

Usage of Wind Farms in Voltage and Reactive Power Control Based on the example of Dunowo Substation

Authors

Dariusz Kołodziej
Jarosław Klucznik

Keywords

voltage control, reactive power control, wind farms

Abstract

The article describes a control system designed at the Institute of Power Engineering Gdańsk Division, which has been applied in Dunowo substation and nearby wind farms. Control systems use wind farms in the process of voltage and reactive power control. The device structure, rules of control and requirements described in the Instruction of Transmission System Operation and Maintenance (grid code) released by Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA the Transmission System Operator in Poland are presented.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014105

1. Introduction

The development of wind energy in Poland, and the construction of wind farms with more and more power, connected not only to the distribution grid, but also to the transmission grid, creates the opportunity for extensive use of wind farms as reactive power sources in the NPS voltage control.

The paper presents a voltage and reactive power control system implemented in the Dunowo node, covering Dunowo 400/220/110 kV substation and two wind farms connected to its 400 kV and 110 kV bars.

2. Transmission system operator requirements

The voltage and reactive power control requirements are set out in the IRiESP transmission grid code [1]. It can be concluded from the code that:

- A wind farm should be provided with a voltage and reactive power control system.
- In order to ensure a wind farm's usability in the operation management process it is required that it is fit for remote control in accordance with standards set by the system operator. As part of the system of remote control from an appropriate dispatch centre, the capability should be ensured to change reactive power over the full range of the wind farm's allowable reactive power loads.
- As part of the remote control system, the capability should be ensured to change the farm wind's control mode in real time (online).
- If a wind farm is connected to the transmission grid, the transmission system operator (TSO) has the right to change its reactive power (as well as active power) output of over the

full range of permissible loads, using a remote control system from the TSO-ODM (regional dispatch) services level.

- A wind farm must be capable of the reactive power output resulting from the power factor required for its capacity (POS) at its connection point, i.e. from $\cos\varphi = 0.95$ (inductive) to $\cos\varphi = 0.95$ (capacitive). At a load below POS the entire reactive power disposable in the range outside $\cos\varphi = 0.95$ has to be available in accordance with the wind farm's technical capabilities (Fig. 1).

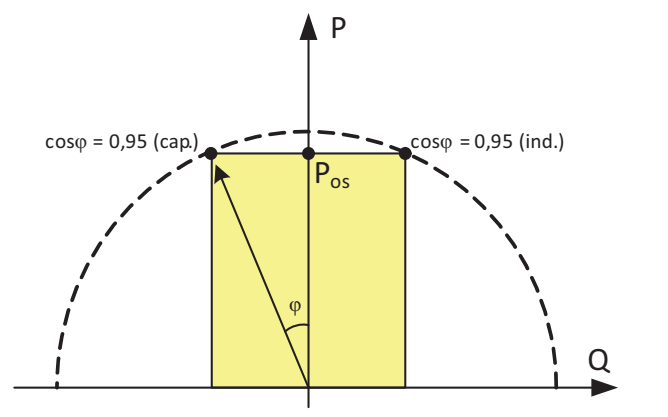


Fig. 1. The required wind farm reactive power output range

Voltage and reactive power control should be provided over the full range of the wind farm's allowable reactive power loads. A wind farm's voltage and reactive power control and regulation system should be fit for stand-alone operations and, optionally, for operation co-ordinated with the master voltage and reactive power control system (ARST), installed in the substation.

In the stand-alone mode, the wind farm voltage and reactive power control and regulation system should be capable of independent operation with regard to the following criteria: reactive power (at connection point) and voltage (at connection point) in accordance with static characteristics $Q = f(U)$ (Fig. 2). The characteristic's parameterisation should be possible for each connected farm individually. The set parameters are dependent on the farm size, rated voltage, and location of its connection to the power system. In Tab. 1 the symbols used in the characteristic are explained.

