to hydroelectric generation, except that the water can flow in two directions in a tidal barrage, contrary to a hydroelectric plant, in which the water flows in one direction only. In the presence of high tides, the seawater can flow into the tidal reservoir and fill it up. During the outgoing ebbing tides, the water can flow in the opposite direction emptying the reservoir [14].

A tidal barrage is attractive due to a very long service life and a cost-effective electricity production. However, the capital cost of building a new barrage is very high and can have a big impact on wildlife.

The tidal barrage utilizes the nature of tide which rises and falls due to the gravitational pull between the Earth, the Sun and the Moon. These phenomena cause the seawater to move towards the Sun and Moon. This movement of seawater increases the sea level. However, on the open-ocean, the increase in the sea level is marginal due to the fact that the large surface area has a deeper depth for it to flow into. The rise in the sea level is significant only near the coastline. This is due to the upward sloping gradient of the sea bed. This funnel helps to direct the water into the lagoons, river inlets, and estuaries. A tidal barrage generation utilizes the tidal range, the vertical difference between the low and high tides of seawater level. The height difference between the high and low tide produces the potential energy of the tides. The difference in water level at either side of the dam is exploited for electricity generation. There are three types of tidal barrage operations: the Flood generation, the Ebb generation and finally the two-way generation [14–22].

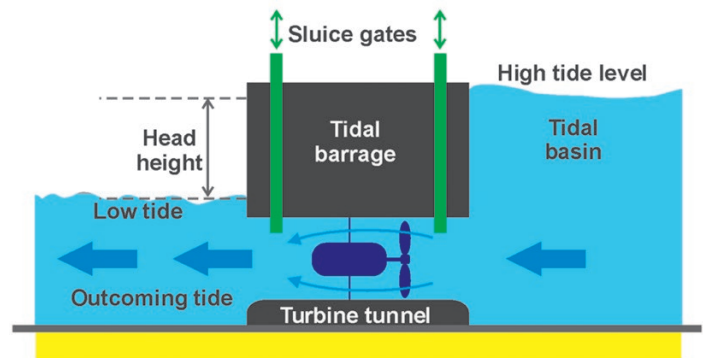


Fig. 1. Tidal barrage Ebb generation [3, 27]

### Tidal barrage Ebb generation

Tidal barrage ebb generation uses falling tides, commonly referred to as the ebb tide to generate electricity. The sluice opens during low tide so that the tidal basin fills up at the rate determined by the upcoming tide. The sluices are closed as the water level within the basin reaches the threshold point at high tide. This traps the seawater within the reservoir. As the seawater level outside the basin drops during the outgoing tide, there emerges a difference between the higher level of water trapped in the basin and the actual ocean level, called the head height [15, 32–38].

The difference in the head height during the start of the ebb tide and the falling tide is sufficient to initiate the electrical energy generation. Sluice gates connected to the turbines within the tunnel are opened to allow water to flow [3, 39–46]. This allows to exploit the potential energy stored within the water. The turbines generate electricity until the head height difference gets low. After that, the turbines are disconnected and the sluice is closed. Figure 1 shows the tidal barrage Ebb generation [3, 27].

### Flood generation

As the rising tides move closer towards the land, the high tide starts to enter the reservoir of the barrage. Once the high tide level reaches its peak, the sluice gates are closed completely. As the water level goes down outside the barrage, sluice gates are opened to release the stored water. While the water is flowing out through the tunnel, the turbine rotates and produces electrical energy [14, 23–25]. The flood tidal barrage is a one-way method of tidal energy generation. It is restricted to 6 hours per tidal cycle due to the fact that the reservoir has to fill up.

The turbines used are low-speed turbines, as the water flow through the tunnel to the tidal basin is a slow process. This slow filling cycle is not harmful for the ecosystem as sea life can enter the enclosed basin without being exposed to fast-rotating turbines. As the tidal basin is filled with water at high tide, the sluice gates are opened which allows all the stored water to return to the ocean.

This type of tidal energy production is less efficient, compared to ebb generation, because the total amount of kinetic energy within the lower half of the basin is smaller than the total kinetic energy present in the higher half of the basin due to the effect of gravity.

### Two-way tidal barrage generation

Two-way tidal barrage utilizes the phenomena of both the rising and falling tide to generate electricity. It requires better utilization of the sluice gates for more accurate control. If the tide ebbs, the seawater flows in or out via the same gate system. The turbine rotates in both directions, according to the direction of the water flow [16].

The main drawback of this method is that it is less effective in generating electricity. Moreover, the design and automation of bi-directional energy production are more expensive and less efficient.

### 2.3. Tidal lagoons

Tidal lagoon refers to a man-made structure that is connected to the ocean by one or more inlets, closing off a tidal sea area and generating electricity from hydro turbines. Furthermore, tidal lagoons can have different water depths and such lagoons can be found on all continents. Hydro turbines are placed inside concrete turbine housings and permanently submerged [17].

When the breakwater rises, a difference in water level is generated. This is referred to as the “head” height. When the water level reaches the desired head height, sluice gates are opened and water flows into the lagoons [18]. The water inside the lagoon flows through turbines, generating electricity. Moreover, a tidal lagoon generates electrical energy twice, as the tide comes in and goes out. Furthermore, lagoons are expected to be active for an average of 14 hours a day [18].

The tide flow has a predictable pattern, therefore the energy generated from tidal lagoons is reliable. Hence, tidal lagoons do not need gas or coal power stations to be used as backup stations. This directly helps to reduce carbon dioxide emissions [18].

Since the lagoons can be built with natural materials, the environmental impact of tidal lagoons is low. They can be used as low breakwaters at low tide and can be submerged at high tide. This allows smaller fish to swim without any difficulty. Since lagoons are made from natural materials, they do not increase carbon dioxide emission. Moreover, tidal lagoons pose a much lower danger than nuclear power plants.

There are two design options for the lagoon wall. The first uses sandy material, which is used in many marine construction sites [19]. The second material is a quarry run, similar to coastal reinforcements and harbour walls. For both designs, large rocks will be positioned on top of the lagoon wall to protect it from degradation.

Unfortunately, the efficiency of a tidal lagoon is rather low. Furthermore, constructing a lagoon is expensive and many conditions have to be taken into consideration before their construction. For example, biodiversity, constructing area, etc. Because of that, currently there are no functioning power plants on tidal lagoons [25].

### 3. Simulation investigations

There is an ever increasing number of scientific publications analysing the tidal stream generators using various methods of modelling and simulation. In this paper, SolidWorks (2015) and Computational Fluid Dynamics (CFD) software have been used

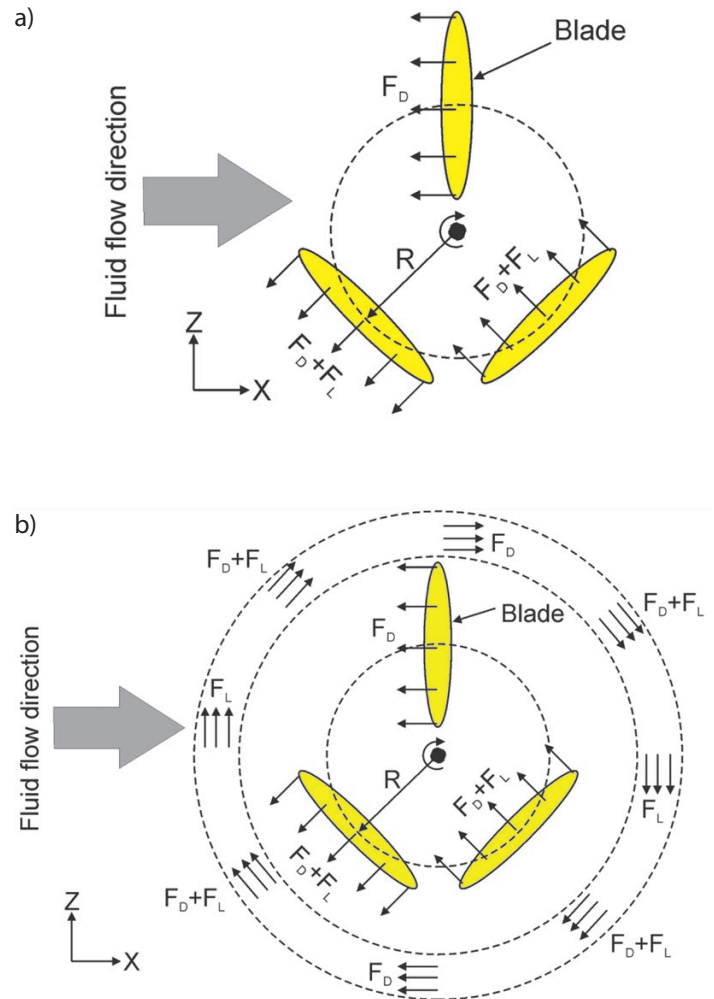


Fig. 2. (a) Force direction of the turbine blade; (b) Force direction with an additional force [20]

for simulation of a tidal stream generator and tidal barrage, to provide a detailed analysis.

#### 3.1. Tidal Stream Generator

The main part of the tidal stream generator is the turbine. To understand the effect of blade rotation, turbine modelling method called Immersed Body Force (IBF) has been introduced [20]. The  $F_b$  Function is used to represent the force generated by the turbine. This force creates flows with different momentums and rotational speeds. This force  $F_b$  can be represented as the sum of two forces  $F_D$  and  $F_L$ .

As shown in Fig. 2 (a) and (b), the body force is considered as uniform throughout the volume of the blades [20]. The force generated by the top blade is considered as a drag force. Furthermore, the other two blades consist of both drag and lift forces. An additional force has been used to create a circulation flow [20].

The power output is equal to

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (1)$$

Turbine	Rotor diameter – 20m
	Power Coefficient – 0.48
	Water density – 1030 kgm <sup>-3</sup>
Generator	Rated power – 0.91 MW
	Voltage – 6600 V <sub>rms</sub>
	Frequency – 50Hz

Tab. 1. Turbine and generator specifications

Velocity (m/s)	Power (kW)
1.8	452.92
2.0	621.29
2.2	826.93
2.4	1073.58
2.6	1364.96
2.8	1704.80
3.0	2096.82

Tab. 2. Output power vs stream velocity

where:

$P_{ext}$  – power output from the turbine [W],  $C_p$  – Power coefficient,  $\rho$  – density [kg/m<sup>3</sup>],  $A$  – the designed turbine area [m<sup>2</sup>],  $v$  – stream velocity [m/s].

Table 1 shows the specifications of the turbine and the generator used in the computation. To identify the velocity diversity the CFD software has been used. The velocity increases dramatically as the fluid passes through the turbine, as shown in Fig. 2. The reason to have a higher velocity values near the blades, is the drag and lift forces acting on the fluid flow [26]. In Tab. 2, the output power corresponding to the stream velocity was presented.

From Fig. 3, it can be seen that the maximum power is generated at maximum velocity. Therefore, the stream velocity is nearly directly proportional to the output power which is supported by other research [1, 2, 5,12, 13, 15].

### 3.2. Tidal Barrage

To evaluate the power generated from the tidal barrage, some important parameters should be considered. The model includes a gain factor to indicate the effect of the structure. It is related to the velocity of the flow rate as well. The output power  $P$  of the tidal barrage is related to the rotational velocity of the rotor  $\omega$  multiplied by the total torque  $M$  produced on all the blades by the water flow.

$$M = F \cdot b \tag{2}$$

where  $b$  is the distance from the center of rotation to the point where the force  $F$  is being applied [21].

Furthermore, the rotational velocity  $\omega$  is equal to the relative velocity of the flow  $V_{rel}$  over the distance (radius  $r$ ) between the tip of the blade and the centre of the blade

$$\omega = \frac{V_{rel}}{r} \tag{3}$$

The output power is

$$P = \omega \cdot M \tag{4}$$

To find the torque generated, Morrison’s formula should be used [21]:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot A \cdot V_{rel}^2 \tag{5}$$

where:  $C_d$  – Drag coefficient,  $A$  – Blade’s surface,  $V_{rel}$  – Relative velocity of the flow in respect to the blade.

Maximum power production is achieved when the rotational speed is 30% [21]. The reason is that if the rotor velocity is equal to the flow speed, then no force would be generated because  $V_{rel}$

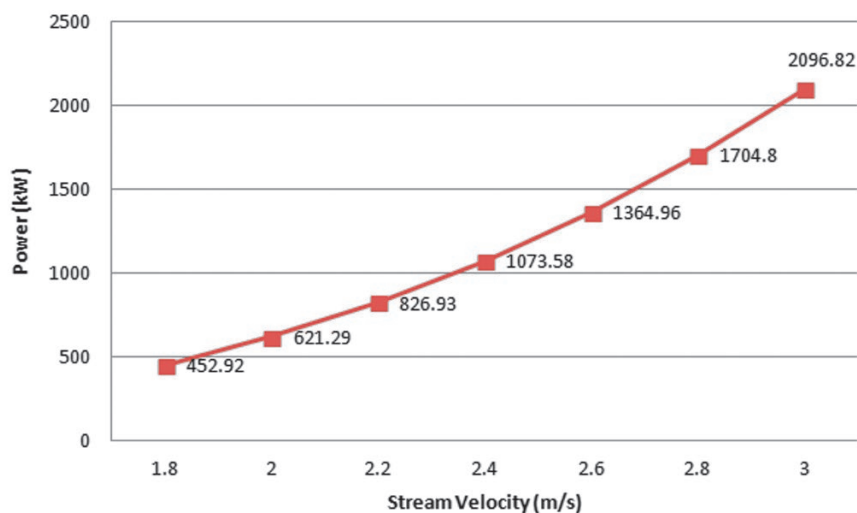


Fig. 3. The power output of the turbine

becomes zero. Therefore, the power generation equation can be rearranged as

$$P = \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot M \quad (6)$$

where:

Height of the structure  $h = 12$  m

Width of base structure  $L = 55$  m

Length of the blades  $l = 10$  m

Height of the blades  $H_w = 3$  m

Rotor diameter  $\phi = 7$  m

Depth of the rotor in the base = 1 m

Water depth = 50 m

To understand the spread velocity near the tidal barrage CFD software has been used.

Equations (3), (4) and (5) are valid under steady condition, but in a real scenario, the blades would not rotate under a steady condition. Therefore, to observe the velocities, the tidal barrage should be simulated without blades and after that, virtual blades should be considered for calculation part [21]. Table 3 and Fig. 4 present the relation between the output power and the stream velocity.

#### 4. Discussion

In the simulation studies, the power output is determined from the speed of the liquid. The simulation was done on the flow of the tidal stream which can be altered as the tidal stream can accelerate, decelerate, and reverse over varying depth. Data is sampled starting from a velocity of 1.8 m/s to up until 3.0 m/s. The simulated tidal stream generator has steady growth on the graph presenting the relationship between the power output and the tidal stream velocity. The power curve shows that the velocity is directly proportional to the output power. The maximum power of 2096 kW is generated when the velocity is at its peak which is 3.0 m/s. The initial growth rate on the graph is almost linear,

Stream velocity (m/s)	Output power (MW)
2.12	0.59
2.50	0.94
3.00	1.67
3.50	2.66

Tab. 3. The output power in relation to the stream velocity

but the increase is quite significant as the velocity increases. The graph documented an increase of 168.37 kW for a velocity change from 1.8 m/s to 2.0 m/s. However, the increase in power is quite significant for a higher velocity. The velocity increase from 2.8 m/s to 3.0 m/s increases the power output by 392 kW. This leads to a conclusion that the power will increase significantly as the value of the stream velocity keeps increasing.

For the tidal barrage analysis, the generator is composed of a cross-flow turbine with a horizontal axis. It is supported by a base structure fixed at the bottom. Data is sampled at instant velocities of: of 4 m/s, 2.12 m/s, 2.5 m/s, 3 m/s and 3.5 m/s. The output power increases exponentially from 2.21 m/s to its peak at 3.5 m/s. The collected data varies according to the tidal cycle, changing twice a day. The current generated increases as the water level rises, and becomes null at still water level, which is the peak water level. Then, it reverses direction as the water level drops till the still water reaches the lower water level. The tidal stream cycle continues at a certain interval. This interval represents the two peak values of tides of different intensity, occurring every 24 hours.

#### 5. Conclusion

Tidal energy is a clean and renewable source of energy. It is also more predictable in comparison with other energy sources. Using tidal energy, possesses a great potential of producing a huge amount of electrical power.

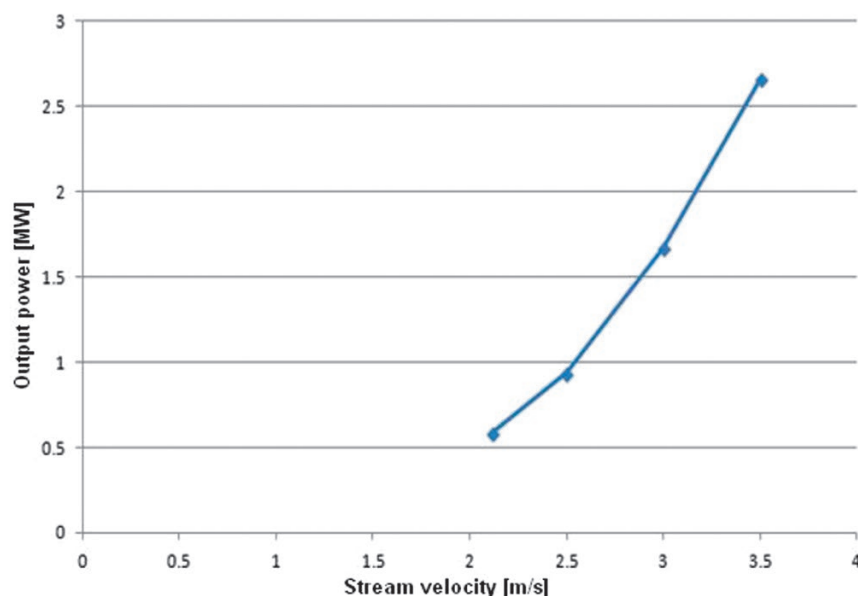


Fig. 4. Power output vs stream velocity

The development of tidal barrage is constrained by its enormous construction cost. However, in the near future, tidal barrage systems may prove to play a key part in worldwide electricity generation, since there is a possibility of a price increase of fossil fuels.

Several potential locations for tidal barrage sites have already been identified, with a potential for producing electrical energy on a large scale. However, so far only four such sites have been constructed, out of many potential tidal barrage locations. There are several sustainability issues with the construction of tidal barrages, such as the harm towards marine life and effects on water quality. Still, the tidal barrage system is considered an established and reliable solution, requiring no breakthrough technology.

On the other hand, a lesser impact on the environment has been observed when using tidal currents in comparison with tidal barrages. However, the full extent of the environmental impact has yet to be discovered. Since tidal current devices are still in the early stage of development, further research and technological advancement are necessary. Among the various technological developments, electricity transmission, maintenance, installation and loading conditions are important to focus on. In order to produce a large amount of electricity using tidal currents, these issues need to be seriously focused on.

## REFERENCES

1. Hammons T.J., Tidal power, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 81, 1993, pp. 419–433.
2. Ross R., Tidal Stream Generator, ed: Google Patents, 2012.
3. Rourke F.O., Boyle F., Reynolds A., Tidal energy update 2009, *Applied Energy*, Vol. 87, pp. 398–409, 2010.
4. Miller G.R., The flux of tidal energy out of the deep oceans, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 71, 1966, pp. 2485–2489.
5. Bowley W.W., Underwater power generator, ed: Google Patents, 1983.
6. Blanchfield J. et al., Tidal stream power resource assessment for Masset Sound, Haida Gwaii, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*, Vol. 222, 2008, pp. 485–492.
7. Salter S., Taylor J.M., Vertical-axis tidal-current generators and the Pentland Firth, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*, Vol. 221, 2007, pp. 181–199.
8. Bryden I., Melville G., Choosing and evaluating sites for tidal current development, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*, Vol. 218, 2004, pp. 567–577.
9. Fraenkel P.L., Tidal current energy technologies, *Ibis*, Vol. 148, 2006, pp. 145–151.
10. O'Doherty T. et al., An assessment of axial loading on a five-turbine array, *Proceedings of the ICE-Energy*, Vol. 162, 2009, pp. 57–65.
11. Batchelor M., Feasibility of offshore wind in Australia, Murdoch University, 2012.
12. Li Y., Calisal S.M., Three-dimensional effects and arm effects on modeling a vertical axis tidal current turbine, *Renewable energy*, Vol. 35, 2010, pp. 2325–2334.
13. Zobia, Ahmed F., and Ramesh C. Bansal. Handbook of renewable energy technology. World Scientific, 2011.
14. Prandle D., Design of tidal barrage power schemes, *Proceedings of the ICE-Maritime Engineering*, Vol. 162, 2009, pp. 147–153.
15. Jwo-Hwu Y., Electric power generation at the ebb tide, *Electric Power Systems Research*, Vol. 48, 1998, pp. 31–35.
16. Hooper T., Austen M., Tidal barrages in the UK: Ecological and social impacts, potential mitigation, and tools to support barrage planning, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 23, 2013, pp. 289–298.
17. Kjerfve B., Magill K.E., Geographic and hydrodynamic characteristics of shallow coastal lagoons, *Marine geology*, Vol. 88, 1989, pp. 187–199.
18. Dronkers J., Zimmerman J., Some principles of mixing in tidal lagoons, *Oceanologica Acta*, Special issue, 1982.
19. Supino G., The propagation of the tide inside a lagoon, *Meccanica*, Vol. 5, 1970, pp. 42–53.
20. Gebreslassie M.G., Tabor G.R., Belmont M.R., CFD simulations for investigating the wake states of a new class of tidal turbine, *Journal of Renewable Energy and Power Quality*, Vol. 10, 2012.
21. Parmeggiani S. et al., Power Production and Economical Feasibility of Tideng Tidal Stream Power Converter, Department of Civil Engineering, Aalborg University 2010.
22. Frau J.P., Tidal energy: promising projects: La Rance, a successful industrial-scale experiment, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 8, Issue 3, 1993, pp. 552–558.
23. Blunden L., Bahaj A., Tidal energy resource assessment for tidal stream generators, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*, Vol. 221, 2007, pp. 137–146.
24. Neill S.P. et al., The impact of tidal stream turbines on large-scale sediment dynamics, *Renewable Energy*, Vol. 34, 2009, pp. 2803–2812.
25. Masselink G., Short A.D., The effect of tide range on beach morphology and morphology: a conceptual beach model, *Journal of Coastal Research*, No. 9(3), 1993, pp. 785–800.
26. Kashem, S.B.A., Sheikh, M.I.B., Ahmed, J. and Tabassum, M., 2018, April. Gravity and buoyancy powered clean water pipe generator. In 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018) (pp. 1–5). IEEE.
27. Chakraborty, Sumit & Dzielendziak, Agnieszka & Koroglu, Turgay & Yang, Kun. (2013). Evaluation of smart eco-friendly public transport options in coastal cities: towards a green future for the city of Southampton.

### **Saad bin Abul Kashem**

Qatar Armed Forces – Academic Bridge Program, Qatar Foundation, Doha, Qatar

e-mail: skashem@qf.org.qa

Dr. Saad Kashem received his Ph.D. degree in Robotics and Mechatronics from Swinburne University of Technology (SUT), Melbourne, Australia, in 2013. He received his B.Sc. in Electrical and Electronic Engineering from East West University, Bangladesh, back in 2008. At present, he is working as a Robotics and Advanced Computer Skills Faculty at Qatar Armed Forces – Academic Bridge Program, Qatar Foundation in Qatar. He is also a Visiting Research Fellow in Electrical & Computer Engineering at Texas A&M University at Qatar and a Visiting Assistant Professor at Presidency University in India. As a Lecturer in the Electrical Engineering department (Robotics and Mechatronics Engineering panel) at Swinburne University of Technology in Australia (1st October 2014 to 27th July 2017), he had been convener, moderator, and instructor of different courses. He has over eleven years' experience in both industry and academia. Dr. Saad has already published 51 articles in the form of Book, Book Chapter, Journal and Conference Proceedings. He is a professional member of Institution of Engineering and Technology, UK (IET), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), IEEE Robotics and Automation Society, and International Association of Engineers (IAENG). He is an editorial board member and reviewer of many international reputed Journals such as Journal of Electrical and Electronic Engineering (USA), IEEE Transactions on Control Systems Technology (USA), Vehicle System Dynamics, Taylor and Francis Ltd, (UK) etc.

### **Molla E. Majid**

Academic Bridge Program, Qatar Foundation, Doha, Qatar

e-mail: mmajid@qf.org.qa

He is currently pursuing his Ph.D. from Curtin University, Perth, Western Australia. He has a Master's in Computing from University of Wollongong, Australia and a Master's in Teaching from Western Sydney University in Australia. Molla has completed his Bachelor's in Engineering from Bangladesh University of Engineering and Technology (BUET). Molla has over 11 years of industry, teaching and training experience in the areas of general ICT, MIS and BI. Molla taught in multiple secondary and tertiary educational institutions in Australia and overseas. He is a member of the Australian Computer Society (ACS) and Teacher Registration Board of Western Australia (TRBWA). His research interests include Sustainability, ICT, MIS, Business Intelligence, Big Data and Data Science.

### **Mujahid Tabassum**

Masters in ICT

Higher College of Technology, Muscat

e-mail: mujahid.tabassum@hct.edu.om

He is a Computer Network, lecturer in Higher College of Technology, Muscat, Oman. He is pursuing PhD from the University Sains Islam, Malaysia. He has completed a MSc Computer System Engineering (Specialization in Computer Network's) degree from the Halmstad University, Sweden and bachelor degree from the University of Wollongong, Australia. He is a qualified "Chartered Engineer – CEng" registered with the Engineering Council, UK. He has 12 years of teaching experience. He is a Cisco CCNA, Security and IoT certified instructor. His research interests include Computer Networks, AI, Wireless Sensor Network, IoT, Security and Applications. He has published several Scopus papers, journals and a book chapter. He is a Member of IEEE, Member of Institution of Engineering and Technology, Member of IAENG, Member of Australia Computing Society (ACS) and Member of MBOT Malaysia.

### **Azad Ashraf**

Dept. of Chemical Engineering and Process Technology, College of North Atlantic, Qatar

Professor of Qatar University

e-mail: azad.ashraf@cna-qatar.edu.qa

He has more than 18 years of experience in research & development, industry and academia. He received his Bachelor degree in Chemical Engineering from University of South Alabama in USA and Masters in Environmental Science from University of Toronto in Canada. At present he is working as a faculty at College of North Atlantic Qatar where he is teaching chemical process engineering and environmental science related subjects focusing on sustainable development and renewable energy. Prior to his current role Mr. Azad worked on energy audit research at McMaster University in Canada, he also worked in various waste water treatment industries as well as solid waste treatment facilities in Canada. After his graduation in the USA he worked for Union Carbide, Dow Chemicals and General Electric in the US where he was responsible for research and development in hydraulic fluid and rigid foam. Mr. Azad also worked for the United Nations as an environmental officer where he was stationed in Haiti. He has been teaching as a lecturer and instructor since 2007 in various Universities and Technical colleges in Canada, Bangladesh, UK and Qatar. He is a professional member of various organizations and co-author of 11 technical papers. He has also presented conference papers in the USA for Society of Tribology and Lubrication Engineering (STLE) and Society of Automotive Engineers (SAE). His current research interests include renewable energy, waste management, sustainable development in smart city concepts as well as research in the oil and gas industry.

---

### **Jarosław Guziński**

Gdańsk University of Technology, Electrical and Control Engineering Faculty

e-mail: jaroslaw.guzinski@pg.edu.pl

He got Ph.D. and D.Sc. degrees from the Electrical Engineering Department at Technical University of Gdańsk. Currently he is the head of the Department of Electric Drives and Energy Conversion. In 2012 he was awarded by Polish Academy of Sciences – Division IV: Engineering Sciences for his monograph “Electric drives with induction motors and inverters output filters – selected problems”. He has authored and co-authored more than 160 journal and conference papers. His interests include sensorless control of electrical machines, multiphase drives (5-phase), inverter output filters, renewable energy, and electrical vehicles. Dr. Guziński is a Senior Member of IEEE.

### **Krzysztof Łuksza**

Gdańsk University of Technology, Electrical and Control Engineering Faculty

e-mail: krzysztof.luksza@pg.edu.pl

He received his master's degree from the Electrical Engineering Department at Technical University of Gdańsk, at the Department of Electric Drives and Energy Conversion. He is pursuing PhD in sensorless control of permanent magnet multiphase machines. His field of research includes: sensorless control of electrical machines, state observers, multiphase drives (5-phase), and electrical vehicles.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Przegląd i analiza elektrowni pływowych

### Autorzy

Saad bin Abul Kashem  
Molla E. Majid  
Mujahid Tabassum  
Azad Ashraf  
Jarosław Guziński  
Krzysztof Łuksza

### Słowa kluczowe

energia odnawialna, pływy morskie, zrównoważony rozwój, strumień pływowy, laguny pływowe, Computational Fluid Dynamics, SolidWorks

### Streszczenie

W przyszłości dla pozyskiwania energii opartego na zrównoważonym rozwoju istotną rolę może mieć energia pływów morskich. Energia ta jest rezultatem grawitacyjnego oddziaływania Ziemi, Księżycy i Słońca oraz sił odśrodkowych wytwarzanych przez układ Ziemia–Księżyc. Zapory pływowe do produkcji energii elektrycznej wykorzystują energię potencjalną fal. Przy użyciu turbin wodnych do generowania elektryczności można wykorzystać także energię kinetyczną prądów pływowych. Jednak wykorzystanie tego rodzaju technologii do produkcji energii elektrycznej na dużą skalę nie jest na razie ekonomicznie uzasadnione. Należy zauważyć, że rozwój tej technologii jest jeszcze na wczesnym etapie rozwoju. W niniejszym artykule omówiono wytwarzanie energii elektrycznej z pływów morskich przy zastosowaniu różnych technologii. Przeprowadzono wstępne badania symulacyjne przykładowego generatora pływowego oraz zapory pływowej z użyciem programów Computational Fluid Dynamics i SolidWorks. Przedstawiono także niektóre wyzwania związane z projektowaniem i budową systemów konwersji energii pływów morskich.

Data wpływu do redakcji: 3.10.2019

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 13.11.2019

Data akceptacji artykułu: 4.12.2019

Data publikacji online: 27.07.2020

### 1. Wprowadzenie

Jednym ze źródeł energii odnawialnej jest energia pływów morskich. Przypływy i odpływy można wykorzystać do przemiany energii kinetycznej wody w energię elektryczną. Energia pływów wykorzystuje ruchy wody powodowane przez oddziaływania grawitacyjne pomiędzy Ziemią, Księżycem i Słońcem oraz ruch obrotowy układu Ziemia–Księżyc. Wytwarzanie energii elektrycznej realizowane jest w generatorze, który przekształca energię mechaniczną na elektryczną, przejmując energię kinetyczną prądów lub pływów morskich [1–5].

Energia pływów morskich, w porównaniu z energią wytwarzaną z paliw kopalnych, nie powoduje emisji gazów cieplarnianych, jak też zapylenia czy zadymienia powietrza. Dlatego uznawana jest za czyste źródło energii elektrycznej. Obecnie dostępne są trzy rodzaje systemów wykorzystujących energię pływów morskich: strumienie

pływowe, zapory pływowe i laguny pływowe. W artykule tym omówiono wszystkie z nich i dokonano ich porównania.

Turbiny wiatrowe czerpią energię z prądów powietrznych, a generatory pływowe z prądów wodnych. Jednak pojedyncza turbina pływowa może wytwarzać więcej energii niż turbina wiatrowa [2].

Zapora pływowa wykorzystuje różnicę wysokości wody ( $\Delta H$ ) podczas przypływów i odpływów i związaną z tym zmianę energii potencjalnej. Wymaga to odpowiedniego rozmieszczenia poszczególnych zapór, aby umożliwić wytwarzanie energii elektrycznej [3].

Nowsze rozwiązanie służące do wykorzystania energii pływów polega na budowie okrągłych zbiorników (lagun) otoczonych turbinami. Takie sztucznie utworzone zbiorniki są podobne do zapór pływowych, ale nie mają praktycznie żadnego własnego naturalnego ekosystemu [1].

Elektrownia pływowa stanowi pewną formę elektrowni wodnej o niskim spadzie. Technologia ta jest dobrze rozwinięta, ale główną jej wadą są koszty budowy. Okres budowy elektrowni pływowej może być znaczny, a koszty inwestycyjne bardzo wysokie [1]. Chociaż energia pływów jest energią odnawialną, także i ona może w pewien sposób oddziaływać na środowisko naturalne.

Użycie generatorów pływowych może przyczynić się do zachowania naturalnych światowych zasobów paliw kopalnych. Dzięki temu ograniczona zostanie emisja gazów cieplarnianych. Po wybudowaniu elektrowni pływowej energia uzyskiwana z pływów morskich będzie praktycznie darmowa. Elektrownie z generatorami pływowymi mogą wytwarzać znaczny procent energii na potrzeby niektórych krajów o korzystnych warunkach brzegowych. Wytwarzanie energii z pływów odbywa się ze znaczną sprawnością, ponieważ

na energię elektryczną zamienia się ok. 80% energii kinetycznej pływów, podczas gdy w konwencjonalnych elektrowniach ciepłych sprawność jest mniejsza niż 50% [23]. Trzeba wziąć jednak pod uwagę fakt, że koszty budowy elektrowni pływowych mogą rosnąć na skutek uszkodzeń urządzeń w wyniku silnych burz morskich i korozji spowodowanej słoną wodą. Niekiedy wahania pływów będące skutkiem ruchu falowego mogą, niestety, znacznie zmniejszyć sprawność generatorów pływowych [24].

## 2. Energia pływów

Jak napisano we wprowadzeniu, pływy morskie można wykorzystać do generowania energii elektrycznej. Podnoszenie się i opadanie poziomu wody w morzach jest skutkiem oddziaływania grawitacyjnego Słońca, Księżyca i Ziemi oraz ruchu obrotowego układu Ziemia–Księżyc. Należy zauważyć, że grawitacyjne oddziaływanie Księżyca na Ziemię jest ok. 2,2 razy większe niż Słońca, ponieważ jest on bliżej Ziemi i z tego powodu ma większe znaczenie przy pływach morskich [4].

