

# National-Level Implementation of the Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14/04/2016 Establishing a Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators

## Authors

Jerzy Rychlak

## Keywords

NC RfG network code, ENTSOE, Commission Regulation (EU) 2016/631, artificial inertia, penetration index, FSM, LFSM, significant grid user

## Abstract

This paper explains the provisions of the network code in the *Commission Regulation (EU) 2016/631, known as Network Code Requirements for Generators*, and identifies technical and legal conditions related to its implementation at the national level. It specifies, for example, possible concepts of the LFSM automatic control application in the power system defence plan. Based on the National Power System (NPS)'s development scenarios until 2025 and 2030, potential threats to its operation are identified. Issues related to the operation of power system with a high level of wind and PV sources' penetration are discussed, and the new requirements for generators, which in such conditions are critical for maintaining the power system's safe operation, are identified.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018201**

Received: 25.04.2017

Accepted: 12.07.2017

Available online: 8.02.2019

## 1. Introduction

The *Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14/04/2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators* [1], at its drafting stage was also known as *Network Code Requirements for Generators* (NC RfG). It was developed in the European Union under the *Regulation (EC) No. 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*, published on April 27, 2016 and entered into force on May 17, 2016. A 36-month transition period was foreseen in its application:

- the first two years for the adaptation of transmission system operators (TSOs) and distribution system operators (DSOs) to the new regulations, including in particular the development of requirements of general application within the competences assigned to them by NC RfG
- another year was for the adaptation of generators to the implementation of new NC RfG-compliant products.

The NC RfG network code specifies technical requirements for generators so called Power Generating Module (PGM), and also standardizes at the European level the connection process of new generators to the National Power System, in particular to the extent of:

- process of verification of the newly connected generators' fulfilment of requirements
- rules of performance and requirements of the object and model tests
- use of certificates issued by authorized certification bodies accredited by the respective national affiliate (in Poland: Polish Centre for Accreditation) as part of The European cooperation for Accreditation established pursuant to the *Regulation of the European Parliament and of the Council (EC) No. 765/2008* in the process of verification of the fulfilment of requirements
- for units' connection to the power system
- granting exceptions to the NC RfG requirements (derogations).

## 2. Basic tasks of national implementation

Considering the wide range of issues regulated by the NC RfG network code, which after the transitional period will have absolute force and precedence over national regulations, the implementation of this regulation at the national level is a challenge for entities in the power sector, in particular for TSOs and DSOs, as well as for manufacturers of generating units' main components, who must adjust their specifications to new requirements.

The ambitious goals of the European Union's energy policy and dynamic development of renewable energy sources that use wind energy and solar energy (PV) as the primary energy, in

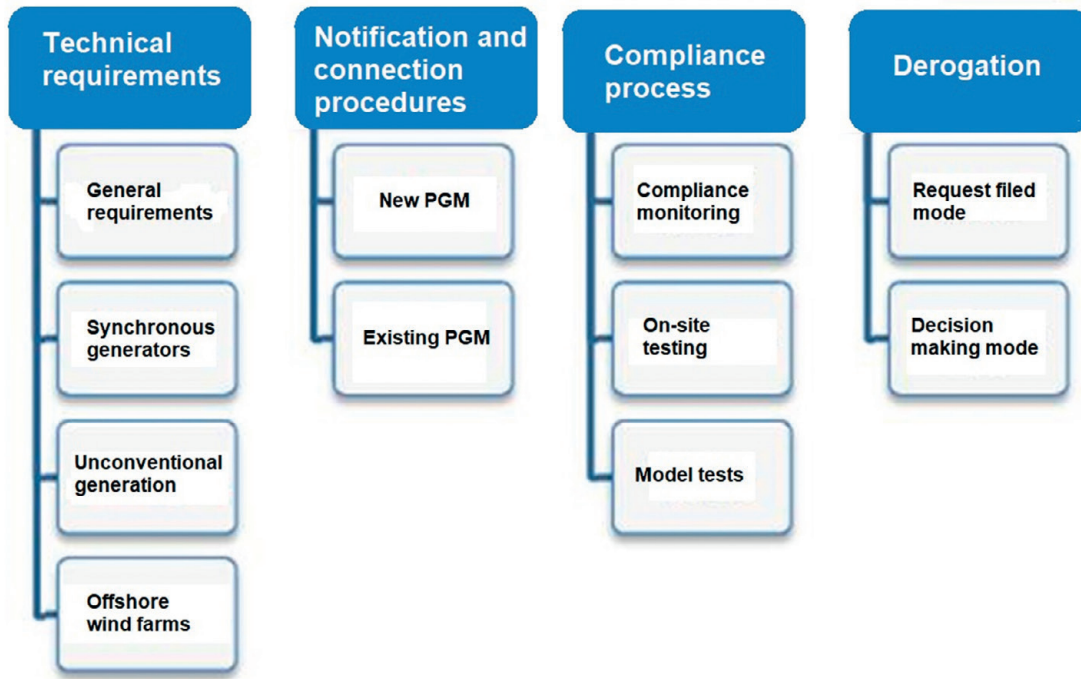


Fig. 1. NC RfG code’s substantive scope

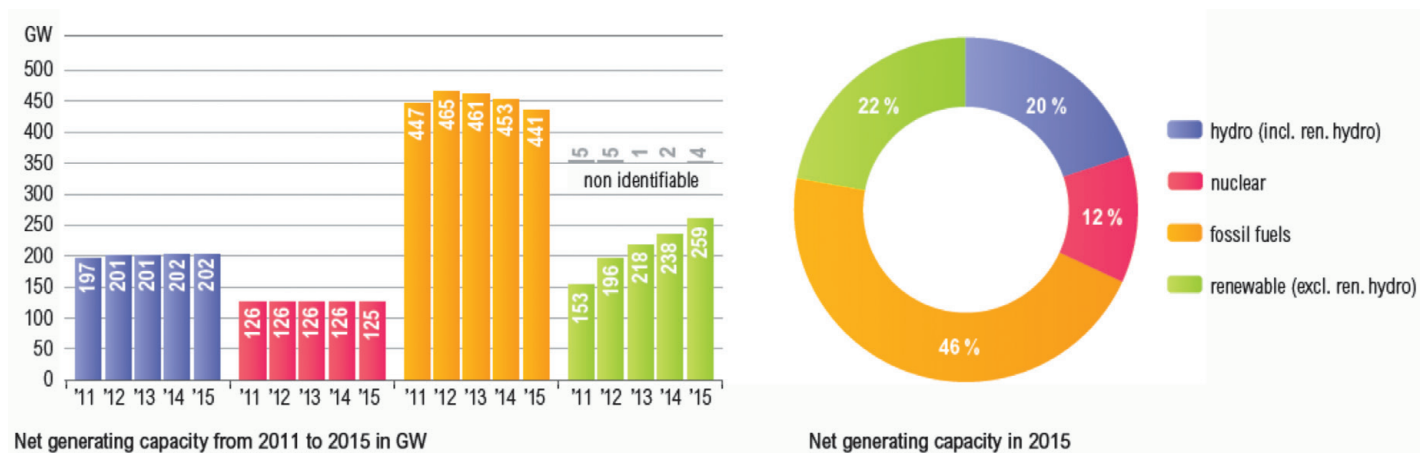


Fig. 2. Generation breakdown under ENTSOE (2015)

particular in the Western European countries, definitely transform the generation structure by increasing the share of small renewable sources in the energy mix. In 2015, under ENTSOE [3]:

- PV farms’ output increased by 6%, and the output in Germany, Italy and Spain totalled to 71% of the overall solar electricity generated under ENTSOE
- wind farms’ output increased by over 24%, and the output in Germany, Spain and the United Kingdom totalled to 57% of the overall wind electricity generated under ENTSOE.

### 3. Setting capacity thresholds

The requirements set in the NC RfG network code apply, in principle, to new system users who, by default, have or will have a significant impact on the system operation. This results not so much from the NC RfG provisions, but directly from the *Framework Guidelines on Electricity Grid Connections* [2], published on 20 June 2011 by ACER, which defined the substantive scope

of the RfG NC and introduced the notion of a significant grid user. “Significant system user – an existing or new grid user who is considered significant based on the impact thereof on the inter-system cooperation through the impact on power supply safety, including the provision of ancillary services”.

RES sources installed in MV and LV grids – including household micro-plants, which individually are not perceived as significant for the power system’s operation safety – at mass occurrence constitute a serious threat to the entire power system. From the system security and frequency stability perspective, there is no difference between the outage of one 1,000 MW thermal unit and of 100,000 small 10 kW household plants.

For these reasons, in view of the RES generation’s increasing impact on the system operation safety, the NC RfG code recognises as “significant grid users” the Power Generating Modules (PGM) with the maximum capacity (in the Polish Transmission Grid Code IRiESP “net maximum capacity”) 0.8 kW. Depending on

the maximum capacity and voltage at the connection point, the power generating modules units were divided into four types – A, B, C, D. Additionally, the requirements were classified depending on the generating module’s grid connection:

- synchronous, typical for conventional power plants and combined heat and power plants, so called synchronous Power Generating Modules (SY PGM), and
- non-synchronous, through power electronic converter systems, typical for the wind and solar energy- based RES sources, so called Power Park Module (PPM).

Any A-type generating module must meet the basic requirements for the ability to stay in operation at frequency deviations. The aim is to minimize the risk of simultaneous outage of such generating sources even at small frequency disturbances. For larger generating modules, for subsequent types of modules, the scope of requirements increases and exacerbates. In view of the diversity of generation structures in individual countries covered by this network code, the capacity power thresholds have been differentiated and defined for each synchronous area individually.

The capacity thresholds specify the maximum capacities, which, as part of the national implementation, are to be determined in accordance with Art. 5, Par. 3 NC RfG, according to the NPS’ needs by the relevant TSO.

#### 4. General application requirements

The NC RfG network code defines technical and organizational requirements for PGMs, in principle new (Art. 3, Par. 1) and upgraded C and D type modules (Art. 4, Par. 1 (a)), with the option to extend their application pursuant to and on the terms and conditions provided for in the NC RfG to existing modules (Art. 4, Par. 3). The technical requirements specified in the NC RfG for generating modules are not differentiated depending on the generation technology, but have been grouped into four categories, taking into account their grid connections, i.e. the requirements for:

- all generating modules, regardless of the generation technology and grid connection (according to NC RfG naming convention: PGM)

- generating modules connected synchronously to the grid (SY PGM)
- generating modules connected to the grid through power electronic systems (PPM)
- offshore farms, excluding offshore farms with a DC connection, which are covered by the requirements of a separate Network Code (HVDC NC).

The technical requirements specified in NC RfG for generating modules units from the point of view of their implementation at the national level have different character and can be classified as:

- exhaustive requirements i.e. defined in a comprehensive manner, which do not require further detailing at the national level, absolutely binding
- non-exhaustive requirements absolutely binding, but which must be detailed at the national level within to the extent and under the terms and conditions specified in NC RfG
- optional requirements that a TSO and/or DSO has the right to apply, but should detail them before applying, as at the NC RfG level they are usually incomplete
- project-specific requirements, which may be either absolutely binding or optional, but need to be separately detailed for each project prior to their application.

The other main task, after defining the capacity thresholds for B, C and D type modules, in the scope of the NC RfG national implementation, is the development of detailed technical requirements within the incomplete requirements’ scope, while resolving:

- which optional requirements should be adopted at the national level and treated as binding
- which non-exhaustive requirements are project-specific and, as a rule, should not be considered as standardized requirement for general application.

The requirements of general application and capacity thresholds for B, C and D type generating modules are to be developed respectively by the TSO and the TSO/DSO, ensuring transparency of the whole process, in the operator’s responsibility for the system safety (Art. 7, Par. 3) in up to two years after the NC RfG entry into force and they will be subject to approval by the URE Energy Regulatory Office (Art. 7, Par. 4).