- In the coordinated mode, the wind farm voltage and reactive power control and regulation system is interoperable with the master voltage and reactive power control system (ARST), installed in the substation. As part of the warranty of its

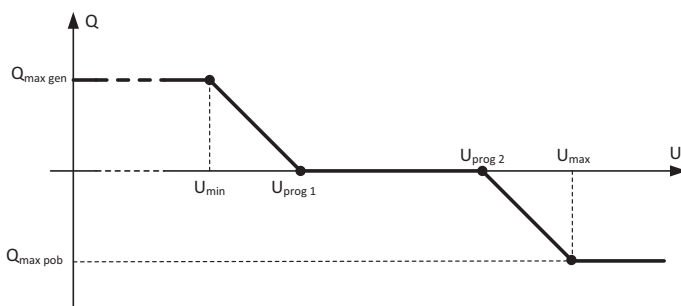


Fig. 2. Static characteristic $Q = f(U)$ of voltage control at connection point

Designation	Description
$Q_{\max \text{ pob}}$	Maximum permissible wind farm reactive power intake at a given active power output
$Q_{\max \text{ gen}}$	Maximum permissible wind farm reactive power output at a given active power output
U_{\min}	Minimum controlled wind farm connection point voltage at maximum reactive power output
U_{\max}	Maximum controlled wind farm connection point voltage at maximum reactive power intake
$U_{\text{prog} 1}$	Controlled wind farm connection point voltage, below which reactive power is generated
$U_{\text{prog} 2}$	Controlled wind farm connection point voltage, beyond which reactive power is intaken

Tab. 1. Static characteristic designationspoint

interoperability with the master system (ARST), the wind farm voltage and reactive power control and regulation system's capability should be ensured to implement reactive power setpoints. Also warranted should be a dedicated channel for communication with the master control system.

- The system operator may require that during disturbances the wind farm generates as much reactive power as possible within its technical constraints.
- During disturbances resulting in voltage changes the wind farm can not lose its reactive power control capacity, and must actively contribute to the voltage retention. At a voltage drop in its connection point below a setpoint, the wind farm can not intake reactive power.

Fig. 1. shows the required reactive power output range. IRIESP transmission grid code does not require the range's rectangular shape, although this would be the most advantageous from the viewpoint of the farm's contribution to voltage control. In practice the range is most often near V-shaped, or partially rectangular. For the investor in a wind farm, fulfilling all the foregoing requirements may be difficult, due to the limited functionality of the control systems associated with wind farms, or expensive, due to the need to procure additional functionality in the control system. The URST control systems developed by the Institute of Power Engineering for wind farms ensure wind farm's adjustment to the IRIESP transmission grid code requirements, for example by way of completion of the missing control criteria, implementation of the interoperability with master control systems (coordination with ARST system), and extension of the control function to static reactive power sources installed in the wind farm's customer substation.

For voltage control in Dunowo node two wind farms are used. Connected to the 110 kV side is Karścino farm with 90 MW capacity, provided with a UCC (Iberdrola) control system, which directly interoperates with the respective ARST master system. Connected to the 400 kV side is Darłowo farm with 250 MW capacity, which was provided with an URST system in order to meet all the IRIESP grid code requirements, and to ensure its interoperability with the master ARST system.

The next chapter presents the URST control system on the example of its implementation in Darłowo wind farm.

3. URST wind farm control system

The URST system has been designed for the automatic management of operations of Darłowo wind farm connected to the power system at 400 kV, in the following areas:

- voltage control at connection point, according to the static characteristics required by the transmission grid operator (Fig. 2)
- reactive power output/ intake control at connection point
- power factor ($\cos\phi$) control at connection point.

3.1. Wind farm description

A diagram of Darłowo WF connected to 400 kV switchgear in Dunowo node is shown in Fig. 3. The farm grid includes two main substations (MES) Jeżyczki and Sińczycza. The MES substations are equipped with 110/30 kV transformers, and constitute wind farm connection points. Darłowo WF's active and reactive power capacities are 250 MW and 80 MVar, respectively. To the 400/110/30 kV transformer's third winding the following static reactive power sources is connected: a 12 MVar capacitor bank, and a 12-27-36 MVar reactor (depending on configuration).

3.2. URST system functionality

The URST system in Darłowo complements functionality of the wind turbine controller supplied by the turbine manufacturer (General Electric) in order to meet all voltage and reactive power control requirements of the transmission system operator.