Zjawisko pływów zachodzi dwa razy dziennie, a czas trwania zależy od wzajemnego położenia ciał niebieskich i lokalnych warunków topograficznych. Dzięki sile grawitacji pochodzącej od Księżyca woda może się wybrzuszać po stronie Ziemi bliższej Księżycowi. W ten sam sposób obrót układu Ziemia–Księżyc, który wytwarza siłę odśrodkową, powoduje kolejne wybrzuszenie wody po tej stronie Ziemi, która jest najdalej od Księżyca. Kiedy jakiś obszar znajduje się w położeniu na wprost układu Ziemia–Księżyc, jego wody są w stanie przyprywy, zwanego także pływem syzygijnym. Gdy obszar jest w położeniu prostopadłym do tego układu, jego wody podlegają odpływowi, zwanemu także pływem kwadrantowym. A zatem podczas jednego obrotu Ziemi każdy obszar doznaje dwóch przyprywów i dwóch odpływów. Ponieważ Księżyc krąży wokół Ziemi, to czasy tych pływów w różnych punktach Ziemi będą się różnić, co dzieje następując o ok. 50 minut później [4].

### 2.1. Strumienie pływowe

Generator pływowy to maszyna, która do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystuje strumienie prądów podmorskich. W generatorach pływowych ruch wody i jego energia kinetyczna

wykorzystywana jest do obracania turbin. W generatorze pływowym zastosowano koncepcję turbiny wiatrowej. Ponieważ gęstość wody jest większa niż powietrza, w generatorze pływowym można wytwarzać więcej energii niż w turbinie wiatrowej o tej samej powierzchni roboczej [2]. Generatory pływowe stawia się tam, gdzie występują silne prądy morskie, aby generować jak najwięcej energii elektrycznej. Siły oddziałujące na oceany wytwarzają prąd oceaniczny i nadają kierunek ruchowi wody morskiej [5]. Jest to wynikiem takich zjawisk, jak: stałe wiatry, efekt Coriolisa wywołany ruchem obrotowym Ziemi, wzrost gęstości strumienia wody powstałego ze zmieszania dwóch strumieni (tzw. *cabbeling*) oraz różnic temperatur i zasolenia. Na natężenie i kierunek tych prądów wpływają też: profil głębokości, interakcja z innymi prądami i konfiguracja linii brzegowej. Prądy denne powodują przemieszczenie i sortowanie osadów, wpływając w ten sposób na rodzaj dna, jakie tworzy się w obszarach miękkich lub twardych, drobno- lub gruboziarnistych. Materiał dna wpływa na środowisko organiczne, które może się rozwijać na danym obszarze [6, 7].

Umieszczenie turbin w morzu to skomplikowany proces, ponieważ generatory pływowe są duże i mogą zakłócać pływy, które mają wykorzystywać. Turbiny elektrowni pływowej ustawia się pod wodą w rzędach, podobnie jak na niektórych farmach wiatrowych. Najbardziej odpowiedni dla generatorów pływowych zakres prędkości przepływów wynosi od 3,6 do 4,9 węzła (4 do 5,5 mil na godzinę) [8]. Idealnym miejscem dla farm turbin pływowych są wody o głębokości od 20 do 30 metrów [8].

Generatory pływowe nie są tak popularne jak turbiny wiatrowe, ale nieustannie są rozwijane co do liczby i mocy. Np. w grudniu 2008 roku w Irlandii zbudowano generator pływowy o mocy ok. 12 MW [3].

### Turbiny osiowe

Turbiny osiowe składają się z zestawu wirników. Mają łopaty o stałym skoku i wysokiej sprawności. Aby turbina osiowa się obracała, potrzebny jest pływ wody [9, 10]. Pierwszą zainstalowaną turbiną osiową była turbina typu AR-1000 o mocy 1 MW i prędkości obrotowej 2,65 m/s. Została ona skonstruowana w firmie Atlantis Resources

Corporation. Ponadto w Marine Current Turbine w Strangford Lough, w Irlandii Północnej, w kwietniu 2008 roku zainstalowano prototyp SeaGen o mocy 1,2 MW [3]. SeaGen składa się z dwóch osiowych wirników przepływowych. Generator napędzany jest przez jeden wirnik. Ponieważ skok łopatek wirnika można regulować w zakresie do 180 stopni, turbiny te mogą efektywnie wytwarzać energię elektryczną [3]. Również firma Tenax Energy z Australii uzyskała zlecenie na budowę 450 turbin w pobliżu australijskiego miasta Darwin. Zaproponowano użycie turbin osiowych z wirnikiem o średnicy 15 m. Turbiny będą miały grawitacyjną podstawę. Ten typ turbiny może pracować w głębokiej wodzie, poniżej kanałów żeglugowych. Szacuje się, że każda taka turbina może zasilać od ok. 300 do 400 domów [11]. Brytyjska firma Tidal Stream rozpoczęła budowę osiowej turbiny (Triton 3) na Tamizie [3]. Pełnowymiarowa turbina Triton 3 ma moc 3 MW, zaś Triton 6 – 10 MW.

### Turbiny przepływowe z osią pionową i poziomą

Turbiny tego rodzaju można instalować pionowo lub poziomo. Taka konstrukcja umożliwia produkcję elektryczności z każdego głębokiego prądu wody – zarówno rzeczno, jak i pływowego. Konstrukcję tę zastosowano w Korei Południowej do budowy turbiny o przepływie krzyżowym, rozbudowanej do mocy 90 MW.

### Turbiny ze zwiększonym przepływem (flow augmented)

W turbinach tego rodzaju do zwiększenia przepływu stosuje się stopniowe zwężenie stojana. Dzięki temu rośnie przepływ i zwiększa się moc wyjściowa turbiny. Tego rodzaju turbiny zaczęła wprowadzać na rynek pewna firma z Australii. Według obliczeń dwie turbiny o zwiększonym małym przepływie generowałyby 3,5 MW [13].

### 2.2. Zapora pływowa

Zapora pływowa to rozwiązanie, które polega na budowie systemów zapór, śluz, kanałów i turbin, które lokalnie blokują pływy i je wykorzystują w sposób kontrolowany. W zaporze zagospodarowywana jest energia potencjalna oceanu przez przechwytywanie wody podczas przyprywy i jej późniejsze przechowywanie. Zapora budowana jest w porzek zatoki, fiordu lub ujścia rzeki, tworząc

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

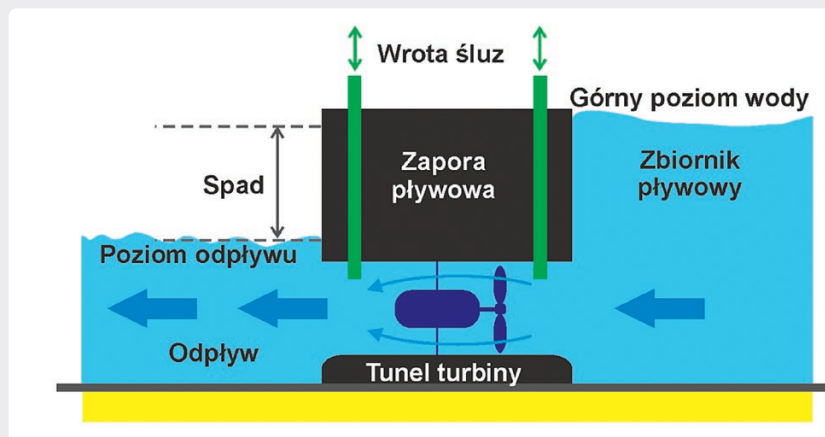
zamknięty zbiornik pływowy. Najniższa część zapory znajduje się na dnie morskim, a szczyt zapory na poziomie maksimum rocznego pływów. Morska woda przepływa przez podwodny tunel w zaporze pływowej, w którym umieszczona jest turbina z generatorem i wrotami na wejściu i wyjściu. W zaporze umieszczone są też śluzy do napełniania i opróżniania zbiornika poza systemem kanałów i turbin. Co do podstawowej zasady działania to zaporę pływową jest podobna do elektrowni wodnej przepływowej, z tą różnicą, że woda przez zaporę pływową może przepływać w dwóch kierunkach, podczas gdy w elektrowni wodnej tylko w jednym. Zbiornik pływowy napełniany może być podczas przyprływu, a opróżniany podczas odpływu [14]. Działanie zapory pływowej ograniczone jest do 6 godzin na cykl pływowy.

Zaporę pływową jest atrakcyjna, ponieważ ma bardzo długi czas eksploatacji, a po wybudowaniu produkuje tanią energię elektryczną. Jednak koszt inwestycyjny budowy nowej zapory jest bardzo wysoki, a jej oddziaływanie na przyrodę może być znaczne.

Zaporę pływową wykorzystuje naturę pływów, które podnoszą się i opadają w wyniku grawitacyjnego oddziaływania między Ziemią, Słońcem i Księżycem. Zjawiska te sprawiają, że morska woda przemieszcza się odpowiednio w kierunku Słońca i Księżycy. Ten ruch morskiej wody powoduje podwyższenie się poziomu wody w morzu. Jednak na otwartym oceanie poziom wody podnosi się niewiele, a istotne znaczenie ma jedynie na wybrzeżu. Wynika to z nachylenia dna morskiego przy brzegu. Powoduje to kierowanie wody do zatok, fiordów i ujść rzek. Produkcja energii elektrycznej z zapory pływowej wykorzystuje spadek pływów, czyli różnicę w pionie pomiędzy poziomem odpływu i przyprływu. Z różnicy wysokości przyprływów i odpływów wynika energia potencjalna pływów. Tę różnicę w poziomie wody po obu stronach tamy wykorzystuje się do wytwarzania energii elektrycznej. Zaporę pływową może działać w trzech trybach generacji: przy odpływie, przy przyprływie i w trybie dwukierunkowym [14].

#### Generacja przy odpływie

Generacja na zaporze pływowej przy odpływie wykorzystuje pływy opadające (odpływy). Basen pływowy wypełniany jest przez otwarte śluzy w tempie



Rys. 1. Generacja energii w zaporze pływowej podczas odpływu [3, 27]

określonym przez nadchodzącą falę przyprływu. Śluzy są następnie zamknięte, gdy poziom morza w basenie osiąga maksimum przyprływu, i zatrzymuje się morską wodę w zbiorniku. Gdy poziom wody poza basenem obniży się podczas odpływu, między wyższym poziomem wody zamkniętej w zbiorniku a rzeczywistym poziomem wody w oceanie powstanie różnica poziomów zwana spadem [15]. Taki spadek wystarczy do zainicjowania wytwarzania energii elektrycznej. Następnie wrota tuneli turbin są otwierane, aby umożliwić przepływ wody. Turbiny będą wytwarzać energię elektryczną, dopóki różnica poziomów się nie zmniejszy. Następnie turbiny zostaną wyłączone, a wrota zamknięte. Kolejno otwierane są potem śluzy zapory i cykl się powtarza. Na rys. 1 schematycznie przedstawiono działanie zapory pływowej podczas odpływu [3, 27].

#### Generacja przy przyprływie

Gdy fale przyprływu zbliżają się do lądu, woda zaczyna wpływać do zbiornika przez otwarte wrota tuneli turbin. Kiedy woda wpływa przez tunel, turbina obraca się i wytwarzana jest energia elektryczna [14]. Z chwilą, gdy przyprływ osiągnie swój maksymalny poziom, wrota zostają zamknięte. Gdy tylko poziom wody przed zaporą opadnie, otwierane są śluzy, aby uwolnić zgromadzoną wodę.

Do generowania energii elektrycznej przy przyprływie stosuje się turbiny wolnoobrotowe, ponieważ przepływ wody przez tunel do basenu pływowego jest procesem powolnym. Ten powolny cykl napełniania jest korzystny dla ekosystemu, ponieważ żywe organizmy

morskie mogą przedostawać się do zamkniętego basenu bez narażenia na działanie szybko obracających się turbin. Po napełnieniu basenu pływowego podczas przyprływu otwierane są następnie śluzy, co pozwala całej nagromadzonej wodzie powrócić do morza.

Tego rodzaju wykorzystanie energii pływowej jest mniej wydajne w porównaniu z generacją przy odpływie, ponieważ podczas generacji energii elektrycznej różnica poziomu wód zmniejsza się szybciej.

#### Generacja dwukierunkowa

W generacji dwukierunkowej do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystuje się zjawiska zarówno przyprływu, jak i odpływu. Wymaga to lepszego wykorzystania wrót śluz i bardziej złożonego sterowania. Przy odpływie morska woda wpływa lub wypływa przez ten sam system wrót. Turbina obraca się w obu kierunkach wraz z przepływem wody [16].

Główną wadą tego rozwiązania jest mniejsza sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto konstrukcja i automatyzacja dwukierunkowej produkcji energii jest droższa i mniej wydajna.

#### 2.3. Laguny pływowe

Laguna pływowa to sztuczna budowla połączona z oceanem poprzez jeden lub więcej wlotów, wzniesiona w celu zamknięcia pływowego obszaru morza i wytwarzania energii elektrycznej w turbinach wodnych. Laguny pływowe mają różne głębokości i można je znaleźć na wszystkich kontynentach. Turbiny wodne umieszcza się w betonowych kasetonach i trwale zanurza w wodzie [17].

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Kiedy poziom wody osiągnie pożą-  
dany spad, otwiera się śluzy i woda  
wplywa do laguny [18]. Woda z laguny  
przepływa przez turbiny, wytwarzając  
energię elektryczną. W lagunach pływ-  
owych energię elektryczną wytwarza się  
dwa razy, tj. przy przypływie i odpływie.  
Zakłada się, że laguny są czynne średnio  
przez 14 godzin dziennie [18].

Schemat przepływu pływów jest prze-  
widowywalny, a więc wytwarzanie energii  
z lagun pływowych jest niezawodne [18].  
Ponieważ laguny można budować  
z naturalnych materiałów, ich oddzia-  
ływanie na środowisko naturalne jest  
niewielkie, mniejsze niż przy budowach  
wykonywanych z betonu. Umocnienie  
laguny może służyć jako niski falochron  
podczas odpływu i zanurzać się  
w wodzie podczas przypływu. Dzięki  
temu mniejsze ryby mogą pływać bez  
żadnych przeszkód.

Istnieją dwie opcje projektowania umoc-  
nień laguny. Pierwsza wykorzystuje  
materiał piaszczysty, który jest używany  
przy wielu budowach morskich [19].  
W drugiej materiałem jest urobek  
z kamieniołomów, podobnie jak przy  
umocnieniach wybrzeży portów. W obu  
przypadkach na szczycie wału laguny  
umieszcza się duże skały, aby zabezpie-  
czyć je przed degradacją.

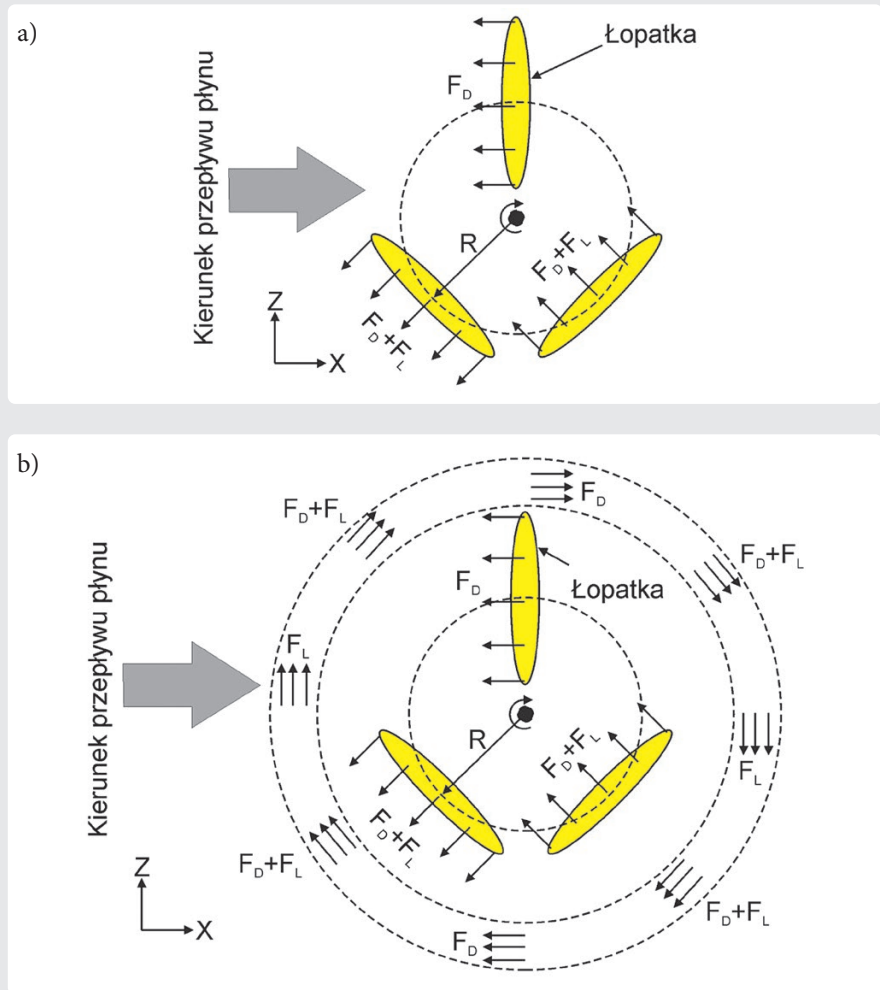
Niestety, wydajność energetyczna laguny  
pływowej jest stosunkowo niska. Co  
więcej, budowa laguny jest kosztowna  
i wymaga uwzględnienia wielu uwarun-  
kowań, takich jak różnorodność biolo-  
giczna, teren budowy itp. Dlatego wciąż  
brak czynnych elektrowni na lagunach  
pływowych [25–27].

### 3. Symulacja

Coraz więcej prac naukowych zawiera  
analizę zasobów elektrowni pływowych  
z wykorzystaniem metod modelowania  
i symulacji. W niniejszej pracy przedsta-  
wiono symulację generatora pływowego  
i zapory pływowej. W tym celu wyko-  
rzystano oprogramowanie SolidWorks  
(2015) i Computational Fluid Dynamics  
(CFD).

#### 3.1. Generator pływowy

Głównym elementem generatora  
pływowego jest turbina. Aby przeana-  
lizować wpływ obrotu łopat, zasto-  
sowano program do modelowania  
turbiny o nazwie Immersed Body Force  
(IBF) [20]. Siłę generowaną przez  
turbinę reprezentuje funkcja  $F_b$ . Siła ta  
tworzy przepływy o różnych pędach  
i prędkościach obrotowych, a można ją



Rys. 2. (a) Kierunek siły łopaty turbiny; (b) Kierunek siły z siłą dodatkową [20]

przedstawić jako sumę dwóch sił  $F_b = F_D + F_L$ .

Jak pokazano na rys. 2a i 2b, siłę masową  
uznaje się za jednorodną w całej obję-  
tości łopat [20]. Siłę wywieraną przez  
górną łopatkę uważa się za siłę oporu  
hydrodynamicznego. Pozostałe dwie  
łopaty wywierają zarówno siłę oporu,  
jak i siłę nośną. Do wytworzenia  
przepływu cyrkulacyjnego użyto siły  
dodatkowej [20].

Moc wyjściowa określona jest  
zależnością:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (1)$$

gdzie:

$P_{ext}$  – moc wyjściowa turbiny [W],  
 $C_p$  – współczynnik mocy,  
 $\rho$  – gęstość [kg/m<sup>3</sup>],  $A$  – projektowana  
powierzchnia turbiny [m<sup>2</sup>],  $v$  – prędkość  
strumienia [m/s].

Turbina	Średnica wirnika – 20 m
	Współczynnik mocy – 0,48
	Gęstość wody – 1030 kgm <sup>-3</sup>
Generator	Moc znamionowa – 0,91 MW
	Napięcie – 6600 V <sub>rms</sub>
	Częstotliwość – 50 Hz

Tab. 1. Dane turbiny i generatora

W tab. 1 przedstawiono dane turbiny  
i generatora wykorzystane w oblicze-  
niach. Do rozpoznania różnic prędkości  
zastosowano oprogramowanie CFD.  
Prędkość gwałtownie wzrasta, gdy płyn  
przechodzi przez turbinę, jak pokazano  
na rys. 2. Powodem zwiększenia prę-  
dkości w pobliżu łopat są siła oporu i siła  
nośna, działające na przepływy płynu [26].  
W tab. 2 przedstawiono moc wyjściową  
odpowiadającą prędkości tego strumienia.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Prędkość [m/s]	Moc [kW]
1,8	452,92
2,0	621,29
2,2	826,93
2,4	1073,58
2,6	1364,96
2,8	1704,80
3,0	2096,82

Tab. 2. Moc wyjściowa w zależności od prędkości strumienia

W charakterystyce przedstawionej na rys. 3 można zauważyć, że maksymalna moc generowana jest przy maksymalnej prędkości i prędkość strumienia jest prawie wprost proporcjonalna do mocy wyjściowej, co też potwierdzają inne badania opisane w literaturze [1, 2, 5, 12, 13, 15].

### 3.2. Zapora pływowa

W niniejszej pracy do analizy zapory pływowej przyjęto turbinę o przepływie krzyżowym z osią poziomą. Turbina została umieszczona na osadzonej na dnie podstawie. Aby ocenić moc generowaną z zapory pływowej, należy uwzględnić istotne parametry. Model ten zawiera współczynnik wzmocnienia oznaczający wpływ konstrukcji, związany także z prędkością natężenia przepływu. Moc wyjściowa  $P$  zapory pływowej zależy od prędkości obrotowej wirnika  $\omega$  pomnożonej przez całkowity moment obrotowy  $M$  wytwarzany na wszystkich łopatach przez przepływ wody:

$$M = F \cdot b \quad (2)$$

gdzie  $b$  jest odległością od środka obrotu do punktu przyłożenia siły  $F$  [21].

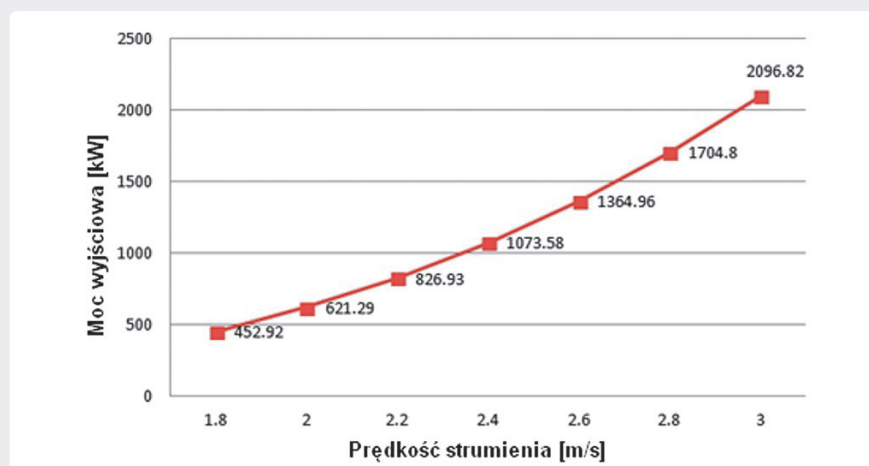
Ponadto prędkość obrotowa  $\omega$  jest równa względnej prędkości przepływu  $V_{rel}$  na odcinku (promień  $r$ ) między wierzchołkiem a środkiem łopaty:

$$\omega = \frac{V_{rel}}{r} \quad (3)$$

Moc generowaną określa zależność:

$$P = \omega \cdot M \quad (4)$$

Aby wyznaczyć generowany moment obrotowy, należy obliczyć siłę, stosując wzór Morrisona [21]:



Rys. 3. Charakterystyka mocy wyjściowej turbiny w zależności od prędkości strumienia

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot A \cdot V_{rel}^2 \quad (5)$$

gdzie:  $C_d$  – współczynnik oporu hydrodynamicznego,  $A$  – powierzchnia łopaty,  $V_{rel}$  – względna prędkość przepływu względem łopaty.

Maksymalną produkcję energii osiąga się, gdy prędkość obrotowa wynosi 30% [21]. Jeśli prędkość wirnika równa jest prędkości przepływu, wówczas nie jest generowana żadna siła, ponieważ  $V_{rel}$  przyjmuje wartość zero. Dlatego równanie (4) można przekształcić:

$$P = \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot M \quad (6)$$

gdzie:

wysokość zapory  $h_z = 12$  m  
szerokość podstawy zapory  $L = 55$  m  
długość łopat  $l = 10$  m  
wysokość łopat  $H_w = 3$  m  
średnica wirnika  $\phi = 7$  m  
głębokość wirnika w podstawie = 1 m  
głębokość wody  $h_w = 50$  m

Aby przeanalizować prędkość rozpręstrzenia się płynu w pobliżu zapory pływowej, zastosowano oprogramowanie CFD.

Równania (4), (5) i (6) obowiązują w warunkach ustalonych, w rzeczywistym scenariuszu łopaty nie obracałyby się w warunkach ustalonych. Dlatego, aby zaobserwować te prędkości, należy symulować zapórę pływową bez łopat, a następnie w obliczeniach uwzględnić łopaty wirtualne [21]. W tab. 3 i na rys. 4 przedstawiono zależność między mocą wyjściową a prędkością strumienia.

Prędkość strumienia (m/s)	Moc wyjściowa (MW)
2,12	0,59
2,50	0,94
3,00	1,67
3,50	2,66

Tab. 3. Moc wyjściowa w zależności od prędkości strumienia

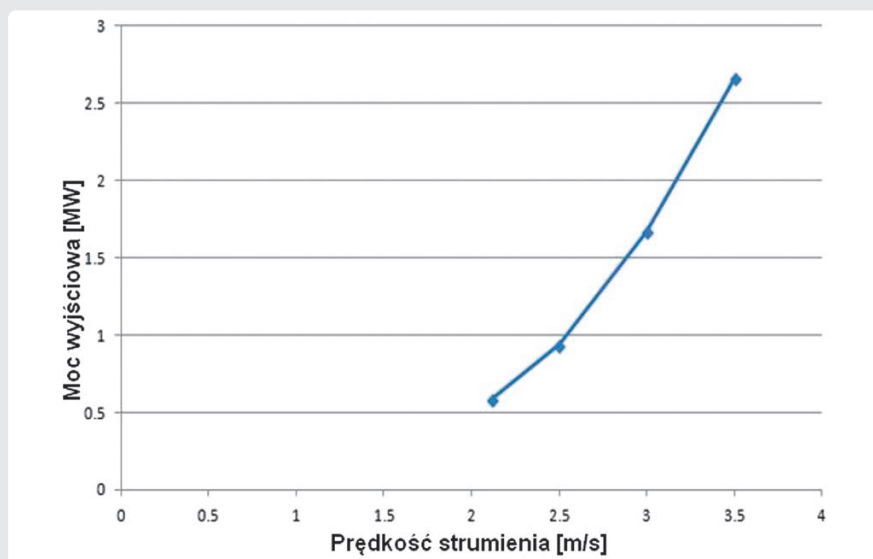
### 4. Dyskusja

W badaniach symulacyjnych moc wyjściową określa się na podstawie prędkości cieczy. W niniejszej pracy symulacje generatora pływowego przeprowadzono dla przepływu strumienia pływowego zmienianego odpowiednio dla różnych głębokości. Użyto prędkości w zakresie od 1,8 m/s do 3,0 m/s. Na wykresie zależności między mocą wyjściową a prędkością strumienia pływowego można zauważyć stały wzrost (rys. 3). Krzywa mocy wskazuje, że moc wyjściowa jest prawie liniowo proporcjonalna do prędkości strumienia pływowego. Dla maksymalnej prędkości 3,0 m/s generowana jest maksymalna moc 2096 kW. Można zauważyć, że wzrost mocy jest szybszy dla większych prędkości. Przy wzroście prędkości od 2,8 m/s do 3,0 m/s odnotowano wzrost 392 kW, podczas gdy przy zmianie prędkości od 1,8 m/s do 2,0 m/s moc wzrosła jedynie o 168 kW.

Dla modelowanej zapory pływowej dane zbierane były przy chwilowych prędkościach strumienia równych 2,12 m/s; 2,5 m/s; 3 m/s oraz 3,5 m/s. W charakterystyce zaprezentowanej na rys. 4 można zauważyć, że moc wyjściowa rośnie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Charakterystyka mocy wyjściowej w zależności od prędkości strumienia

wykładniczo od 2,12 m/s do szczytu przy 3,5 m/s. Dane zmieniają się zgodnie z półdobowym cyklem pływów. Cykl pływów trwa w określonym przedziale czasowym. Pokazany przedział reprezentuje dwa szczyty pływów o różnej intensywności, które występują co 24 godziny.

### 5. Podsumowanie i wnioski

Energia pływów jest czystym źródłem energii odnawialnej, jest bardziej przewidywalna w porównaniu z innymi źródłami energii, umożliwia pozyskanie znacznych ilości energii elektrycznej. Rozwój zapór pływowych ograniczają jednak ogromne koszty budowy. Jednak w niedalekiej przyszłości systemy zapór pływowych mogą okazać się kluczowym elementem światowej produkcji energii elektrycznej, ponieważ ceny paliw kopalnych mogą znacznie wzrosnąć. Na świecie rozpoznano pewne potencjalne lokalizacje zapór pływowych do produkcji energii elektrycznej na dużą skalę. Jednak dotychczas zapory pływowe zbudowano jedynie w kilku z wielu potencjalnych lokalizacji. Z budową zapór pływowych związanym jest kilka problemów odnoszących się do zrównoważonego rozwoju. Tymi problemami są: szkodliwe oddziaływanie na żywe organizmy morskie i pogorszenie jakości wody. Mimo to zapory pływowe uważa się za rozwiązanie sprawdzone i niezawodne, które nie wymaga żadnej przełomowej technologii.

Mniejsze niż w przypadku zapór pływowych oddziaływanie na środowisko zaobserwowano przy wykorzystaniu prądów pływowych, jednak nie rozpoznano jeszcze pełnego zakresu szkodliwego oddziaływania środowiskowego. Ponieważ urządzenia do energetycznego wykorzystania prądów pływowych znajdują się wciąż na wczesnym etapie rozwoju, konieczne są dalsze badania i rozwój technologii. Aby produkować duże ilości energii elektrycznej z prądów pływowych, należy skupić się na zagadnieniach przesyłania energii elektrycznej, konserwacji i instalacji oraz warunkach obciążenia.

### Bibliografia

1. Hammons T.J., Tidal power [Energia pływów], *Proceedings of the IEEE* 1993, Vol. 81, s. 419–433.
2. Ross R., Tidal Stream Generator [Generator pływowy], Google Patents, 2012.
3. Rourke F.O., Boyle F., Reynolds A., Tidal energy update 2009 [Energia pływów, stan w roku 2009], *Applied Energy* 2010, Vol. 87, s. 398–409.
4. Miller G.R., The flux of tidal energy out of the deep oceans [Przepływ energii pływów z głębi oceanów], *Journal of Geophysical Research* 1966, Vol. 71, s. 2485–2489.
5. Bowley W.W., Underwater power generator [Podwodny generator mocy], Google Patents, 1983.

6. Blanchfield J. i in., Tidal stream power resource assessment for Masset Sound, Haida Gwaii [Ocena zasobów energii pływów w Masset Sound, Jaida Gwaii], *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 2008, Vol. 222, s. 485–492.
7. Salter S., Taylor J.M., Vertical-axis tidal-current generators and the Pentland Firth [Generatory pływowe z osią pionową a Pentland Firth], *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 2007, Vol. 221, s. 181–199.
8. Bryden I., Melville G., Choosing and evaluating sites for tidal current development [Wybór i ocena lokalizacji na budowę elektrowni pływowych], *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 2004, Vol. 218, s. 567–577.
9. Fraenkel P.L., Tidal current energy technologies [Technologie energetyki pływowej], *Ibis* 2006, Vol. 148, s. 145–151.
10. O'Doherty T. i in., An assessment of axial loading on a five-turbine array [Ocena obciążenia osiowego zestawu pięciu turbin], *Proceedings of the ICE-Energy* 2009, Vol. 162, s. 57–65.
11. Batchelor M., Feasibility of offshore wind in Australia [Wykonalność przybrzeżnych elektrowni wiatrowych w Australii], Murdoch University, 2012.
12. Li Y., Calisal S. M., Three-dimensional effects and arm effects on modeling a vertical axis tidal current turbine [Trójwymiarowe efekty i ramienne efekty modelowania turbiny pływowej o osi pionowej], *Renewable Energy* 2010, Vol. 35, s. 2325–2334.
13. Zobia A.F., Bansal R.C., Handbook of renewable energy technology [Podręcznik technologii energetyki odnawialnej], World Scientific, 2011.
14. Prandle D., Design of tidal barrage power schemes [Konstrukcja systemów zapór pływowych], *Proceedings of the ICE-Maritime Engineering* 2009, Vol. 162, s. 147–153.
15. Jwo-Hwu Y., Electric power generation at the ebb tide [Generacja energii elektrycznej z odpływów], *Electric Power Systems Research* 1998, Vol. 48, s. 31–35.
16. Hooper T., Austen M., Tidal barrages in the UK: Ecological and social

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- impacts, potential mitigation, and tools to support barrage planning [Zapory pływowe w Wielkiej Brytanii. Oddziaływanie ekologiczne i społeczne, jego potencjalne łagodzenie i narzędzia do planowania zapór pływowych], *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, Vol. 23, s. 289–298.
17. Kjerfve B., Magill K.E., Geographic and hydrodynamic characteristics of shallow coastal lagoons [Geograficzna i hydrodynamiczna charakterystyka płytkich lagun przybrzeżnych], *Marine geology* 1989, Vol. 88, s. 187–199.
  18. Dronkers J., Zimmerman J., Some principles of mixing in tidal lagoons [Pewne zasady mieszania się w lagunach pływowych], *Oceanologica Acta* 1982, Special Issue.
  19. Supino G., The propagation of the tide inside a lagoon [Propagacja pływów w lagunach], *Meccanica* 1970, Vol. 5, s. 42–53.
  20. Gebreslassie M.G., Tabor G.R., Belmont M.R., CFD simulations for investigating the wake states of a new class of tidal turbine [Symulacje CFD w celu badania stanu pobudzenia nowej klasy turbin pływowych], *Journal of Renewable Energy and Power Quality* 2012, Vol. 10.
  21. Parmeggiani S. i in., Power Production and Economical Feasibility of Tideng Tidal Stream Power Converter [Produkcja energii i ekonomiczna wykonalność konwertera energii pływów w Tideng], Department of Civil Engineering, Aalborg University 2010.
  22. Frau J.P., Tidal energy: promising projects: La Rance, a successful industrial-scale experiment [Energia pływów: obiecujące projekty: La Rance, udany eksperyment na skalę przemysłową], *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1993, Vol. 8, No. 3, s. 552–558.
  23. Blunden L., Bahaj A., Tidal energy resource assessment for tidal stream generators [Ocena zasobów energii pływów dla celów elektrowni pływowych], Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy* 2007, Vol. 221, s. 137–146.
  24. Neill S.P. i in., The impact of tidal stream turbines on large-scale sediment dynamics [Oddziaływanie turbin pływowych na dynamikę osadów w dużej skali], *Renewable Energy* 2009, Vol. 34, s. 2803–2812.
  25. Masselink G., Short A.D., The effect of tide range on beach morphodynamics and morphology: a conceptual beach model [Efekt zasięgu pływów na morfodynamikę i morfologię plaż: konceptualny model plaży], *Journal of Coastal Research* 1993, No. 9(3), s. 785–800.
  26. Kashem S.B.A., Sheikh M.I.B., Ahmed J., Tabassum M., Gravity and buoyancy powered clean water pipe generator, IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018, April), s. 1–5.
  27. Chakraborty S., Dzielendziak A., Koroglu T., Yang K., Evaluation of smart eco-friendly public transport options in coastal cities: towards a green future for the city of Southampton, *LRF Collegium 2013 Series*, Vol. 2, University of Southampton 2013.