Synchronous Area	Max. capacity for type B	Max. capacity for type C	Max. capacity for type D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1 MW	50 MW	75 MW
United Kingdom	1.5 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0.5 MW	10 MW	15 MW
	<b>and</b>	<b>and</b>	<b>or</b>
<b>Voltage</b>	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV

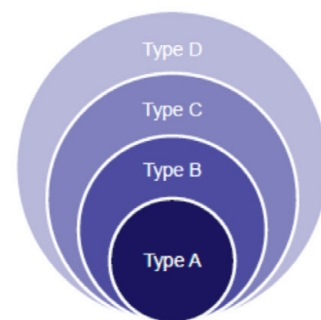


Fig. 3. Power generating modules defined in NC RfG

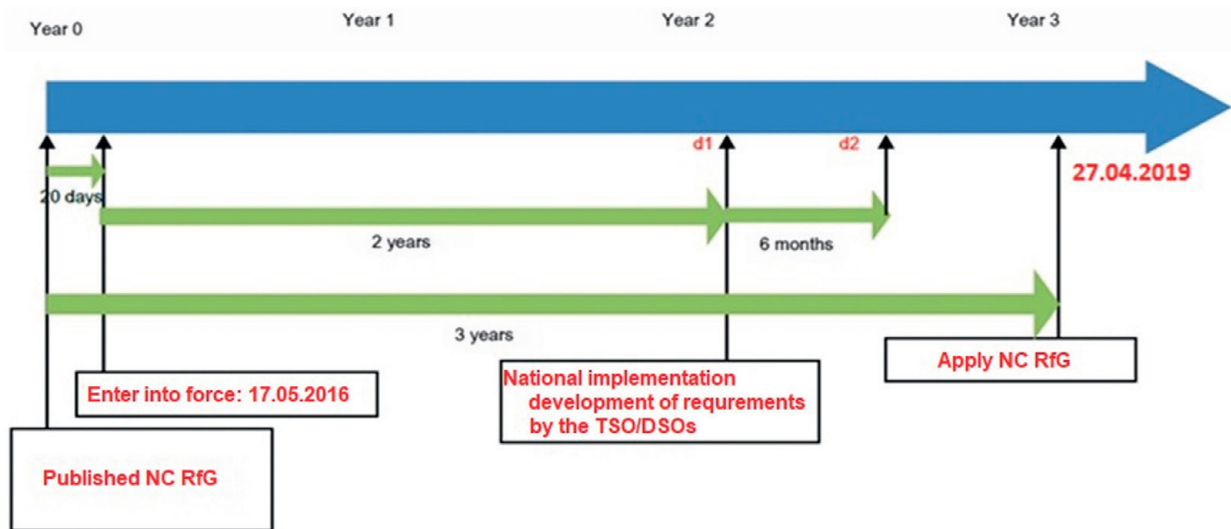


Fig. 4. National implementation timeline

## 5. Key technical requirements

### 5.1. Power and frequency control

One of the most important technical issues, important to ensure the power system’s proper operation, is the system frequency controllability’s maintenance in the normal and disturbed states of its operation. So far, these issues have been regulated at the level of the continental Europe’s synchronous system by provisions of *Operational Handbook, Policy 1* (normal state) and *Policy 5* (disturbed state). It should be noted that the *Operational Handbook* provisions – as opposed to network codes – haven’t been and still are not absolutely binding. TSOs’ adherence to it was voluntary and they became binding pursuant to provisions of a multilateral interconnection agreement. The *Operational Handbook* did not directly specify module capacities, but the requirements for each regulatory area that indirectly extended to requirements for generating modules. In this context, the *Operational Handbook*’s equivalent will be the new European regulation *Operational guideline on electricity transmission system operation (SO GL)*, which defines the requirements for regulatory areas and indirectly the principles of generating module capacity utilisation in the process of system regulation and balancing, as set out in the NC RfG network code.

NC RfG specifies the system frequency control requirements with regard to primary and secondary regulation (in the NC RfG naming convention: FSM and FRC, respectively). Different than in relevant existing standards, the obligation to have these capabilities has been extended to renewable sources (PPM), new automatic frequency controls have been additionally defined at large frequency deviations LFSM), and TSOs have been authorised to require the artificial inertia capability from the PPMs (by default in areas with a very high share of sources with non-synchronous grid connections) [7].

FSM control – so far called primary regulation, required from all C and D type generating modules, under which the hot reserve capacity is activated, immediately or with a time delay agreed with the TSO, up to 30 seconds, as per a pre-set static

PGM type	FSM	FRC	LFSM-O	LFSM-U	Artificial inertia*
A			X		
B			X		
C	X	X	X	X	X
D	X	X	X	X	X

\*) optional requirement

Tab. 1. Frequency stability – list of PGM capabilities required by NC RfG

characteristic in a function of locally measured frequency. Its detailed static and dynamic parameters are subject to the national implementation.

LFSM control – it is the ability of power modules to adjust the active power output in response to frequency change, as per a pre-set static characteristics  $P = f(f)$ . Dynamic parameters of the active power responses to frequency changes have not been regulated. In practice, LFSM consists in abandoning generating modules’ power control and switching to frequency control. In the NC RfG this requirement has been defined separately for two states:

- frequency increase above a predefined threshold, i.e. Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O)
- frequency decrease below a predefined threshold, i.e. Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U).

Detailed static and dynamic parameters of this regulation are to be coordinated between TSOs and are subject to the national NC RfG implementation.

Artificial inertia – the desired regulatory effect in the power system, i.e. changed system frequency response to a power balance disruption, can be obtained by introducing into the control systems of sources (e.g. wind farms) an additional control system. This is an optional requirement applicable only to PPMs, which, different than synchronously connected machines, do not have this inherent feature. Artificial inertia is supposed to result in a very fast, dynamic increase of active power in order to limit

the rate of frequency changes RoCoF) and consequently reduce the dynamic frequency deviation. This requirement is critical in systems very highly saturated with converter systems (wind and PV generation, HVDC connections).

### 5.2. PPM behaviour in case of short circuit

As in the case of artificial inertia, proper PPM behaviour during a short circuit and immediately after its elimination is particularly important for systems with high saturation of wind and PV sources, based on connections and interconnections via power electronic converter systems. Proper behaviour during short circuits of the PPMs connected to a transmission or distribution grid is crucial for maintaining the system safety in terms of their participation in short circuit detection, maintaining voltage during a short circuit and its post-short circuit restoration, so called fast fault current injection, and ensuring frequency stability by quick post-short circuit active power recovery, is particularly important in small systems. These functionalities can only be ensured if the PPM has the basic ability to stay operable during a short-circuit, so called Fault Ride Through (FRT).

### 6. LFSM utilisation concept

The LFSM automatic control functionally corresponds to the proportional speed controller (static governor RO(P)) which by the Polish Transmission Grid Code (IRiESP) is required from 50 MW or larger conventional generating modules. Simplified diagram of a typical turbine regulator with a static governor RO (P) is shown in Fig. 5.

The wind farms connected to 110 kV grid have the functionality specified for the LFSM-O automatic control, which in the case of frequency increase in the NPS reduces the maximum output for the specific wind conditions, after exceeding the threshold value of 0.5 Hz, in accordance with the pre-set static characteristics. With regard to conventional generating modules, the fundamental difference between the solution adopted in the RfG and the Polish solutions is the level of frequency deviation, at which

Type PPM/PGM	FRT	Fast fault current injection*	Active power recovery
A			
B	X	X	X
C	X	X	X
D	X	X	X

*\*) optional requirement only for PPMs which, different than synchronous machines, do not have this inherent feature*

Tab. 2. Short circuits in system – required PPM capabilities

the additional active power should be activated. As required by the NC RfG, this threshold is in the range of  $\pm 200-500$  mHz, which in practice means (with high probability) this control's activation at a large disturbance in the connected synchronous system, but not resulting in system split. Whereas in its National Power System defence strategy the TSO has adopted the threshold of the RO (P) governor activation in thermal generating modules at  $\pm 1.30$  Hz (with time delay), which will in practice occur after the system split or after the NPS' transition to asynchronous operation, or after a grid island's separation. For wind farms the output reduction intervention has been adopted in the current defence strategy at a  $+0.50$  Hz deviation, i.e. the RO(P) activation in conventional modules. In the context of the entry into force of the new European legal regulations, this strategy will have to be revised and coordinated with other TSOs.

#### 6.1. How to parameterize LFSM?

According to the NC RfG, capacity should be activated by LFSM in accordance with the static characteristic, where:

- LFSM-U droop should be in the range of 2-12%, and
- dead zone, after which additional capacity shall be automatically activated, should be  $\pm 200-500$  mHz.

The LFSM-O and LFSM-U automatic controls are treated separately, therefore the settings of this characteristic do not need to

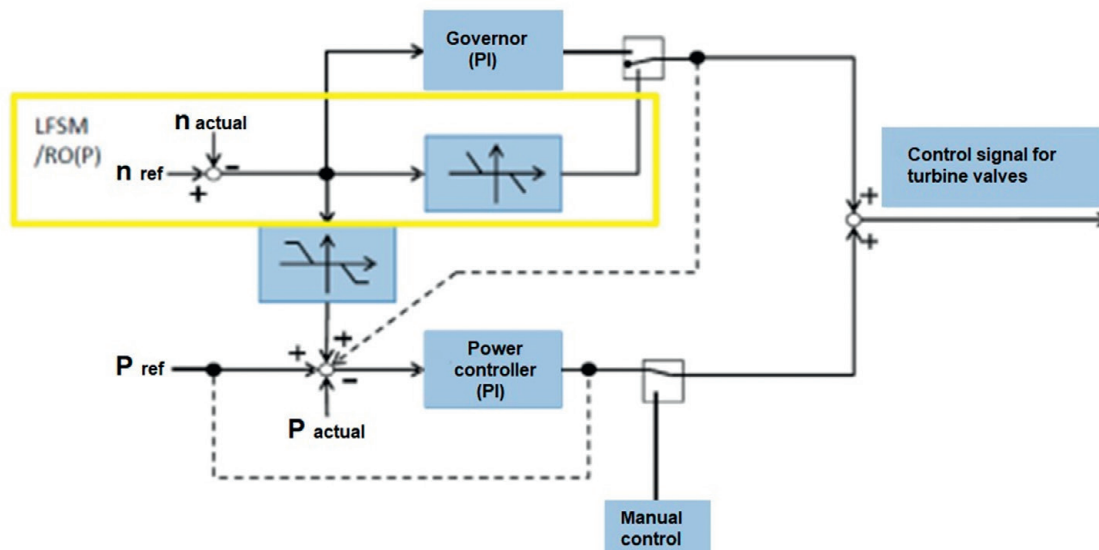


Fig. 5. Simplified diagram of typical turbine regulator with static governor RO (P), source: PSE

be symmetrical, i.e. different droops and activation thresholds are admitted at a frequency increase/decrease. As mentioned earlier, the characteristics setting parameters must be selected in cooperation with other TSOs in the same synchronous system. Without such cooperation and coordination, the flows may rise dangerously and exceed the allowable load carrying capacities, an example of which was a failure in 2006 resulting with the division into three subsystems. The subsystem so separated, which included the Polish system, was characterized by a surplus of output power. After the system split the frequency in this area temporarily increased above the RO (P) governor

threshold  $\pm 0.50$  Hz which resulted in active power reduction. The disturbance resulted in large power flows within the separated subsystem including the Polish system (Fig. 7). The power flow in the Polish-German lines increased from ca. 730 MW (immediately before the disruption) to 900 MW immediately after the division, and then as a result of more than a two-fold increase in wind farms' output to the German system, the flow from Germany to Poland increased to dangerous level of 1990 MW. The generating modules in the Polish system capable of the RO(P) control had abandoned power regulation, took over the frequency control burden and automatically reduced

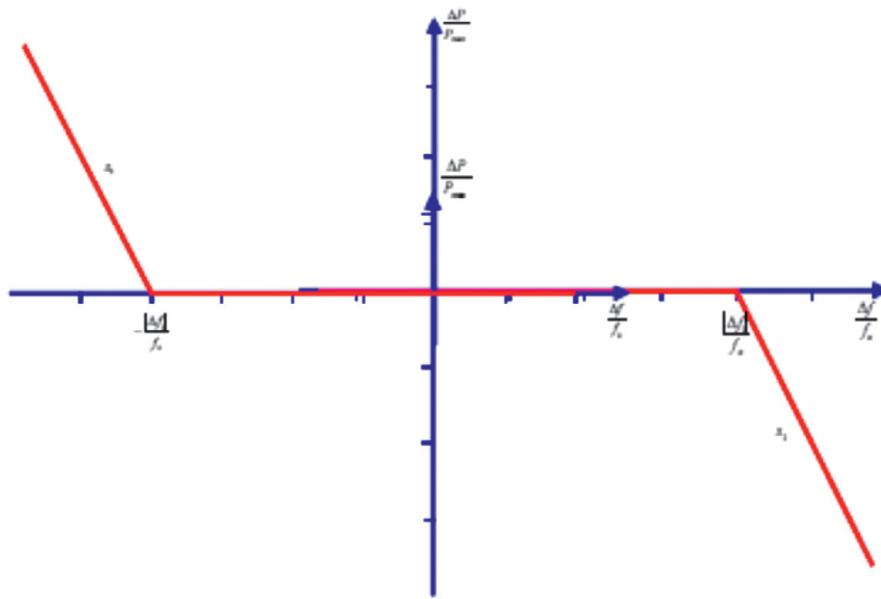


Fig. 6. Static LFSM-U and LFSM-O characteristics (combined)