From the point of view of the power system and the ARST controls in Dunowo node, the wind farm with its control automation

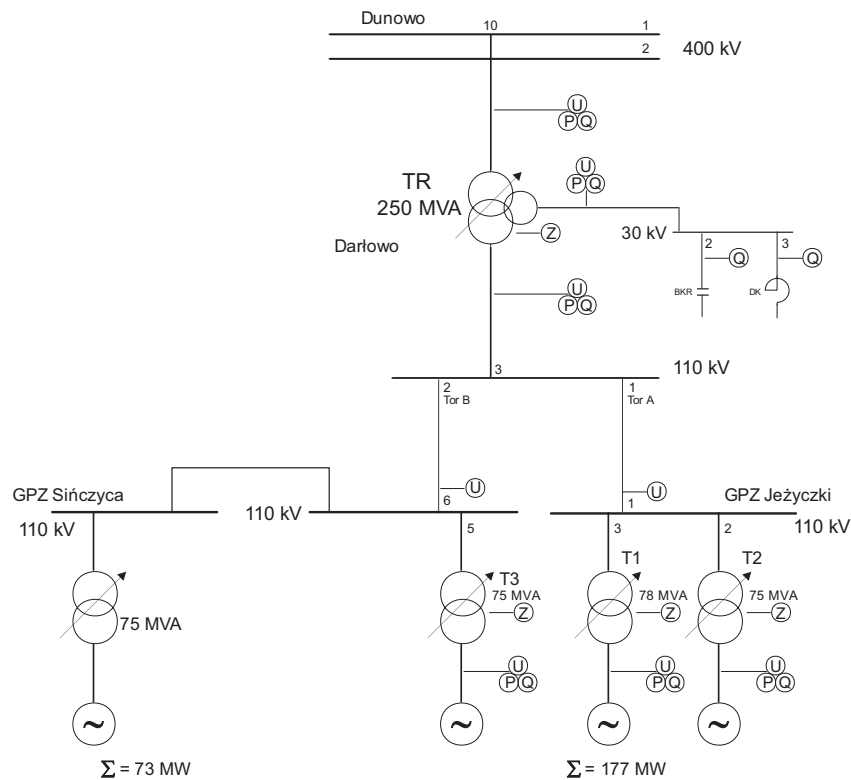


Fig. 3. Darłowo WF diagram

consisting of the wind farm controller and the URST system is a single source of reactive power. It has its own characteristic $Q = f(P)$ that indicates the currently available range of reactive power control, dependent on the active power output.

Functions performed by the wind turbine controller:

- independent control of active and reactive power outputs of each wind turbine in the farm
- voltage or power factor control at the point of connection to the power system.

Tasks performed by URST system in Darłowo WF, which utilises the functions available in the wind turbine controller and so extends them that they meet the TSO requirements:

- Control at the wind farm's connection to the power system is executed according to a selected regulation criterion: 400 kV side voltage, reactive power, or power factor ($\cos\varphi$).
- In the process of a selected value's adjustment, first the fast generator (farm's turbines) control capabilities are employed, followed by the slow control that uses static reactive power sources (capacitor bank, reactor).
- Transformer regulation involves all the farm's transformers (400/110 kV, 110/30 kV) with on-load tap changers.
- Transformer regulation takes into account the need to maintain certain voltage levels in each switching substation of the farm's internal grid.
- Control of static reactive power sources, such as capacitor banks or reactors; the capacitor bank control takes into account switching time constraints.
- The URST provides control in stand-alone or ARST (coordinated) modes, switched over locally from a terminal in the wind farm, or remotely from the dispatch centre. In the

standalone mode, the URST control is based on a selected criterion and setpoints obtained locally from a terminal in the wind farm or remotely from the dispatch centre.

- In the ARST mode, the URST control is based on a criterion and setpoints obtained from the ARST system acting as master in the coordinated control process involving high voltage substations and wind farms connected.
- In the stand-alone mode, the 400 kV voltage at the connection point is controlled in accordance with the static characteristic $Q = f(U)$ (Fig. 2) required by the transmission system operator.
- In the ARST mode, the 400 kV voltage control at the connection point is performed by the farm as a controllable reactive power source. The ARST is responsible for setting such a reactive power for the URST and the farm, which ensures the appropriate voltage in the 400 kV system.
- Communication with dispatch centres is done in a standard way (communication protocols, data lists).
- The URST communicates with the ARST, acting as master in the coordinated control process.