### Saad bin Abul Kashem

dr

Qatar Armed Forces – Academic Bridge Program, Qatar Foundation, Doha, Katar

e-mail: saadaip@gmail.com

Tytuł licencjata inżynierii elektrycznej i elektronicznej uzyskał na East West University w Bangladeszu (2008), a stopień doktora na Swinburne University of Technology (SUT) w australijskim Melbourne (2013). Obecnie pracuje na Wydziale Robotyki i Zaawansowanych Technik Komputerowych w Qatar Armed Forces – Academic Bridge Program, Qatar Foundation w Katarze. Jest także pracownikiem naukowym wizytującym w dziedzinie inżynierii elektrycznej i komputerowej na Texas A&M University AT Qatar w Katarze oraz adiunktem wizytującym na Presidency University w Kalkucie, w Indiach. Jako wykładowca na Wydziale Elektrotechniki (Katedra Robotyki i Mechatroniki) na Swinburne University of Technology w Melbourne, w Australii (1 października 2014 – 27 lipca 2017), był organizatorem, moderatorem i instruktorem różnych kursów. Ma ponad 11-letnie doświadczenie zarówno w przemyśle, jak i środowisku akademickim. Jest członkiem Institution of Engineering and Technology w Wielkiej Brytanii (IET), Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE), IEEE Robotics and Automation Society oraz International Association of Engineers (IAENG). Jest redaktorem i recenzentem wielu renomowanych czasopism i konferencji krajowych i międzynarodowych. Jego zainteresowania badawcze obejmują dynamikę pojazdów, pojazdy elektryczne, systemy energetyki odnawialnej, sterowanie inteligentne i autonomiczne, robotykę, teorię i zastosowania sterowania nieliniowego.

### Molla E. Majid

mgr teleinformatyki

Academic Bridge Program, Qatar Foundation, Doha, Katar

e-mail: mmajid@qf.org.qa

Ma licencjat z nauk technicznych. Ukończyła studia magisterskie w zakresie: Master of Computing Studies na University of Wollongong w Australii i Master of Teaching na University of Western Sydney w Australii. Pracuje nad rozprawą doktorską na Curtin University of Technology w Perth, w Australii. Była wykładowcą systemów zarządzania informacją na uniwersytetach North South University i Independent University w Bangladeszu. Prowadziła szkolenia z teleinformatyki ICT w Departamencie Edukacji w Australii Zachodniej. Obecnie jest zatrudniona jako wykładowca na wydziale zastosowań komputerów w Academic Bridge Program, w Qatar Foundation w Katarze.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 6–14. When referring to the article please refer to the original text.

PL

### **Mujahid Tabassum**

mgr teleinformatyki

dplomowany inżynier (IET)

Higher College of Technology, Muscat, Oman

e-mail: mujahid.tabassum@hct.edu.om

Magister inżynierii systemów komputerowych (Szwecja). Ma 10-letnie doświadczenie pedagogiczne. Pracuje w Higher College of Technology, w Muscat IT Department w Omanie.

### **Azad Ashraf**

dr

Katedra Inżynierii Chemicznej i Technologii Procesowej, College of North Atlantic, Katar

Profesor Qatar University, Doha, Katar

e-mail: azad.ashraf@cna-qatar.edu.qa

Ma ponad 18-letnie doświadczenie w badaniach i rozwoju, w przemyśle i środowisku akademickim. Uzyskał tytuł licencjata w dziedzinie inżynierii chemicznej na University of South Alabama w USA oraz tytuł magistra w dziedzinie nauk o środowisku na University of Toronto w Kanadzie. Obecnie pracuje jako wykładowca w College of North Atlantic w Katarze, gdzie wykłada inżynierię procesów chemicznych i przedmiotów związanych z naukami o środowisku, koncentrując się na zrównoważonym rozwoju i energii odnawialnej. Wcześniej pracował nad badaniami audytu energetycznego na McMaster University w Kanadzie, pracował także w różnych branżach oczyszczania ścieków, a także w zakładach przetwarzania odpadów stałych w Kanadzie. Po ukończeniu studiów w USA pracował w Union Carbide, Dow Chemicals i General Electric w USA, gdzie był odpowiedzialny za badania i rozwój w zakresie płynu hydraulicznego i sztywnej piany. Pracował również w Organizacji Narodów Zjednoczonych jako oficer ds. środowiska na Haiti. Jest wykładowcą od 2007 r. na różnych uniwersytetach i uczelniach technicznych w Kanadzie, Bangladeszu, Wielkiej Brytanii i Katarze. Jest członkiem różnych organizacji zrzeszających inżynierów i współautorem 11 artykułów technicznych. Przedstawia referaty na konferencjach w USA dla Society of Tribology and Lubrication Engineering (STLE) i Society of Automotive Engineers (SAE). Jego obecne zainteresowania badawcze obejmują energetykę odnawialną, gospodarkę odpadami, zrównoważony rozwój, inteligentne miasta, a także badania w przemyśle naftowym i gazowym.

### **Jarosław Guziński**

dr hab.

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

e-mail: jaroslaw.guzinski@pg.edu.pl

Uzyskał doktorat nauk technicznych na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (WEiA PG). Obecnie jest kierownikiem Katedry Napędów Elektrycznych i Konwersji Energii WEiA PG. W 2012 roku został nagrodzony przez Polską Akademię Nauk – Wydział IV: Nauki Techniczne za monografię „Układy napędowe z silnikami indukcyjnymi i filtrami wyjściowymi falowników. Zagadnienia wybrane”. Jest autorem i współautorem ponad 160 artykułów w czasopismach i na konferencjach. Jego zainteresowania obejmują bezczujnikowe sterowanie maszynami elektrycznymi, napędy wielofazowe (5-fazowe), filtry wyjściowe falowników, odnawialne źródła energii i pojazdy elektryczne. Dr Guziński jest członkiem IEEE (Senior Member).

### **Krzysztof Łuksza**

mgr inż.

Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

e-mail: krzysztof.luksza@pg.edu.pl

Uzyskał tytuł magistra na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (WEiA PG). Obecnie prowadzi badania w ramach pracy doktorskiej w Katedrze Automatyki Napędów Elektrycznych i Konwersji Energii WEiA PG. Tematyka jego badań obejmuje m.in. bezczujnikowe sterowanie maszynami elektrycznymi, obserwatory stanu, napędy wielofazowe (5-fazowe) i pojazdy elektryczne.



# Selected Technical Issues in the Design of 110 kV Power Lines in the Context of Requirements of the Current PN-EN 50341:2013 Standard Using the Example of the Pylon Project, Implemented by Energa Invest Design Office

## Authors

Anna Scheibe  
 Paweł Szwarczewski

## Keywords

optimization, 110 kV overhead line, lattice tower, distribution grid

## Abstract

The paper introduces practical aspects of high-voltage lines design using the example of the Pylon project – a catalogue of lattice towers (single and double circuit 110 kV lines), established by Energa Invest belonging to the Energa Group – the first such comprehensive project of this type implemented in Poland. The experience gained while working on the support catalogue for HV lines is referred to the current requirements of PN-EN 50341:2013 standard. The paper presents issues concerning the selection of optimal support dimensions while maintaining safe line operation. The strength tests carried out indicate that the methodology used to design the supports is appropriate, and the values determined in the calculation model correspond to those obtained experimentally.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2020102**

Received by editor: 4.03.2020

Received in revised form: 7.04.2020

Accepted: 18.05.2020

Available on-line: 27.07.2020

## 1. Introduction

The steady growth in the demand for electricity, as well as increasing the grid operation reliability and maintaining an ever higher level of the energy supply security generate the need to expand and upgrade the distribution grid. The magnitude of required changes is also large due to the age of a significant part of the 110 kV grid. Investments of this type include the construction of new lines as well as increasing current capacity and upgrades of existing 110 kV power lines.

In response to market demand, as well as the occasion of amendments to normative requirements, i.e. the introduction in 2016 of a National Annex to PN-EN 50341-1:2013-03 *Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV*, the process of designing supporting structures has taken off, which with their new solutions can contribute to standardization in the design of high voltage lines in Poland.

## 2. Climate impacts in the context of PN-EN 50341

Since 2010, the current guideline for the design of power lines in Poland has been the system of European standards PN-EN 50341, which is based on a basic standard – common for European countries, and national annexes, which consider, among other things, the local climatic conditions. Due to the interdisciplinary specificity of the issues defined, PN-EN 50341 often refers to Eurocodes, despite being excluded from their composition. In 2013, the Polish translation of the updated common part of the standard was published as: PN-EN 50341-1:2013-03 *AC overhead power lines above 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications*. The National Annex was adopted in 2016 as: PN-EN 50341-2-22:2016.

The National Annex update from the previous 2010 version introduced the following amendments:

- S2 zone range expanded at the expense of S1 zone
- increased icing load in zone S1

- changed wind action determination method
- modified conductor and support load combinations
- changed use of partial factors
- changed method of compressed element dimensioning
- abolished requirement to test towers.

The PN-EN 50341-1:2013-03 standard defines the type of loads and how they should be considered. The basic loads are:

- Wind action on any line subassembly given by the formula:

$$Q_{wx} = q_p(h)G_x C_x A_x$$

where:  $q_p(h)$  – peak wind speed pressure;  $h$  – reference height above the ground (used for a specific line subassembly);  $G_x$  – structural factor (for a specific line subassembly);  $C_x$  – aerodynamic drag coefficient;  $A_x$  – area of the projection of the subassembly onto a plane perpendicular to the wind direction.

- Icing load included on conductors, components fitted on conductors, and insulators. The standard relates the conductor grade to the conductor diameter and the region (icing load zone). The standard specifies the wind and icing load cases and their combinations, at the same time indicating for each case the allowable tension specified as a percentage of the conductor's rated tensile strength (RTS) (Tab. 2).

### 3. Line design guidelines as per PN-EN 50341-2-22:2016

For specific load variants, the standard also specifies the requirements for each condition. The above applies at minimum to:

- external insulation clearances – to terrain and intersecting objects
- internal insulation clearance – between individual conductors, as well as between conductors and the line supporting structures.

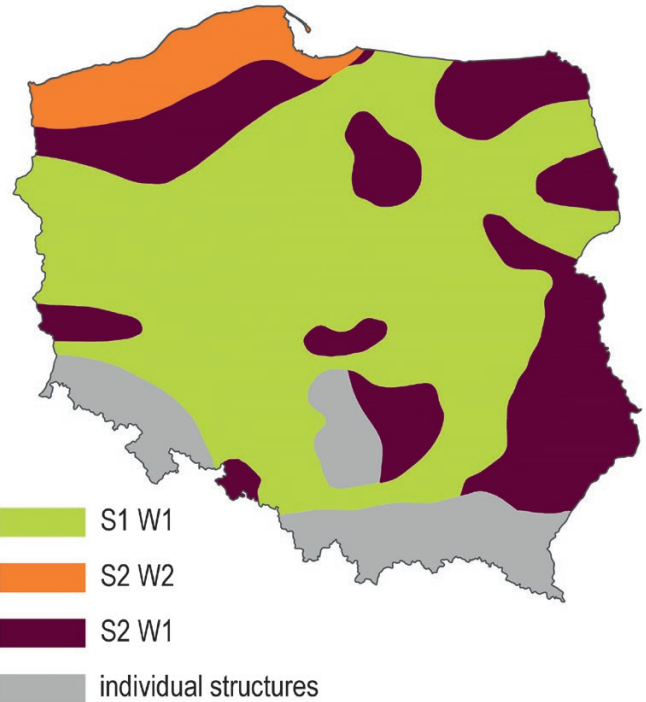


Fig. 1. Application area of Pylon supports in wind and icing load zones as per PN-EN 50341-2-22:2016

Icing load zone	Characteristic ice load (per unit length of conductor with diameter $d$ [mm]) $I_k$ [N/m]
S1	$5.5 + 0.55 d$
S2	$8.2 + 0.82 d$
S3	$16.4 + 0.82 d$
$S_{spec}$	by design specification or meteorological data

Tab. 1. Specific icing loading as per PN-EN 50341-2-22:2016

Load case	Case description	Conductor temperature [°C]	Factors for load combinations			Partial factors for actions						Allowable conductor RTS% (for typical steel – aluminium conductors, restriction levels 1 or 2)	
						Reliability level				Weight			
			$B_1^2$	$\Psi_w$	$\Psi_i$	$\gamma_w$	$\gamma_i$	$\gamma_w$	$\gamma_i$		$\gamma_w$		$\gamma_i$
1	Extreme wind load	10				1		1.2		1.4		1	80
2a	Uniform extreme ice load on all spans	-5					1		1.25		1.5	1	55
3a	Extreme ice load with a high probability wind velocity	-5		0.33			1		1.25		1.5	1	80
3b	Nominal ice load with a low probability wind velocity	-5	0.56		0.37	1		1.2		1.4		1	80
4	Minimum temperature without wind and ice loads	-25										1	40

Tab. 2. Load cases for conductors as per PN-EN 50341-2-22:2016

#	Load description	Conductor temperature [°C]	Wind load	Insulation clearance required by PN-EN 50341-2-22:2016
1	No wind action	operating range	none	110% asom
2	Extreme wind load	40	$q_p(h)$	$D_{50Hz}$
3	Reduced wind load	40	$58\% q_p(h)$	$k_{el} D_{el}$

Tab. 3. Insulation clearance as per PN-EN 50341-2-22: 2016

The main task of a high voltage grid designer is to ensure compliance with the standard in terms of external and internal insulation clearances. To this end, the designer can use the following methods:

- support foundation elevation selection (location by terrain profile)
- individual span length adjustment
- support height adjustment
- support type selection (with consideration of allowable support operating conditions).

#### 4. Lattice support solution optimisation vs support size

Sometimes meeting the requirements of site terrain profile and land development, associated with the fulfilment of normative requirements, causes many problems when designing an overhead line. Often, these problems result from the limited

performance of the available support structures. Each individual modification of a support height and/or size is time consuming and expensive. It seems that the ideal solution could be to create a maximally universal design, providing significant reserves in relation to the values required by the standard. However, this approach would increase the costs of implementing typical projects, where site conditions are not that demanding. There is no doubt that a desirable solution would be improved towers, i.e. towers with a wide scope of applicability, but designed that their widespread use is economically justified. The ideal moment to introduce support structure improvements is an amendment to the normative requirements, when – by creating new support designs – actual needs can be considered.

The support improvements introduced in the Pylon project included:

- admission of an up to 380 m long wind span as a solution for difficult site terrain conditions (soil or ownership problems) as well as economically justified (reduction of the total amount of steel used compared to other available supports assuming the typical 2.5 km long section)
- support operating angles ( $180^\circ - 165^\circ - 145^\circ - 125^\circ - 90^\circ$ ) – ensuring maximum utilization of sizes (determined on the basis of bending angles of existing lines)
- consideration of the mechanical characteristics of the three most common phase conductor types (AFL-6 240 mm<sup>2</sup>, AFLs-10 310 mm<sup>2</sup>, AFLse-10 310 mm<sup>2</sup>) – no need to calculate supports in projects that include one of the above conductors
- consideration of the mechanical characteristics of the two most commonly used types of earth wires (AFL-1.7 70 mm<sup>2</sup>,

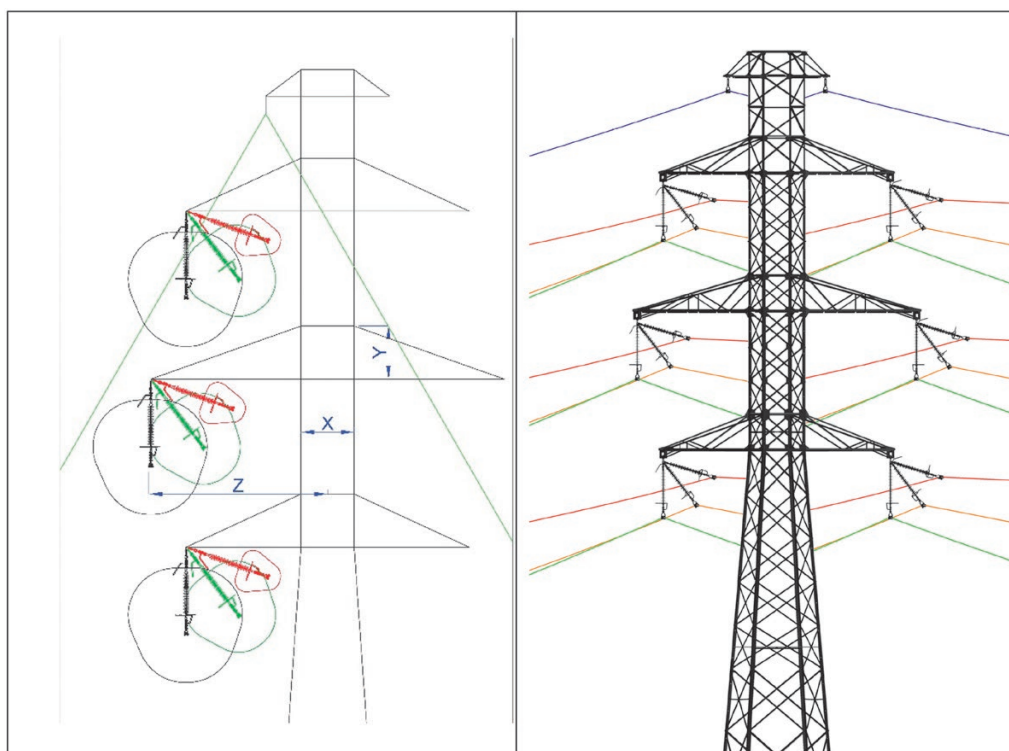


Fig. 2. Wind load impact on the line operating conditions in the example of suspension tower

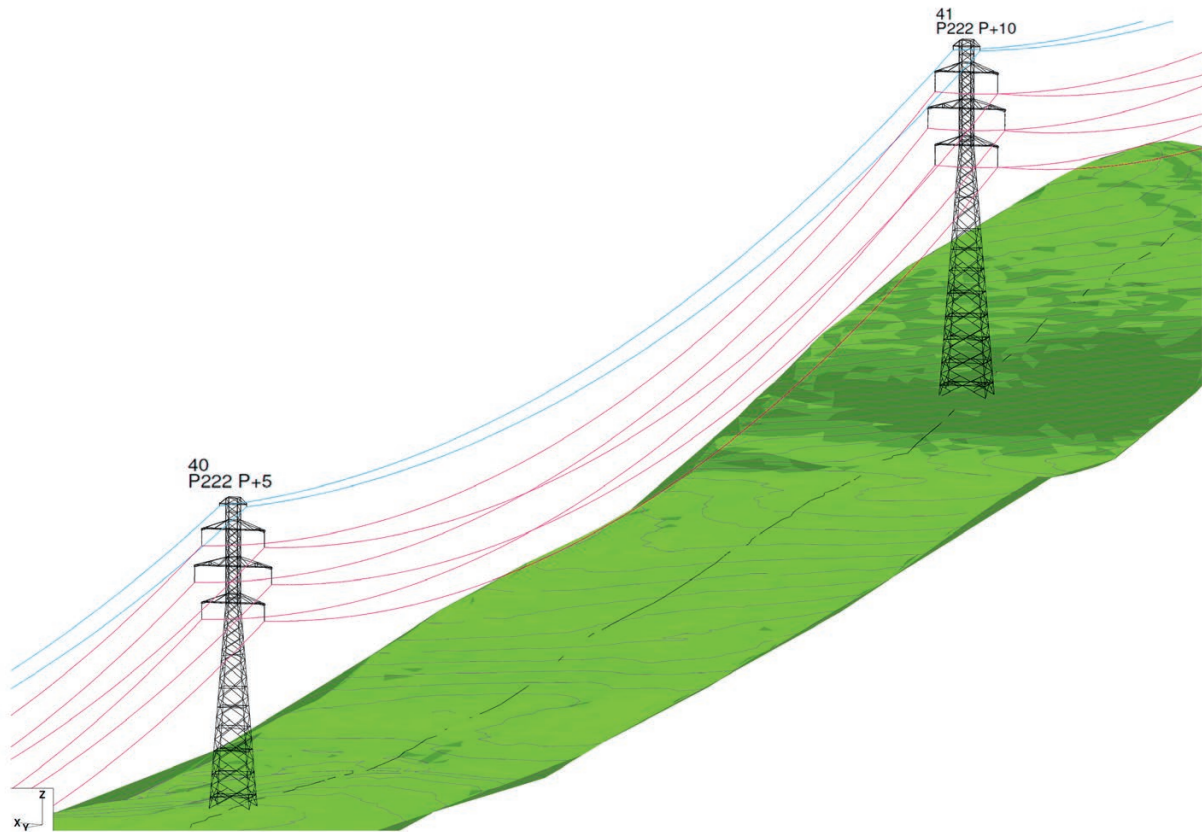


Fig. 3. 110 kV line designing in real circumstances

AFL-1.7 95 mm<sup>2</sup>) – which allows the use of a large group of conductors connected to an optical fibre (OPGW), and reduction of cases whereby span would have to be shortened or support silhouette needs to be modified.

Fig. 4 shows the correlation of various types of conductors suspended according to PN-EN 50341-2-22:2016-04 with reduced tension. Different mechanical characteristics of the conductors affect their mutual correlation, and ultimately the final support sizes.

Consequently, the HV line support sizes have been designed which comply with the allowable span length and match the technical feasibility and economic rationale of their use. In addition, the cases whereby the actual support working angles significantly deviate from those allowed for the specific support type have been reduced by narrowing their ranges. Moreover, the support structures enable the use of the most commonly used types of phase conductors and earth wires while ensuring their mutual cooperation.

## 5. Dimensioning and optimization

A spatial lattice structure model was used for static calculations. The need for power line supports dimensioning according to PN-EN 50341-1:2013 standard and Annexes G and H to PN-EN 1993-3-1:2008 standards instead of the general principles defined in PN-EN 1993-1-1 standard, necessitated the need to develop a calculation procedure specifically for designing lattice support structures. Based on the internal forces obtained from the calculation model, compression and tension bars were

dimensioned using an original procedure combining requirements of the latest standards and increasing the calculation efficiency and correctness.

The starting point for power line support design is an analysis of the selection of the optimal tower body convergence taking into account the most favourable reaction force on the foundation. Next, the lattice pattern is selected for the maximum utilisation of the profile's cross-section while complying with the normative slenderness limits. The slenderness limits (as per PN-EN 50341-2-22:2016-04) cannot exceed:

- 120 for curbs and compressed chords and turrets
- 200 for the primary bracing
- 250 for secondary bracing.

It is worth noting that despite the dimensioning of compression elements based on the PN-EN 1993-3-1:2008 standard, the National Annex PN-EN 50341-2-22:2016-04 allows higher slenderness of the main lattice bars (200 instead of 180 for towers and masts). The selection of most lattice profiles is determined by bar slenderness limitation. In the case of cross-brace bars, the use of a steel with increased properties is not justified. The selection of the bracing usually results from the economically justified necessity to ensure the bars' design resistance and stability with the optimal profile cross-section utilisation. Once the above recommendations have been complied with, the bars are dimensioned for the ultimate limit state condition and the bolted connections are dimensioned.

A fundamental change in the power line support structure design introduced in PN-EN 50341-2-22:2016-04 is the need to

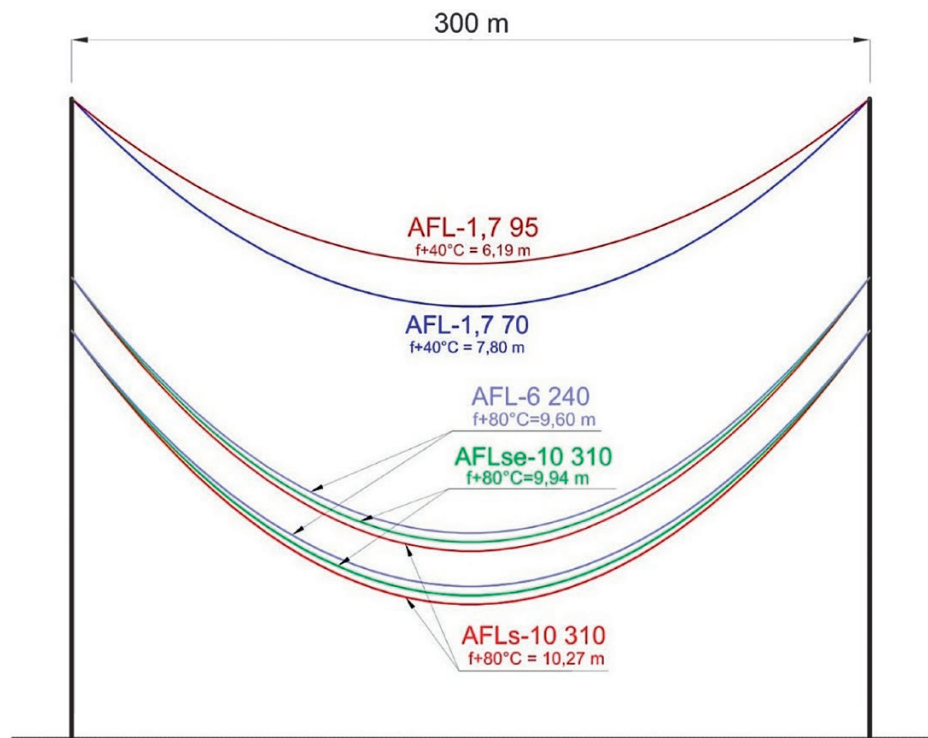


Fig. 4. A comparative profile of sag curves of different conductor types (conductor sagging conditions as per PN-EN 50341-2-22:2016-04, reduced tension)

assess the resistance of compressed bars taking into account Annexes G and H to PN-EN 1993-3-1:2008. The effective slenderness factor introduced to account for the method of bars in nodes fastening increases the bars' theoretical resistance, which results in economic benefits, particularly significant in the case of a repetitive design of line objects.

All supports were designed according to the same procedure. Energa Invest's database contains a set of data, with which designers can very quickly adapt, develop, and update and adjust the catalogue solutions to the actual standard and legal requirements, as well as the specific technical and site conditions, while maintaining their full functionality and consistency. This is very favourable in the case of subsequent operation and maintenance, since at any failure, repair and/or upgrade there is no problem with archival documentation.

## 6. Support strength tests on a real scale

The correctness of the adopted computational approach, previously not used, has been confirmed by strength tests of supports on a real scale. Until 2016, the power line design standards imposed the obligation to test one suspension tower and one tension support from a newly designed series. Now, the National Annex PN-EN 50341-2-22:2016 recommends a trial assembly only, while the need for strength tests is left to be determined by the contracting authority in the design specification. For the sake of the project quality and at the request of Energa Operator, four selected supports were subjected to experimental tests. They were tested at the Celpi test station in Bucharest in reference to the standard PN-EN 60652:2006 *Loading tests on overhead line structures*.

The five load cases most relevant for structural dimensioning were selected for the strength tests of the PLN supports. Each support was subjected to five non-destructive tests (up to 100% of design loads) and one destructive load test, which was a continuation of the last load case. Rope and strain gauges were mounted to the support in three directions, through which the resultant loads for each combination were applied. The horizontal force was obtained using high gantries. The forces were gradually applied to 50%, 75%, 90%, 95%, 100% of the specified loads. Under load No. 5, over 100% of the force was gradually applied, every 5%, until the structure's damage.

Test results are considered positive if, during all tests, the structure withstands loads at each level for at least 1 minute with no damage to its components, and 100% of the calculation loads for 5 minutes. After completion of the strength tests, steel samples were taken for analysis of the material's basic mechanical properties. Elements for sampling were selected after the tests, depending on the structure damage development.

## 7. Verification of normative assumptions in tests

All four supports were damaged at the bottom of the tower body by buckling the compressed curbs.

The lattice support structures were dimensioned for the ultimate limit state. The serviceability limit state did not determine the choice of profiles. Deflections calculated in the computer program and measured during the tests (both at 100% load and just before damage) did not exceed those permitted by the normative values, even with a significant margin (approx. 70% for intermediate support and approx. 50% for tension supports). The

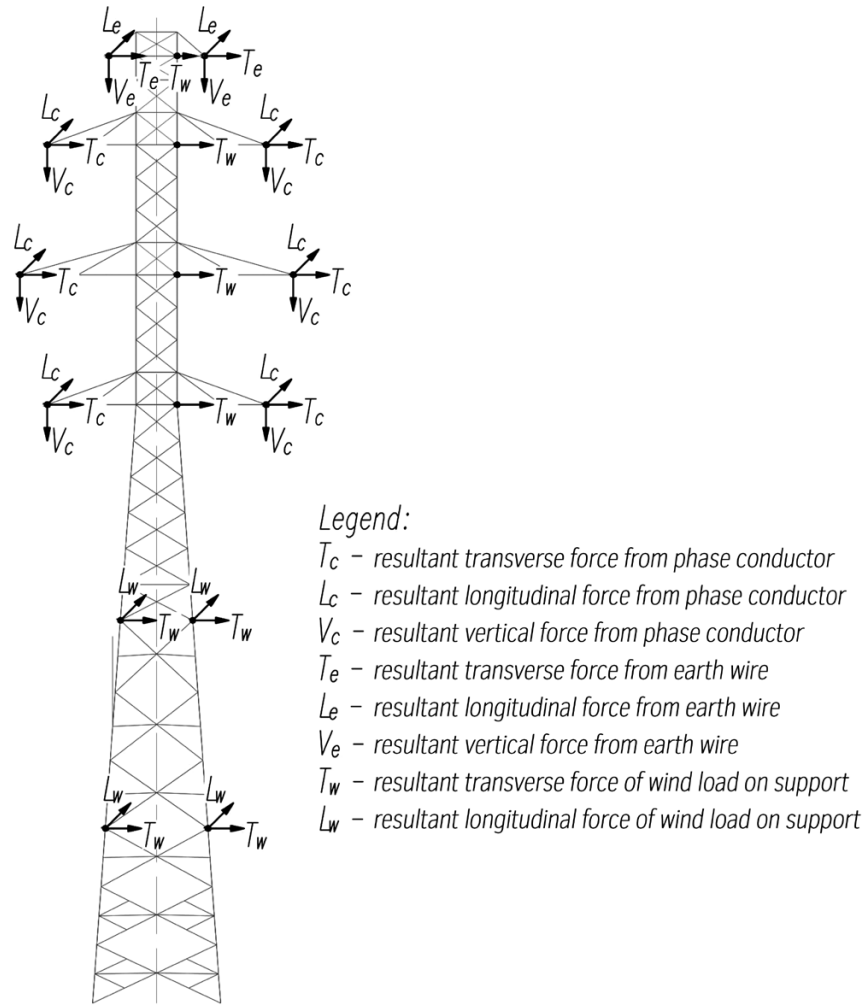


Fig. 5. Application diagram of equivalent loads at the strength tests

Support type	Calculated displacement	Displacement measured at 100% of normative load	Difference between the measured and calculated displacements	Displacement for the destructive load	Deflection permitted by the permissible deflections for normative characteristic load
	cm		%	cm	
PLN122 P+10	35	32	9	42	130
PLN122 ON165+10	27	26	2	29	63
PLN211 P+0	33	31	6	38	114
PLN211 ON165+0	26	28	9	36	53

Tab. 4. Comparison of the calculated and tested displacements

supports were strength-tested under the assumption of design loads (and not the characteristic values, which are assumed for the serviceability limit state), so the comparison of the measured and normative values is only indicative. It is conclusive to compare the displacement determined in the program on the model for the design load and the displacement measured in the test after applying 100% of the load. The differences are small (within 10%), which demonstrates the correctness of the adopted model and calculation procedure.

After the tests, calculations were carried out on the model under the assumption of the actual strengths of the steel from each

tested support. Loads were calculated, at which the structure resistance would be exceeded, taking into account the steel test results. It has been shown that there was a margin of approx. 2–8% in the modelled loads compared to the destructive loads. Given the excess margin between the parameters required for steel by the standard and the actual ones measured at the test, the theoretically calculated structure material stress is very similar to that obtained experimentally. The values determined on the calculation model correspond to those obtained experimentally.