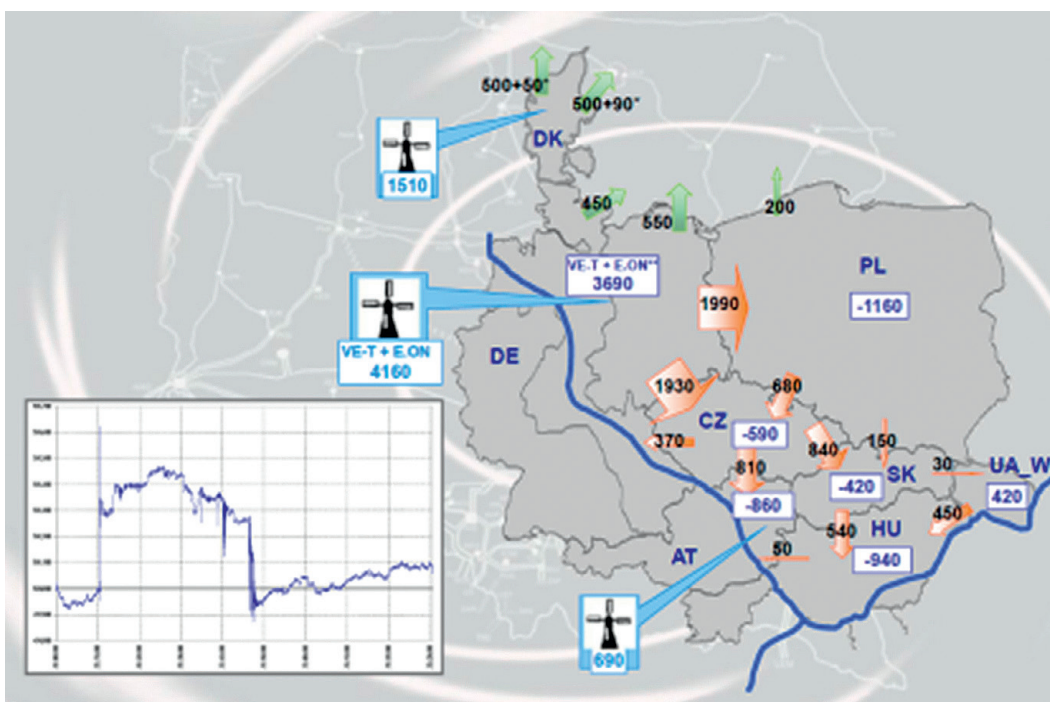


Fig. 7. The 2006 failure – cross-system flows, source: PSE

their outputs. This support the frequency control in subsystem, but resulted in local, dangerous overloads of grid elements within the Polish National Power System and the lines across the Polish-German border. With operative actions taken by the TSO dispatching services this difficult situation was ultimately overcome. The above example proves how important it is to develop a common concept of LFSM control and to coordinate its settings in such a large synchronous system as that of continental Europe. At present, two main concepts of the LFSM static characteristics parametrisation can be noticed within ENTSOE. Both of them assume by default that capacity shall be activated by LFSM just after the primary side regulation reserves (LFSM) are exhausted, i.e. under the currently valid principles resulting from the Policy 1 Operational Handbook, immediately after exceeding the  $\pm 200$  mHz threshold, which – as assumed – will activate an additional capacity in the undivided synchronous system.

In the first concept, the settings are considered from the perspective of an individual generating module and the modules' equal treatment. The goal under this concept is to ensure joint participation in each generating module's regulation, regardless of the regulatory area in which it is located:

- each generating module's droop should be the same regardless of its location, e.g. 6%
- specification is not envisaged of the maximum allowable LFSM activated capacity in a specific regulatory area (country). From the generators' perspective, their generating modules' joint participation ensures participation in the LFSM and elimination of large frequency disturbances, whereby:
- it carries the risk of grid elements' overloading, of weak interconnections in particular, and
- does not ensure joint participation in the regulation of individual regulatory areas. Regardless of the capacity under LFSM control in each of the regulatory areas, the resultant droop of each of them will vary, depending on the number of new LFSM capable modules.

In the other concept, the settings are considered from the perspective of a regulatory area, not a generating module. Under this concept, the goal is to ensure joint participation in the regulation of each regulatory area within the synchronous system, by defining:

- allowable LFSM activated capacity in the entire synchronous system – determination of the reference incident ( $\Delta P$  e.g. 15,000 MW) – and then assigning the appropriate capacity to be activated by LFSM to each regulatory area ( $\Delta Pi$  e.g. 2,000 MW and for another regulatory area 4,000 MW), e.g. in proportion to its size, measured by its demand
- maximum allowable quasi-stationary frequency deviation ( $\Delta f$ )
- resultant droop for the synchronous system  $S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P}$ , and thus for each regulatory area ensuring the assumed quasi-stationary frequency deviation.

In such a case, the TSO in a regulatory area would be responsible for determining the number of units capable of and participating in the LFSM control, and for selecting the droop settings ( $S_{gen}$ ) of the module, taking into account their composition so that the aggregate capacity and resultant droop were compliant with their settings for the whole regulatory area.

For example, in simplified terms, let's assume that in a 500,000 MW synchronous system, 15,000 MW shall be potentially LFSM-U activated, and no loss of this capacity should not result in a quasi-stationary error over 0.3 Hz. For these parameters, the resultant system droop should be  $S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P} = 20\%$

- in 19,000 MW regulatory area A, capacity  $\Delta Pi = 2000$  MW has been allocated for LFSM activation In this case, to accomplish the required resultant droop  $S_s = 20\%$ , the generating module's droop should be  $S_{gen} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 2\%$ , where PLFSM is the sum of the rated powers of the LFSM participant modules equal to  $\Delta Pi = 2,000$  MW
- in 15,000 MW regulatory area B, capacity  $\Delta Pi = 3,000$  MW has been allocated for LFSM activation In this case, to accomplish the required resultant droop  $S_s = 20\%$ , the generating module's droop should be  $S_{gen} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 4\%$ , where PLFSM is the sum of the rated powers of the LFSM participant modules equal to  $\Delta Pi = 3,000$  MW.

One principle can be derived – the greater the number of generating modules involved in frequency regulation, the higher droop can be set for them to ensure the same overall system droop. Therefore, the assumption that all generating modules' droops should be the same for the purpose of equal treatment is not justified.

The disadvantage of this concept is that the droop settings from the generating modules' perspective can be different and by some stakeholders treated as unjust - why one module is operated with 2% droop and the another, identical in terms of generation technology and maximum capacity, with 4% droop? The answer is simple and follows from the assumptions described below, but to avoid such questions, time and resources should be devoted to education and contact with stakeholders already at the stage of new network codes' implementation.

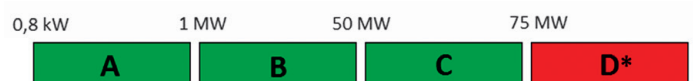
## 7. Selection of capacity thresholds for B, C, D type modules

The NC RfG network code has defined the maximum allowable capacity thresholds for B, C, and D type modules. As part of the national implementation, they can be lowered.

The TSO's task is to define the capacity thresholds in accordance with Art. 5 (3), subject to the following procedure:

- preliminary proposal of capacity thresholds for each type in coordination with the DSO and neighbouring TSOs
- public consultations
- consideration of comments submitted and revision of the proposal
- submittal of revised proposal for the URE Energy Regulatory Office's approval.

According to the NC RfG, a TSO is entitled to revise the adopted capacity thresholds once every three years. Therefore, the



\*Each generating unit larger than 75 MW or connected to a 110 kV or a higher voltage grid.

Fig. 8. PGM capacity thresholds

adopted capacity thresholds can be changed if so justified by the system needs.

The capacity thresholds shall be determined based on the identification of the NPS' generation structure – current and future. Not only the shares of each module types in it is relevant, but also the share of PPMs, i.e. the modules connected to the grid through converter systems. An open question remains, what time horizon should be adopted: 5-year, 10-year, or 15-year. It should be remembered in system development scenario-based decision making that the longer the time horizon, the more it is burdened with an error. Moreover, development scenarios, especially of RES sources, are very strongly dependent on relevant national regulations and European Union policies. Any change in the system of support for this sector determines the future breakdown of RES, which in principle are connected to the system through power electronic converter systems. On the other hand, a short-term development analysis based on issued interconnection requirements may also be subject to a significant error, as it is known from system operators' the experience that many projects for which the interconnection requirements have been issued are not implemented.

Additionally, it should be noted that the identification of the type of an existing generating module based on the NC RfG code's definition may not be unambiguous for historical and formal-legal reasons. A 60 MW generating module connected to a 110 kV grid through a MV grid infrastructure can be classified as:

- type C, if DOSn has been established within the MV network. In this case, from the DOSn perspective, this module is connected to a MV grid
- type D, if there is no formally established DOSn in the MV network. In this case, from the DSO perspective, the 110 kV switching substation can be considered as the connection point.

As follows from a preliminary analysis, large D-type modules are predominant in the National Power System. However, the share of PPM, also of D type, is already becoming significant in the generation breakdown. Attention should also be paid to the generation breakdown in MV and LV grids, where PPMs prevail. Their share's growth should be expected, especially as regards micro-installations and small plants within the meaning of the Renewable Energy Act.

NPS generation breakdown  
current state

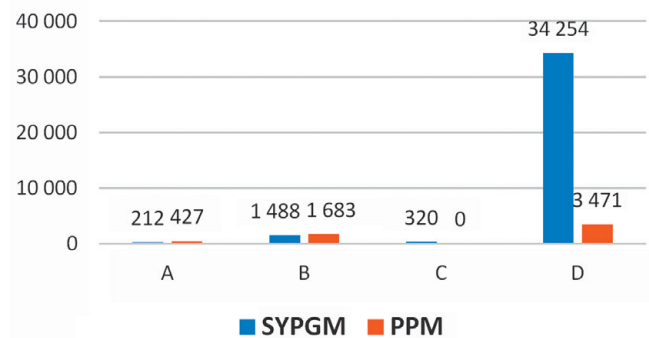


Fig. 9. NPS generation breakdown by the PGM classification adopted in NC RfG (with maximum capacity thresholds)

Based on data from forecast analyses of the Ministry of Economy, in 2015 renamed to the Ministry of Maritime Economy and Inland Navigation for the purposes of *Poland's Energy Policy until 2050* [4], there is a clear increase in the PPM share of in the total capacity installed in the NPS in the 2025 and 2030 horizon in comparison with the current 13% share.

Wind farms' operation in the system brings not only benefits from their environment-friendliness, which should be particularly emphasized in the context of increasingly large air pollution, but also real problems for the power system's performance. The TSO is now experiencing balancing problems in periods of low demand and wind farms' high output. In these periods, the share of wind electricity in the demand coverage is significant and exceeds 30%. Fig. 11 shows the penetration rate, i.e. the share of PPM output in demand coverage calculated from real data of December 26, 2016.