Photo 1. A support prepared for the strength test, set with ropes and signal wires



Photo 2. Damaged supports: PLN122 P (left), PLN 122ON165 (centre), and PLN211 P (right)

Support type	Destructive test loads	Calculated loads applied at real steel parameters and the actual material stress over 100%	Load margin
		%	
PLN122 P+10	120	112	8
PLN122 ON165+10	110	112	2
PLN211 P+0	115	107	8
PLN211 ON165+0	120	113	7

Tab. 5. Comparison of the test results with the model calculations

### 8. Supports used in the construction of an 110 kV overhead-cable line

Five different types of double-circuit supports were used in the project of connecting Daszyna substation. A comprehensive set of solutions, which is the towers catalogue, in addition to simplifying the design and construction process, will also reduce the time to fix any future failures.

### 9. Summary

The amendment to the normative requirements and the need to reconstruct the national distribution system is a perfect opportunity to introduce improvements in support structures that



Photo 3. PLN211 P tower of the 110 kV line to Daszyna substation

consider the actual market and technical needs. It should be emphasized that, with a view to improving the supports in

order to increase their utility values, Energa Invest has developed supports, which in the example of a typical 2.5 km section, allow for less consumption of materials for the construction and reduce the interference in private land and the natural environment. Their wide applicability range allow the country-wide unification of support structures, which will enable faster failure repair, and having full calculation models – efficient assessment of their adaptability to non-normative operating conditions.

Seeing the advantages of the Pylon project, for which the catalogue of safe, economical, and standardized support structures has been developed, the Energa Invest team decided to implement their solutions not only in the Energa Group, but also in almost the whole of Poland. With the catalogue, high voltage lines can be unified based on one solution, and the standardization idea can be transferred to other distribution grid operators. The project is currently being developed, and work is underway to expand the catalogue with new solutions.

#### REFERENCES

1. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne [Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications]
2. PN-EN 50341-2-22:2016-04: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski [Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 2–22: National Normative Annex for Poland].
3. PN-EN 1993-3-1:2008: Projektowanie konstrukcji stalowych – Część 3–1: Wieże, maszty i kominy – Wieże i maszty [Design of steel structures – Part 3–1: Towers, masts and chimneys – Towers and masts].
4. PN-EN-60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych [Loading tests on overhead line structures]

#### Anna Scheibe

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: [anna.scheibe@energa.pl](mailto:anna.scheibe@energa.pl)

A graduate of the Faculty of Civil and Environmental Engineering of Gdańsk University of Technology, major: construction. Since 2009 involved in designing structures for the power industry. She's contributed to many power line and substation projects.

#### Paweł Szwarczewski

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: [pawel.szwarczewski@energa.pl](mailto:pawel.szwarczewski@energa.pl)

A graduate of the Faculty of Mechanical Engineering of Gdańsk University of Technology, major: machinery mechanics and construction, and the Faculty of Electrical Engineering of Gdynia Maritime University, major: electrical engineering. Professionally involved in the design of distribution and transmission lines since 2007.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Wybrane zagadnienia techniczne projektowania linii elektroenergetycznych 110 kV w kontekście aktualnych uwarunkowań normowych wg PN-EN 50341:2013 na przykładzie projektu Pylon, zrealizowanego przez pracownię projektową spółki Energa Invest

### Autorzy

Anna Scheibe  
Paweł Szwarzewski

### Słowa kluczowe

optymalizacja, elektroenergetyczna linia napowietrzna 110 kV, słup kratowy, sieć dystrybucyjna

### Streszczenie

Artykuł przybliży praktyczne aspekty projektowania linii wysokiego napięcia na przykładzie projektu Pylon – katalogu słupów kratowych (jedno- i dwutorowych dla linii 110 kV), stworzonego przez spółkę Energa Invest należącą do Grupy Energa – pierwszego tak kompleksowego przedsięwzięcia tego typu realizowanego w Polsce. Doświadczenia zebrane podczas pracy nad katalogiem słupów dla linii WN zostały odniesione do aktualnych uwarunkowań normowych wg PN-EN 50341:2013. W artykule przedstawiono problemy dotyczące doboru optymalnych gabarytów słupów przy zachowaniu bezpiecznej pracy linii. Przeprowadzone badania wytrzymałościowe wskazują, że zastosowana metodologia projektowania słupów jest poprawna, a wielkości wyznaczone na modelu obliczeniowym odpowiadają wielkościom uzyskanym doświadczalnie.

Data wpływu do redakcji: 4.03.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 7.04.2020

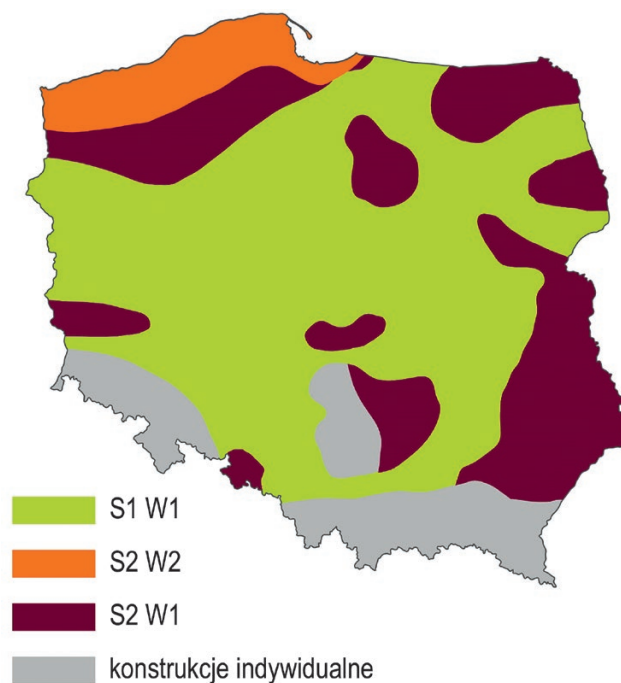
Data akceptacji artykułu: 18.05.2020

Data publikacji online: 27.07.2020

### 1. Wstęp

Nieustający wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a także zwiększanie niezawodności pracy sieci i utrzymanie coraz wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii generują potrzebę rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. Skala wymaganych zmian jest bardzo duża również ze względu na wiek znacznej części sieci 110 kV. Inwestycje tego typu obejmują budowy nowych linii, jak również zwiększanie obciążalności czy modernizacje już istniejących linii elektroenergetycznych 110 kV.

W związku z zapotrzebowaniem rynku, jak również przy okazji zmian uwarunkowań normowych, czyli wprowadzenia w 2016 roku załącznika krajowego do normy PN-EN 50341-1:2013-03 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV*, rozpoczął się proces projektowania konstrukcji wsporczych, które dzięki nowym rozwiązaniom mogą się przyczynić do standaryzacji w projektowaniu linii wysokiego napięcia w Polsce.



Rys. 1. Obszar zastosowania słupów Pylon dla stref obciążenia wiatrem i oblodzeniem wg PN-EN 50341-2-22:2016

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## 2. Oddziaływania klimatyczne w kontekście normy PN-EN 50341

Od 2010 roku aktualną wytyczną do projektowania linii elektroenergetycznych w Polsce jest system norm europejskich PN-EN 50341, który opiera się na normie podstawowej – wspólnej dla krajów europejskich oraz załączniku krajowym, który uwzględni m.in. lokalne warunki klimatyczne. Ze względu na interdyscyplinarną specyfikę definiowanych zagadnień norma PN-EN 50341 często odwołuje się do Eurokodów, mimo iż została wyłączona z ich składu. W 2013 roku opublikowano polskie tłumaczenie zaktualizowanej części wspólnej normy jako: PN-EN 50341-1:2013-03 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne*. Załącznik krajowy ukazał się w roku 2016 jako: PN-EN 50341-2-22:2016.

Aktualizacja załącznika krajowego względem wersji poprzedniej z 2010 roku wprowadziła następujące zmiany:

- rozszerzono zasięg strefy S2 kosztem strefy S1
- zwiększono obciążenie oblodzeniem w strefie S1
- zmieniono sposób wyznaczania oddziaływań wiatru
- zmodyfikowano przypadki układów obciążeń dla przewodów oraz słupów
- zmieniono stosowanie współczynników częściowych
- zmieniono sposób wymiarowania elementów ściskanych
- zniesiono wymóg badania słupów seryjnych.

Norma PN-EN 50341-1:2013-03 określa rodzaj obciążeń oraz sposób, w jaki należy je uwzględnić. Podstawowe obciążenia to:

- Oddziaływanie wiatru na dowolny podzespół linii określone wzorem:

$$Q_{wx} = q_p(h) G_x C_x A_x$$

gdzie:

$q_p(h)$  – szczytowe ciśnienie prędkości wiatru;  $h$  – wysokość odniesienia nad terenem (stosowana dla konkretnego podzespołu linii);  $G_x$  – współczynnik konstrukcyjny (dla konkretnego podzespołu linii);  $C_x$  – współczynnik oporu aerodynamicznego;  $A_x$  – pole rzutu danego podzespołu na płaszczyznę prostopadłą do kierunku wiatru.

Strefa obciążenia oblodzeniem	Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem (na jednostkę długości przewodu o średnicy $d$ [mm]) $I_k$ [N/m]
S1	$5,5 + 0,55 d$
S2	$8,2 + 0,82 d$
S3	$16,4 + 0,82 d$
$S_{spec}$	wg specyfikacji projektowej lub danych meteorologicznych

Tab. 1. Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem wg PN-EN 50341-2-22:2016

Układ obciążeń	Opis układu	Temperatura przewodu [°C]	Współczynniki do kombinacji			Współczynniki częściowe dla oddziaływań						Dopuszczalny % RTS przewodu (wartości dla przewodów typowych stalowo-aluminiowych, dla 1, 2 poziomów obciążenia)	
						Poziom niezawodności							Ciężar
			1		2		3		$\gamma G$				
			$\gamma_w$	$\gamma_i$	$\gamma_w$	$\gamma_i$	$\gamma_w$	$\gamma_i$					
1	Oddziaływanie wiatru ekstremalnego	10				1		1,2		1,4		1	80
2a	Oddziaływanie ekstremalnego oblodzenia równomiernego we wszystkich przęsłach	-5				1		1,25		1,5		1	55
3a	Ekstremalne obciążenie oblodzeniem z bardzo prawdopodobnym obciążeniem wiatrem	-5	0,33			1		1,25		1,5		1	80
3b	Obciążenie nominalnym oblodzeniem z mało prawdopodobnym obciążeniem wiatrem	-5	0,56	0,37		1		1,2		1,4		1	80
4	Minimalna temperatura bez wiatru i bez oblodzenia	-25										1	40

Tab. 2. Przypadki obciążeń przewodów wg PN-EN 50341-2-22:2016

- Obciążenie oblodzeniem uwzględnione na przewodach, elementach mocowanych na przewodach oraz na izolatorach. Stopień obciążenia

przewodów oblodzeniem norma uzależnia od średnicy przewodu oraz regionu kraju (tab. 1).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Norma określa przypadki układów obciążeń przewodów wiatrem i oblodzeniem oraz ich kombinacje, wskazując jednocześnie dla każdego przypadku dopuszczalny naciąg określony jako procent wartości obliczeniowej siły zrywającej (RTS) przewodu (tab. 2).

### 3. Wytyczne projektowania linii wg PN-EN 50341-2-22:2016

Dla określonych układów obciążeń norma określa także wymagania, jakie powinny być spełnione dla poszczególnych warunków. Powyższe dotyczy m.in. minimalnych:

- zewnętrznych odstępów izolacyjnych – do terenu i obiektów krzyżowanych
- wewnętrznych odległości izolacyjnych – pomiędzy poszczególnymi przewodami, jak również pomiędzy przewodami a konstrukcjami wsporczy linii.

Podstawowym zadaniem projektanta sieci wysokich napięć jest zapewnienie spełnienia wymagań normy w zakresie zewnętrznych i wewnętrznych odstępów izolacyjnych. W tym celu projektant może skorzystać z poniższych sposobów:

- dobór rzędnej posadowienia słupa (lokalizowanie z wykorzystaniem ukształtowania terenu)
- dostosowanie długości poszczególnych przęseł
- dostosowanie wysokości słupów
- wybór rodzaju zastosowanych słupów (z uwzględnieniem ich dopuszczalnych warunków pracy).

Przykładowy model linii WN przedstawiono na rys. 3.

### 4. Optymalizacja rozwiązań słupów kratowych a gabaryty słupów

Niejednokrotnie sprostanie wymaganiom ukształtowania i zagospodarowania terenu, związane z wypełnieniem

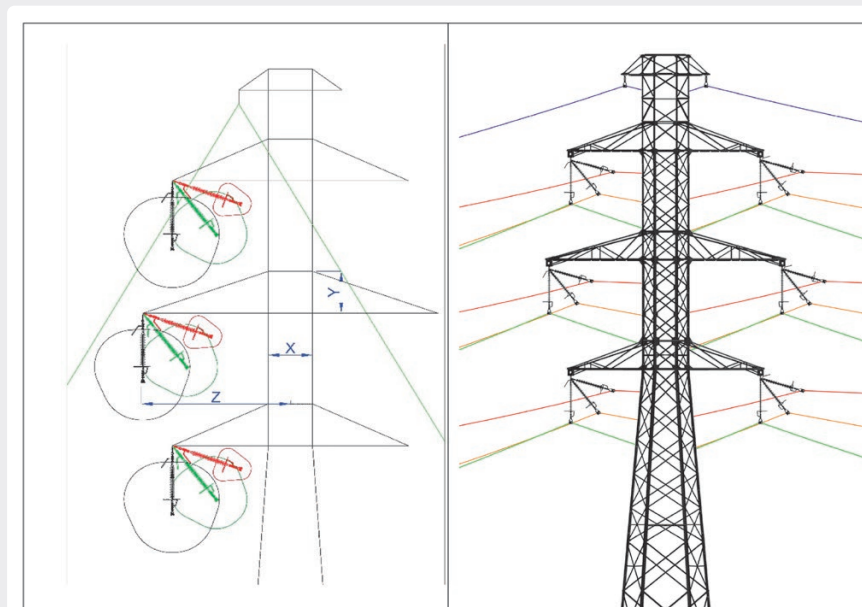
wymagań normowych, przysparza wielu problemów podczas projektowania linii napowietrznych. Często problemy te wynikają z ograniczonych właściwości użytkowych dostępnych konstrukcji wsporczych. Każdorazowe indywidualne modyfikacje w zakresie wysokości czy gabarytów słupów są czasochłonne i kosztowne. Wydaje się, że idealnym rozwiązaniem mogłoby być stworzenie konstrukcji maksymalnie uniwersalnych, zapewniających znaczne rezerwy względem wartości wymaganych w normie. Jednak takie podejście podniosłoby koszty realizacji inwestycji typowych, gdzie uwarunkowania terenowe nie są aż tak wymagające. Niewątpliwie rozwiązaniem pożądanym byłyby słupy udoskonalone, tzn. słupy o szerokich możliwościach zastosowania, jednak zaprojektowane tak, aby ich powszechne stosowanie było uzasadnione ekonomicznie. Idealnym momentem na wprowadzenie udoskośleń w konstrukcjach wsporczych jest zmiana wymagań normowych, kiedy to – tworząc nowe projekty słupów – można uwzględnić aktualne potrzeby.

W ramach realizacji projektu Pylon udoskonalenia słupów stanowiły:

- dopuszczenie przęsła wiatrowego o długości do 380 m jako rozwiązanie na trudne warunki terenowe (problemy gruntowe lub własnościowe), jak również ekonomicznie uzasadnione (redukcja sumarycznej ilości użytej stali względem innych dostępnych słupów przy założeniu sekcji odciągowej o typowej długości 2,5 km)
- zakresy kątów pracy słupów ( $180^\circ - 165^\circ - 145^\circ - 125^\circ - 90^\circ$ ) – zapewniające maksymalne wykorzystanie gabarytów (ustalone na podstawie kątów załomów istniejących linii)
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej trzech najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych (AFL-6 240 mm<sup>2</sup>, AFLs-10 310 mm<sup>2</sup>, AFLse-10 310 mm<sup>2</sup>) – brak konieczności przeliczania słupów w projektach uwzględniających jeden z ww. przewodów
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej dwóch najczęściej stosowanych typów przewodów odgromowych (AFL-1,7 70 mm<sup>2</sup>, AFL-1,7 95 mm<sup>2</sup>) – co pozwala na stosowanie dużej grupy przewodów skojarzonych ze światłowodem (OPGW), ograniczenie ilości

Lp.	Opis układu	Temperatura przewodu [°C]	Obciążenie wiatrem	Wymagany odstęp izolacyjny wg PN-EN 50341-2-22:2016
1	Brak oddziaływania wiatru	zakres pracy	brak	110% asom
2	Oddziaływanie wiatru ekstremalnego	40	$q_p(h)$	$D_{50Hz}$
3	Oddziaływanie wiatru zredukowanego	40	$58\% q_p(h)$	$k_{el} D_{el}$

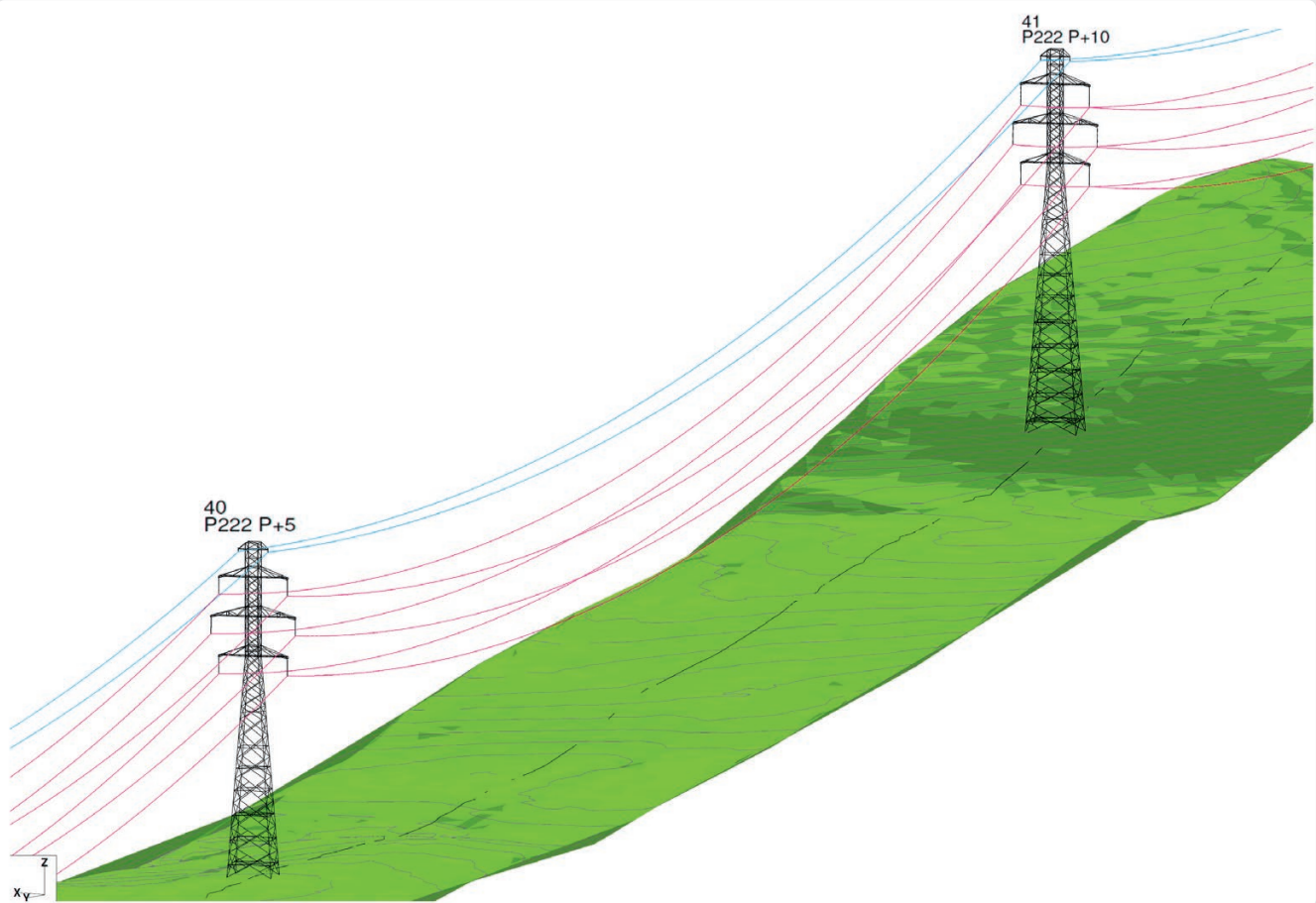
Tab. 3. Odstępy izolacyjne wg PN-EN 50341-2-22:2016



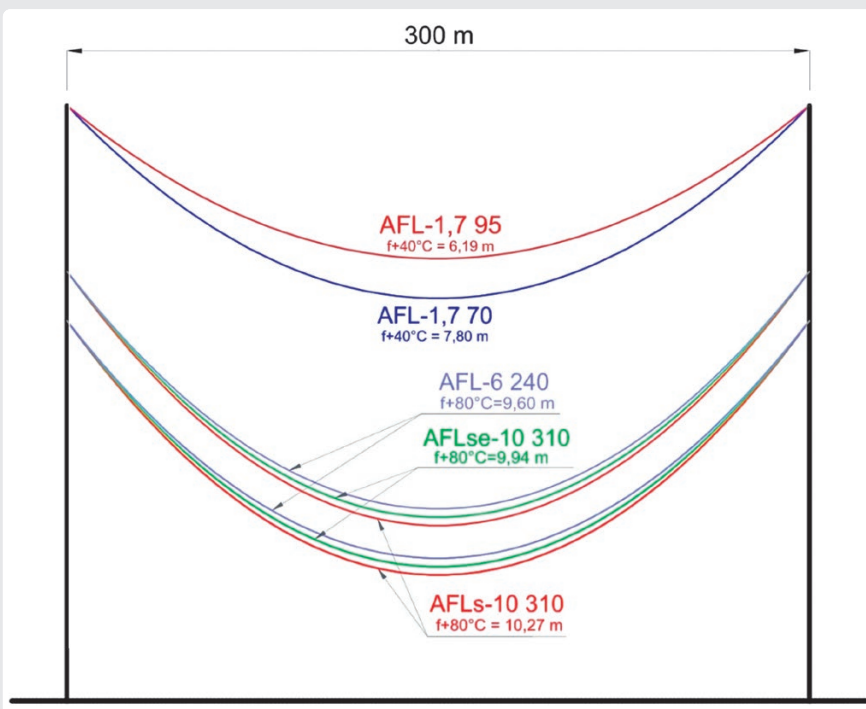
Rys. 2. Wpływ obciążenia wiatrem na warunki pracy linii na przykładzie słupa przelotowego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Projektowanie linii 110 kV w układzie rzeczywistym



Rys. 4. Profil porównawczy krzywych zwisania różnych typów przewodów (warunki zawieszenia przewodów wg PN-EN 50341-2-22:2016-04, naciąg zmniejszony)

przypadków kiedy gabaryt słupów stanowiłby o konieczności skrócenia przęsła lub modyfikacji sylwetki słupów.

Na rys. 4 przedstawiono korelację różnych typów przewodów zawieszonych wg normy PN-EN 50341-2-22:2016-04 z naciągiem zmniejszonym. Odmienne charakterystyki mechaniczne przewodów wpływają na ich wzajemną korelację, a docelowo na gabaryt końcowy słupów.

W efekcie zaprojektowano gabaryty konstrukcji wsporczych dla linii WN cechujące się dopuszczalną długością przęsła, wyważoną do możliwości technicznych oraz ekonomicznego ich stosowania. Dodatkowo ograniczono liczbę przypadków, kiedy rzeczywiste kąty pracy słupa istotnie odbiegają od dopuszczalnych dla danego typu słupa, dzięki zawężeniu ich zakresów. Ponadto słupy umożliwiają wykorzystanie najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych i odgromowych przy zapewnieniu ich wzajemnej współpracy.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

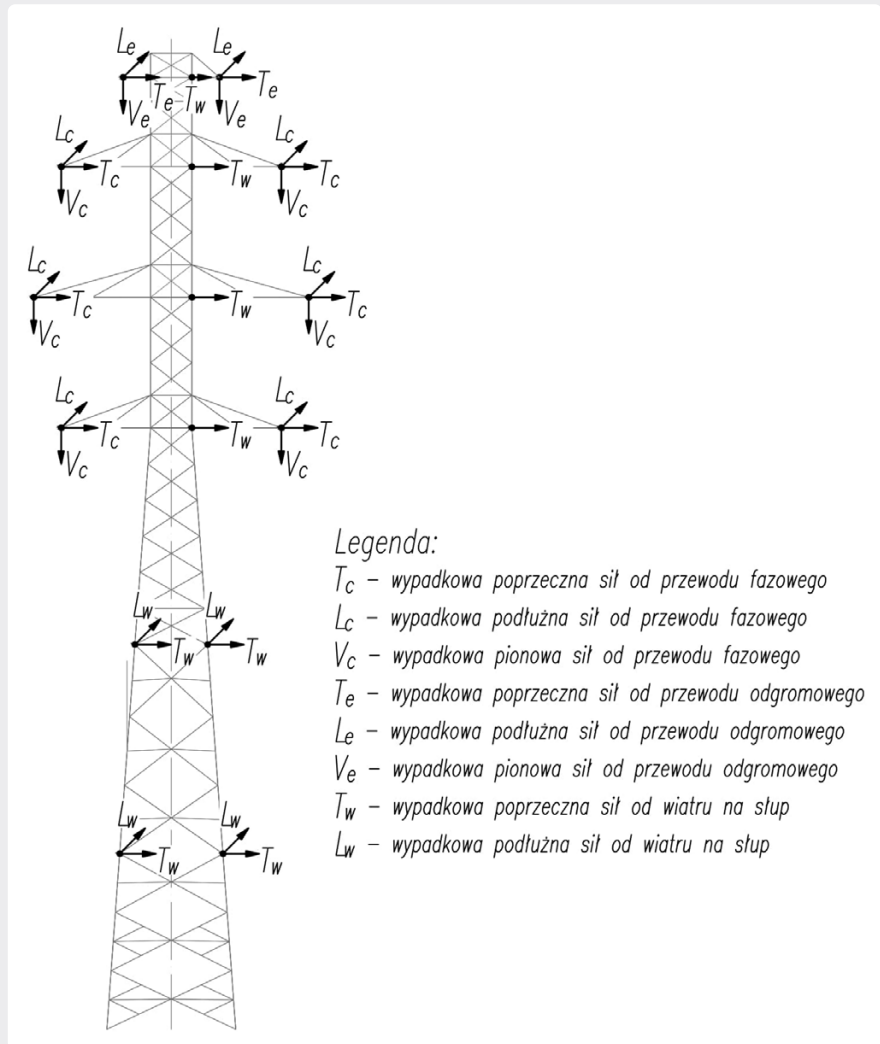
## 5. Wymiarowanie i optymalizacja

Do obliczeń statycznych zastosowano przestrzenny model konstrukcji kratowej. Konieczność wymiarowania słupów energetycznych z zastosowaniem normy PN-EN 50341-1:2013 oraz Załącznika G i H normy PN-EN 1993-3-1:2008, zamiast ogólnych zasad zdefiniowanych w normie PN-EN 1993-1-1, wymusiła potrzebę stworzenia procedury obliczeniowej ściśle przeznaczonej do projektowania kratowych konstrukcji wsporczych. Na podstawie wartości sił wewnętrznych uzyskanych z modelu obliczeniowego przeprowadzono wymiarowanie prętów ściskanych i rozciąganych za pomocą autorskiej procedury łączącej wymagania najnowszych norm oraz zwiększającej wydajność i poprawność prowadzonych obliczeń.

Punktem wyjścia przy projektowaniu konstrukcji wsporczych dla linii elektroenergetycznych jest analiza doboru optymalnej zbieżności trzonu słupa z uwzględnieniem najkorzystniejszych reakcji na fundament. W kolejnych krokach dobierane jest takie zakratowanie, aby przy spełnieniu normowych wartości granicznych smukłości maksymalnie wykorzystać przekrój danego profilu. Smukłości graniczne elementów (wg PN-EN 50341-2-22:2016-04) powinny wynosić nie więcej niż:

- 120 dla krawężników trzonu i kolumny oraz pasów ściskanych poprzeczników i wieżyczek
- 200 dla prętów skratowania głównego
- 250 dla prętów skratowania drugorzędowego.

Warto podkreślić, że mimo wymiarowania elementów ściskanych opartego na normie PN-EN 1993-3-1:2008 dopuszczono w załączniku krajowym PN-EN 50341-2-22:2016-04 większe smukłości prętów skratowania głównego (200 zamiast 180 dla wież i masztów). Dobór większości profili skratowań determinowany jest przez ograniczenie smukłości prętów. W przypadku prętów krzyżulców nie ma uzasadnienia stosowanie stali o podwyższonych właściwościach. Dobór układów skratowań wynika zwykle z ekonomicznie uzasadnionej konieczności zapewnienia nośności i stateczności prętów przy optymalnym wykorzystaniu przekroju profilu. Po spełnieniu powyższych zaleceń następuje wymiarowanie prętów



Rys. 5. Schemat przyłożenia obciążeń zastępczych na potrzeby badań wytrzymałościowych



Fot. 1. Słup przygotowany do badań wytrzymałościowych wraz z układem lin i przewodów sygnałowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w stanie granicznym nośności oraz wymiarowanie połączeń śrubowych.

Zasadniczą zmianą w projektowaniu konstrukcji wsporczych linii elektroenergetycznych jest wprowadzona w normie PN-EN 50341-2-22:2016-04 konieczność oceny nośności prętów ściskanych z uwzględnieniem Załącznika G i H normy PN-EN 1993-3-1:2008. Wprowadzony współczynnik smukłości efektywnej, uwzględniający sposób zamocowania prętów w węzłach, wpływa na wzrost teoretycznej nośności prętów, czego konsekwencją są korzyści ekonomiczne szczególnie istotne w przypadku konstrukcji powtarzalnych występujących w obiektach liniowych.

Wszystkie słupy zostały zaprojektowane wg tej samej procedury. W bazie firmy Energa Invest znajduje się komplet danych, dzięki którym projektanci są w stanie bardzo szybko adaptować, rozwijać oraz aktualizować i dostosowywać katalogowe rozwiązania do bieżących warunków normowych i prawnych, a także specyficznych warunków techniczno-terenowych z zachowaniem pełnej funkcjonalności i spójności rozwiązań. Jest to bardzo korzystna sytuacja w przypadku późniejszej eksploatacji, gdyż podczas ewentualnych awarii, napraw i modernizacji nie ma problemu z dokumentacją archiwalną.

## 6. Badania wytrzymałościowe słupów w skali rzeczywistej

Poprawność przyjętego podejścia obliczeniowego, wcześniej niestosowanego, została potwierdzona badaniami wytrzymałościowymi słupów w skali rzeczywistej. Do 2016 roku normy dotyczące projektowania linii elektroenergetycznych nakładały obowiązek badania jednego słupa przelotowego i jednego mocnego z nowo projektowanej serii. Aktualnie załącznik krajowy PN-EN 50341-2-22:2016 zaleca jedynie wykonanie montażu kontrolnego, natomiast potrzebę przeprowadzania badań wytrzymałościowych pozostawia do określenia przez zamawiającego w specyfikacji projektowej. W trosce o jakość projektu oraz na wniosek Energi Operatora zostały przeprowadzone badania doświadczalne czterech wytypowanych słupów. Badania odbyły się na stacji badawczej Celpi w Bukareszcie i zostały wykonane na podstawie normy PN-EN 60652:2006 *Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych*.

Do badań wytrzymałościowych słupów PLN wytypowano pięć najistotniejszych dla wymiarowania konstrukcji przypadków obciążeń. W trakcie badania każdego słupa przeprowadzono pięć nieniszczących prób (do 100% obciążeń

obliczeniowych) oraz jedną niszczącą próbę nośności, która była kontynuacją ostatniego przypadku. Do słupa zamontowane zostały na trzech kierunkach liny wraz z tensometrami, przez które przyłożono wypadkowe obciążenia dla każdej kombinacji. Kierunek poziomy sił został uzyskany dzięki zastosowaniu wysokich bramownic. Siły przykładano stopniowo do 50%, 75%, 90%, 95%, 100% wartości określonych obciążeń. Podczas obciążenia nr 5 stopniowo przykładano powyżej 100% wartości sił, co 5% aż do zniszczenia konstrukcji.

Wyniki badań uznaje się za pozytywne, jeżeli podczas wszystkich testów konstrukcja wytrzyma obciążenia na każdym poziomie co najmniej przez 1 minutę, bez zniszczenia jej elementów. Natomiast dla 100% wartości obciążeń obliczeniowych przez 5 minut. Po zakończeniu badań wytrzymałościowych zostały pobrane próbki stali w celu przeprowadzenia badań podstawowych właściwości mechanicznych materiału. Elementy te zostały wskazane po badaniach, w zależności od przebiegu zniszczenia konstrukcji.

## 7. Potwierdzenie założeń normowych w badaniach

Zniszczenie wszystkich czterech słupów nastąpiło w dolnej części trzonu



Fot. 2. Zniszczenie słupa PLN122 P (po lewej), słupa PLN122 ON165 (środek) oraz słupa PLN211 P (po prawej)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Typ słupa	Przemieszczenie wyznaczone obliczeniowo	Przemieszczenie pomierzone przy 100% obciążenia normowego	Różnica przemieszczeń pomierzonych w stosunku do wart. obliczonych	Przemieszczenie zbadane dla obciążenia, po którym nastąpiło zniszczenie	Dopuszczalne normowe ugięcia dla obciążeń charakterystycznych
	cm		%	cm	
PLN122 P+10	35	32	9	42	130
PLN122 ON165+10	27	26	2	29	63
PLN211 P+0	33	31	6	38	114
PLN211 ON165+0	26	28	9	36	53

Tab. 4. Zestawienie porównawcze pomiędzy przemieszczeniami wyznaczonymi obliczeniowo a przemieszczeniami zbadanymi

Typ słupa	Poziom obciążenia zadanych w testach, przy których nastąpiło zniszczenie	Poziom obciążenia obliczeniowych zadanych przy rzeczywistych parametrach stali i osiągniętym wyężeniu powyżej 100%	Zapas w obciążeniach
	%		
PLN122 P+10	120	112	8
PLN122 ON165+10	110	112	2
PLN211 P+0	115	107	8
PLN211 ON165+0	120	113	7

Tab. 5. Zestawienie porównawcze wyników badań z obliczeniami modelowymi

w postaci wyboczenia ściskanych krawężników.