Balancing issues are just one group of problems and probably not the most difficult to solve, which may occur in times of the day with a high penetration rate. Threats and new system operating conditions related to the following phenomena should also be mentioned [5]:

- lack of short-circuit power – resulting in protections' malfunctioning and the need to adapt PPMs to the short-circuit

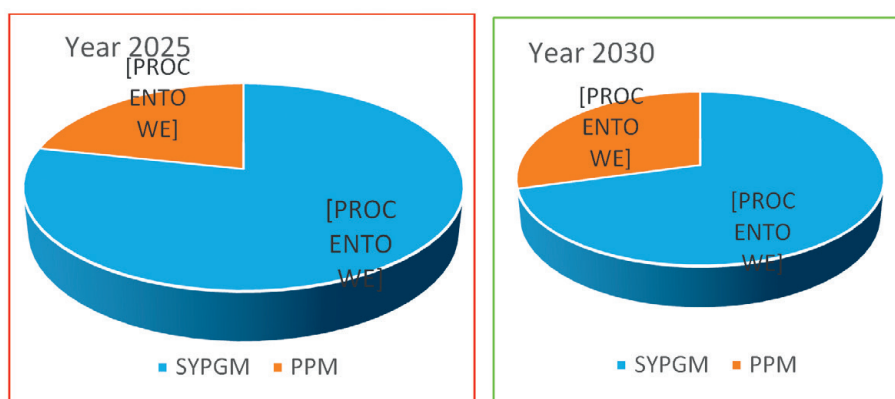


Fig. 10. Generation breakdown: PPM vs. synchronous PGM based on ME forecasts for 2025 and 2030 [4]



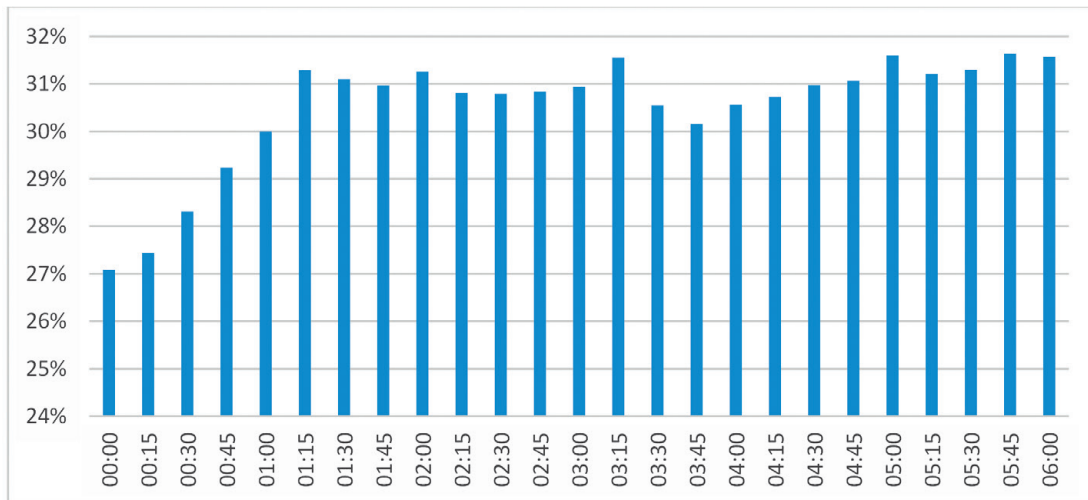


Fig. 11. PPM penetration rate on December 26, 2016

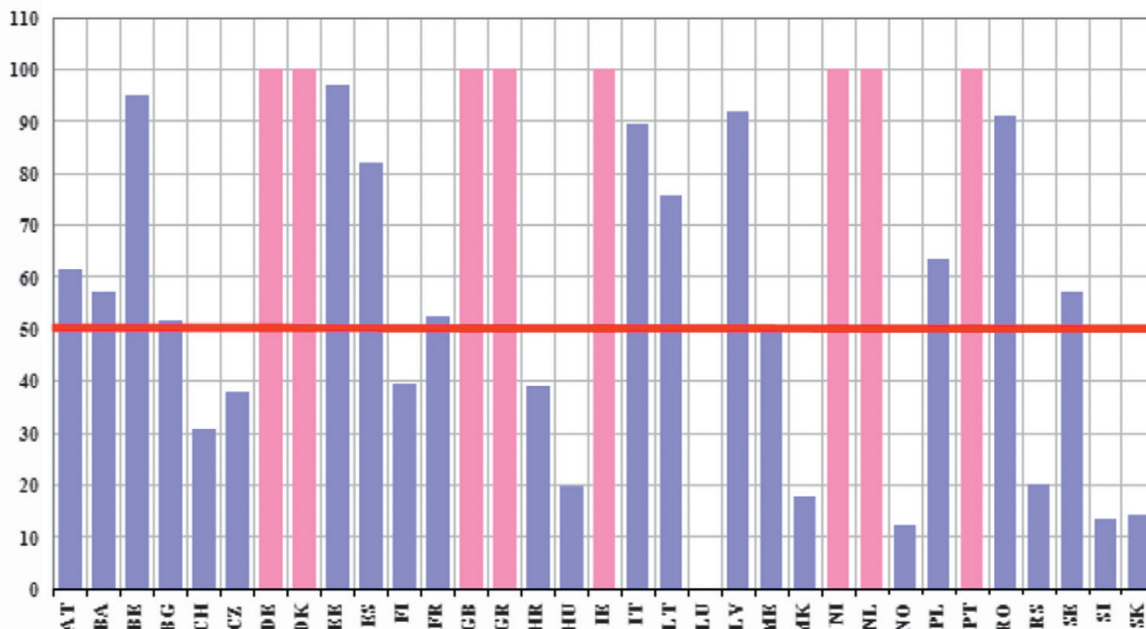


Fig. 12. Estimated PPM penetration index in 2025 [6]

current's very rapid generation within 10 ms, which constitutes a technological barrier

- low system inertia – resulting in large dynamic frequency errors  $\Delta f/\Delta t$  and the need to adapt PPMs to artificial inertia and quick active power recovery
- incorrect operation of thyristor system-based LCC converter systems, so-called current sourced converter, which use mains voltage for commutation. Distorted mains voltage can lead to commutation errors and complete blocking of circuits
- unstable operation of IGBT system-based converters, so called self-commutated voltage sourced converters (VSC), in weak parts of the system characterized by a low fault factor, and their operation in island systems is difficult/ unstable or even impossible.

These phenomena will intensify even further and increase in the future with the increasing share of converter technologies in grid

structures. According to ENTSOE analyses [6], the Polish system's pre-estimated penetration rate in 2015 may largely exceed 50%, which will result in the need to impose in the future very strict dynamical requirements for wind and PV farms, including their active participation in the process of maintaining and adjusting system parameters, without relying on the capabilities of and services provided by conventional synchronous generating modules.

When selecting the capacity thresholds, also these potential system operating conditions, which may appear in a long-term horizon, must be considered.

## 8. Summary

In view of the wide range of issues regulated by the NC RfG (strictly technical requirements, operational requirements of flow management and frequency regulation, connection procedures,

verification of compliance, derogations), which – please be reminded – will come into force as absolutely binding and take precedence over national regulations, the implementation of the network codes at the national level is a challenge for the power sector, especially for TSOs and DSOs.

The NC RfG increases the DSO role and responsibility in verifying generating modules' compliance with the requirements set by the NC RfG, and defines the areas of necessary cooperation between TSOs and DSOs in order to coordinate their system safety assurance efforts. As a result of the NC RfG implementation, product standardization may occur as a secondary effect, which should contribute to reducing the manufacture costs of generating modules' basic components (i.e. turbines, generators) and European-wide unification of procedures used by system operators.

The NC RfG is not flawless, not all requirements and provisions are well and clearly specified, but the whole document should be considered an important milestone in the development of continental Europe's common synchronous system.

## REFERENCES

1. "Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, European Network of Transmission System Operators for Electricity", publication of April 14, 2016 [online], [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2016.112.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2016:112:TOC](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2016.112.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2016:112:TOC) [access: 01/03/2017].
2. "Framework Guidelines on Electricity Grid Connections ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators", 2011.
3. "Electricity in Europe", ENTSOE, 2015 [online], [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity\\_in\\_europe/entsoe\\_electricity\\_in\\_europe\\_2015\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2015_web.pdf) [access: 01/03/2017].
4. "Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Załącznik 2. do Polityki energetycznej Polski do 2050 roku" [Conclusions from forecasting analyses for the needs of Poland's Energy Policy until 2050, Annex 2 to the Energy Policy of Poland until 2050], Ministry of Economy [ , 2015 [online], <http://bip.me.gov.pl/node/24670> [access: 01/03/2017].
5. Ierna R. et al., "Effects of VSM Converter Control on Penetration Limits of Non-Synchronous Generation in the GB Power System", 15th Wind Integration Workshop, Vienna, 2016, p. 8.
6. Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015, ENTSO-E, 2015.
7. Jansen K., Pfeiffer R., Rychlak J., "European Network Codes for Grid Connection", 2016 CIGRÉ USNC International Colloquium Evolution of Power System Planning to Support Connection of Generation, Distributed Resources and Alternative Technologies [online], <http://www.cigre.org> [access: 01/03/2017].
8. "ENTSO-E's Ten Year Network Development Plan (TYNDP)", ENTSOE, 2015 [online], [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630\\_SOAF\\_2015\\_publication\\_wcover.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf) [access: 01/03/2017].
9. "Technical Report on ENTSO-E Network Code: Requirements for Generators", Final report of November 12, 2013, DNV KEMA Energy and Sustainability [online], [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA\\_Final%20Report\\_RfG%20NC.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA_Final%20Report_RfG%20NC.pdf) [access: 01/03/2017].

## Jerzy Rychlak

PSE SA

e-mail: [jerzy.rychlak@pse.pl](mailto:jerzy.rychlak@pse.pl)

An electrical engineer with MSc. Eng. degree. He completed postgraduate studies in Management at the Warsaw School of Economics (1998) and postgraduate studies in Nuclear Energy at Warsaw University of Technology (2014). In PSE SA since 1996, first at the Electricity Trading Department, then at the System Management Department. Now the head of the Regulation and Control Systems Department. His professional activity focuses on issues related to generating units' cooperation with the power system, power and frequency regulation in the synchronous system, adaptation of generating units to the system defence and recovery. At ENTSOE cooperates with neighbouring transmission system operators in matters of primary and secondary control, exchange power and frequency, as well as implementation of the network code for generators (NC RfG).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Implementacja na poziomie krajowym Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14.04.2016 r. ustanawiającego kodeks sieciowy dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci

### Autor

Jerzy Rychlak

### Słowa kluczowe

kodeks sieciowy NC RfG, ENTSOE, Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631, sztuczna inercja, indeks penetracji, FSM, LFSM, znaczący użytkownik systemu, OZE, wymagania ogólnego stosowania

### Streszczenie

Artykuł wyjaśnia zapisy kodeksu sieciowego w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631, znanym jako *Network Code Requirements for Generators*, oraz identyfikuje uwarunkowania techniczno-prawne związane z jego implementacją na poziomie krajowym. Podaje przykładowo możliwe koncepcje wykorzystania automatyki LFSM w procesie obrony systemu elektroenergetycznego. Na podstawie scenariuszy rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w perspektywie 2025 i 2030 roku dokonano identyfikacji potencjalnych zagrożeń w jego pracy. Przybliżono zagadnienia związane z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego, przy wysokim poziomie penetracji generacji wiatrowej i PV, oraz zidentyfikowano nowe wymagania dla wytwórców, które w takich warunkach są krytyczne dla zachowania bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Data wpływu do redakcji: 25.04.2017

Data akceptacji artykułu: 12.07.2017

Data publikacji online: 8.02.2019

### 1. Wprowadzenie

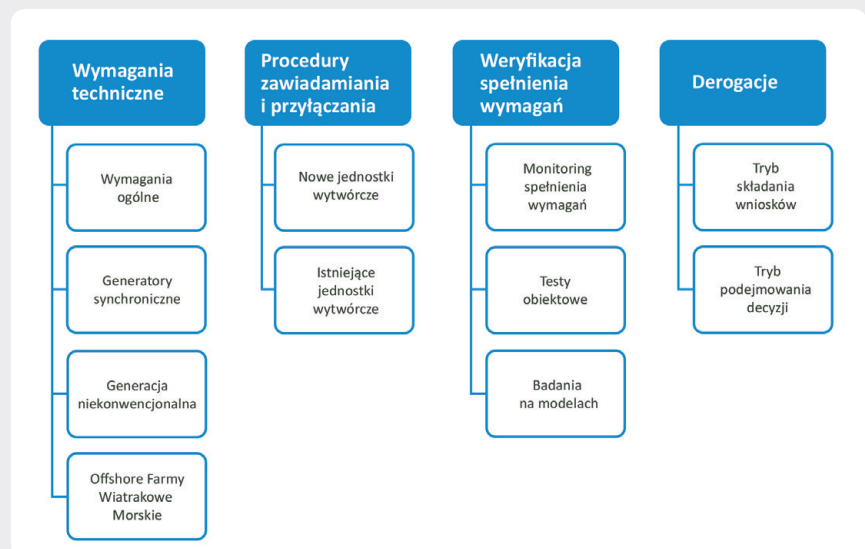
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14.04.2016 r. ustanawiające kodeks sieciowy dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci [1] znane było na etapie projektu także jako *Network Code Requirements for Generators* (NC RfG). Zostało opracowane w Unii Europejskiej na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Europy (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Zostało opublikowane 27 kwietnia 2016 roku i weszło w życie 17 maja 2016 roku. W jego stosowaniu przewidziano 36-miesięczny okres przejściowy:

- pierwsze dwa lata przewidziano na dostosowanie operatorów systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) do nowych regulacji, w tym w szczególności na wypracowanie szczegółowych rozwiązań w zakresie kompetencji im nadanych zapisami NC RfG
- kolejny rok został przewidziany na dostosowanie producentów do wdrożenia nowych produktów spełniających wymagania NC RfG.

Kodeks sieciowy NC RfG określa wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, a także standaryzuje na poziomie europejskim procesy realizowane przez OSP oraz OSD na etapie przyłączania nowych jednostek wytwórczych do KSE, w szczególności w zakresie:

- procesu weryfikacji spełnienia wymagań przez nowo przyłączane jednostki wytwórcze

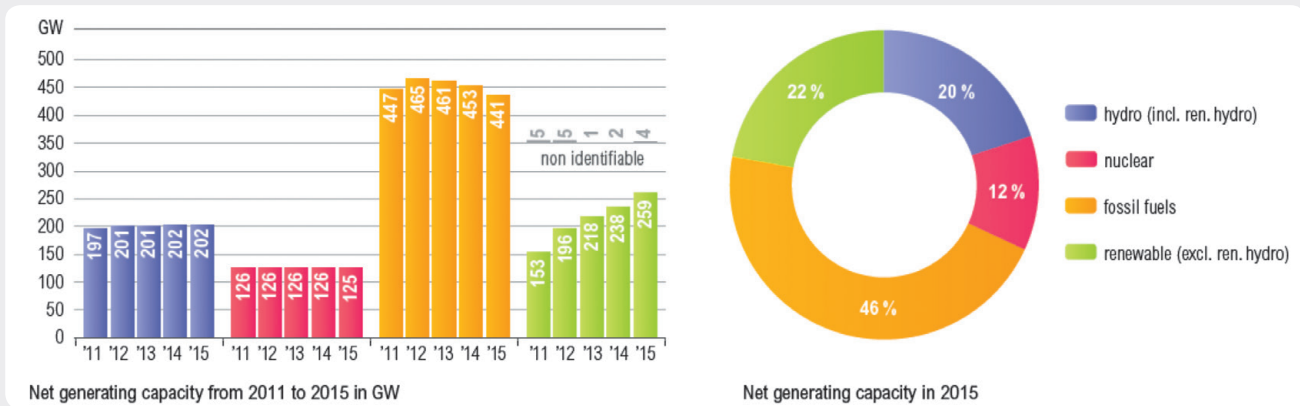
- zasad przeprowadzania i wymaganych testów obiektowych i badań modelowych
  - wykorzystania certyfikatów wydawanych przez upoważnione podmioty certyfikujące, które otrzymały akredytację od krajowej jednostki stowarzyszonej (w Polsce: Polskie Centrum Akredytacji) w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 w procesie weryfikacji spełnienia wymagań
  - przyłączania nowych jednostek do systemu elektroenergetycznego (SE)
  - procesu udzielenia odstępstw od wymagań zawartych w NC RfG (derogacje).
2. Podstawowe zadania w zakresie krajowej implementacji
- Biorąc pod uwagę szeroką gamę zagadnień regulowanych kodeksem sieciowym NC RfG, który po okresie przejściowym będzie miał moc bezwzględnie obowiązującą



Rys. 1. Ramowy zakres merytoryczny kodeksu NC RfG

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Struktura wytwarzania ENTSOE (2015)

i zastosowanie przed regulacjami krajowymi, implementacja tego rozporządzenia na poziomie krajowym jest wyzwaniem dla podmiotów sektora elektroenergetycznego, w szczególności dla OSP oraz OSD, a także dla producentów głównych komponentów jednostek wytwórczych, którzy muszą dostosować parametry urządzeń wytwórczych do nowych wymagań.

Ambitne cele polityki energetycznej Unii Europejskiej oraz dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej, wykorzystującej jako energię pierwotną siłę wiatru i energię promieniowania słonecznego (PV), w szczególności w krajach zachodniej części Europy sprawiły, że struktura sektora wytwarzania diametralnie się zmienia, wskutek czego zwiększa się udział małych źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania. W 2015 roku w ramach ENTSOE [3]:

- produkcja energii elektrycznej farm PV wzrosła o 6%, przy czym generacja Niemiec, Włoch i Hiszpanii stanowiła łącznie 71% energii elektrycznej produkowanej z energii słonecznej w ramach ENTSOE
- produkcja energii elektrycznej farm wiatrowych wzrosła o ponad 24%, przy czym generacja Niemiec, Hiszpanii i Wielkiej Brytanii stanowiła łącznie 57% energii elektrycznej produkowanej z energii wiatrowej w ramach ENTSOE.

### 3. Wyznaczenie granicznych progów mocowych

Wymagania ustanowione w kodeksie sieciowym NC RfG mają zastosowanie, co do zasady, do nowych użytkowników systemu, którzy domyślnie mają lub będą mieć znaczący wpływ na funkcjonowanie systemu. Wynika to nie tyle z postanowień NC RfG, lecz bezpośrednio z ramowych wytycznych *Framework Guidelines On Electricity Grid Connections* [2], opublikowanych 20 czerwca 2011 roku przez ACER, który określał ramowy zakres merytoryczny kodeksu NC RfG i wprowadził pojęcie znaczącego użytkownika systemu (ang. *significant grid users*): „Znaczący użytkownik systemu – istniejący lub nowy użytkownik sieci, który jest uznany za znaczący na podstawie jego wpływu na współpracę międzysystemową poprzez wpływ na bezpieczeństwo zasilania, w tym na świadczenie usług systemowych”.

Źródła wytwórcze OZE instalowane w sieci SN i nn – w tym przydomowe mikroinstalacje, które indywidualnie każde z osobna nie są spostrzegane jako znaczące dla bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego – rozważane przy uwzględnieniu masowego ich występowania stanowią poważne zagrożenie dla całego systemu elektroenergetycznego. Z perspektywy bezpieczeństwa systemu i stabilności częstotliwościowej nie ma różnicy pomiędzy wypadnięciem bloku cieplnego o mocy 1000 MW a 100 000 małych instalacji domowych o mocy 10 kW każda.

Z powyższych względów, przy uwzględnieniu zwiększającego się wpływu generacji OZE na bezpieczeństwo pracy systemu, w kodeksie NC RfG jako „znaczących użytkowników systemu” uznano jednostki wytwórcze (ang. *Power Generating Module*, zgodnie z nomenklaturą pojęciową NC RfG) już o mocy maksymalnej (w rozumieniu zapisów IRIESP, jest to moc osiągalna netto) 0,8 kW. Zależnie od mocy maksymalnej i napięcia w punkcie przyłączenia jednostki wytwórcze zostały podzielone na cztery kategorie – typy A, B, C, D. Dodatkowo dokonano klasyfikacji wymagań zależnie od sposobu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci:

- synchroniczny, typowy dla elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych (ang. SY PGM)
- niesynchroniczny, poprzez energoelektroniczne układy konwertorowe, typowe dla energetyki odnawialnej bazującej na energii wiatrowej i słonecznej (ang. *Power Park Module* [PPM]).

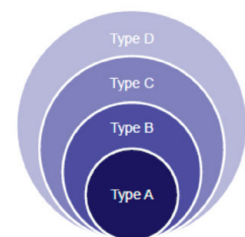
Jednostka wytwórcza typu A musi spełnić podstawowe wymagania w zakresie zdolności do utrzymania się w pracy przy odchyleniach częstotliwości. Celem jest minimalizacja ryzyka jednoczesnego wypadnięcia takich źródeł wytwórczych z pracy już przy niewielkich zakłóceniach częstotliwościowych. Dla większych jednostek wytwórczych, dla kolejnych typów jednostek, zakres wymagań się powiększa i zaostrza. Ze względu na różnorodność struktur wytwarzania w poszczególnych krajach, objętych stosowaniem tego kodeksu sieciowego, progi mocowe zostały zróżnicowane i określone dla poszczególnych obszarów synchronicznych indywidualnie.

Wartości progów mocowych określają maksymalne wartości mocy, które w ramach krajowej implementacji mają zostać określone, zgodnie z art. 5, ust. 3 NC RfG, odpowiednio do potrzeb KSE przez właściwego OSP.

### 4. Wymagania ogólnego stosowania

Kodeks sieciowy NC RfG definiuje wymagania techniczno-organizacyjne dla jednostek wytwórczych, tj. PGM, co do zasady nowych (art. 3, ust. 1) i modernizowanych jednostek typu C i D (art. 4, ust. 1 (a)), z możliwością rozszerzenia ich zastosowania w trybie i na warunkach przewidzianych w NC RfG na istniejące jednostki (art. 4, ust. 3). Wymagania techniczne określone w NC RfG dla jednostek wytwórczych nie są zróżnicowane zależnie od technologii wytwarzania energii, ale zostały pogrupowane w czterech kategoriach,

Obszar synchroniczny	Maks wartość dla typu B	Maks wartość dla typu C	Maks wartość dla typu D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1 MW	50 MW	75 MW
Great Britain	1,5 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0,1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0,5 MW	10 MW	15 MW
	<b>i</b>	<b>i</b>	<b>lub</b>
<b>Napięcie</b>	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV



Rys. 3. Typy jednostek wytwórczych zdefiniowane w NC RfG

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

przy uwzględnieniu sposobu przyłączenia jednostek wytwórczych do systemu, tj. pogrupowano wymagania dla:

- wszystkich jednostek wytwórczych, niezależnie od technologii i sposobu przyłączenia do systemu elektroenergetycznego, zgodnie z nomenklaturą pojęciową NC RfG (ang. PGM)
- jednostek wytwórczych przyłączonych synchronicznie do systemu (ang. SY PGM)
- jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu poprzez układy energoelektroniczne (ang. PPM)
- farm morskich, z wykluczeniem farm morskich z przyłączem stałoprądowym, które zostały objęte wymaganiami odrębnego kodeksu *Network Code* (HVDC NC).

Określone w NC RfG wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych z punktu widzenia ich implementacji na poziomie krajowym mają różny charakter i można je sklasyfikować jako:

- wymagania pełne (ang. *exhaustive requirements*), tj. zdefiniowane w sposób wyczerpujący, niewymagające doszczegółowienia na poziomie krajowym, bezwzględnie obowiązujące
- wymagania niepełne (ang. *non-exhaustive requirements*) bezwzględnie obowiązujące, ale które muszą być doprecyzowane na poziomie krajowym, w zakresie i w ramach określonych NC RfG
- wymagania opcjonalne, które OSP i/lub OSD ma prawo zastosować, ale przed zastosowaniem powinien je doprecyzować, gdyż na poziomie NC RfG mają najczęściej charakter niepełny
- wymagania specyficzne dla projektu (ang. *project-specific requirements*), które mogą być wymaganiami zarówno bezwzględnie obowiązującymi i opcjonalnymi, ale ich zastosowanie wymaga doprecyzowania odrębnie dla każdego projektu.

Drugim głównym zadaniem – po określeniu granicznych progów mocowych dla jednostek typu B, C i D, w zakresie implementacji krajowej NC RfG – jest opracowanie szczegółowych wymogów technicznych w ramach wymagań niepełnych, przy jednoczesnym rozstrzygnięciu:

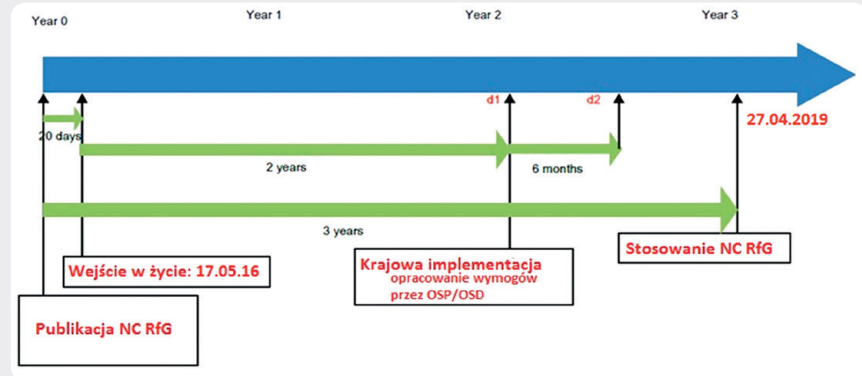
- które z wymagań opcjonalnych należy na poziomie krajowym przyjąć do stosowania i traktować jako obowiązujące
- które z wymagań niepełnych mają charakter specyficzny dla obiektu przyłączonego (ang. *project-specific*) i co do zasady nie powinny być traktowane jako zestandaryzowane wymaganie ogólnego stosowania.

Wymogi ogólnego stosowania, a także graniczne progi mocowe dla jednostek typu B, C, D mają zostać wypracowane przez OSP oraz OSP/OSD, przy zapewnieniu przejrzystości całego procesu, w poczuciu odpowiedzialności operatorów za bezpieczeństwo systemu (art. 7, ust. 3) w okresie do dwóch lat od wejścia w życie NC RfG i będą one przedmiotem zatwierdzenia przez URE (art. 7, ust. 4).