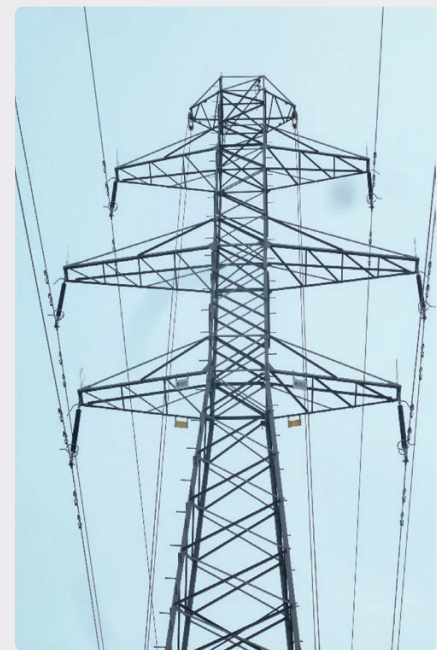
Konstrukcje wsporcze kratowe wymiarowane były ze względu na stan graniczny nośności. Stan graniczny użyteczności nie determinował doboru profili. Wartości ugięć obliczone w programie komputerowym i pomierzone w trakcie badań (zarówno przy obciążeniu 100%, jak i tuż przed zniszczeniem) nie przekroczyły wartości dopuszczalnych normowych, a nawet wykazywały znaczny zapas (ok. 70% dla słupów przelotowych i ok. 50% dla słupów mocnych). Badanie wytrzymałości słupów wykonano z przyjęciem obciążeń obliczeniowych (a nie charakterystycznych, które przyjmuje się dla stanu granicznego użyteczności), zatem porównanie wartości pomierzonych z normowymi ma jedynie charakter orientacyjny. Miarodajne jest porównanie przemieszczenia wyznaczonego w programie na modelu dla obciążenia obliczeniowego i przemieszczenia pomierzonego w badaniu po przyłożeniu 100% wartości tego obciążenia. Różnice są niewielkie (w granicy 10%), co dowodzi poprawności przyjętego modelu oraz procedury obliczeniowej.

Po badaniach przeprowadzone zostały obliczenia na modelu z przyjęciem rzeczywistych wartości wytrzymałości stali zbadanej dla każdego testowanego słupa. Wyznaczono wartości obciążeń, przy których nastąpiłoby przekroczenie nośności, z uwzględnieniem wyników badania stali. Wykazano, że dodatkowo występuje zapas ok. 2–8% w obciążeniach modelowych w stosunku do wartości obciążeń, po których nastąpiłoby zniszczenie. Biorąc pod uwagę zapas wytrzymałości między parametrami normowymi dla stali a rzeczywistymi, zbadanymi w laboratorium, wyężenie konstrukcji obliczone teoretycznie jest bardzo zbliżone do uzyskanego podczas badań. Wielkości wyznaczone na modelu obliczeniowym odpowiadają wielkościom uzyskanym doświadczalnie.

### 8. Zastosowanie słupów w ramach budowy linii napowietrzno-kablowej 110 kV

W trakcie realizacji zadania inwestycyjnego związanego z przyłączeniem stacji elektroenergetycznej GPZ Daszyna zastosowano pięć różnych typów słupów dwutorowych. Kompleksowy zbiór rozwiązań, jakim jest katalog

słupów, poza uproszczeniem procesu projektowania i budowy pozwoli również na skrócenie czasu usuwania ewentualnych przyszłych awarii.



Fot. 3. Słup PLN211 P na linii 110 kV do GPZ Daszyna

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## 9. Podsumowanie

Zmiana wymagań normowych oraz konieczność przebudowy systemu dystrybucyjnego kraju jest idealną okazją do wprowadzenia udoskonaleń w konstrukcjach wsporczych, uwzględniających aktualne potrzeby rynkowe i techniczne. Podkreślenia wymaga fakt, że przy założeniu udoskonalenia słupów, polegającego na zwiększeniu ich wartości użytkowych, Energa Invest stworzyła słupy, które na przykładzie typowej sekcji odciągowej o długości 2,5 km pozwalają na mniejsze zużycie materiałów do budowy, ograniczają ingerencję w grunt prywatny oraz środowisko naturalne. Szerokie możliwości zastosowania pozwalają na zunifikowanie konstrukcji wsporczych w kraju, przez co umożliwią m.in. szybsze

usuwanie awarii, a posiadanie pełnych modeli obliczeniowych – sprawną ocenę możliwości adaptacji do nietypowych warunków pracy.

Widząc zalety projektu Pylon, dzięki któremu powstał katalog bezpiecznych, ekonomicznych i ustandaryzowanych konstrukcji wsporczych, zespół Energi Invest postanowił wdrożyć swoje rozwiązanie nie tylko na terenie Grupy Energa, ale również na niemal całym obszarze Polski. Dzięki katalogowi możliwa jest unifikacja linii wysokich napięć na bazie jednego rozwiązania, a idea standaryzacji może być przenoszona na innych operatorów sieci dystrybucyjnej. Aktualnie projekt jest rozwijany, trwają prace nad rozszerzeniem katalogu o nowe rozwiązania.

## Bibliografia

1. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
2. PN-EN 50341-2-22:2016-04: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
3. PN-EN 1993-3-1:2008: Projektowanie konstrukcji stalowych – Część 3-1: Wieże, maszty i kominy – Wieże i maszty.
4. PN-EN-60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych.

### Anna Scheibe

mgr inż.

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: anna.scheibe@energa.pl

Absolwentka Wydziału Inżynierii Lądowej i Środowiska Politechniki Gdańskiej, kierunek: budownictwo. Od 2009 roku pracuje przy projektowaniu konstrukcji na potrzeby branży elektroenergetycznej. Uczestniczyła w wielu inwestycjach liniowych oraz projektach stacji elektroenergetycznych.

### Paweł Szwarczewski

mgr inż.

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: pawel.szwarczewski@energa.pl

Absolwent Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej, kierunek: mechanika i budowa maszyn, oraz Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni, kierunek: elektrotechnika.

Od 2007 roku zawodowo związany z projektowaniem linii dystrybucyjnych oraz przesyłowych.



# Oversizing the Photovoltaic Generator Power Capacity in a Micro Photovoltaic Plant

## Author

Zbigniew Lubośny

## Keywords

photovoltaic micro installations, renewable energy, power generation

## Abstract

A significant part of photovoltaic micro installations in Poland is characterized by photovoltaic generator oversizing in relation to the inverter. The idea of oversizing, however, still raises doubts among some plant owners. In the paper, the energy yield of installation with an oversized and not oversized photovoltaic generator is presented on selected examples, showing the legitimacy of oversizing.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2020103**

Received by editor: 4.05.2020

Received in revised form 5.05.2020

Accepted: 10.05.2020

Published online: 27.07.2020

## 1. Introduction

The rated power capacity of a photovoltaic power plant (PV power plant) is defined by the rated power capacity of the inverter. This is the power that a solar plant can output to the power system. At the same time, it is the connection power, i.e. the power that the distribution grid operator considers as the rated power of the energy source. However, the power capacity of a photovoltaic (PV) generator is the sum of the rated power capacities of the PV panels.

In PV power plants designed to operate at latitudes corresponding to Poland, the PV generator is usually oversized in relation to the inverter [1, 2, 6]. The power capacity of the PV generator, i.e. the sum of the rated power capacities of the PV panels, is adopted at ca. 20% over the rated power capacity of the inverter. This oversizing is intended to increase the output (here defined by the inverter's rated power capacity) of the PV plant with a given rated power capacity.

Oversizing of this type is also used in other renewable energy sources (RES). For example, wind farms with a given rated power capacity (defined by the generator's rated power capacity) intended for operation in less windy areas, are equipped with larger wind turbines, i.e. turbines with a larger diameter of the wind wheel (blade lengths) than those designed for operation

in high-wind areas. Wind turbines of these power plants are therefore oversized relative to the generator (asynchronous or synchronous).

To justify the technical efficiency of oversizing, let's consider a PV micro plant with 1200 W rated power capacity, and one micro-inverter with 1200 W rated power<sup>1</sup> [3, 4] and a PV generator consisting of 4 panels with rated powers of: 300 W<sup>2</sup> (the option hereinafter indexed with 300) [5] and 400 W<sup>3</sup> (the option indexed with 400). The first option is a PV micro plant with a not oversized PV generator, i.e. rated power of the PV generator ( $4 \times 300 = 1200$  W) equals the rated power of the inverter. In the other option, rated power of the PV generator is  $4 \times 400 = 1600$  W, which is oversized by  $1600/1200 = 1.33$ , i.e. 33%. Current-voltage (*I-V*) and power-voltage (*P-V*) curves of both PV panels are shown in Fig. 1.

The following considerations and calculations results relate to a PV power plant with a single 1200 W microinverter. These results can be extrapolated to a PV power plant with rated power equal to a multiple of 1200 W, e.g. 2400 W, 3600 W, 4800 W by multiplying them by 2, 3, 4, etc., respectively.

For the two above-defined PV micro power plant options, the results of output power calculations are presented, assuming the following irradiance variations:

<sup>1</sup> It is a microinverter with four DC inputs, i.e. one that can be connected to four PV panels.

<sup>2</sup> In this field, the rated power of a solar panel is usually denominated as Wp, which is supposed to mean the peak power. The legitimacy of this denomination may be questionable, although in electrical engineering, in descriptions of high voltage devices, the index p is also used in relation to the peak voltage (kVp). The W power unit is used in the article.

<sup>3</sup> Manufacturer of the microinverter under consideration allows the connection of PV panels with 400 W rated power.

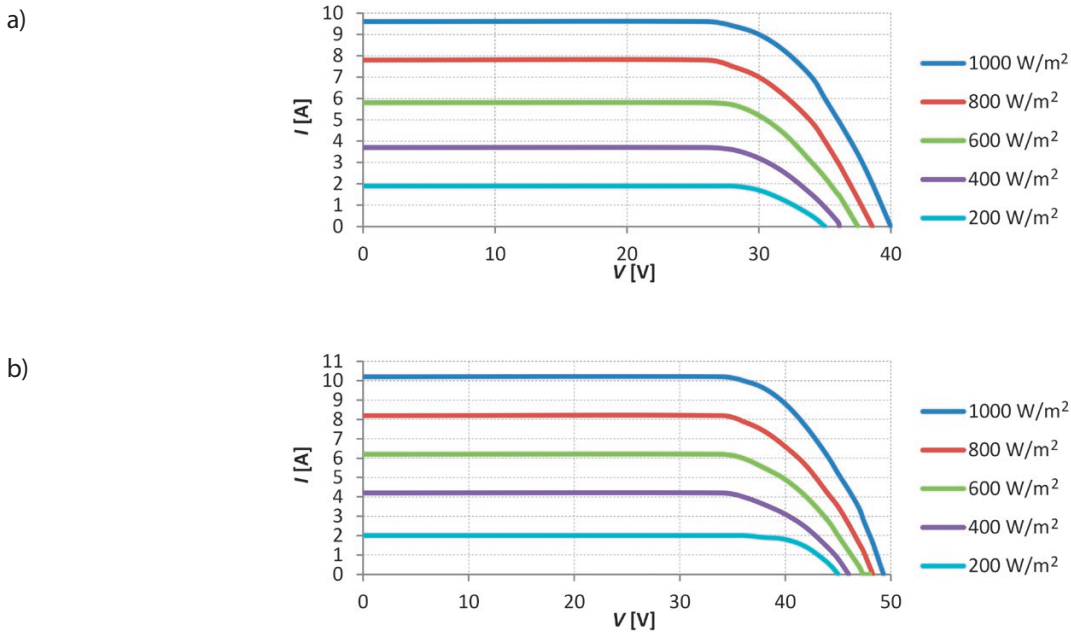


Fig. 1. I-V and P-V curves of the PV panels with rated powers: (a) 300 W, (b) 400 W

- irradiance<sup>4</sup> constant in time
- irradiance variable in time according to a curve the selected from those shown in Fig. 2.
- irradiance variable in time according to a curve the selected from those shown in Fig. 2., modified by randomly generated effect of the PV panels clouding (or shading).

The curves presented in Fig. 2 statistically correspond to the maximum irradiances. This means that in the periods shown in the figure (quarters of the year) irradiances below the curves should be expected. However, this does not mean that no irradiance higher than the curves is possible. Such a higher irradiance can be expected sporadically, i.e. for single minutes or hours in a year.

## 2. Irradiance constant in time

In the first considered case, irradiance stability over time was assumed, which is not realistic but has a didactic merit. Insolation duration of 1650 hours, i.e. Poland's average (1671 hours reported for Gdynia) is adopted.

Fig. 3 shows the power plant's output to the power system (assuming 100% inverter efficiency, which is a simplification) depending on the irradiance. For irradiance greater than 800 W/m<sup>2</sup>, the power output from a PV generator consisting of four 400 W panels, i.e. with total capacity of 1600 W (designation  $P_{400k}$ )<sup>5</sup>, is limited to the inverter's rated power, i.e. to 1200 W in a system with a PV generator consisting of four 300 W panels, i.e. with total capacity of 1200 W (designation  $P_{300}$ ), this power is not limited.

The limitation of the power output from the PV generator with 1600 W rated power suggests incomplete use of its capability

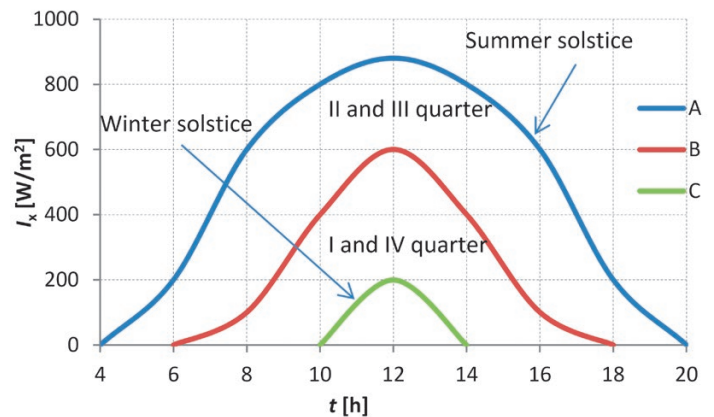


Fig. 2. Variation in solar irradiance at 52° north latitude [2]

and this is true. However, if we refer to a 1200 W micro power plant defined by the inverter's rated power, then a system with 400 W panels can generate more electricity (designation  $E_{400k}$ ) than a system with 300 W panels (designation  $E_{300}$ ), as illustrated in Fig. 4. This drawing should be read as follows: If the irradiance is constant over the assumed time (in this case for 1650 hours, which is the average insolation duration<sup>6</sup> in Poland) and equal to 600 W/m<sup>2</sup> for example, then the energy output of a power plant with four 400 W panels is 1500 kWh, and that of a power plant with four 300 W panels is lower and amounts to 1122 kWh. The advantage of the oversized power plant is visible in virtually entire irradiance range. The exception here is the point corresponding to 1000 W/m<sup>2</sup> irradiance. Such and close irradiances are extremely rare in Poland. It can therefore be

<sup>4</sup> Solar irradiance is the instantaneous power density of solar radiation falling in one second on a surface of one m<sup>2</sup>, perpendicular to the radiation direction.

<sup>5</sup> The letter k in the subscript of  $P_{400k}$  power and  $E_{400k}$  energy refers to a system in which the active power output of a PV micro plant with panels with 400 W rated power capacity is limited to the rated power capacity of the inverter, i.e. up to 1200 W.

<sup>6</sup> Insolation duration is the total time (in a day, month or year) when a specific place on the Earth's surface is exposed to radiation coming directly from the Sun.

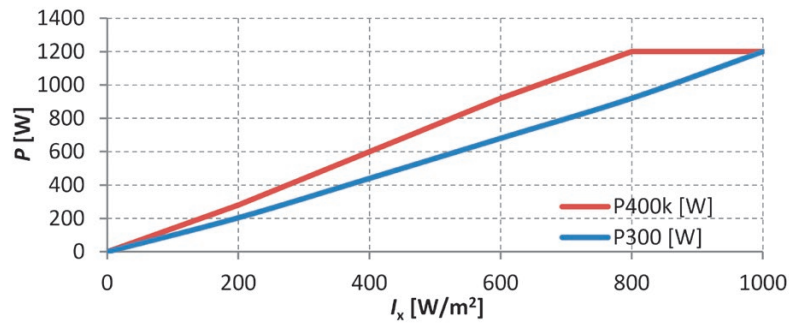


Fig. 3. The active power output of the PV micro plant with rated power capacity  $P_n = 1200$  W, as a function of constant irradiance  $I_x$

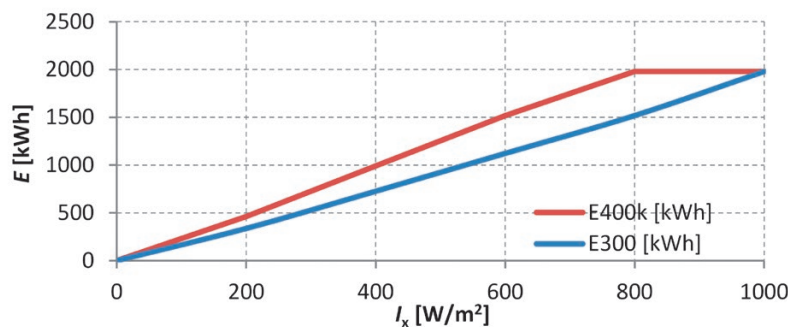


Fig. 4. Energy output of a PV micro plant with rated power capacity  $P_n = 1200$  W, as a function of constant irradiance  $I_x$ , for insolation duration 1650 h

said that a PV power plant with an oversized PV generator can produce more electricity in virtually every sunlight condition<sup>7</sup>. This effect is illustrated in Fig. 5, based on from Fig. 4, showing the surplus  $\Delta E$  of the oversized PV plant's energy output compared to the non-oversized one. It can be seen that at irradiance lower than  $800 \text{ W/m}^2$ , which is typical for most of the time in Poland, an oversized power plant can generate significantly more electricity than a non-oversized power plant.

### 3. Solar irradiance variable in time

It was assumed in this example that the irradiance variation is close to ideal, i.e. to that shown in Fig. 2. The assumed daily irradiance variation is shown in Fig. 6. The sunrise is assumed at 4 a.m. and the sunset at 8 p.m. This irradiance variation refers to a summer or spring day with a relatively high irradiance amplitude. Fig. 7a and Fig. 7b show the active power and electricity outputs of the micro plant under consideration for the daily irradiance variation as in Fig. 6. It can be seen there that around noon the output power of the system with the oversized PV generator is reduced (curve  $P_{400k}$ ). The output of the non-oversized generator ( $P_{300}$  curve) is not so reduced. The power reduction leads to a reduction in the energy output ( $E_{400k}$  curve), as shown in Fig. 7b. In addition, the figure shows the  $P_{400}$  power and  $E_{400}$  energy outputs of the 1600 W PV generator, i.e. without power limitation by the inverter. This allows to estimate the energy "loss" caused by an inverter with less power capacity than that of the PV generator.

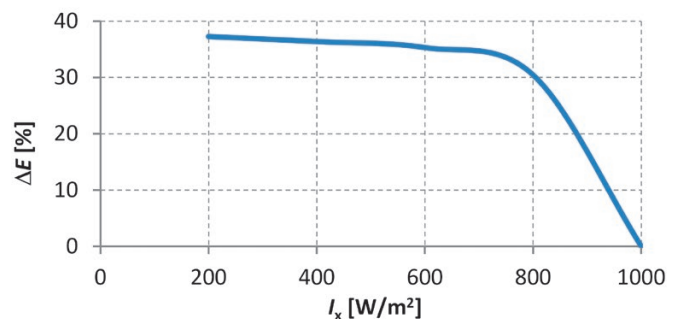


Fig. 5. Difference of the energy outputs of a PV micro plant with rated power capacity  $P_n = 1200$  W with a PV generator with power capacity  $4 \times 400$  W ( $E_{400k}$ ) and  $4 \times 300$  W ( $E_{300}$ ), as a function of constant irradiation  $I_x$ , for operation time (insolation duration) 1650 h

Total electricity output in the day under consideration amounts to:  $\Sigma E_{300} = 10.3$  kWh,  $\Sigma E_{400} = 14.2$  kWh,  $\Sigma E_{400k} = 13.4$  kWh. This means (by comparison of  $\Sigma E_{400k}$  and  $\Sigma E_{300}$ ) that a power plant with an oversized PV generator produces (in the example under consideration) 30.4% more energy than a power plant with a non-oversized PV generator. This matches the values shown in Fig. 5. However, with an inverter with a power capacity lower than that of the PV generator (comparison of  $\Sigma E_{400}$  to  $\Sigma E_{400k}$ ) the limitation of the inverter output to 1200 W reduces the energy output by 5.2%.

<sup>7</sup> In a sense, this statement is obvious.

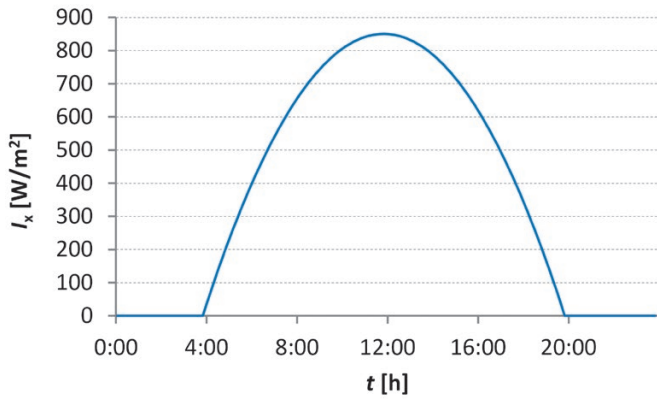


Fig. 6. The assumed daily irradiance variation

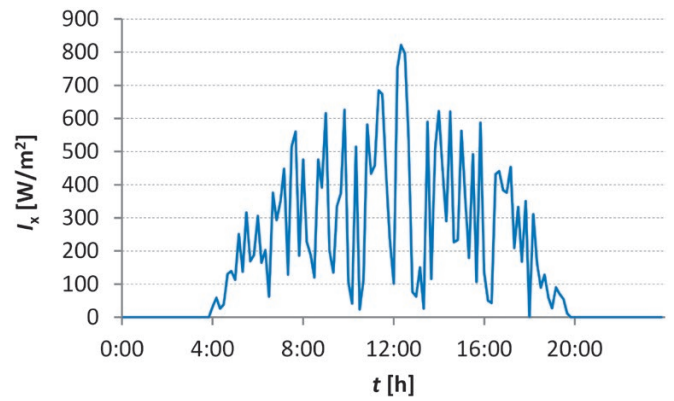


Fig. 8. The assumed stochastic daily solar irradiance variation

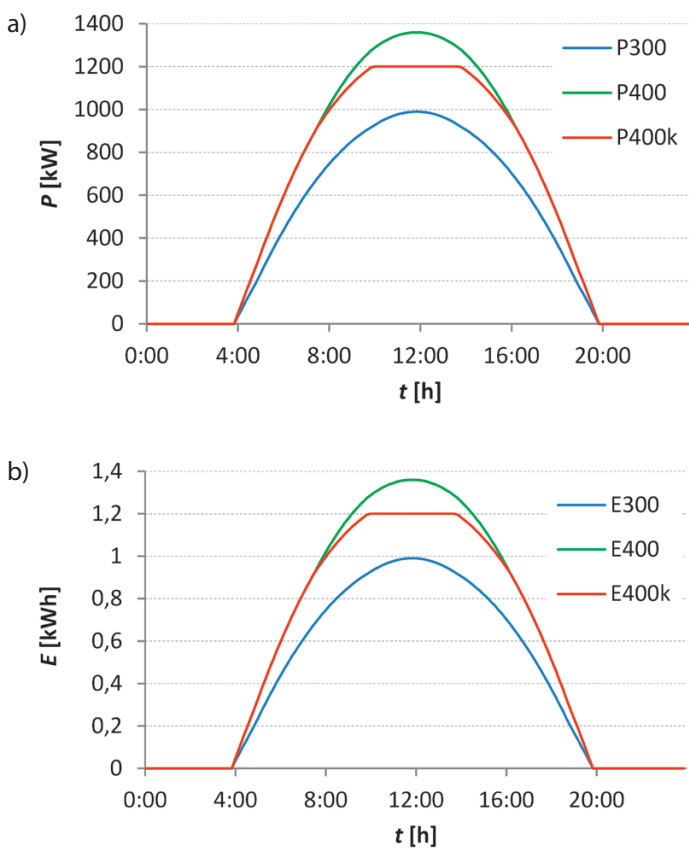


Fig. 7. The active power (a) and electricity (b) output of the PV micro plant for the irradiance variation as in Fig. 6

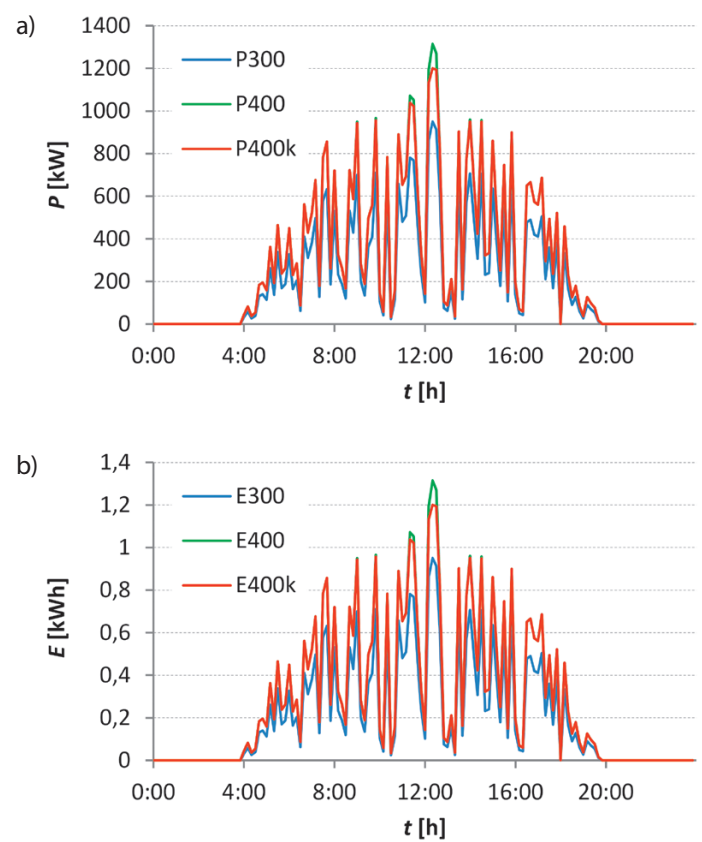


Fig. 9. Active power (a) and electricity (b) output of the PV micro plant for the irradiance variation as in Fig. 8

#### 4. Solar irradiance variable over time, with consideration of the panels' random shading

It is assumed in this case that the irradiance variability is stochastic. The near-ideal daily irradiance variation (as shown in Fig. 6) is adopted, but it is modified by a randomly generated sequence of numbers from  $\langle 0...1 \rangle$  range with 0.5 average. This results in the daily irradiance variation potentially similar to the real one, as shown in Fig. 8.

Fig. 9a and Fig. 9b, as in the previous case, show the active power and electricity outputs of the PV micro plant under consideration for the irradiance variation as shown in Fig. 8.

The PV generator power output reduction is represented by the green sections of  $(P_{400}, E_{400})$  curves above the red  $(P_{400k}, E_{400k})$  curves. Whereas the smaller power and electricity output of the system with a non- oversized PV generator as compared to the system with a non-oversized PV generator is represented here by the blue sections of  $(P_{300}, E_{300})$  curve below the red  $(P_{400k}, E_{400k})$  curve.

Total electricity output in the day under consideration amounts to:  $\Sigma E_{300} = 4.97$  kWh,  $\Sigma E_{400} = 6.2$  kWh,  $\Sigma E_{400k} = 6.76$  kWh. The electricity outputs are two times lower than in the previous case, which results from the nature of the random function modifying the irradiance variability by the average of 0.5.

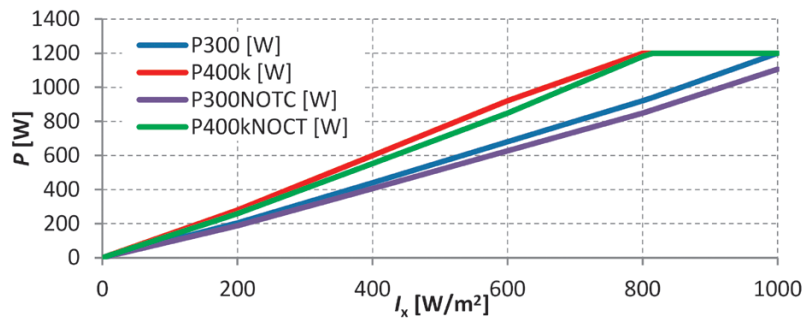


Fig. 10. The temperature impact on the active power output of the PV micro plant with rated power capacity  $P_n = 1200$  W, as a function of constant irradiance  $I_x$ , 1650 h

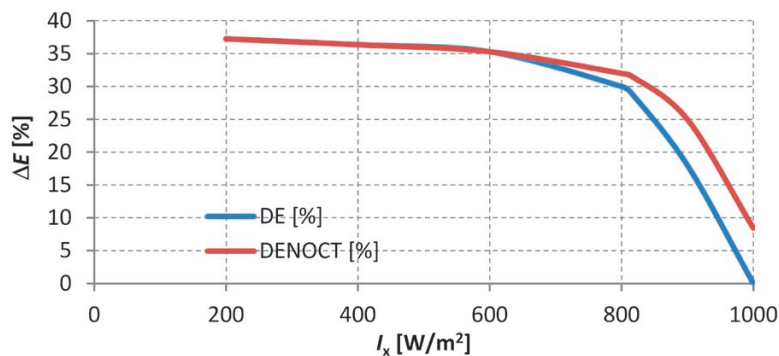


Fig. 11. Difference of the energy outputs of a PV micro plant with rated power capacity  $P_n = 1200$  W with a PV generator with power capacity  $4 \times 400$  W ( $E_{400k}$ ) and  $4 \times 300$  W ( $E_{300}$ ), as a function of constant irradiation  $I_x$ , for insolation duration 1650 h with consideration of the cells' operating temperature

In this case (by comparison of  $\Sigma E_{400k}$  and  $\Sigma E_{300}$ ) the power plant with an oversized PV generator produces 35.9% more energy than the power plant with a non-oversized PV generator. This value is similar to that obtained in the previous example. Whereas with an inverter with a power capacity lower than that of the PV generator (comparison of  $\Sigma E_{400}$  to  $\Sigma E_{400k}$ ) the energy output is reduced by 0.86%, which is less than in the previous example. This slight difference results from the averagely lower irradiances.

## 5. Temperature impact

Photovoltaic panels (cells) are sensitive to operating temperature. An increase in the cell temperature reduces the efficiency of solar energy conversion into electricity. Therefore, in the catalogue data of PV panels, temperature coefficients of the open circuit voltage  $\beta_{VOC}$ , short circuit current  $\alpha_{ISC}$  and maximum power  $\gamma$  are specified. Some manufacturers also specify PV panels' power outputs for the so-called Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), characterized by: NOCT temperature  $45 \pm 2^\circ\text{C}$ , ambient temperature  $20^\circ\text{C}$ , wind speed 1 m/s and AMI parameter 1.5. In this case the panel output powers are lower than the so-called STC ratings specified under the Standard Test Conditions, i.e. irradiance  $1000$  W/m<sup>2</sup>, cell temperature  $25^\circ\text{C}$  and AMI 1.5.

For the panels considered here, the temperature coefficient of maximum power is  $\gamma = -0.39\%/^\circ\text{C}$ . Therefore, the panel power output at a given temperature and under a given irradiance can be approximated by the following equation:

$$P_{\max\text{NOCT}} = P_{\max\text{STC}} \left( 1 + \frac{\gamma}{100} (t_{\text{NOCT}} - t_{\text{STC}}) \right)$$

where:

$P_{\max\text{NOCT}}$  and  $P_{\max\text{STC}}$  are, respectively, the panel's output power at temperatures  $t_{\text{NOCT}} = 45^\circ\text{C}$  and  $t_{\text{STC}} = 25^\circ\text{C}$ .

From the above equation, the power output is calculated of the PV generator under consideration, i.e. a system of four 300 W and 400 W panels, depending on the irradiance. The calculations results are shown in Fig. 10. The  $P_{300}$  (blue) and  $P_{400k}$  (red) curves correspond to the curves shown in Fig. 3, i.e. represent the PV generator's output power under the standard STC conditions. The curves labelled  $P_{300\text{NOCT}}$  (purple) and  $P_{400k\text{NOCT}}$  (green) represent the output power under NOCT conditions, i.e. closer to reality<sup>8</sup>. It can be seen here that the power, and thus the energy produced by the PV generator, is lower than under standard STC conditions. It can also be seen that the PV generator with 300 W panels does not reach the rated power even at  $1000$  W/m<sup>2</sup> irradiance. Whereas the power output of

<sup>8</sup> It should be remembered that an increase in the power output over the STC rating is possible. This will occur under conditions of strong sunlight and low (e.g. negative) ambient temperatures. Low enough for the cell temperature not to exceed  $25^\circ\text{C}$ . However, this condition will be quite rare in Poland.

the oversized PV generator (with a  $4 \times 400$  W PV generator) for high irradiances (above  $800 \text{ W/m}^2$ ) is not subject to limitation. This results in an increase in the efficiency of the system with an oversized generator in relation to the non-oversized generator in the area of higher irradiances. In Fig. 11 this is illustrated by the curve labelled as  $\Delta E_{\text{NOCT}}$  (red) in relation to the curve labelled as  $\Delta E$  (blue), which is a repetition of the curve from Fig. 5. Further in this paper the power plants with an oversized and non-oversized PV generator are not compared in the same way as in chapters 3 and 4, because taking into account the cell temperature as in this chapter, i.e. without consideration of the stochastic relationship between irradiance, ambient temperature and wind speed, does not lead to different conclusions.

## 6. Consideration of the PV inverter efficiency

Another factor not yet considered is the efficiency of energy conversion in the inverter. In general, this efficiency depends on the processed power/energy. In the considered case, the inverter manufacturer specifies only the maximum efficiency of 96.7%. A single efficiency value does not allow to determine the impact of the inverter efficiency on the efficiency of the PV plant. However, it can be stated that in a fairly large power range, the efficiency of inverters is close to the maximum efficiency, which is positive. For low powers, however, the inverter efficiency may fall below 90%. However, since in a significant part of the time a PV generator operates at a relatively low solar irradiance, the inverter efficiency is important for the efficiency of the PV plant as a whole.

## 7. Summary

Summing up the above considerations, it can be stated that they justify the oversizing of a PV generator in relation to the inverter with regard to the ability to produce electricity. The electricity output of a system with the structure under consideration oversized by 33% exceeds the output of a non-oversized system by ca. 30%.

However, the above is a technical and not an economic justification. When comparing a capital expenditure project with an oversized PV generator to a project with a non-oversized PV generator, specific PV plants should be considered, including the installation cost and the economic efficiency of oversized systems.

## REFERENCES

1. Tytko R., Fotowoltaika [Photovoltaics], Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Krakow 2019.
2. Luberański A. et al., Systemy fotowoltaiczne i słoneczne systemy grzewcze [Povoltaic and solar heating systems], Atum sp. z o.o., Wrocław 2016.
3. Mikroinwertery Hoymiles [online], <http://www.hoymiles.com> [access: 2.05.2020].
4. Mikroinwertery APsystems QS1 [online], <https://usa.apsystems.com/qs1> [access: 2.05.2020].
5. Panele fotowoltaiczne Ulica Solar [Ulica Solar PV panels] [online], <http://www.ulicasolar.com> [access: 2.05.2020].
6. Wendt C., Tugel A., Oversizing whitepaper. Maximum freedom when oversizing, SMA [online], [https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper\\_Oversizing\\_EN\\_180530\\_01.pdf](https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper_Oversizing_EN_180530_01.pdf) [dostęp: 2.05.2020].

## Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology  
 e-mail: [zbigniew.lubosny@pg.gda.pl](mailto:zbigniew.lubosny@pg.gda.pl)

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently a full professor at Gdańsk University of Technology. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines. Editor in Chief of *Acta Energetica*.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Przewymiarowanie mocy generatora fotowoltaicznego w mikroelektrowni fotowoltaicznej

### Autor

Zbigniew Lubośny

### Słowa kluczowe

mikroinstalacje fotowoltaiczne, energia odnawialna, elektroenergetyka

### Streszczenie

Znaczna część mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce charakteryzuje się przewymiarowaniem generatora fotowoltaicznego w stosunku do falownika (inwertera). Idea przewymiarowania budzi jednak ciągle wątpliwości wśród części właścicieli instalacji. W artykule, na wybranych przykładach przedstawiono uzysk energetyczny instalacji z przewymiarowanym i nieprzewymiarowanym generatorem fotowoltaicznym, wykazując zasadność przewymiarowywania.

Data wpływu do redakcji: 4.05.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 5.05.2020

Data akceptacji artykułu: 10.05.2020

Data publikacji online: 27.07.2020

### 1. Wstęp

Moc znamionową elektrowni fotowoltaicznej (elektrowni PV) definiuje moc znamionowa falownika. Jest to moc, którą elektrownia fotowoltaiczna może wprowadzić do systemu elektroenergetycznego. Równocześnie jest to moc przyłączeniowa, czyli moc, którą operator sieci dystrybucyjnej traktuje jako moc znamionową źródła energii. Moc generatora fotowoltaicznego (generatora PV) jest natomiast równa sumie mocy znamionowych paneli fotowoltaicznych.

W elektrowniach PV przewidzianych do pracy na szerokościach geograficznych odpowiadających Polsce zazwyczaj przewymiarowuje się generator PV w stosunku do falownika [1, 2, 6]. Moc generatora PV, równą sumie mocy znamionowych paneli fotowoltaicznych, przyjmuje się o ok. 20% większą niż moc znamionową falownika. To przewymiarowanie w założeniu ma na celu zwiększenie ilości energii elektrycznej pozyskanej przez elektrownię PV (tu definiowanej przez moc znamionową falownika) o danej mocy znamionowej. Przewymiarowanie tego typu jest również stosowane w innych odnawialnych źródłach energii (OZE).

Przykładowo elektrownie wiatrowe o danej mocy znamionowej (definiowanej mocą znamionową generatora), przewidziane do pracy w rejonach o mniejszej wietrzności, są wyposażone w większe turbiny wiatrowe, tj. turbiny o większej średnicy koła wiatrowego (długości łopat), niż te zaprojektowane do pracy w rejonach o dużej wietrzności. Turbiny wiatrowe tych elektrowni są zatem przewymiarowane w stosunku do generatora (asynchronicznego lub synchronicznego).

W celu uzasadnienia efektywności technicznej przewymiarowania rozważmy mikroelektrownię PV o mocy znamionowej 1200 W, składającej się z jednego mikroinwertera (falownika) o mocy znamionowej 1200 W<sup>1</sup> [3, 4] oraz z generatora PV składającego się z 4 paneli o mocy znamionowej: 300 W<sup>2</sup> (wariant oznaczony dalej indeksem 300) [5] oraz 400 W<sup>3</sup> (wariant oznaczony indeksem 400). Pierwszy z wariantów odpowiada mikroelektrowni PV bez przewymiarowania generatora PV, czyli moc znamionowa generatora PV ( $4 \times 300 = 1200$  W) jest równa mocy znamionowej falownika. W wariantcie drugim moc znamionowa generatora PV jest równa  $4 \times 400 = 1600$  W, co oznacza

przewymiarowanie równe  $1600/1200 = 1,33$ , tj. 33%. Charakterystyki prąd-napięcie ( $I-U$ ) oraz moc-napięcie ( $P-U$ ) obydwu paneli PV prezentuje rys. 1.

Przedstawione poniżej rozważania i wyniki obliczeń odnoszą się do elektrowni PV składającej się z jednego mikroinwertera o mocy 1200 W. Wyniki rozważań można rozszerzyć na elektrownię PV o mocy znamionowej będącej wielokrotnością 1200 W, np. 2400 W, 3600 W, 4800 W, mnożąc uzyskane wyniki odpowiednio przez 2, 3, 4, itd.

Dla powyżej zdefiniowanych dwóch wariantów mikroelektrowni PV przedstawiono w dalszej części artykułu wyniki obliczeń ilości energii elektrycznej, jaką może wyprodukować elektrownia przy założeniu następującej zmienności natężenia promieniowania słonecznego:

- natężenie promieniowania<sup>4</sup> stałe w czasie
- natężenie promieniowania zmienne w czasie według wybranej krzywej z przedstawionych na rys. 2
- natężenie promieniowania zmienne w czasie według wybranej krzywej z przedstawionych na rys. 2, zmodyfikowanej o losowo generowany efekt zachmurzenia (lub zacinienia) paneli PV.

<sup>1</sup> Jest to mikroinwerter o czterech wejściach DC, tj. taki, do którego można przyłączyć do czterech paneli PV.

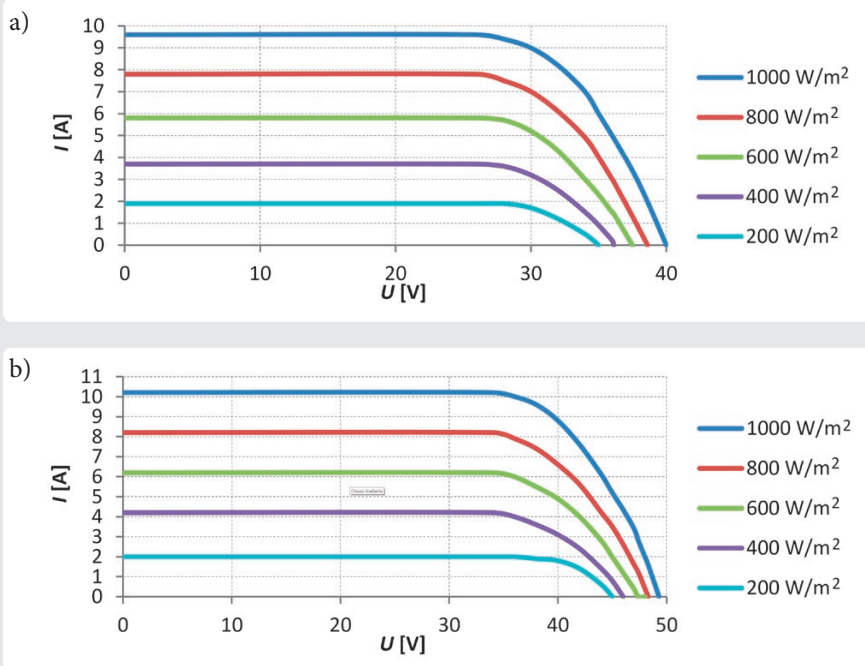
<sup>2</sup> W przedmiotowej dziedzinie moc znamionową paneli fotowoltaicznych zazwyczaj opisuje się jednostką Wp, co ma oznaczać moc szczytową. Można dyskutować nad zasadnością stosowania takiej nazwy jednostki mocy, chociaż w elektrotechnice, w opisach aparatury wysokiego napięcia również stosowany jest indeks p w odniesieniu do napięcia szczytowego (kVp). W artykule stosowana jest jednostka mocy W.

<sup>3</sup> Producent rozważanego mikroinwertera dopuszcza przyłączenie do niego paneli PV o mocy znamionowej równej 400 W.

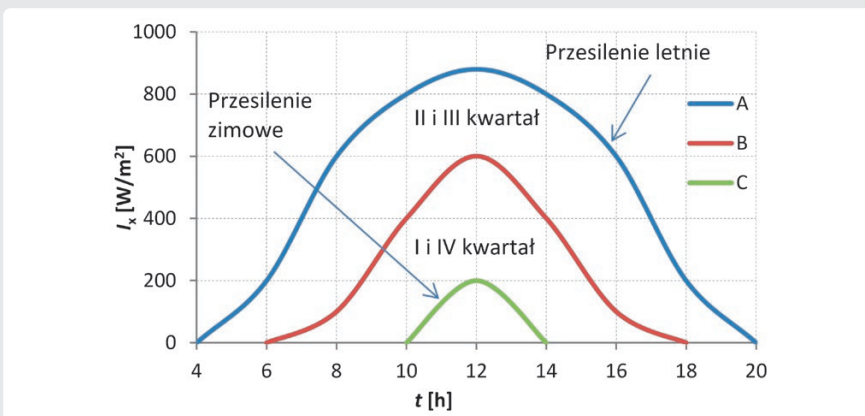
<sup>4</sup> Natężenie promieniowania słonecznego (irradiancja) to chwilowa wartość gęstości mocy promieniowania słonecznego padającego w ciągu jednej sekundy na powierzchnię 1 m<sup>2</sup>, prostopadłą do kierunku promieniowania.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Charakterystyki  $I$ - $U$  oraz  $P$ - $U$  rozważanych paneli PV o mocy znamionowej: (a) 300 W, (b) 400 W



Rys. 2. Zmienność natężenia promieniowania słonecznego na szerokości geograficznej północnej  $52^\circ$  [2]

Krzywe przedstawione na rys. 2 odpowiadają statystycznie maksymalnym wartościom natężenia promieniowania słonecznego. Oznacza to, że w okresach wskazanych na rysunku (kwartałach roku) należy spodziewać się natężenia promieniowania o wartościach znajdujących się poniżej krzywych. Powyższe nie oznacza jednak, że niemożliwe jest wystąpienie promieniowania słonecznego o natężeniu większym niż ograniczone krzywymi. Promieniowania

słonecznego w wyższej wartości natężenia można spodziewać się sporadycznie, tj. przez pojedyncze minuty bądź godziny w roku.

## 2. Natężenie promieniowania słonecznego stałe w czasie

W pierwszym rozważanym przypadku założono stałość promieniowania w czasie, co nie jest realistyczne, ale ma charakter dydaktyczny. Przyjęto usłonecznienie równe 1650 godzin, co jest

wartością podawaną jako średnia dla Polski (dla Gdyni podaje się 1671 godz.). Na rys. 3 przedstawiono wartość mocy, jaką rozważana mikroelektrownia wprowadza do systemu elektroenergetycznego (przy założeniu 100% sprawności falownika, co jest pewnym uproszczeniem) w zależności od wartości natężenia promieniowania słonecznego. Dla natężenia promieniowania większego od  $800 \text{ W/m}^2$  moc pozyskiwana z generatora PV składającego się z 4 paneli o mocy 400 W każdy, tj. o sumarycznej mocy 1600 W (oznaczenie  $P_{400k}$ )<sup>5</sup>, jest ograniczana do wartości mocy znamionowej falownika, tj. do 1200 W. W układzie z generatorem PV składającym się z 4 paneli o mocy 300 W każdy, tj. o sumarycznej mocy 1200 W (oznaczenie  $P_{300}$ ), moc ta nie jest ograniczana. Ograniczanie mocy pozyskiwanej z generatora PV o mocy znamionowej 1600 W sugeruje niepełne wykorzystanie jego możliwości i jest to prawda. Jeżeli jednak odnosimy się do mikroelektrowni o mocy 1200 W, zdefiniowanej mocą znamionową falownika, to w układzie z panelami o mocy 400 W jesteśmy w stanie wytworzyć więcej energii elektrycznej (oznaczenie  $E_{400k}$ ) niż w układzie z panelami o mocy 300 W (oznaczenie  $E_{300}$ ), co ilustruje rys. 4. Rysunek ten należy czytać następująco: Jeżeli moc promieniowania słonecznego jest stała w czasie przez założony czas (w tym przypadku przez 1650 godz., co jest średnim czasem rocznego usłonecznienia<sup>6</sup> dla Polski) i przykładowo równa  $600 \text{ W/m}^2$ , to energia wytworzona przez elektrownię z panelami o mocy  $4 \times 400 \text{ W}$  jest równa 1500 kWh, a wytworzona przez elektrownię z panelami o mocy  $4 \times 300 \text{ W}$  jest mniejsza i równa 1122 kWh. Przewaga elektrowni przewymiarowanej widoczna jest praktycznie w całym zakresie natężenia promieniowania. Wyjątkiem jest tu punkt odpowiadający natężeniu promieniowania równemu  $1000 \text{ W/m}^2$ . Takie oraz zbliżone do tej wartości promieniowania występują w Polsce skrajnie rzadko. Można zatem powiedzieć, że elektrownia PV z przewymiarowanym generatorem PV umożliwia wytworzenie większej ilości energii elektrycznej praktycznie w każdych warunkach nasłonecznienia<sup>7</sup>. Efekt ten ilustruje rys. 5, utworzony na podstawie danych z rys. 4,

<sup>5</sup> Litera k w indeksie dolnym mocy  $P_{400k}$  i energii  $E_{400k}$  odnosi się do układu, w którym moc czynna generowana przez mikroelektrownię PV z panelami o mocy znamionowej 400 W jest ograniczana do mocy znamionowej falownika, tj. do 1200 W.

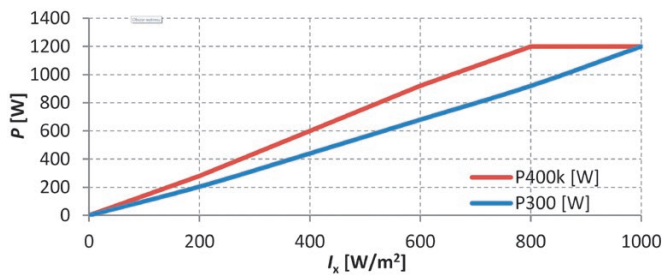
<sup>6</sup> Usłonecznienie to sumaryczny czas (w ciągu doby, miesiąca lub roku), w którym na określone miejsce na powierzchni ziemi pada promieniowanie dochodzące bezpośrednio od tarczy Słońca.

<sup>7</sup> W pewnym sensie konstatacja ta jest oczywista.

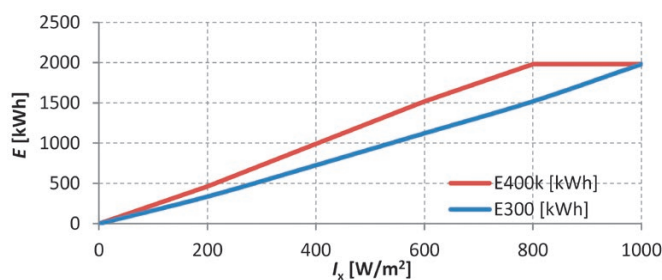


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

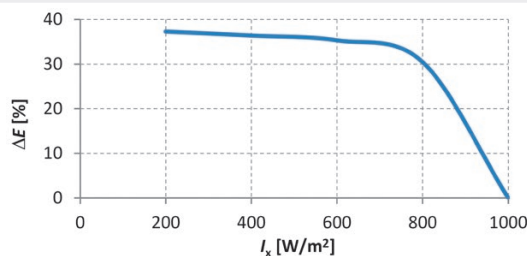
PL



Rys. 3. Moc czynna generowana przez mikroelektrownię PV o mocy znamionowej  $P_n = 1200$  W, w funkcji stałej wartości natężenia promieniowania słonecznego  $I_x$



Rys. 4. Ilość energii wyprodukowanej przez mikroelektrownię PV o mocy znamionowej  $P_n = 1200$  W, w funkcji stałego natężenia promieniowania słonecznego  $I_x$ , dla usłonecznienia równego 1650 h



Rys. 5. Różnica energii wyprodukowanej przez mikroelektrownię PV o mocy znamionowej  $P_n = 1200$  W z generatorem PV o mocy  $4 \times 400$  W ( $E_{400k}$ ) i  $4 \times 300$  W ( $E_{300}$ ), w funkcji stałego natężenia promieniowania słonecznego  $I_x$ , dla czasu pracy (usłonecznienia) równego 1650 h

pokazujący nadwyżkę energii  $\Delta E$  wytworzonej przez elektrownię PV przewymiarowaną w stosunku do nieprzewymiarowanej. Widać tu, że przy natężeniu promieniowania słonecznego mniejszego od  $800 \text{ W/m}^2$ , co jest typowe przez większą część czasu w Polsce, elektrownia przewymiarowana jest w stanie wytworzyć istotnie więcej energii elektrycznej niż elektrownia nieprzewymiarowana.

### 3. Natężenie promieniowania słonecznego zmienne w czasie

W niniejszym przykładzie założono, że zmiana natężenia promieniowania słonecznego ma charakter zbliżony do idealnego, tj. ma charakter zbliżony

do przedstawionego na rys. 2. Przyjętą do rozważań dobową zmienność natężenia promieniowania słonecznego przedstawiono na rys. 6. Założono tu wschód słońca o godz. 4 rano oraz zachód słońca o godz. 20. Ta zmienność natężenia promieniowania słonecznego odnosi się do dnia letniego lub wiosennego o stosunkowo dużej amplitudzie natężenia.

Rysunki 7a i 7b przedstawiają wartości mocy czynnej i energii elektrycznej wytwarzanej przez rozważaną mikroelektrownię dla dobowej zmienności natężenia promieniowania jak na rys. 6. Widać tu, że ok. godz. 12 w układzie z przewymiarowanym generatorem PV

następuje ograniczanie mocy generowanej (krzywa  $P_{400k}$ ). Ograniczanie to nie występuje w generatorze nieprzewymiarowanym (krzywa  $P_{300}$ ). Ograniczanie mocy prowadzi do ograniczania ilości wytwarzanej energii (krzywa  $E_{400k}$ ), co widać na rys. 7b.

Dodatkowo na rysunku tym przedstawiono wartości mocy  $P_{400}$  i energii  $E_{400}$  generowanej przez generator PV o mocy  $1600$  W, tj. w stanie bez ograniczania mocy przez inwerter. Pozwala to ocenić wielkość „straty” energii powodowanej przez falownik o mocy mniejszej niż moc generatora PV.

Sumując energię elektryczną wytworzoną w okresie rozważanej doby, uzyskuje się:  $E_{300} = 10,3$  kWh,  $\Sigma E_{400} = 14,2$  kWh,  $\Sigma E_{400k} = 13,4$  kWh. Oznacza to (porównując  $\Sigma E_{400k}$  do  $\Sigma E_{300}$ ), że elektrownia z przewymiarowanym generatorem PV wytwarza (w rozważanym przykładzie) o 30,4% więcej energii niż elektrownia z nieprzewymiarowanym generatorem PV. Wpisuje się w wartości przedstawione na rys. 5. Natomiast zastosowanie falownika o mocy mniejszej niż moc generatora PV (porównanie  $\Sigma E_{400}$  do  $\Sigma E_{400k}$ ) powoduje, że ograniczanie mocy generowanej przez falownik do poziomu  $1200$  W zmniejsza energię wytworzoną o 5,2%.

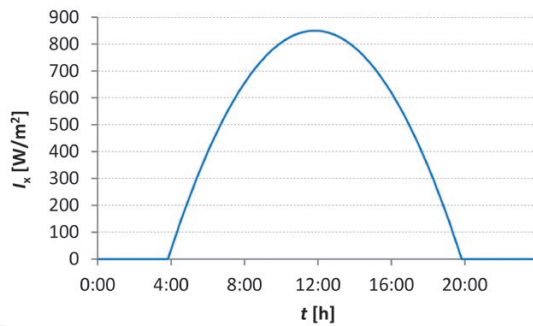
### 4. Natężenie promieniowania słonecznego zmienne w czasie, uwzględniające losowe zacinienie paneli

W niniejszym przypadku założono, że zmiana natężenia promieniowania słonecznego ma charakter stochastyczny. Przyjęto dobową zmienność natężenia zbliżoną do idealnego (jak przedstawiona na rys. 6), ale zmodyfikowano ją losowo generowanym ciągiem liczbowym o wartościach z przedziału  $\langle 0,1 \rangle$  o wartości średniej równej  $0,5$ . W efekcie uzyskano przebieg dobowej zmienności natężenia promieniowania słonecznego potencjalnie zbliżony do rzeczywistego, przedstawiony na rys. 8.

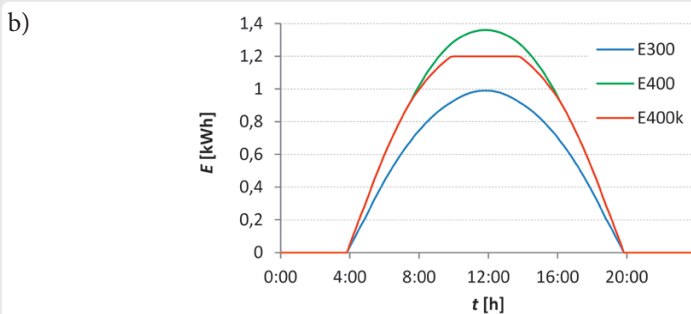
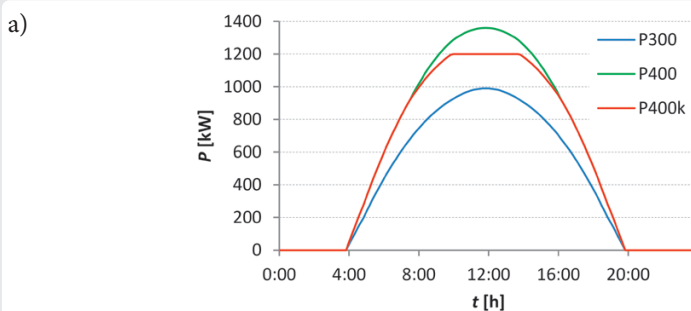
Rysunki 9a i 9b, analogicznie jak w poprzednim przypadku, przedstawiają wartości mocy czynnej i energii elektrycznej, wytworzonej przez rozważaną mikroelektrownię PV dla zmienności natężenia promieniowania jak na rys. 8. Ograniczanie mocy wytwarzanej przez generator PV reprezentują zielone fragmenty krzywych ( $P_{400}$ ,  $E_{400}$ ) widoczne nad krzywymi czerwonymi ( $P_{400k}$ ,  $E_{400k}$ ). Natomiast mniejszą generację mocy i energii elektrycznej przez

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

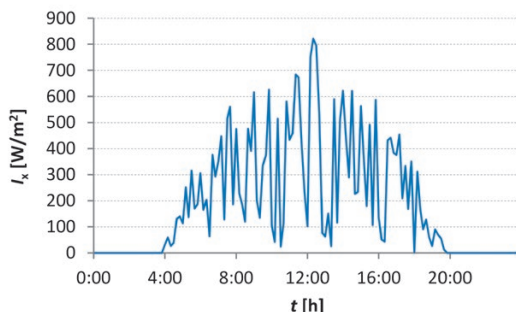
PL



Rys. 6. Założona dobowa zmienność natężenia promieniowania słonecznego



Rys. 7. Moc czynna (a) i energia elektryczna (b) wytwarzana przez mikroelektrownię PV dla zmienności natężenia promieniowania słonecznego jak na rys. 6



Rys. 8. Założona stochastyczna dobowa zmienność natężenia promieniowania słonecznego

uzyskuje się:  $E_{300} = 4,97$  kWh,  $\Sigma E_{400} = 6,2$  kWh,  $\Sigma E_{400k} = 6,76$  kWh. Wartości wytworzonej energii elektrycznej są tu dwukrotnie niższe niż w poprzednim przypadku, co wynika z charakteru funkcji losowej, modyfikującej zmienność natężenia promieniowania słonecznego o średniej wartości równej 0,5.

W tym przypadku (porównując  $\Sigma E_{400k}$  do  $\Sigma E_{300}$ ) elektrownia z przewymiarowanym generatorem PV wytwarza o 35,9% więcej energii niż elektrownia z nieprzewymiarowanym generatorem PV. Jest to wartość zbliżona do uzyskanej w poprzednim przykładzie. Natomiast zastosowanie falownika o mocy mniejszej niż moc generatora PV (porównanie  $\Sigma E_{400}$  do  $\Sigma E_{400k}$ ) zmniejsza energię wytworzoną o 0,86%, co jest wartością mniejszą niż uzyskana w poprzednim przykładzie. Ta niewielka różnica wynika ze średnio niższych wartości natężenia promieniowania słonecznego.

## 5. Wpływ temperatury

Panele (ogniwa) fotowoltaiczne są wrażliwe na temperaturę pracy. Wzrost temperatury ogniw zmniejsza efektywność przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Dlatego w danych katalogowych paneli PV podawane są współczynniki podatności temperaturowej napięcia biegu jałowego  $\beta_{VOC}$ , prądu zwarcia  $\alpha_{ISC}$  oraz mocy maksymalnej  $\gamma$ . Niektórzy producenci podają również wartości mocy generowanej przez panele PV dla tzw. nominalnej temperatury roboczej ogniwa NOCT (ang. Nominal Operating Cell Temperature), charakteryzowanych przez: temperaturę NOCT równą  $45 \pm 2^\circ\text{C}$ , temperaturę otoczenia  $20^\circ\text{C}$ , prędkość wiatru równą 1 m/s oraz parametr AMI równy 1,5. Wartości mocy generowanej przez panel w tym przypadku są niższe niż tzw. wartości znamionowe STC (ang. Standard Test Conditions), podawane dla natężenia promieniowania równego  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatury ogniwa równego  $25^\circ\text{C}$  i AMI równego 1,5.

Dla rozważanych tu paneli współczynnik temperaturowy mocy maksymalnej jest równy  $\gamma = -0,39 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ . Moc, jaką panel może wytworzyć w danej temperaturze dla danej wartości natężenia promieniowania słonecznego, można zatem przybliżyć następującym równaniem:

$$P_{\text{maxNOCT}} = P_{\text{maxSTC}} \left( 1 + \frac{\gamma}{100} (t_{\text{NOCT}} - t_{\text{STC}}) \right)$$

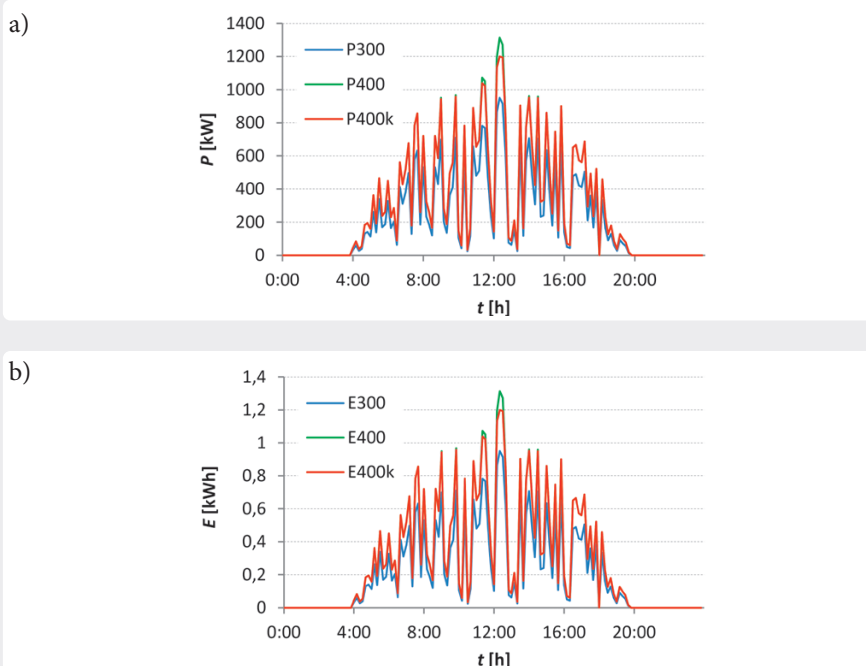
układ z nieprzewymiarowanym generatorem PV w stosunku do układu z przewymiarowanym generatorem PV reprezentują tu fragmenty krzywej niebieskiej

( $P_{300}$ ,  $E_{300}$ ), lokujące się poniżej krzywej czerwonej ( $P_{400k}$ ,  $E_{400k}$ ).

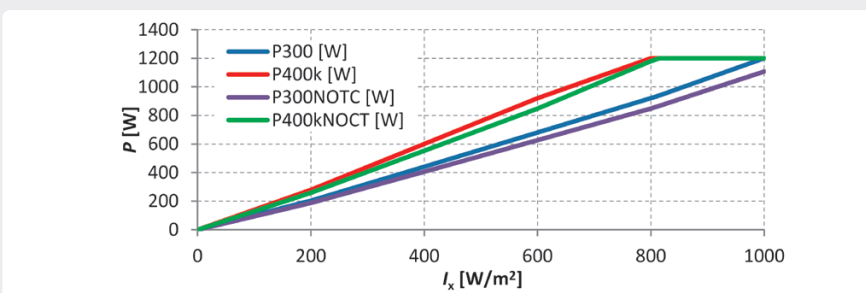
Sumując energię elektryczną wytworzoną w okresie rozważanej doby,

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

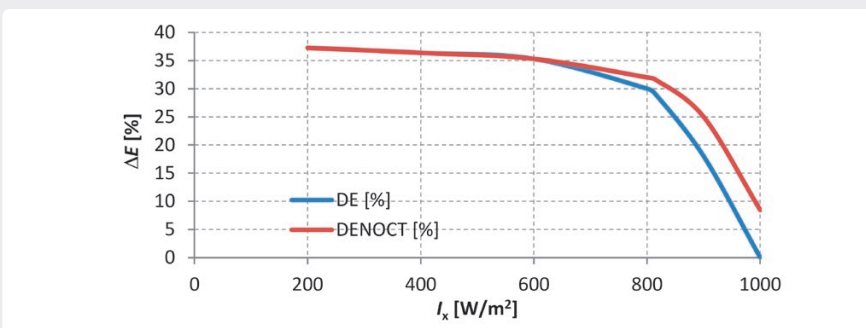
PL



Rys. 9. Moc czynna (a) i energia elektryczna (b) wytwarzana przez mikroelektrownię PV dla zmienności natężenia promieniowania słonecznego jak na rys. 8



Rys. 10. Wpływ temperatury na moc czynną, generowaną przez mikroelektrownię PV o mocy znamionowej  $P_n = 1200$  W, w funkcji stałej wartości natężenia promieniowania słonecznego  $I_x$



Rys. 11. Różnica energii wyprodukowanej przez mikroelektrownię PV o mocy znamionowej  $P_n = 1200$  W z generatorem PV o mocy  $4 \times 400$  W ( $E_{400k}$ ) i  $4 \times 300$  W ( $E_{300}$ ), w funkcji stałego natężenia promieniowania słonecznego  $I_x$ , dla czasu usłonecznienia równego 1650 h przy uwzględnieniu temperatury pracy ogniw

gdzie:  $P_{\max\text{NOCT}}$  i  $P_{\max\text{STC}}$  są odpowiednio równe mocy maksymalnej generowanej przez panel w temperaturze  $t_{\text{NOCT}} = 45^\circ\text{C}$  i  $t_{\text{STC}} = 25^\circ\text{C}$ .