## 5. Kluczowe wymagania techniczne

### 5.1. Regulacja mocy i częstotliwości

Jednym z ważniejszych zagadnień technicznych, istotnych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu



Rys. 4. Ramy czasowe krajowej implementacji

Typ PGM	FSM	FRC	LFSM-O	LFSM-U	Sztuczna inercja*
A			X		
B			X		
C	X	X	X	X	X
D	X	X	X	X	X

\*) wymaganie opcjonalne

Tab. 1. Stabilność częstotliwościowa – wykaz zdolności PGM wymaganych zapisami NC RfG

elektroenergetycznego, jest zachowanie zdolności do regulacji częstotliwości w systemie zarówno w stanie normalnym, jak i zakłóceniovym jego pracy. Dotychczas kwestie te były uregulowane na poziomie systemu synchronicznego kontynentalnej Europy zapisami *Operational Handbook, Policy 1* (stan normalny) oraz *Policy 5* (stan zakłóceniovym). Należy zaznaczyć, że postanowienia *Operational Handbook* nie miały i nie mają – w przeciwieństwie do kodeksów sieciowych – charakteru bezwzględnie obowiązującego. Ich stosowanie przez OSP miało charakter dobrowolny i stały się wiążące na podstawie postanowień wielostronnej umowy międzyoperatorskiej. *Operational Handbook* nie określał bezpośrednio zdolności jednostek, lecz wymagania dla poszczególnych obszarów regulacyjnych, które pośrednio przeniósł się na wymagania dla jednostek wytwórczych. W tym kontekście odpowiednikiem *Operational Handbook* będzie nowa regulacja europejska o statusie rozporządzenia *Operational guideline on electricity transmission system operation* (zwany w skrócie SO GL), który określa wymagania dla obszarów regulacyjnych i pośrednio zasady wykorzystania zdolności jednostek wytwórczych w procesie regulacji i bilansowania systemu, określone w kodeksie sieciowym NC RfG. NC RfG ma posiadać zdolność do regulacji częstotliwości w systemie w zakresie regulacji pierwotnej oraz wtórnej (zgodnie z nomenklaturą pojęciową stosowaną w NC RfG, odpowiednio ang. FSM i FRC). W odróżnieniu od istniejących standardów w tym zakresie obowiązek posiadania tych zdolności został rozszerzony na źródła odnawialne (PPM), dodatkowo zdefiniował nowe automatyki do regulacji częstotliwości, przy dużych odchyłkach częstotliwości (ang. LFSM), a także dał prawo OSP

do wymagania od PPM (domyślnie w obszarach dotkniętych bardzo wysokim udziałem źródeł niesynchronicznie połączonych z SE) zdolności do sztucznej inercji [7].

Regulacja FSM – jest typową regulacją pierwotną, zgodnie z zapisami wymagana od wszystkich jednostek wytwórczych typu C i D, w ramach której aktywowana jest szybka rezerwa mocy, bezzwłocznie lub ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSP, w czasie do 30 sek., odpowiednio do ustawionej charakterystyki statycznej w funkcji lokalnie mierzonej częstotliwości. Szczegółowe parametry statyczne i dynamiczne tej regulacji są przedmiotem krajowej implementacji.

Regulacja LFSM – jest to zdolność do regulacji częstotliwości, przy wzroście lub spadku częstotliwości powyżej predefiniowanego progu, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną  $P = f(f)$ . Parametry dynamiczne odpowiedzi mocy czynnej w ślad za zmieniającą się częstotliwością nie zostały uregulowane. W praktyce LFSM polega na odstąpieniu od regulacji mocy na jednostkach wytwórczych i przejściu do regulacji częstotliwości. Wymaganie to w NC RfG zostało określone odrębnie dla dwóch stanów:

- wzrost częstotliwości powyżej predefiniowanego progu – wówczas mówi się o automacie LFSM-O, czyli ang. *Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency*
- obniżenie częstotliwości poniżej predefiniowanego progu – wówczas mówi się o automacie LFSM-U, czyli ang. *Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency*.

Szczegółowe parametry statyczne i dynamiczne tej regulacji mają być skoordynowane pomiędzy OSP i są przedmiotem krajowej implementacji NC RfG.

Sztuczna inercja – poszukiwany efekt regulacyjny w systemie elektroenergetycznym, tj. zmianę odpowiedzi częstotliwościowej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

systemu na zaburzenie bilansu mocy, można uzyskać przez wprowadzenie do układów regulacji źródeł (np. elektrowni wiatrowych) układu dodatkowego sterowania tymi źródłami energii. Jest to wymaganie opcjonalne mające zastosowanie wyłącznie do PPM, które w porównaniu z maszynami synchronicznie połączonymi nie posiadają tej naturalnej cechy. Sztuczna inercja ma skutkować bardzo szybkim, dynamicznym wzrostem mocy czynnej w celu ograniczenia szybkości zmian częstotliwości (ang. RoCoF) i w konsekwencji zmniejszyć dynamiczną odchyłkę częstotliwości. Wymaganie

to jest krytyczne w systemach o bardzo dużym nasyceniu układami konwertorowymi (generacja wiatrowa i PV, połączenia HVDC).

5.2. Zachowanie się PPM w przypadku zwarć

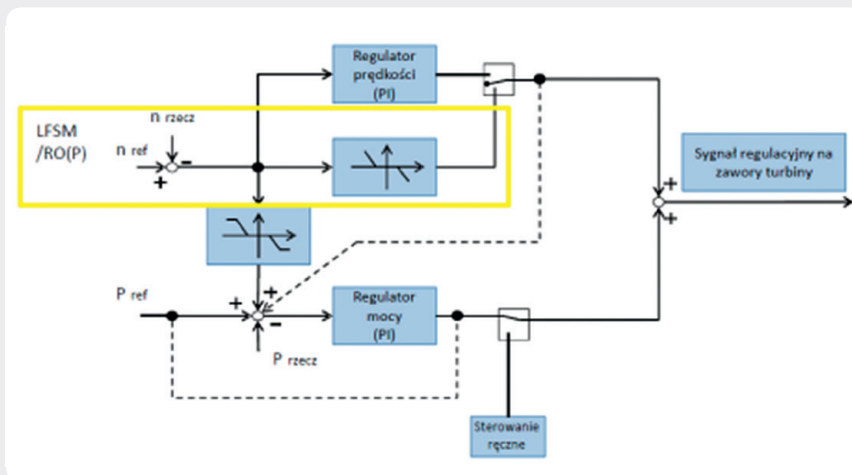
Podobnie jak w przypadku sztucznej inercji, właściwe zachowanie PPM w trakcie zwarcia i bezpośrednio po jego ustąpieniu jest szczególnie istotne dla systemów o wysokim nasyceniu generacją wiatrową i PV, bazujących na przyłączeniach i połączeniach poprzez energoelektroniczne układy konwertorowe.

Właściwe zachowanie podczas zwarć PPM, przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, jest kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu w zakresie ich udziału w detekcji zwarcia, podtrzymywania napięcia w trakcie zwarcia i jego odbudowy po zwarciu (ang. *fast fault current injection*) oraz zapewnienia stabilności częstotliwościowej poprzez szybką odbudowę mocy czynnej po zwarciu (ang. *active power recovery*), jest to szczególnie istotne w przypadku małych systemów. Niniejsze funkcjonalności mogą być zapewnione wyłącznie, gdy PPM będzie posiadała podstawową zdolność do utrzymania się w pracy podczas zwarć (ang. FRT).

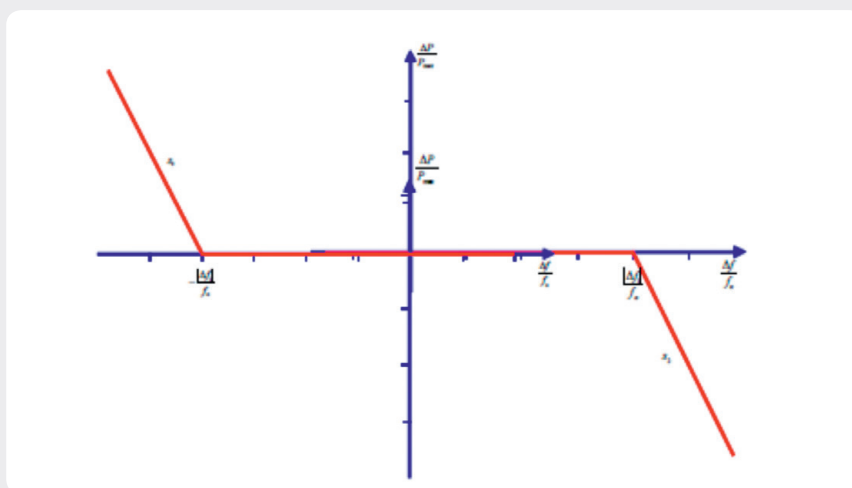
Układ PPM/PGM	FRT	Szybki wtrysk prądu zwarciovego*	Odbudowa mocy czynnej
A			
B	X	X	X
C	X	X	X
D	X	X	X

\*) wymaganie opcjonalne przeznaczone wyłącznie do PPM, które nie posiadają takiej naturalnej cechy w porównaniu z maszynami synchronicznymi

Tab. 2. Zwarcia w systemie – wymagane zdolności PPM



Rys. 5. Uproszczony schemat regulatora turbiny – regulator RO(P), źródło: PSE



Rys. 6. Charakterystyki statyczne LFSM-U i LFSM-O (połączone)

6. Koncepcja wykorzystania LFSM

Automatyce LFSM odpowiada funkcjonalnie, zgodnie z wymaganiami IRIESP, działanie regulatora statycznego prędkości obrotowej RO(P), które jest wymagane od konwencjonalnych jednostek wytwórczych o mocy 50 MW i powyżej. Typowa, uproszczona struktura regulatora turbiny z regulatorem statycznym prędkości obrotowej RO(P) została pokazana na rys. 5.

Obecnie farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV posiadają funkcjonalność określoną dla automatyki LFSM-O, skutkującą – w przypadku wyłącznie wzrostu częstotliwości w KSE, redukcją generacji maksymalnej dla danych warunków wietrznych mocy, po przekroczeniu wielkości progowej 0,5 Hz, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną.

W odniesieniu do konwencjonalnych jednostek wytwórczych zasadniczą różnicę pomiędzy przyjętym rozwiązaniem RfG a krajowymi rozwiązaniami stanowi poziom odchyłki częstotliwości, przy której powinna nastąpić aktywacja dodatkowej mocy. Zgodnie z wymaganiami NC RfG próg ten zawiera się w zakresie ±200–500 MHz, co w praktyce oznacza (z dużym prawdopodobieństwem) aktywację tej automatyki w warunkach dużego zakłócenia w połączonym systemie synchronicznym, ale nieskutkującym jego podziałem na podsystemy. Natomiast OSP w swojej strategii obrony KSE przyjął do aktywacji RO(P) na jednostkach wytwórczych cieplnych wartość progu aktywacji ±1,30 Hz (ze zwłoką czasową), co w praktyce nastąpi po podziale systemu synchronicznego na podsystemy lub po przejściu KSE do pracy asynchronicznej, czy też po wydzieleniu się wyspy sieciowej. Dla farm wiatrowych w dotychczasowej strategii obrony przyjęto interwencyjną aktywację redukcji mocy, przy odchyłce +0,50 Hz, zatem przed aktywacją RO(P) na jednostkach konwencjonalnych. W kontekście wejścia w życie nowych europejskich regulacji prawnych strategia ta będzie musiała być zrewidowana i skoordynowana z pozostałymi OSP.

6.1. Jak sparametryzować LFSM?

Zgodnie z zapisami NC RfG aktywacja mocy w ramach LFSM powinna się odbywać zgodnie z charakterystyką statyczną, przy czym:

- statyzm automatyki LFSM-U powinien mieścić się w przedziale 2–12%

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- strefa martwa, po przekroczeniu której powinna nastąpić automatyczna aktywacja dodatkowej mocy, powinna być wielkością z zakresu  $\pm 200$ –500 mHz.

Automatyki LFSM-O i LFSM-U są traktowane odrębnie, dlatego nastawy tej charakterystyki nie muszą być symetryczne, tj. dopuszcza się różne statyzmy i progi aktywacji przy wzroście i spadku częstotliwości. Jak wspomniano wcześniej, proces doboru nastaw parametrów charakterystyki musi odbywać się we współpracy z innymi OSP w danym systemie synchronicznym. Brak takiej współpracy i koordynacji może skutkować groźnymi przepływami przekraczającymi dopuszczalne obciążenia, czego przykładem była awaria z 2006 roku, podczas której nastąpił podział na trzy podsystemy. Wydzielony w wyniku awarii podsystem, w którym znajdował się system polski, charakteryzował się nadwyżką mocy wytwarzanej względem mocy odbieranej. Częstotliwość w tym obszarze po podziale chwilowo wzrosła powyżej wówczas obowiązującego progu aktywacji regulatora prędkości obrotowej RO(P),  $\pm 0,50$  Hz. W wyniku zakłócenia nastąpiły duże przepływy mocy w obrębie wydzielonego podsystemu, w którym znalazł się polski system (rys. 7).