Wykorzystując powyższą zależność, obliczono wartości mocy, którą rozważany generator PV, tj. układ składający się z 4 paneli o mocy 300 W i 400 W, może wytworzyć w zależności od natężenia promieniowania słonecznego. Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 10. Krzywe  $P_{300}$  (niebieska) i  $P_{400k}$  (czerwona) odpowiadają krzywom przedstawionym na rys. 3, tj. przedstawiają wartości mocy generowanej przez generator PV w warunkach standardowych STC. Krzywe oznaczone jako  $P_{300\text{NOCT}}$  (fioletowa) i  $P_{400k\text{NOCT}}$  (zielona) przedstawiają wartości mocy w warunkach NOCT, tj. bliższych rzeczywistości<sup>8</sup>. Widać tu, że moc, i tym samym energia wytwarzana przez generator PV, jest niższa niż w warunkach standardowych STC. Widać również, że generator PV z panelami o mocy 300 W nie osiąga mocy znamionowej nawet przy natężeniu promieniowania na poziomie  $1000 \text{ W/m}^2$ . Natomiast moc wytwarzana przez generator PV przewymiarowany (z generatorem PV  $4 \times 400$  W) dla dużych wartości natężenia promieniowania (powyżej  $800 \text{ W/m}^2$ ) nie podlega ograniczaniu. Skutkuje to wzrostem efektywności układu z generatorem przewymiarowanym w stosunku do nieprzewymiarowanego w obszarze większych wartości natężenia promieniowania słonecznego. Na rys. 11 obrazuje to krzywa oznaczona jako  $\Delta E_{\text{NOCT}}$  (czerwona) w stosunku do krzywej oznaczonej  $\Delta E$  (niebieska), będąca powtórzeniem krzywej z rys. 5.

W dalszej części niniejszego artykułu nie rozważa się porównania elektrowni z przewymiarowanym i nieprzewymiarowanym generatorem PV w sposób analogiczny jak w rozdziałach 3 i 4, ponieważ uwzględnienie temperatury ogniw w sposób jak w niniejszym rozdziale, tj. bez uwzględnienia stochastycznego związku natężenia promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia i prędkości wiatru, nie prowadzi do odmiennych wniosków.

## 6. Uwzględnienie sprawności falownika PV

Kolejnym nierozważanym elementem jest sprawność przetwarzania energii

<sup>8</sup> Należy pamiętać, że możliwy jest stan wzrostu generacji mocy ponad wartość znamionową STC. Będzie to występowało w warunkach silnego nasłonecznienia i niskich (np. ujemnych) temperatur otoczenia. Na tyle niskich, aby temperatura ogniw była nie większa niż  $25^\circ\text{C}$ . Stan taki w warunkach krajowych będzie jednak występował dość rzadko.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w falowniku. Ogólnie rzecz biorąc, sprawność ta zależy od mocy/energii przetwarzanej. W rozważanym przypadku producent falownika podaje tylko maksymalną sprawność równą 96,7%. Pojedyncza wartość sprawności nie pozwala określić wpływu sprawności falownika na efektywność elektrowni PV.

Można natomiast stwierdzić, że w dość dużym zakresie mocy sprawność falowników jest bliska sprawności maksymalnej, co jest pozytywne. Natomiast dla małych mocy sprawność falownika może spadać poniżej 90%.

Ponieważ jednak przez znaczącą część czasu generator PV pracuje przy względnie małym natężeniu promieniowania słonecznego, sprawność falownika ma znaczenie dla efektywności elektrowni PV jako całości.

## 7. Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania, można stwierdzić, że uzasadniają one przewymiarowywanie generatora PV w stosunku do falownika w zakresie zdolności pozyskiwania energii elektrycznej. Ilość energii elektrycznej, którą można wytworzyć w układzie przewymiarowanym o rozważanej strukturze i przewymiarowaniu na poziomie 33%, przewyższa ilość energii, którą można wytworzyć w układzie nieprzewymiarowanym o ok. 30%

Powyższe jest jednak uzasadnieniem technicznym, a nie ekonomicznym. Porównując inwestycję z przewymiarowanym generatorem PV do inwestycji z nieprzewymiarowanym, należałoby rozważyć konkretne elektrownie PV, a w tym koszt instalacji i efektywność ekonomiczną układów przewymiarowanych.

## Bibliografia

1. Tytko R., Fotowoltaika, Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków 2019.
2. Luberański A. i in., Systemy fotowoltaiczne i słoneczne systemy grzewcze, Atum sp. z o.o., Wrocław 2016.
3. Mikroinwertery Hoymiles [online], <http://www.hoymiles.com> [dostęp: 2.05.2020].
4. Mikroinwertery APsystems QS1 [online], <https://usa.apsystems.com/qs1> [dostęp: 2.05.2020].
5. Panele fotowoltaiczne Ulica Solar [online], <http://www.ulicasolar.com> [dostęp: 2.05.2020].
6. Wendt C., Tugel A., Oversizing whitepaper. Maximum freedom when oversizing, SMA [online], [https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper\\_Oversizing\\_EN\\_180530\\_01.pdf](https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper_Oversizing_EN_180530_01.pdf) [dostęp: 2.05.2020].

## Zbigniew Lubośny

prof. dr hab.

Politechnika Gdańska

e-mail: [zbigniew.lubosny@pg.gda.pl](mailto:zbigniew.lubosny@pg.gda.pl)

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie jest zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

# Modeling of a 3-Phase Induction Generator Including Magnetic Cross Saturation Effect

## Authors

Mohd Sartaj  
Mohd Rizwan Khan  
Mohd Faisal Khan

## Keywords

self-excited induction generator, Cross-saturation effect, Resistive load,  $dq$  modelling

## Abstract

In current energy scenario the contribution of renewable energy is increasing at substantial rate to achieve pollution free energy generation on long term basis. To reach this goal various researches are going on all over the world in the field of solar, wind and other renewable method of power generation. With the advantages of robustness and self-excitation, squirrel cage type induction machines are used for wind energy conversion system (WECS) and for small hydro power plants as self-excited induction generator (SEIG). To harness renewable and clean energy from wind or small hydro plants, it is required to understand SEIG transient behaviour in better way for smooth control of output voltage and frequency. In this paper non-linear dynamic model of 3-phase induction generator is presented along with its no-load and on-load performance analysis.

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2020104**

Received: 30.09.2019

Revised: 14.11.2019

Accepted: 14.11.2019

Published online: 27.07.2020

## Introduction

Industrialization is going on all over the world in developed as well as developing countries. Every economy is increasing the per capita energy consumption of its citizens. From last two centuries, fossil fuels are the main supplement for energy production either for household or for industry applications. Fossil fuels have two problems associated with them, one of them is that they are going to exhaust, and other one is of pollution, associated with them. This is the need of the time for every excessive greenhouse releasing country, to have maximum dependence on renewable and pollution free generation of electric energy.

Induction generators are the choice when we talk about electric energy generation by wind, because of the several advantages over other counterparts like low unit cost, reduced maintenance, rugged and brushless construction (squirrel caged type rotor induction generator). Absence of d.c. source for excitation, absence of moving electric contacts (SEIG), inherent over-load protection, improved performance due to low transient impedance, natural protection against short circuit, are advantages that make the machine can be used in remote, unattended and maintenance free sites [1, 12]. In this paper non-linear dynamic

model of 3-phase induction generator is discussed, that consider the cross saturation effects. Complete model of 3-phase asynchronous machine was discussed by many authors [3–11]. Comparison of the full model and the simplified model of three phase induction machine was carried out in literature. The full model has a dynamic cross-saturation component of inductance. The simplified model does not go with generally accepted principles of machines modelling.

The aim of this paper is to analyse variation of different parameters of 3-phase induction generator for model accounting for dynamic cross-saturation effects. Here current is taken as state variable. This model will be referred to as the full model. Thus, the models only differ in the dynamic cross-saturation terms which are zero in steady-state condition. By application of load at 2 second transient in generated voltage, supplied current, magnetizing current, magnetizing inductance are reported.

The paper is divided into four sections. Section one is introduction which gives brief introduction about squirrel cage type induction generator and basic detail about models of induction generator (simplified and full model). Section two covers the mathematical modelling of basic 3-phase induction generator

and mathematical modelling for cross-saturation effect. Section three presents simulation results and section four summarises discussion about the asynchronous generator mathematical modelling.

## Mathematical modelling

### Voltage equations in machine variables

The voltage equations in machine variables may be expressed as in [13].

$$v_{abcs} = r_s i_{abcs} + p \lambda_{abcs} \quad (1)$$

$$v_{abcr} = r_r i_{abcr} + p \lambda_{abcr} \quad (2)$$

In the above equations  $v$  and  $i$  represents the  $3 \times 1$  voltage and current matrices respectively,  $\lambda$  represents  $3 \times 3$  flux linkage matrix. Subscript  $s$  denotes variables and parameters associated with the stator circuits. Subscript  $r$  denotes variables and parameters associated with the rotor circuits. The  $r_s$  and  $r_r$  are the  $3 \times 3$  stator and rotor resistance matrices each with equal non-zero elements. And  $p$  is differentiation operator.

For a magnetically linear system, the flux linkages may be expressed as

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3)$$

The voltage equations expressed in terms of machine variables referred to the stator windings may now be written as

$$\begin{bmatrix} v_{abcs} \\ v'_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_s & pL'_{sr} \\ p(L'_{sr})^T & r'_r + pL'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (4)$$

where  $L$  denotes appropriate self and mutual inductances

### Torque equation in machine variables

The energy stored in coupling field may be written as

$$W_f = \frac{1}{2} (i_{abcs})^T L_s i_{abcs} + \frac{1}{2} (i'_{abcr})^T L_r i'_{abcr} + (i_{abcs})^T L'_{sr} i'_{abcr} \quad (5)$$

While the torque in expanded form can be written as [13]

$$T_e = -\frac{P}{2} L_{ms} \{ (i_{as} i_{ar} + i_{bs} i_{br} + i_{cs} i_{cr}) \sin \vartheta + (i_{as} i_{br} + i_{bs} i_{cr} + i_{cs} i_{ar}) \sin(\vartheta - 2\pi/3) + (i_{as} i_{cr} + i_{bs} i_{ar} + i_{cs} i_{br}) \sin(\vartheta + 2\pi/3) \} \quad (6)$$

where  $\vartheta$  is angle between axes related to stator and rotor, and  $P$  is a number of poles.

## Dq modelling of 3-phase machine

The machine equations and parameters are usually transformed from the machine variables form to  $dq$  form with the help of Park's transformation. By applying Park's transformation to stator and rotor voltages, currents, fluxes, inductances and resistances, the simplified equations of three phase induction machine takes a form

Stator voltage

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -r_s i_{ds} + p \psi_{ds} \\ v_{qs} &= -r_s i_{qs} + p \psi_{qs} \\ v_{0s} &= -r_s i_{0s} + p \psi_{0s} \end{aligned} \quad (7)$$

Rotor voltage

$$\begin{aligned} v_{dr} &= r_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} + p \psi_{dr} \\ v_{qr} &= r_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} + p \psi_{qr} \\ v_{0r} &= r_r i_{0r} + p \psi_{0r} \end{aligned} \quad (8)$$

where  $\omega_r$  is the rotor speed and  $\psi$  are appropriate fluxes.

As this is a squirrel caged type machine, the rotor voltages are equal to 0. Then the modified rotor equations take a form

$$\begin{aligned} 0 &= r_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} + p \psi_{dr} \\ 0 &= r_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} + p \psi_{qr} \\ 0 &= r_r i_{xy0r} + p \psi_{xy0r} \end{aligned} \quad (9)$$

### Torque equation in dq0 reference frame

For balanced load system the torque equation is composed from  $dq$  component only, i.e. the zero sequence component does not contribute to torque.

$$\begin{aligned} T_e &= 3 \left( \frac{P}{2} \right) L_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \\ T_e &= P L_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \end{aligned} \quad (10)$$

### Analysis for full model including cross-saturation

For considering the cross-saturation effect it is necessary to look to the basic magnetic circuit of induction machine comprising stator and rotor. The direct axis component of mutual flux give rise to d axis component voltage given by the following equation.

$$v_{md} = \frac{d\psi_{md}}{dt} = \frac{d(L_m i_{md})}{dt} \quad (11)$$

Equation (11) can be expanded by partial differentiation

$$\frac{d(L_m i_{md})}{dt} = i_{md} \frac{dL_m}{dt} + L_m \frac{di_{md}}{dt} \quad (12)$$

To simplify the above expression the time derivative of magnetizing inductance can be written as

$$\frac{dL_m}{dt} = \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{d|i_m|}{dt} \quad (13)$$

The magnitude of magnetising component of the current is the sum of direct axis and quadrature axis current given by  $|i_m| = \sqrt{i_{md}^2 + i_{mq}^2}$ .

The time derivative of magnetizing current can be, using partial differentiation, written as

$$\frac{d|i_m|}{dt} = (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) / |i_m| \quad (14)$$

By putting Eq. (14) in Eq. (13), we get

$$\frac{dL_m}{dt} = \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{1}{|i_m|} (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) \quad (15)$$

Above expression can be substitute in Eq. (12)

$$v_{md} = i_{md} \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{1}{|i_m|} (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) + L_m \frac{di_{md}}{dt} \quad (16)$$

After rearranging the Eq. (16) we have

$$v_{md} = \left( \frac{i_{md}}{i_{mq}} \frac{i_{mq} i_{md}}{|i_m|} \frac{dL_m}{d|i_m|} + L_m \right) \frac{di_{md}}{dt} + \left( \frac{i_{md} i_{mq}}{d|i_m|} \frac{dL_m}{dt} \right) \frac{di_{mq}}{dt} \quad (17)$$

$$v_{md} = \left( \frac{i_{md}}{i_{mq}} L_{dq} + L_m \right) \frac{di_{md}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{mq}}{dt}$$

$$v_{md} = (L_{mD}) \frac{di_{md}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{mq}}{dt}$$

Similarly for q axis

$$v_{mq} = (L_{mQ}) \frac{di_{mq}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{md}}{dt} \quad (20)$$

Where,

$$L_{mD} = \frac{i_{md}}{i_{mq}} L_{dq} + L_m \text{ and } L_{mQ} = \frac{i_{mq}}{i_{md}} L_{dq} + L_m$$

The only term which is responsible for cross saturation effect is  $L_{dq}$  (cross saturated inductance). If the value of this term  $L_{dq}$  is zero then the all equation of saturated model will look like to simplified model  $L_{mD} = L_{mQ}$ ,  $L_{sD} = L_{sQ}$ ,  $L_{rd} = L_{rq}$  and  $L_r = L_{lr} + L_m$ . The value of term  $L_{dq}$  can be found out with help of magnetizing inductance  $L_m$  and dynamic inductance  $L$ . Magnetizing inductance  $L_m$  and dynamic inductance  $L$  are static non-linear function of magnetizing current given by  $L_m = f_1(i_m)$  and  $L = f_2(i_m)$ . The function  $L_m = f_1(i_m)$  can be obtained by synchronous speed test. By giving different supply voltage to the stator of induction machine and by running the rotor of the machine at synchronous speed with help of d.c. machine or any constant fixed speed drive [5]. At different voltage different power and current values

are recorded to plot the curve of  $L_m$ . Whereas  $L$  can be obtained from  $L_m = f_1(i_m)$  using  $L = f_2(i_m)$ .

$$L_{dq} = \frac{i_{md} i_{mq}}{|i_m|} \frac{dL_m}{d|i_m|} \quad (21)$$

$$L = \frac{d\psi_m}{di_m} = \frac{d(L_m i_m)}{di_m} = i_m \frac{dL_m}{di_m} + L_m \quad (22)$$

$$i_m \frac{dL_m}{di_m} = L - L_m \quad (23)$$

The magnetizing and dynamic inductance characteristics with respect to current are shown in Fig. 1, as a function of current .The machine parameters which are given in [2] are for three phase 1.5 kW slip-ring induction machine. [2]

The full model of 3-phase induction generator incorporating cross saturation effect is defined by Eqs. (24)–(29). The simplified model can be obtained her by grounding the effect of cross-saturating inductance  $L_{dq}$ .

$$v_{ds} = r_s i_{ds} + L_{sD} p i_{ds} + L_{dq} p i_{qs} + L_{mD} p i_{dr} + L_{dq} p i_{qr} \quad (24)$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + L_{dq} p i_{ds} + L_{sQ} p i_{qs} + L_{dq} p i_{dr} + L_{mQ} p i_{qr} \quad (25)$$

$$v_{0s} = r_s i_{0s} + L_{ls} p i_{0s} \quad (26)$$

$$0 = r_r i_{dr} + \omega_r (L_r i_{qr} + L_m i_{qs}) + L_{mD} p i_{ds} + L_{dq} p i_{qs} + L_{rd} p i_{dr} + L_{dq} p i_{qr} \quad (27)$$

$$0 = r_r i_{qr} - \omega_r (L_r i_{dr} + L_m i_{ds}) + L_{dq} p i_{ds} + L_{mQ} p i_{qs} + L_{dq} p i_{dr} + L_{rq} p i_{qr} \quad (28)$$

$$0 = r_r i_{0r} + L_{lr} p i_{0r} \quad (29)$$

Figures presented below show the model of three-phase induction generator response to various states/processes.

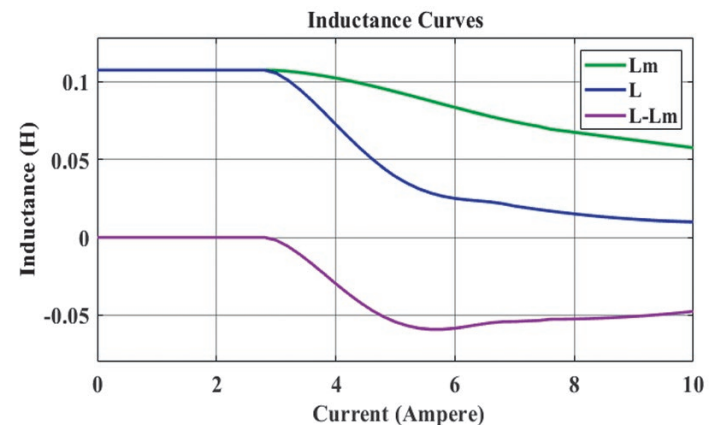


Fig. 1. Variation of the saturated magnetizing inductance ( $L_m$ ), the dynamic inductance ( $L$ ) and  $|i_m| dL_m / d|i_m|$

Figures 2 and 3 show the self-excitation process of no loaded 3-phase SEIG for full model with incorporated cross-saturation effect. The shunt capacitors connected to the stator was equal to 36  $\mu\text{F}$ . The capacitors were chosen to allow to achieve rated terminal voltage at no-load when the generator is driven at rated speed. From Fig. 4, it can be seen that generated 3-phase voltages are sinusoidal and free from any distortions. Figures 4 and 5 show the behaviour of terminal voltage on application of 3-phase resistive load of 32  $\Omega$  at time  $t = 2$  s. It can be seen that terminal voltage dips on application of the load although before  $t = 2$  s voltage build up process has already been completed.

The asynchronous generators operating with shunt capacitors does not allow to control the terminal voltage. The voltage depends on load. To overcome the problem of poor (lack of) voltage control of SEIG, many power electronic controller and series and shunt capacitance connection schemes are considered [1, 14].

Figures 6 and 7 depict the load current. It is clearly visible from the Figures that before application of load the current is zero, and with a short transient span current rises to rated value. And finally Fig. 8 shows the variation of inductances and magnetizing current  $i_m$  with time. The curves are related to the SEIG

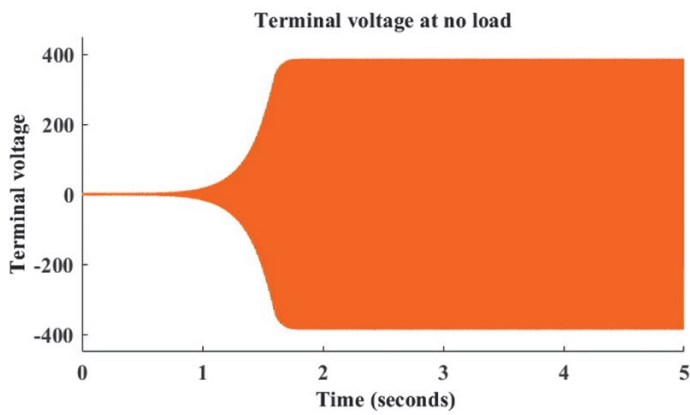


Fig. 2 No-load voltage build-up of 3-phase SEIG

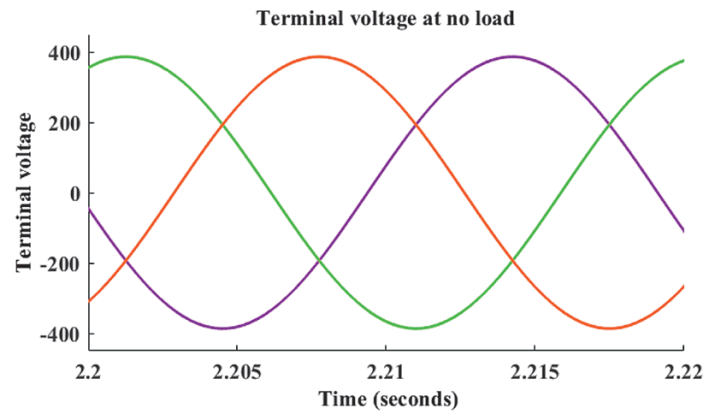


Fig. 3. Zoomed view of generated 3-phase voltages on no-load

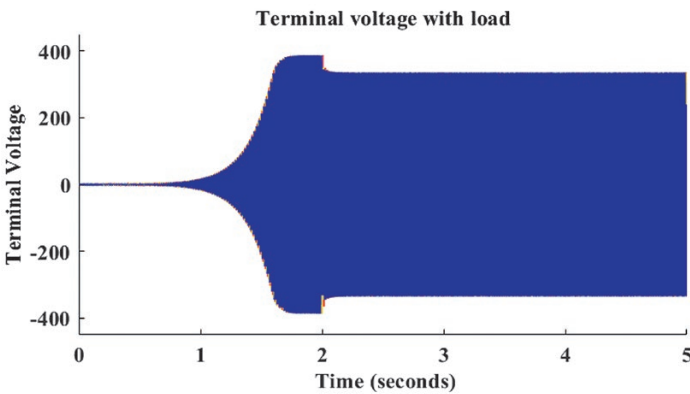


Fig. 4. 3-phase SEIG terminal voltage with load applied at  $t = 2$  s

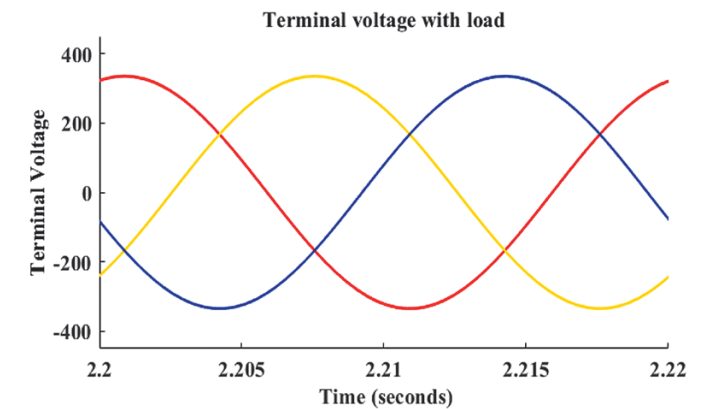


Fig. 5. Zoomed view of the voltages after the 3-phase load application

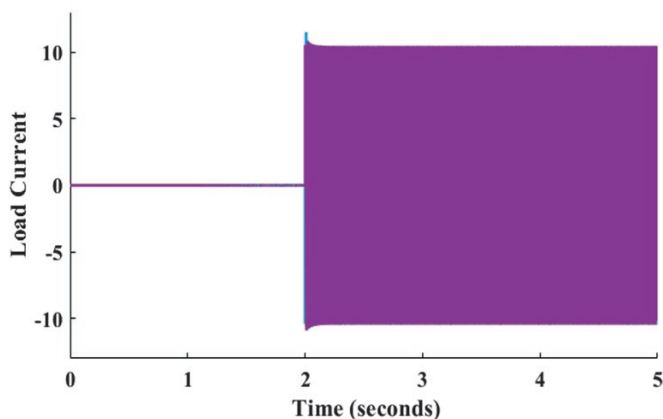


Fig. Fig. 6. Load current of 3-phase SEIG

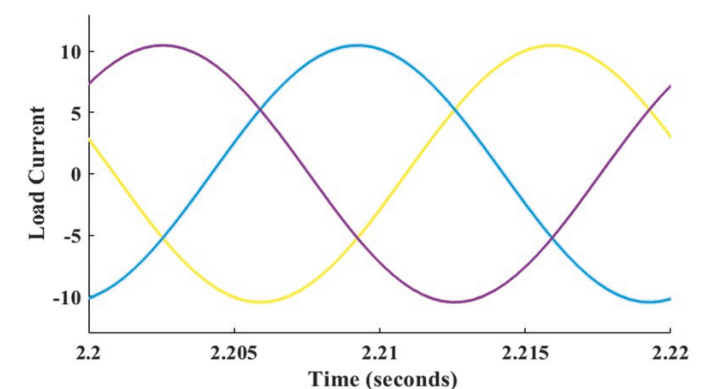


Fig. 7. Expanded view of load current after application of load



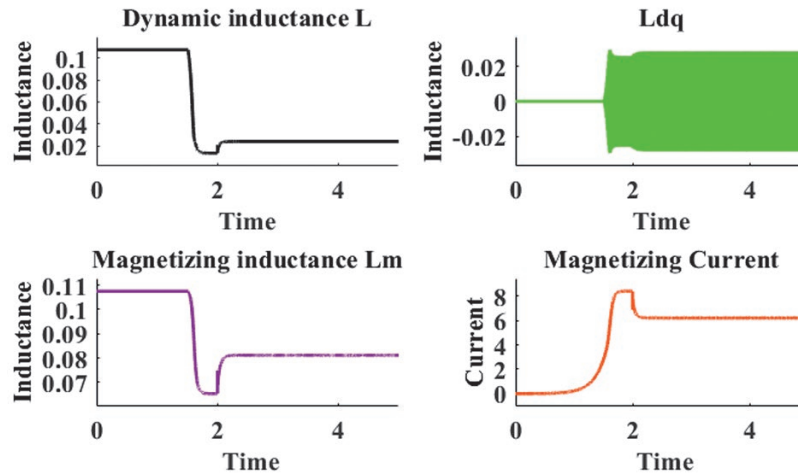


Fig. 8. Dynamic inductance  $L$ , cross magnetizing component  $L_{dq}$ , magnetizing inductance  $L_m$  and magnetizing current  $i_m$

self-excitation process with resistive load switching on at  $t = 2$  s. The characteristics are more close to experimental behaviour as compared to simplified model in the literature [2, 6, 7].

## Conclusion

This paper presents mathematical modelling of 3-phase self-excited induction generator (SEIG) incorporating dynamic cross-saturation inductance effect. Different output parameters for the studied 3-phase SEIG are reported in the paper for an elaborate analysis. Full and simplified models give similar results for steady state operation but difference is quite visible during transient change. Variable 3-phase output can be converted to controlled 3-phase for grid/3-phase loads with the help of ac-dc-ac converters. Direct output of SEIG can be fed to grid if integrated through relevant controllers, and if input is varying then it can supply those load which do not require constant frequency load.

## Acknowledgement

The authors would like to thank CSIR, New Delhi for providing financial support under Direct CSIR-SRF category (09/112(0610)2K19 EMR-1).

## REFERENCES

1. Khan M.F., Khan M.R., Voltage control of single-phase two winding self-excited induction generator for isolated loads, *Int. Conf. Adv. Energy Convers. Technol.*, pp. 209–214, 2014.
2. Khan M.F., Khan M.R., Analysis of voltage build-up and speed disturbance ride through capability of a self-excited induction generator for renewable energy application, *Int. J. Power Energy Convers.*, Vol. 7, No. 2, 2016, p. 157.
3. Bodson M., Kiselychnyk O., Analysis of triggered self-excitation in induction generators and experimental validation, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 27, No. 2, 2012, pp. 238–249.
4. Khan M.F., Khan M.R., Analysis of a six-phase self-excited induction generator supplying RL load with short shunt connection, *IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2016*, Vol. 2016-Janua, pp. 1–5, 2017.
5. Hallenius K.E., Vas P., Brown J.E., The analysis of a saturated self-excited asynchronous generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 6, No. 2, 1991, pp. 336–345.
6. Kiselychnyk O., Bodson M., Wang J., Comparison of Two Magnetic Saturation Models of Induction Machines and Experimental Validation, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 64, No. 1, 2017, pp. 81–90.
7. Levi E., Impact of cross saturation on accuracy of saturated induction machine models, *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 17, No. 2, 1997, p. 32.
8. Almarshoud A.F., Abdel-halim M.A., Alolah A.I., Including Effects Of Cross-Saturation And Leakage Path Saturation Together In The Generalized Model Of Three Phase Induction Machine, *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, pp. 195–200, 2001.
9. Wang L., Jatskevich J., Including magnetic saturation in voltage-behind-reactance induction machine model for EMTP-type solution, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 2, 2010, pp. 975–987.
10. Graus J., Hahn I., A new method for the estimation of the influence of stator saturation on the differential inductances, *Proceedings of the 2013 IEEE International Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2013*, 2013, pp. 952–959.
11. Che H.S. et al., Experimental magnetizing inductance identification in five-phase induction machines, *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2013, pp. 5179–5184.
12. Khan M.F., Khan M.R., Iqbal A., Performance analysis of shunt, short shunt and long shunt self-excited induction generator: Analysis of shunt, short shunt and long shunt SEIG, *PEDES 2012 – IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst.*, 2012.
13. Krause P., Wasynczuk O., Sudhoff S., *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. 2002.

### **Mohd Sartaj**

Department of Electrical Engineering, Aligarh Muslim University, Aligarh, India

e-mail: msartaj@myamu.ac.in

Mohd Sartaj received the B.E. and M.Tech. Degrees in electrical Engineering from the Aligarh Muslim University (AMU), Aligarh, India (2013, 2016). Currently he is pursuing Ph.D. in Multi-phase machines drive technology.

### **Mohd Rizwan Khan**

Department of Electrical Engineering, Aligarh Muslim University, Aligarh, India

e-mail: mrkhan.ee@amu.ac.in

Mohd Rizwan Khan received the B.Tech. and M.Tech. Degrees in electrical, and the Ph.D. degrees from the Aligarh Muslim University (AMU), Aligarh, India (1998, 2001, 2008). He did his Ph.D. in Multiphase Drives. He is currently a Professor in the Department of Electrical Engineering, AMU. His research interests include power electronics, artificial intelligence, and multiphase motor drives.

Has published more than 120 papers in international and national conference and journals including three IEEE transactions.

### **Mohd Faisal Khan**

Electrical Engineering Section, University Polytechnic, Aligarh Muslim University, Aligarh, India

e-mail: mfaisal\_khan@yahoo.com

Dr. Mohd. Faisal Khan received B. Tech degree in Electrical Engineering from Jamia Millia Islamia University, New Delhi, India (1999) and the M. Tech and Ph.D. degrees from Aligarh Muslim University, Aligarh, India (2004, 2015). Currently he is Assistant Professor of Electrical Engineering at Aligarh Muslim University and has more than 15 years of teaching and research experience. His research areas of interest include Electrical Machines, Standalone/Grid connected WECS, Multi-Phase Electrical Machines and Drives, Matlab/Simulink based analysis of Electrical Machines. He has about 30 research publications to his credit and is a member of various professional organizations such as IETI, IACSIT and IAENG.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Modelowanie 3-fazowego generatora indukcyjnego z uwzględnieniem efektu skrośnego nasycenia magnetycznego

### Autorzy

Mohd Sartaj  
Mohd Rizwan Khan  
Mohd Faisal Khan

### Słowa kluczowe

samowzbudny generator indukcyjny, efekt nasycenia skrośnego, obciążenie rezystancyjne, modelowanie  $dq$

### Streszczenie

W obecnym scenariuszu rozwoju energetyki udział energii odnawialnej rośnie w szybkim tempie, w długoterminowej perspektywie umożliwi to do wytwarzania energii wolnej od zanieczyszczeń. Aby osiągnąć ten cel, na całym świecie trwają różne badania w dziedzinie energii słonecznej, wiatrowej i innych odnawialnych metod wytwarzania energii. Dzięki zaletom, takim jak: trwałość, niezawodność oraz zdolność do samowzbudzenia, indukcyjne maszyny klatkowe stosuje się w systemach konwersji energii wiatru (WECS) oraz w małych elektrowniach wodnych jako samowzbudne generatory indukcyjne (SEIG). Aby wykorzystać odnawialną i czystą energię z elektrowni wiatrowych lub małych elektrowni wodnych, konieczne jest lepsze zrozumienie zachowań generatorów SEIG w stanach przejściowych, w celu płynnej regulacji napięcia wyjściowego i częstotliwości. W artykule przedstawiono nieliniowy model dynamiczny 3-fazowego generatora indukcyjnego wraz z analizą jego wydajności bez obciążenia i z obciążeniem.

Data wpływu do redakcji: 30.09.2019

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 14.11.2019

Data akceptacji artykułu: 14.11.2019

Data publikacji online: 27.07.2020

### Wprowadzenie

Uprzemysłowienie postępuje na całym świecie, zarówno w krajach rozwiniętych, jak i rozwijających się. We wszystkich gospodarkach rośnie zużycie energii na jednego mieszkańca. Od dwóch stuleci paliwa kopalne są głównym surowcem do produkcji energii zarówno dla gospodarstw domowych, jak i zastosowań przemysłowych. Paliwa kopalne wiążą się z dwoma problemami, jednym z nich jest ograniczony ich zasób, a drugim związane z nimi zanieczyszczenia. Dzisiejsza rzeczywistość wymaga, aby każdy kraj, w którym nadmiernie emituje się gazy cieplarniane, w jak największym stopniu polegał na odnawialnej i wolnej od zanieczyszczeń produkcji energii elektrycznej.

Jeśli chodzi o wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru, to właściwym wyborem są generatory indukcyjne – ze względu na liczne zalety w stosunku do innych odpowiedników, takie jak niski koszt jednostkowy, mniejsze potrzeby konserwacyjne, wytrzymała i bezszcztokowa konstrukcja (generator indukcyjny z wirnikiem klatkowym).