Nastąpił wzrost przepływu mocy na liniach polsko-niemieckich z ok. 730 MW (wielkość mocy bezpośrednio przed zakłócenia) do 900 MW bezpośrednio po podziale, a następnie wskutek m.in. ponad dwukrotnego wzrostu generacji farm wiatrowych w systemie niemieckim, przepływ z Niemiec do Polski wzrósł do niebezpiecznego poziomu 1990 MW. Pracujące jednostki wytwórcze w polskim systemie zdolne do pracy w trybie RO(P) odstąpiły od regulacji mocy, przejęły ciężar regulacji częstotliwości i zredukowały automatycznie swoją moc. Przyczyniło się to do zbilansowania wydzielonego podsystemu i opanowania wzrostu częstotliwości, ale skutkowało lokalnymi, groźnymi przeciążeniami elementów sieci wewnątrz KSE oraz linii na przekroju polsko-niemieckim. Podjęte przez służby

dyspozytorskie OSP działania operatywne pozwoliły opanować trudną sytuację. Powyższy przykład dowodzi, jak ważnym zadaniem jest wypracowanie wspólnej koncepcji wykorzystania automatyki LFSM oraz koordynacja jej nastaw w tak dużym systemie synchronicznym kontynentalnej Europy.

Obecnie w ramach ENTSOE można dostrzec dwie główne koncepcje parametryzacji charakterystyki statycznej LFSM. W obydwóch zakłada się domyślnie aktywację mocy w ramach LFSM, tuż po wyczerpaniu zapasów regulacji pierwotnej (LFSM), tj. przy obecnie jeszcze obowiązujących zasadach wynikających z zapisów *Policy 1 Operational Handbook*, bezpośrednio po przekroczeniu progu  $\pm 200$  mHz, co – jak się zakłada – będzie odpowiadać aktywacji dodatkowej mocy przy niepodzielonym systemie synchronicznym.

W pierwszej koncepcji nastawy są rozważane z perspektywy indywidualnej jednostki wytwórczej i równego ich względem siebie traktowania. Celem w ramach tej koncepcji jest zapewnienie solidarnego udziału w regulacji każdej jednostki wytwórczej, niezależnie od obszaru regulacyjnego, w którym się znajdują:

- statyzm każdej jednostki wytwórczej powinien być taki sam, niezależnie od jej lokalizacji, np. 6%
- nie przewiduje się określania dopuszczalnej, maksymalnej wielkości mocy aktywowanej w ramach LFSM w danym obszarze regulacyjnym (kraju).

Z perspektywy właścicieli źródeł wytwórczych solidarny udział jednostek wytwórczych zapewnia udział w LFSM i eliminacji dużych zakłóceń częstotliwościowych, przy czym:

- niesie ryzyko przeciążeń elementów sieci, w szczególności słabych połączeń międzysystemowych
- nie zapewnia solidarnego udziału w regulacji poszczególnych obszarów regulacyjnych. Niezależnie od wielkości mocy objętej regulacją LFSM w każdym

z obszarów regulacyjnych, statyzm wypadkowy każdego z nich będzie się różnił, zależnie od liczby nowych jednostek posiadających zdolność do LFSM.

W drugiej koncepcji nastawy są rozważane z perspektywy obszaru regulacyjnego, a nie jednostki wytwórczej. W ramach tej koncepcji celem jest zapewnienie solidarnego udziału w regulacji każdego obszaru regulacyjnego w ramach systemu synchronicznego, poprzez określenie:

- dopuszczalnej wielkości mocy aktywowanej w ramach LFSM w całym systemie synchronicznym – określenie incydentu odniesienia ( $\Delta P$  np. 15 000 MW) – a następnie przyporządkowanie odpowiedniej wielkości mocy do aktywacji w ramach LFSM dla każdego obszaru regulacyjnego ( $\Delta P_i$  np. 2000 MW oraz dla innego obszaru regulacyjnego 4000 MW), np. proporcjonalnie do jego wielkości, wyrażonego jego zapotrzebowaniem
- maksymalnej dopuszczalnej odchyłki quasi-stacjonarnej częstotliwości ( $\Delta f$ )
- statyzmu wypadkowego dla systemu

$$\text{synchronicznego } S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P}, \text{ a tym samym}$$

i każdego obszaru regulacyjnego zapewniającego uzyskanie założonej odchyłki quasi-stacjonarnej częstotliwości.

W takim przypadku OSP w danym obszarze regulacyjnym byłby odpowiedzialny za określenie ilości jednostek zdolnych i uczestniczących w regulacji LFSM oraz za dobór nastaw statyzmu ( $S_{\text{gen}}$ ) na jednostce, z uwzględnieniem ich składu, tak aby sumaryczna wielkość mocy i statyzm wypadkowy odpowiadał wielkościom zadanym dla całego obszaru regulacyjnego.

Przykładowo, w uproszczeniu, założymy, że w systemie synchronicznym wielkości 500 000 MW, w ramach automatyki LFSM-U potencjalną aktywacją ma być objęte 15 000 MW, a ubytek tej mocy nie powinien skutkować uchybem quasi-stacjonarnym większym niż 0,3 Hz. Dla takich parametrów wypadkowy statyzm systemu powinien wynosić

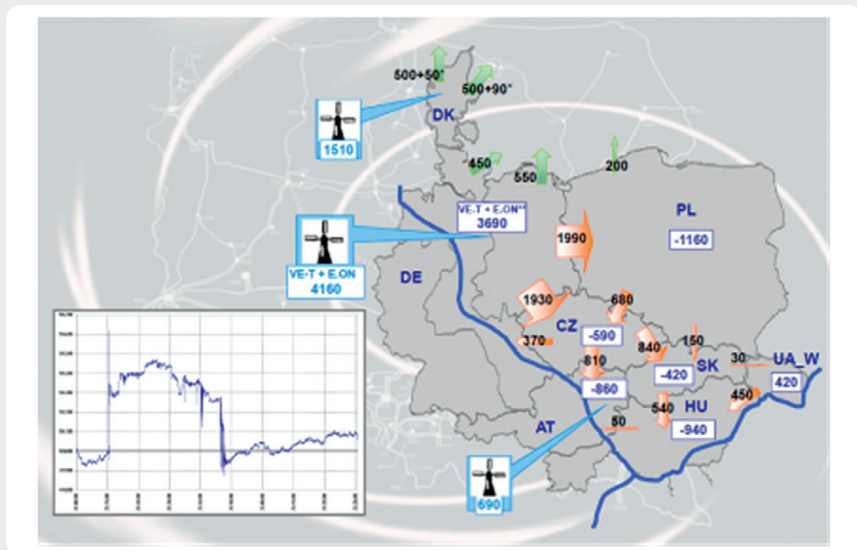
$$S_s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P / P} = 20\%$$

- obszarowi regulacyjnemu A o wielkości 19 000 MW została przyporządkowana do aktywacji w ramach LFSM moc o wielkości  $\Delta P_i = 2000$  MW. W takim przypadku, aby uzyskać statyzm wypadkowy na wymaganym poziomie  $S_s = 20\%$ , statyzm na jednostce wytwórczej powinien wynosić

$$S_{\text{gen}} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 2\%, \text{ gdzie } PLFSM$$

jest sumą mocy znamionowych jednostek uczestniczących w LFSM i jest równa  $\Delta P_i = 2000$  MW

- obszarowi regulacyjnemu B o wielkości 15 000 MW została przyporządkowana do aktywacji w ramach LFSM moc o wielkości  $\Delta P_i = 3000$  MW. W takim przypadku, aby uzyskać statyzm wypadkowy na wymaganym poziomie  $S_s = 20\%$ , statyzm na jednostce wytwórczej powinien wynosić



Rys. 7. Awaria w 2006 roku – przepływy międzysystemowe, źródło: PSE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$S_{gen} = \frac{S_s * \sum PLFSM}{P} = 4\%$$

gdzie PLFSM = ΔPi = 3000 MW.

Wynika stąd jedna zasada – im większa liczba jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji częstotliwości, tym większy może być ustawiony na nich statyzm, dla zapewnienia tego samego statyzmu wypadkowego całego obszaru regulacyjnego. Zatem założenie, że statyzmy na wszystkich jednostkach wytwórczych powinny być takie same w celu równego traktowania, nie jest uzasadnione. Wadą tej koncepcji jest, że nastawy statyzmu z perspektywy jednostek wytwórczych mogą być różne i przez niektórych interesariuszy traktowane jako niesprawiedliwe – dlaczego jedna jednostka pracuje ze statyzmem 2%, a druga identyczna ze względu na technologię wytwarzania i moc maksymalną ze statyzmem 4%? Odpowiedź jest prosta i wynika z założeń opisanych niżej, ale aby uniknąć takich pytań, należy poświęcić czas i zasoby na edukację oraz kontakt z interesariuszami już na poziomie implementacji nowych kodeksów sieciowych.

### 7. Dobór progów mocowych dla jednostek typu B, C, D

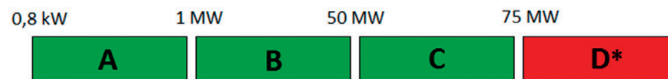
Kodeks sieciowy NC RfG określił dla jednostek typu B, C, D maksymalne dopuszczalne progi mocowe. W ramach krajowej implementacji możliwe jest ich obniżenie.

Zadaniem OSP jest określenie wartości progowych mocy, zgodnie z art. 5(3), z zachowaniem następującego trybu postępowania:

- opracowanie wstępnej propozycji progów mocowych dla poszczególnych typów w koordynacji z OSD oraz z sąsiednimi OSP
- przeprowadzenie publicznych konsultacji
- weryfikacja zgłoszonych uwag i wypracowanie końcowej propozycji
- przekazanie propozycji do zatwierdzenia URE.

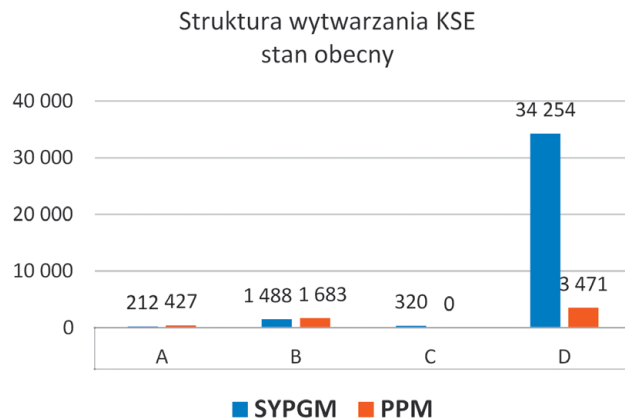
Zgodnie z zapisami NC RfG OSP ma prawo do rewizji przyjętych progów mocowych raz na trzy lata. Zatem przyjęte progi mocowe będą mogły być zmienione, jeśli wystąpi uzasadniona potrzebami systemu taka konieczność w przyszłości.

Podstawą do wypracowania granicznych progów mocowych jest identyfikacja struktury wytwarzania KSE – bieżącej i przyszłej. Istotny jest nie tylko udział poszczególnych typów jednostek w strukturze wytwarzania, ale także udział PPM, tj. generacji przyłączonej do systemu poprzez układy konwertorowe. Pozostaje otwarte pytanie, jaki horyzont czasowy należałoby przyjąć: 5-letni, 10-letni czy 15-letni. W podejmowaniu decyzji na podstawie scenariuszy rozwoju systemu należy pamiętać, że im dłuższy horyzont czasowy, tym większym jest on obarczony błędem. Dodatkowo scenariusze rozwoju w szczególności energetyki odnawialnej są bardzo silnie zależne od regulacji krajowych w tym zakresie oraz polityki Unii Europejskiej. Zmiany w systemie wsparcia tej gałęzi determinują przyszłą strukturę źródeł odnawialnych, które co do zasady są przyłączane do systemu poprzez energoelektroniczne układy konwertorowe. Z drugiej

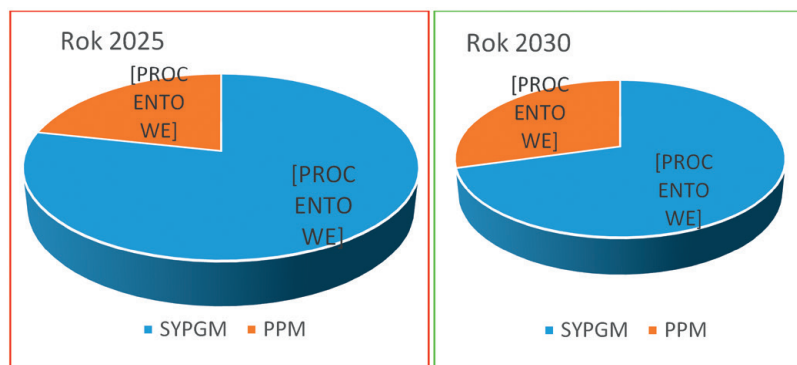


\*) Każda jednostka wytwórcza o mocy powyżej 75 MW lub jednostka wytwórcza przyłączona do sieci o napięciu 110 kV i powyżej.

Rys. 8. Graniczne progi mocowe dla PGM



Rys. 9. Struktura wytwarzania w KSE wg klasyfikacji PGM przyjętej w NC RfG (przyjęto maksymalne wartości graniczne progów)



Rys. 10. Struktura wytwarzania PPM vs synchroniczne PGM na podstawie prognoz ME na lata 2025 i 2030 [4]

strony analiza krótkoterminowa rozwoju, bazująca na wydanych warunkach przyłączenia, też może być obciążona znacznym błędem, gdyż z doświadczeń operatorów systemu wiadomo, że znaczna część inwestycji, na które zostały wydane warunki przyłączenia, nie jest realizowana.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że identyfikacja typu istniejącej jednostki wytwórczej na podstawie definicji kodeksu NC RfG ze względów historycznych i formalnoprawnych może nie być jednoznaczna. Jednostka wytwórcza 60 MW, przyłączona do sieci 110 kV poprzez infrastrukturę sieciową SN, może zostać zakwalifikowana jako:

- typu C, jeśli w obrębie sieci SN został powołany OSDn. W takim przypadku,

z perspektywy OSDn, jednostka ta jest przyłączona do SN

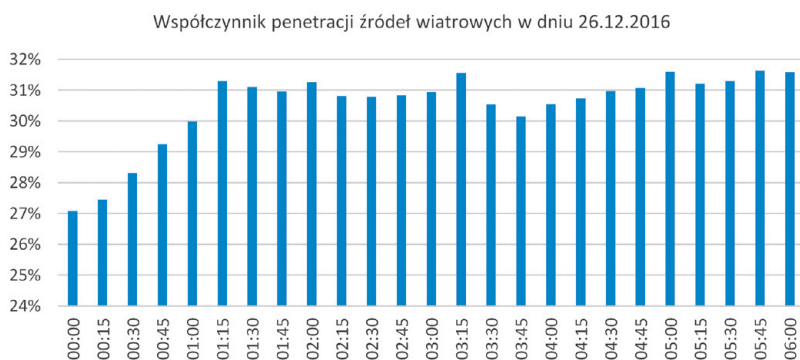
- typu D, jeśli w obrębie sieci SN nie działa formalnie powołany OSDn. W takim przypadku, z perspektywy OSD, za miejsce przyłączenia może zostać uznana rozdzielnia 110 kV.

Na podstawie wstępnej analizy dominującą pozycję w KSE zajmują duże bloki ciepłe zakwalifikowane do typu D. Natomiast znaczący już staje się w strukturze generacji udział PPM, także typu D. Również należy zwrócić uwagę na strukturę generacji w sieci SN i nn, w której większościowy udział mają PPM. Należy się spodziewać, że ich udział będzie wzrastał, w szczególności

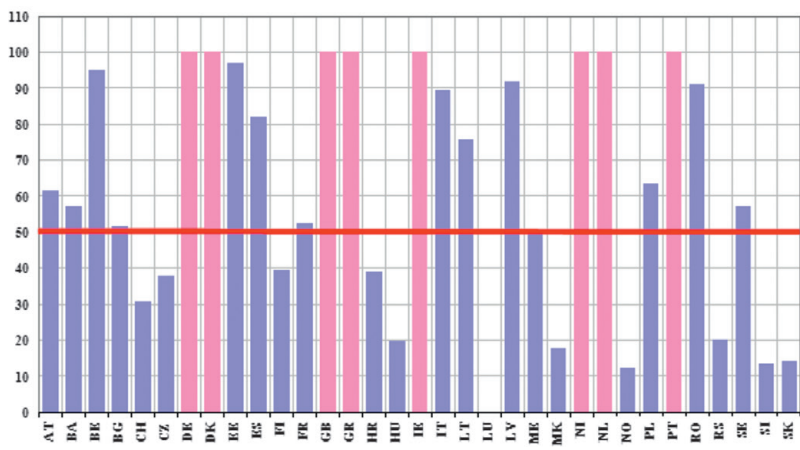


This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 11. Indeks penetracji PPM w dniu 26.12.2016



Rys. 12. Szacowany indeks penetracji PPM w 2025 roku [6]

w odniesieniu do mikroinstalacji i małej generacji, w rozumieniu ustawy o OZE. Na podstawie danych z prognostycznych analiz Ministerstwa Gospodarki (od 2015 roku: Ministerstwo Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej) na potrzeby *Polityki energetycznej Polski do 2050 roku* [4] widać wyraźny wzrost udziału PPM w całkowitej mocy zainstalowanej KSE w horyzoncie 2025 i 2030 roku w porównaniu z obecnym ok. 13-proc. poziomem.

Praca farm wiatrowych w systemie to nie tylko korzyści wynikające z wykorzystania źródeł naturalnych energii przyjaznych dla środowiska, co należy szczególnie podkreślić w kontekście coraz częściej występującego dużego zanieczyszczenia powietrza, ale także realne problemy z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego. Obecnie OSP doświadcza problemów bilansowych w okresach niskiego zapotrzebowania i wysokiej generacji farm wiatrowych. W tych okresach udział produkowanej energii z farm wiatrowych w pokryciu zapotrzebowania jest znaczący i przekracza 30%. Na rys. 11 przedstawiono współczynnik penetracji, rozumiany jako udział energii PPM w pokryciu zapotrzebowania, wyliczony na podstawie danych rzeczywistych z dnia 26.12.2016 roku.

Zagadnienia bilansowe to tylko jedna grupa problemów i chyba nie najtrudniejszych do rozwiązania, które mogą wystąpić w okresach doby z wysokim współczynnikiem penetracji. Trzeba wspomnieć o zagrożeniach i nowych uwarunkowaniach funkcjonowania systemu związanych z następującymi zjawiskami [5]:

- brakiem mocy zwarciowej – skutkującym nieprawidłowym działaniem zabezpieczeń i koniecznością dostosowania PPM do bardzo szybkiej generacji prądu zwarciowego w czasie do 10 ms, co stanowi pewną barierę technologiczną
- małą inercją systemu, skutkującą dużymi dynamicznymi uchybami częstotliwości  $\Delta f/\Delta t$  i koniecznością dostosowania PPM do sztucznej inercji oraz szybkiej odbudowy mocy czynnej po zwarciach (ang. *active power recovery*)
- nieprawidłową pracą układów konwertorowych typu LCC, opartych na układach tyrystorowych (tzw. ang. *current sourced converter*), które wykorzystują napięcie sieciowe do komutacji. Zniekształcone napięcie sieciowe może doprowadzić do błędów w komutacji i całkowitego blokowania układów
- niestabilną pracą konwerterów opartych na układach IGBT tzw. *self-commutated*

VSC (ang. *voltage sourced converter*), w słabych częściach systemu charakteryzujących się małym współczynnikiem zwarcia, a ich praca w układach wyspowych jest utrudniona/niestabilna lub nawet niemożliwa.

Powyższe zjawiska będą się coraz bardziej nasilać i uwydatniać w przyszłości wraz ze wzrostem udziału technologii konwertorowych w strukturach sieciowych. Opierając się na analizach ENTSOE [6], wstępnie szacowany współczynnik penetracji systemu polskiego w 2015 roku może przekroczyć znacząco poziom 50%, co będzie skutkowało bardzo ostrymi wymaganiami dynamicznymi dla farm wiatrowych i PV, łącznie z aktywnym ich udziałem w procesie utrzymania i regulacji parametrów systemu, bez polegania na zdolnościach i usługach świadczonych przez konwencjonalne, synchroniczne jednostki wytwórcze.

Dobierając wartości progów mocowych, należy uwzględnić także i te potencjalne uwarunkowania w pracy systemu, które mogą pojawić się w horyzoncie długoterminowym.

## 8. Podsumowanie

Biorąc pod uwagę szeroką gamę zagadnień regulowanych kodeksem NC RfG (wymagania *stricte* techniczne, operacyjne z zakresu prowadzenia ruchu i regulacji częstotliwości, procedury przyłączania, weryfikacja spełnienia wymagań, derogacje), który – przypomnijmy – po wejściu w życie będzie miał moc bezwzględnie obowiązującą i zastosowanie przed regulacjami krajowymi, implementacja kodeksów sieciowych na poziomie krajowym jest wyzwaniem dla podmiotów sektora elektroenergetycznego, w szczególności dla OSP oraz OSD.

Kodeks NC RfG zwiększa rolę i odpowiedzialność OSD w zakresie weryfikacji spełnienia przez jednostki wytwórcze wymagań określonych w NC RfG oraz określa obszary niezbędnej współpracy pomiędzy OSP i OSD w celu koordynacji działań w obszarze zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. W efekcie wdrożenia kodeksu sieciowego NC RfG jako wtórny efekt może nastąpić standaryzacja produktu, co ma się przyczynić do obniżenia kosztów produkcji podstawowych podzespołów jednostki wytwórczej (tj. turbin, generatorów) oraz unifikacji na poziomie europejskim procedur stosowanych przez operatorów systemu.

Autorzy kodeksu NC RfG nie uniknęli błędów przy jego opracowaniu, nie wszystkie wymagania i rozstrzygnięcia wydają się uzasadnione, ale cały dokument należy uznać za istotny kamień milowy w rozwoju wspólnego systemu synchronicznego kontynentalnej Europy.

## Bibliografia

1. Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, European Network of Transmission System Operators for Electricity, publikacja z dnia 14 kwietnia 2016 r. [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L>

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-13. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- \_.2016.112.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2016:112:TOC [dostęp: 1.03.2017].
2. Framework Guidelines On Electricity Grid Connections ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2011.
  3. Electricity in Europe, ENTSOE, 2015 [online], [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity\\_in\\_europe/entsoe\\_electricity\\_in\\_europe\\_2015\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2015_web.pdf) [dostęp: 1.03.2017].
  4. Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Załącznik 2. do Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Ministerstwo Gospodarki, 2015 [online], <http://bip.me.gov.pl/node/24670> [dostęp: 1.03.2017].
  5. Ierna R. i in., Effects of VSM Converter Control on Penetration Limits of Non-Synchronous Generation in the GB Power System, 15th Wind Integration Workshop, Vienna, 2016, s. 8.
  6. Scenario Outlook&Adequacy Forecast 2015, ENTSO-E, 2015.
  7. Jansen K., Pfeiffer R., Rychlak J., European Network Codes for Grid Connection, 2016 CIGRÉ USNC International Colloquium Evolution of Power System Planning to Support Connection of Generation, Distributed Resources and Alternative Technologies [online], <http://www.cigre.org> [dostęp: 1.03.2017].
  8. ENTSO-E's Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSOE, 2015 [online], [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630\\_SOAF\\_2015\\_publication\\_wcover.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf) [dostęp: 1.03.2017].
  9. Technical Report on ENTSO-E Network Code: Requirements for Generators, Raport końcowy z dn. 12.11.2013, DNV KEMA Energy and Sustainability [online], [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA\\_Final%20Report\\_RfG%20NC.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/KEMA_Final%20Report_RfG%20NC.pdf) [dostęp: 1.03.2017].

### Jerzy Rychlak

mgr inż.

PSE SA

e-mail: [jerzy.rychlak@pse.pl](mailto:jerzy.rychlak@pse.pl)

Magister inżynier elektryk. Ukończył studia podyplomowe w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie z zakresu zarządzania (1998) oraz studia podyplomowe na Politechnice Warszawskiej z zakresu energetyki jądrowej (2014). Od 1996 roku związany jest zawodowo z PSE SA, początkowo w Departamencie Obrotu Energią Elektryczną, następnie w Departamencie Usług Operatorskich. Obecnie pracuje na stanowisku kierownika Wydziału Systemów Regulacji i Sterowania.

Jego działalność zawodowa koncentruje się na zagadnieniach związanych ze współpracą jednostek wytwórczych z systemem elektroenergetycznym, regulacją mocy czynnej i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, przystosowaniem jednostek wytwórczych do obrony i odbudowy KSE. W ramach ENTSOE współpracuje z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej, mocy wymiany i częstotliwości oraz implementacji kodeksu sieciowego określającego wymogi dla wytwórców (NC RfG).