Brak źródła prądu stałego do wzbudzenia, brak ruchomych styków elektrycznych (SEIG), integralne zabezpieczenie przed przeciążeniem, lepsza wydajność dzięki niskiej impedancji przejściowej, naturalne zabezpieczenie przeciwzwarceniowe to atuty, które sprawiają, że maszyn tych można używać w odległych, bezobsługowych i niewymagających konserwacji lokalizacjach [1, 12]. W artykule omówiono nieliniowy model dynamiczny 3-fazowego generatora indukcyjnego, uwzględniający efekty nasycenia skrośnego. Kompletny model 3-fazowej maszyny asynchronicznej omówiło wielu autorów [3–11]. W literaturze porównano ten pełen model z modelem uproszczonym 3-fazowej maszyny indukcyjnej. W pełnym modelu indukcyjność zawiera składową dynamicznego nasycenia skrośnego. W modelu uproszczonym pomija się tę składową.

Niniejszy artykuł prezentuje analizę zmienności różnych parametrów 3-fazowego generatora indukcyjnego w celu modelowania uwzględniającego efekty dynamicznego nasycenia skrośnego. Jako zmienną stanu przyjęto prąd.

Model ten będzie nazywany modelem pełnym. Modele pełne i uproszczone różnią się wyłącznie uwzględnieniem lub nieuwzględnieniem dynamicznego nasycenia skrośnego, które jest zerowe w stanie ustalonym.

We wprowadzeniu w skrócie przedstawiono generator indukcyjny typu klatkowego i podstawowe informacje na temat modeli generatora indukcyjnego (model uproszczony i pełny). Pierwszy rozdział dotyczy modelowania matematycznego podstawowego, 3-fazowego generatora indukcyjnego i modelowania matematycznego z uwzględnieniem efektu nasycenia skrośnego. Następnie przedstawiono wyniki symulacji, a na koniec podsumowano omówienie matematycznego modelowania generatora asynchronicznego.

### Modelowanie matematyczne

#### Równania napięcia w zmiennych maszynowych

Równania napięcia w zmiennych maszynowych (naturalnych) można wyrazić tak jak w [13], tj.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$v_{abcs} = r_s i_{abcs} + p \lambda_{abcs} \quad (1)$$

$$v_{abcr} = r_r i_{abcr} + p \lambda_{abcr} \quad (2)$$

W powyższych równaniach  $v$  i  $i$  są, odpowiednio, macierzami 3x1 napięcia i prądu, a  $\lambda$  jest macierzą 3x3 strumieni. Indeks  $s$  odnosi się do zmiennych i parametrów związanych z obwodami stojana, a indeks  $r$  odnosi się do zmiennych i parametrów związanych z obwodami wirnika. Składniki  $r_s$  oraz  $r_r$  oznaczają macierze 3x3 rezystancji stojana i wirnika, z których każda ma równe, niezerowe elementy, a  $p$  jest operatorem różnicowania.

W przypadku układu magnetycznie liniowego, sprzężenia strumienia można wyrazić jako

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & L_{sr} \\ (L_{sr})^T & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Wówczas równania napięcia (1) i (2) wyrażone w zmiennych maszynowych (naturalnych), odnoszących się do uzwojeń stojana, przyjmują postać:

$$\begin{bmatrix} v_{abcs} \\ v'_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_s + pL_s & pL'_{sr} \\ p(L'_{sr})^T & r'_r + pL'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{abcr} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie indukcyjności  $L$  oznaczają odpowiednie indukcyjności własne i wzajemne.

### Równanie momentu obrotowego w zmiennych maszynowych

Energję zgromadzoną w polu magnetycznym można zapisać jako równą:

$$W_f = \frac{1}{2} (i_{abcs})^T L_s i_{abcs} + \frac{1}{2} (i'_{abcr})^T L'_r i'_{abcr} + (i_{abcs})^T L'_{sr} i'_{abcr} \quad (5)$$

Moment obrotowy zaś w postaci rozszerzonej określa równanie [13]:

$$\begin{aligned} T_e = & -\frac{P}{2} L_{ms} \{ (i_{as} i_{ar} + i_{bs} i_{br} + i_{cs} i_{cr}) \sin \vartheta \\ & + (i_{as} i_{br} + i_{bs} i_{cr} + i_{cs} i_{ar}) \sin(\vartheta - 2\pi/3) \\ & + (i_{as} i_{cr} + i_{bs} i_{ar} + i_{cs} i_{br}) \sin(\vartheta + 2\pi/3) \} \end{aligned} \quad (6)$$

gdzie  $\vartheta$  jest kątem między osiami związanymi ze stojanem i wirnikiem, a  $P$  jest liczbą biegunów (nie mylić z operatorem różniczkowania  $p$ ).

### Modelowanie dq maszyny 3-fazowej

Równania i parametry maszyny indukcyjnej zwykle przekształca się z postaci zmiennych maszynowych (naturalnych) do postaci układu wirującego osi prostokątnych  $dq0$  za pomocą transformacji Parka. Dzięki zastosowaniu transformacji Parka do równań wiążących napięcia, prądu, strumienie, indukcyjności oraz rezystancje stojana i wirnika uproszczone równania 3-fazowej maszyny indukcyjnej przybierają postać: napięcia stojana

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -r_s i_{ds} + p \psi_{ds} \\ v_{qs} &= -r_s i_{qs} + p \psi_{qs} \\ v_{0s} &= -r_s i_{0s} + p \psi_{0s} \end{aligned} \quad (7)$$

napięcia wirnika

$$\begin{aligned} v_{dr} &= r_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} + p \psi_{dr} \\ v_{qr} &= r_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} + p \psi_{qr} \\ v_{0r} &= r_r i_{0r} + p \psi_{0r} \end{aligned} \quad (8)$$

gdzie  $\omega_r$  jest prędkością wirnika, a  $\psi$  to odpowiednie strumienie stojana i wirnika w osiach  $dq0$ .

Ponieważ rozważana maszyna indukcyjna jest maszyną klatkową, napięcia wirnika (składowe napięć wirnika) są równe 0. Wówczas zmodyfikowane równania wirnika przyjmują postać

$$\begin{aligned} 0 &= r_r i_{dr} - \omega_r \psi_{qr} + p \psi_{dr} \\ 0 &= r_r i_{qr} + \omega_r \psi_{dr} + p \psi_{qr} \\ 0 &= r_r i_{xy0r} + p \psi_{xy0r} \end{aligned} \quad (9)$$

### Równanie momentu obrotowego w układzie odniesienia dq0

W przypadku układu o zrównoważonym obciążeniu (układu symetrycznego) równanie momentu obrotowego składa się wyłącznie z elementów (składowych) w osiach  $dq$ , tzn. moment obrotowy nie zawiera składowej zerowej

$$\begin{aligned} T_e &= 3 \left( \frac{P}{2} \right) L_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \\ T_e &= P L_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \end{aligned} \quad (10)$$

Analiza modelu pełnego z uwzględnieniem nasycenia skośnego

Chcąc uwzględnić efekt nasycenia skośnego, należy skupić się na podstawowym obwodzie magnetycznym maszyny indukcyjnej obejmującym stojan i wirnik. Składowa podłużna strumienia wzajemnego powoduje wzrost

podłużnej składowej napięcia, określonej następującym równaniem:

$$v_{md} = \frac{d\psi_{md}}{dt} = \frac{d(L_m i_{md})}{dt} \quad (11)$$

Po zróżniczkowaniu iloczynu indukcyjności magnesowania  $L_m$  i prądu magnesowania w osi  $d$   $i_{md}$  równanie (11) przyjmuje postać:

$$\frac{d(L_m i_{md})}{dt} = i_{md} \frac{dL_m}{dt} + L_m \frac{di_{md}}{dt} \quad (12)$$

W celu uproszczenia powyższego wyrażenia, pochodną po czasie indukcyjności magnesowania można zapisać jako równą

$$\frac{dL_m}{dt} = \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{d|i_m|}{dt} \quad (13)$$

Prąd magnesowania maszyny indukcyjnej jest sumą prądu w osi podłużnej i w osi poprzecznej i jest on równy  $|i_m| = \sqrt{i_{md}^2 + i_{mq}^2}$ .

Uwzględniając równania (12) i (13), pochodną po czasie prądu magnesowania można zapisać jako równą

$$\frac{d|i_m|}{dt} = (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) / |i_m| \quad (14)$$

Poprzez podstawienie (14) do (13) uzyskuje się

$$\frac{dL_m}{dt} = \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{1}{|i_m|} (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) \quad (15)$$

Powyższe wyrażenie można podstawić do równania (12), otrzymując

$$v_{md} = i_{md} \frac{dL_m}{d|i_m|} \frac{1}{|i_m|} (i_{md} \frac{di_{md}}{dt} + i_{mq} \frac{di_{mq}}{dt}) + L_m \frac{di_{md}}{dt} \quad (16)$$

Po przekształceniu równania (16) uzyskuje się

$$\begin{aligned} v_{md} = & \left( \frac{i_{md} i_{mq} i_{md}}{i_{mq} |i_m|} \frac{dL_m}{d|i_m|} + L_m \right) \frac{di_{md}}{dt} \\ & + \left( \frac{i_{md} i_{mq}}{d|i_m|} \frac{dL_m}{d|i_m|} \right) \frac{di_{mq}}{dt} \end{aligned} \quad (17)$$

$$v_{md} = \left( \frac{i_{md}}{i_{mq}} L_{dq} + L_m \right) \frac{di_{md}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{mq}}{dt} \quad (18)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$v_{md} = (L_{mD}) \frac{di_{md}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{mq}}{dt} \quad (19)$$

Podobnie dla osi  $q$  uzyskujemy

$$v_{mq} = (L_{mQ}) \frac{di_{mq}}{dt} + (L_{dq}) \frac{di_{md}}{dt} \quad (20)$$

gdzie:

$$L_{mD} = \frac{i_{md}}{i_{mq}} L_{dq} + L_m \text{ oraz } L_{mQ} = \frac{i_{mq}}{i_{md}} L_{dq} + L_m$$

Jedynym elementem odpowiedzialnym za (modelującym) efekt nasycenia skrośnego jest indukcyjność  $L_{dq}$ . Jeśli wartość indukcyjności  $L_{dq}$  jest równa 0, wówczas równanie modelu nasyczonego będzie wyglądać jak model uproszczony  $L_{mD} = L_{mQ}$ ,  $L_{sD} = L_{sQ}$ ,  $L_{rd} = L_{rq}$  oraz  $L_r = L_{lr} + L_m$ . Wartość  $L_{dq}$  można określić za pomocą indukcyjności magnesowania  $L_m$  i indukcyjności dynamicznej  $L$ . Indukcyjność magnesowania  $L_m$  i indukcyjność dynamiczna  $L$  są statyczną nieliniową funkcją prądu magnesowania, zdefiniowanymi funkcjami  $L_m = f_1(i_m)$  i  $L = f_2(i_m)$ . Funkcję  $L_m = f_1(i_m)$  można uzyskać z próby prędkości synchronicznej, podając różne napięcie zasilania na stojan maszyny indukcyjnej, utrzymując prędkość synchroniczną jej wirnika, np. za pomocą maszyny d.c. lub dowolnego napędu o stałej prędkości [5]. Dla różnych wartości napięcia stojana rejestruje się różne wartości mocy i prądu w celu wykreślenia krzywej  $L_m$ . Natomiast indukcyjność  $L$  można określić z  $L_m = f_1(i_m)$  przy użyciu poniższych zależności:

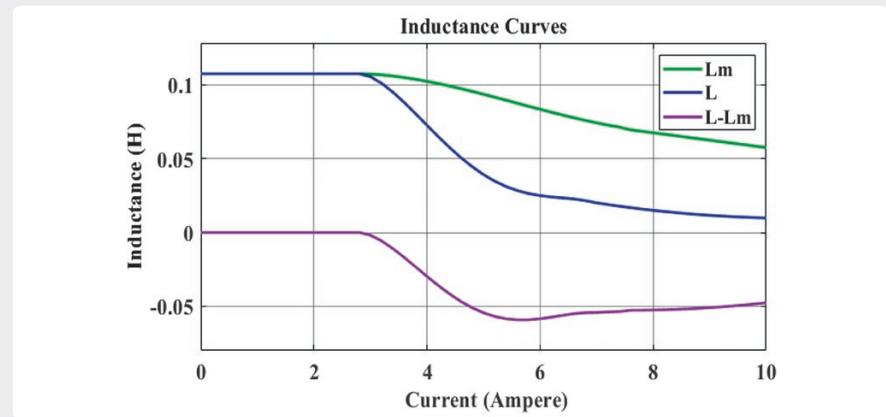
$$L_{dq} = \frac{i_{md} i_{mq}}{|i_m|} \frac{dL_m}{d|i_m|} \quad (21)$$

$$L = \frac{d\psi_m}{di_m} = \frac{d(L_m i_m)}{di_m} = i_m \frac{dL_m}{di_m} + L_m \quad (22)$$

$$i_m \frac{dL_m}{di_m} = L - L_m \quad (23)$$

Zmienność indukcyjności magnesowania i indukcyjności dynamicznej jako funkcji prądu magnesowania pokazano na rys. 1. Parametry maszyny indukcyjnej zaczerpnięto z publikacji [2]. Odnoszą się one do 3-fazowej maszyny indukcyjnej z pierścieniem ślizgowym o mocy 1,5 kW [2].

Pełny model 3-fazowego generatora indukcyjnego z uwzględnieniem efektu nasycenia skrośnego jest zdefiniowany



Rys. 1. Zmienność nasyczonej indukcyjności magnesowania ( $L_m$ ), indukcyjności dynamicznej ( $L$ ) i różnicy indukcyjności  $L-L_m$  w funkcji prądu magnesowania [tłum. Inductance Curves – krzywe indukcyjności, Inductance (H) – indukcyjność (H), Current (Ampere) – prąd (w A)]

równaniami (24)–(29). Model uproszczony można uzyskać, eliminując efekt indukcyjności nasycenia skrośnego  $L_{dq}$ .

$$v_{ds} = r_s i_{ds} + L_{sD} p i_{ds} + L_{dq} p i_{qs} + L_{mD} p i_{dr} + L_{dq} p i_{qr} \quad (24)$$

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + L_{dq} p i_{ds} + L_{sQ} p i_{qs} + L_{dq} p i_{dr} + L_{mQ} p i_{qr} \quad (25)$$

$$v_{os} = r_s i_{os} + L_{ls} p i_{os} \quad (26)$$

$$0 = r_r i_{dr} + \omega_r (L_r i_{qr} + L_m i_{qs}) + L_{mD} p i_{ds} + L_{dq} p i_{qs} + L_{rd} p i_{dr} + L_{dq} p i_{qr} \quad (27)$$

$$0 = r_r i_{qr} - \omega_r (L_r i_{dr} + L_m i_{ds}) + L_{dq} p i_{ds} + L_{mQ} p i_{qs} + L_{dq} p i_{dr} + L_{rq} p i_{qr} \quad (28)$$

$$0 = r_r i_{or} + L_{lr} p i_{or} \quad (29)$$

Poniższe rysunki pokazują odpowiedzi modelu 3-fazowego generatora indukcyjnego na różne stany/procesy ruchowe i zakłócenia.

Na rys. 2 i 3 przedstawiono proces samowzbudzenia nieobciążonego 3-fazowego generatora SEIG dla pełnego modelu nieliniowego, uwzględniającego efekt nasycenia skrośnego. Do stojana maszyny przyłączono kondensatory bocznikowe o wartości 36  $\mu$ F. Kondensatory te dobrano tak, aby umożliwić osiągnięcie napięcia znamionowego na zaciskach maszyny bez obciążenia, gdy generator napędzany

jest z prędkością znamionową. Na rys. 4 widać, że generowane napięcia 3-fazowe są sinusoidalne i wolne od jakichkolwiek zniekształceń.

Na rys. 4 i 5 pokazano przebieg napięcia na zaciskach stojana po załączeniu 3-fazowego obciążenia rezystancyjnego o wartości  $R = 32 \Omega$ , w chwili  $t = 2$  s. Widać, że napięcie na zaciskach maszyny spada po przyłożeniu obciążenia, chociaż przed upływem czasu  $t = 2$  s proces narastania napięcia (samowzbudzenia) już się zakończył.

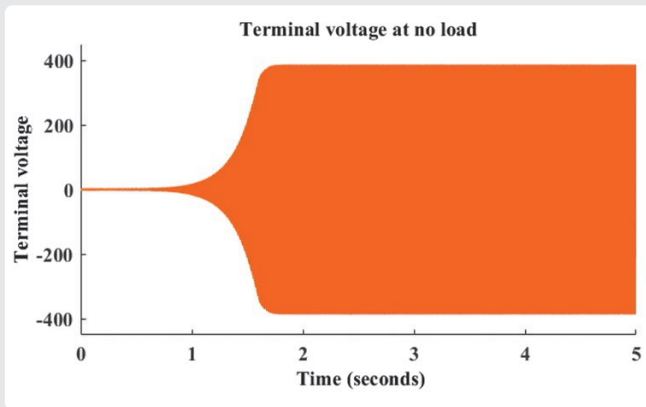
W generatorach asynchronicznych z kondensatorami bocznikowymi nie można regulować napięcia na zaciskach. Napięcie to zależy od obciążenia. Aby przezwyciężyć problem braku możliwości bezpośredniej regulacji napięcia w generatorach SEIG, rozważa się wiele elektronicznych sterowników mocy oraz szeregowych i równoległych układów przyłączenia pojemności. Informacje na ten temat znaleźć można w [1].

Na rys. 6 i 7 przedstawiono przebieg prądu obciążenia. Wyraźnie widać, że przed załączeniem obciążenia prąd jest równy 0, a po bardzo krótkim okresie przejściowym rośnie do wartości znamionowej.

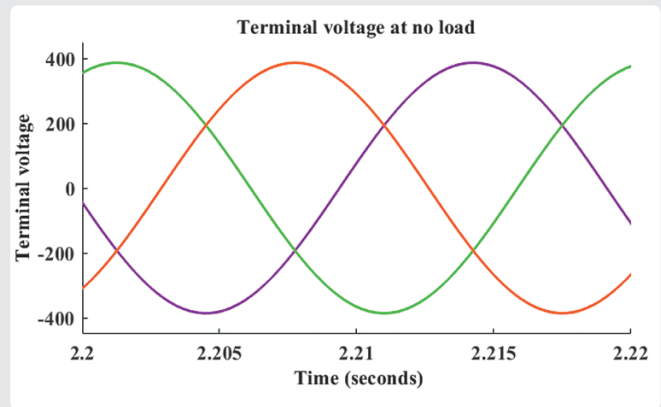
Na koniec na rys. 8 zaprezentowano przebieg indukcyjności  $L$  i prądu magnesowania  $i_m$  w czasie. Krzywe te dotyczą procesu samowzbudzenia SEIG i załączenia obciążenia rezystancyjnego w chwili  $t = 2$  s. Charakterystyki te są zbliżone do charakterystyk uzyskanych dla układów eksperymentalnych, a diskutowanych w literaturze [2, 6, 7].

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

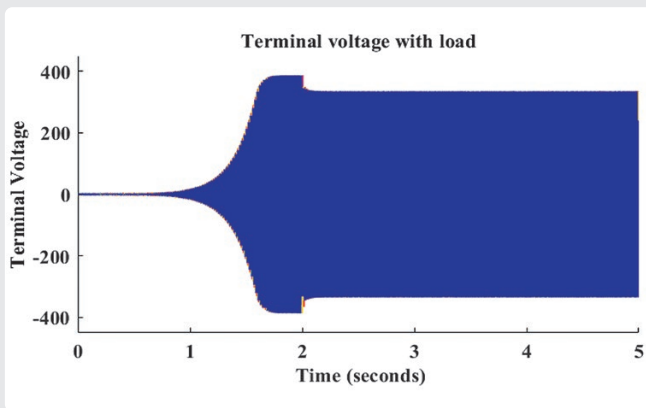
PL



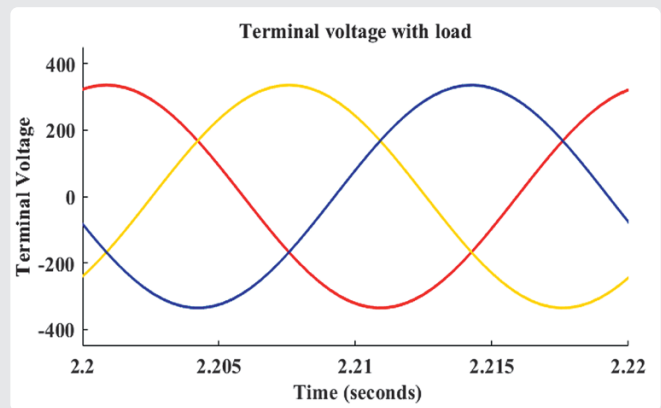
Rys. 2. Przebieg napięcia biegu jałowego 3-fazowego generatora SEIG [tłum. Terminal voltage at no load – napięcie jałowe na zaciskach, Terminal voltage – napięcie na zaciskach, Time (seconds) – czas (s)]



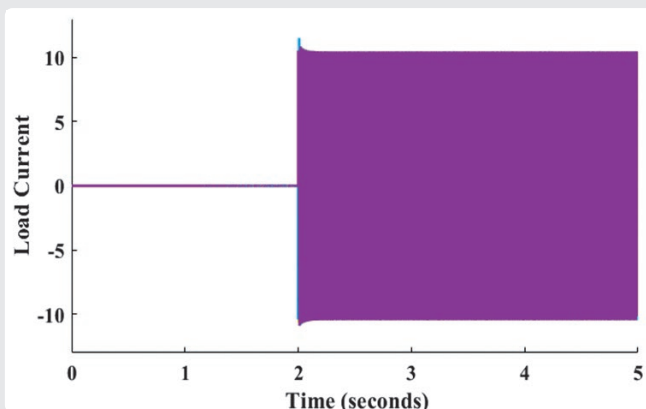
Rys. 3. Powiększony widok napięć 3-fazowych generowanych na biegu jałowym (bez obciążenia) [tłum. Terminal voltage at no load – napięcie jałowe na zaciskach, Terminal voltage – napięcie na zaciskach, Time (seconds) – czas (s)]



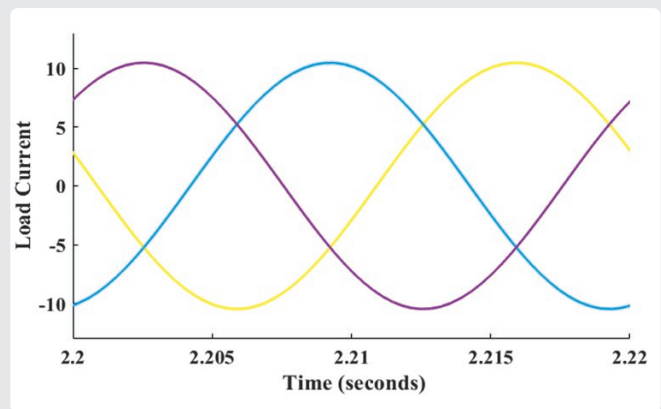
Rys. 4. Napięcie na zaciskach 3-fazowego generatora SEIG po załączeniu obciążenia w chwili  $t = 2$  s [tłum. Terminal voltage at no load – napięcie jałowe na zaciskach, Terminal Voltage – napięcie na zaciskach, Time (seconds) – czas (s)]



Rys. 5. Powiększony widok napięć po załączeniu obciążenia 3-fazowego [tłum. Terminal voltage at no load – napięcie jałowe na zaciskach, Terminal Voltage – napięcie na zaciskach, Time (seconds) – czas (s)]



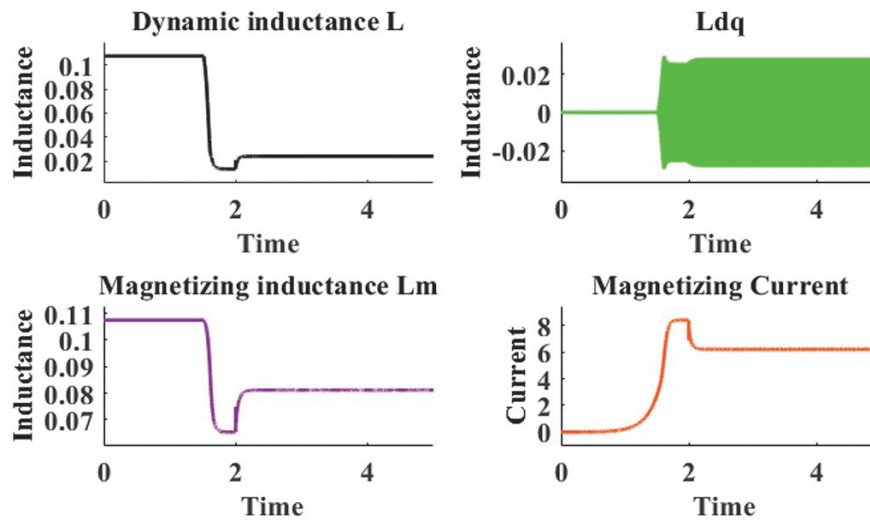
Rys. 6. Prąd obciążenia 3-fazowego generatora SEIG [tłum. Load Current – prąd obciążenia, Time (seconds) – czas (w sekundach)]



Rys. 7. Rozszerzony widok prądu obciążenia po załączeniu obciążenia [tłum. Load Current – prąd obciążenia, Time (seconds) – czas (w sekundach)]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Indukcyjność dynamiczna  $L$ , składowa poprzeczna indukcyjności magnesowania  $L_{dq}$ , indukcyjność magnesowania  $L_m$  i prąd magnesowania  $i_m$  [tłum. Dynamic inductance  $L$  – indukcyjność dynamiczna, Inductance – indukcyjność, Time – czas, Magnetizing inductance  $L_m$  – indukcyjność magnesowania  $L_m$ ]

## Wniosek

W artykule przedstawiono model matematyczny 3-fazowego samowzbudnego generatora indukcyjnego (SEIG), uwzględniający efekt dynamicznej zmiany indukcyjności nasycenia skrośnego. W pracy, której jednym z efektów jest niniejszy artykuł, analizowano wpływ różnych parametrów badanego 3-fazowego generatora SEIG na proces samowzbudzenia. Modele maszyn indukcyjnej klatkowej – pełny i uproszczony – dają podobne wyniki w stanach ustalonych, ale w stanach przejściowych różnice są dość wyraźne. Zmienne w trakcie pracy maszyny, a wynikające ze zmienności obciążenia, 3-fazowe napięcie stojana można ustabilizować (regulować) za pomocą przetwornic AC-DC-AC. Maszyny SEIG można przyłączać do sieci bezpośrednio, gdy odbiory nie wymagają stałej częstotliwości napięcia lub regulację częstotliwości w sieci realizują inne urządzenia (zespoły wytwórcze).

## Podziękowanie

Autorzy dziękują Council of Scientific and Industrial Research w New Delhi za wsparcie finansowe w kategorii Direct CSIR-SRF (09/112 (0610) 2K19 EMR-1).

## Bibliografia

1. Khan M.F., Khan M.R., Voltage control of single-phase two winding self-excited induction generator for isolated loads [Regulacja napięcia 1-fazowego samowzbudnego generatora indukcyjnego z podwójnym uzwojeniem przy obciążeniach izolowanych], *Int. Conf. Adv. Energy Convers. Technol.*, 2014, s. 209–214.
2. Khan M.F., Khan M.R., Analysis of voltage build-up and speed disturbance ride through capability of a self-excited induction generator for renewable energy application [Analiza narastania napięcia i zdolności do pracy pomimo zakłóceń prędkości samowzbudnego generatora indukcyjnego przy zastosowaniach w energetyce odnawialnej], *Int. J. Power Energy Convers.* 2016, Vol. 7, No. 2, s. 157.
3. Bodson M., Kiselychnyk O., Analysis of triggered self-excitation in induction generators and experimental validation [Analiza wyzwalanego samowzbudzenia w generatorach indukcyjnych i weryfikacja eksperymentalna], *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2012, Vol. 27, No. 2, s. 238–249.
4. Khan M.F., Khan M.R., Analysis of a six-phase self-excited induction generator supplying RL load with short shunt connection [Analiza 6-fazowego samowzbudnego generatora indukcyjnego zasilającego obciążenie RL z krótkim przyłączem bocznikowym], *IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2016, 2017*, s. 1–5.
5. Hallenius K.E., Vas P., Brown J.E., The analysis of a saturated self-excited asynchronous generator [Analiza nasyconego samowzbudnego generatora asynchronicznego], *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1991, Vol. 6, No. 2, s. 336–345.
6. Kiselychnyk O., Bodson M., Wang J., Comparison of Two Magnetic Saturation Models of Induction Machines and Experimental Validation [Porównanie dwóch modeli nasycenia magnetycznego maszyn indukcyjnych i weryfikacja eksperymentalna], *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2017, Vol. 64, No. 1, s. 81–90.
7. Levi E., Impact of cross saturation on accuracy of saturated induction machine models [Wpływ nasycenia skrośnego na dokładność modeli nasyconych maszyn indukcyjnych],

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–56. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- IEEE Power Engineering Review* 1997, Vol. 17, No. 2, s. 32.
8. Almarshoud A.F., Abdel-Halim M.A., Alolah A.I., Including Effects Of Cross-Saturation And Leakage Path Saturation Together In The Generalized Model Of Three Phase Induction Machine [Łączne uwzględnienie efektów nasycenia skrośnego i nasycenia ścieżki rozproszenia w uogólnionym modelu 3-fazowej maszyny indukcyjnej], *Can. Conf. Electr. Comput. Eng.*, 2001, s. 195–200.
  9. Wang L., Jatskevich J., Including magnetic saturation in voltage-behind-reactance induction machine model for EMTP-type solution [Uwzględnienie nasycenia magnetycznego w modelu „napięcia za reaktancją” maszyny indukcyjnej dla rozwiązania typu EMTP], *IEEE Transactions on Power Systems* 2010, Vol. 25, No. 2, s. 975–987.
  10. Graus J., Hahn I., A new method for the estimation of the influence of stator saturation on the differential inductances [Nowa metoda szacowania wpływu nasycenia stojana na indukcyjności różnicowe], *Proceedings of the 2013 IEEE International Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2013*, s. 952–959.
  11. Che H.S. i in., Experimental magnetizing inductance identification in five-phase induction machines [Eksperymentalna identyfikacja indukcyjności magnesowania w 5-fazowych maszynach indukcyjnych], *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2013, s. 5179–5184.
  12. Khan M.F., Khan M.R., Iqbal A., Performance analysis of shunt, short shunt and long shunt self-excited induction generator: Analysis of shunt, short shunt and long shunt SEIG [Analiza wydajności samowzbudnego generatora z bocznikiem, bocznikiem krótkim i bocznikiem długim: Analiza bocznika, bocznika krótkiego i bocznika długiego generatora SEIG], *PEDES 2012 – IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst.*, 2012.
  13. Krause P., Wasynczuk O., Sudhoff S., Analysis of Electric Machinery and Drive Systems [Analiza elektrycznych maszyn i układów napędowych], 2002.

#### Mohd Sartaj

Wydział Elektryczny, Aligarh Muslim University, Aligarh, Indie  
e-mail: msartaj@myamu.ac.in

Uzyskał licencjat i magisterium z inżynierii elektrycznej na Aligarh Muslim University (AMU) w Indiach (2013, 2016). Obecnie pracuje nad doktoratem z technologii napędów maszyn wielofazowych.

#### Mohd Rizwan Khan

Wydział Elektryczny, Aligarh Muslim University, Aligarh, Indie  
e-mail: mrkhan.ee@amu.ac.in

Uzyskał licencjat i magisterium z inżynierii elektrycznej i doktorat na Aligarh Muslim University (AMU) w Indiach (1998, 2001, 2008). Jego praca doktorska dotyczyła napędów wielofazowych. Obecnie jest profesorem na Wydziale Elektrycznym Uniwersytetu AMU. Jego zainteresowania badawcze obejmują energoelektronikę, sztuczną inteligencję i wielofazowe napędy silnikowe. Opublikował ponad 120 artykułów na międzynarodowych i krajowych konferencjach oraz w czasopiśmie, w tym trzy w *IEEE Transactions*.

#### Mohd Faisal Khan

Wydział Elektryczny, University Polytechnic, Aligarh Muslim University, Aligarh, India  
e-mail: mfaisal\_khan@yahoo.com

Uzyskał licencjat w dziedzinie inżynierii elektrycznej na Jamia Millia Islamia University w New Delhi, w Indiach (1999) oraz magisterium i doktorat na Aligarh Muslim University w Indiach (2004, 2015). Obecnie jest adiunktem na Wydziale Elektrycznym Aligarh Muslim University. Ma ponad 15 lat doświadczenia w nauczaniu i badaniach. Jego zainteresowania badawcze obejmują maszyny elektryczne, samodzielne i połączone z siecią systemy konwersji energii wiatrowej WECS, wielofazowe maszyny i napędy elektryczne, analizy maszyn elektrycznych oparte na Matlab Simulink. Jest autorem lub współautorem ok. 30 publikacji naukowych i członkiem różnych organizacji zawodowych, takich jak IETI, IACSIT i IAENG.



NOTATKI

---

NOTATKI

---

**Już teraz!**  
**Dołącz do bazy odbiorców**



**ActaEnergetica**  
KWARTALNIK NAUKOWY ENERGETYKÓW

**w wersji elektronicznej.**

**Bądź na bieżąco z nowymi numerami kwartalnika oraz wiadomościami z branży energetycznej, informacjami o konferencjach, sympozjach, konkursach i innych wydarzeniach.**

**Wystarczy wypełnić formularz zgłoszeniowy na stronie Wydawnictwa**

[actaenergetica.org/pl/prenumerata/](http://actaenergetica.org/pl/prenumerata/)



- > Otrzymasz kwartalnik Acta Energetica w formie newslettera.**
- > Szybki dostęp do poszczególnych numerów kwartalnika Acta Energetica.**
- > Bezpłatna subskrypcja.**

**Please Join to the free subscription of Acta Energetica magazine**



**Energia**



*Power Engineering  
Quarterly*