A simplified example of the URST/wind farm interoperation is shown in Fig. 4. The wind farm controller controls the active and reactive power outputs of individual wind turbines. Wind turbine setpoints (reactive power or power factor $\cos\varphi$) are transmitted to the farm controller from the interoperable URST. Back-fed to the URST are the farm's total active and reactive power outputs, current reactive power output limits, and other details of the farm's operating state. The reference point for the regulator and its setpoint in the farm controller is the farm connection to the grid (a bay in a high voltage substation).

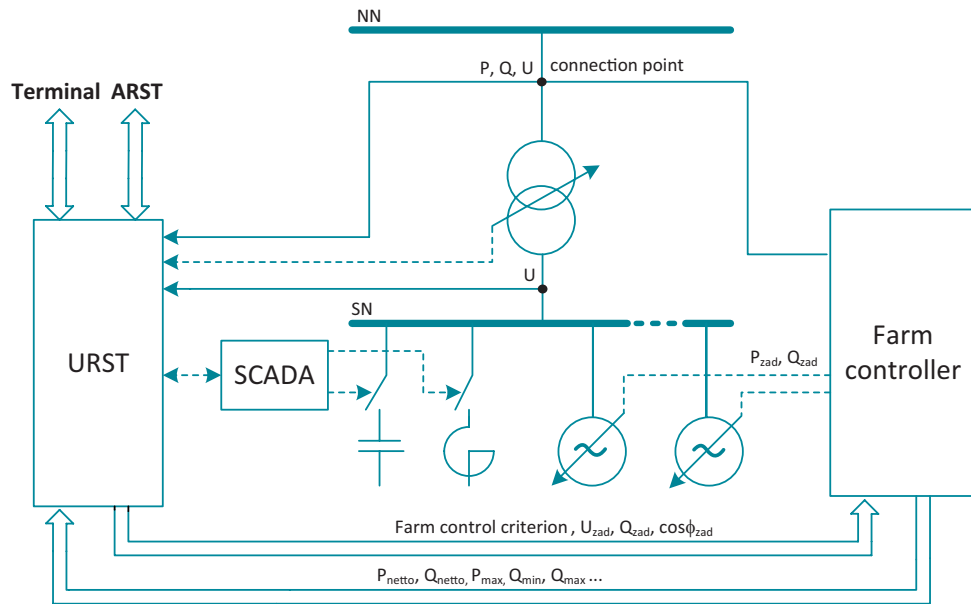


Fig. 4. Simplified diagram of URST / farm devices interoperation

The URST is responsible for the transformer ratio control in all substations of the farm, and the use of static capacitor banks and the reactor in the regulation. The farm connection point is also the reference for the control processes performed by the URST.

3.3. Design of the URST for Darłowo WF

The URST design for Darłowo WF has distributed structure. The system consists of three programmable controllers: central, installed in MES (main substation) Darłowo, and two local in MES Jeżyczki and MES Sińczyca. The local units act as object-oriented data concentrators for Darłowo WF URST, and as controllers of T1, T2, T3 transformers in MES Jeżyczki, and the transformer in MES Sińczyca.

The central controller is responsible for the implementation of URST operating programme, and it supports communication with the URST controllers in substations Jeżyczki and Sińczyca, SCADA in substation, wind farm controller, and ARST. It also records the regulation system's performance.

All controllers are equipped with the following modules:

- analogue inputs, responsible for the receipt of data from voltage, and active and reactive power measurement converters in each bay
- binary inputs, responsible for the receipt of circuit breaker and disconnector statuses in selected substation bays, measurements of transformer tap numbers, and selected statuses of control panel switches
- binary outputs that control the drives of on-load transformer tap changers.

3.4. Communication

The URST communicates to the following extent:

- Communication between URST controllers in each transformer substation (MES) of the farm.
- Communication with the terminal in the wind farm (or its subscriber station) – for the purpose of the system's local

servicing (visual rendering, setpoint entering). The local URST terminal can be implemented as a separate application running on any computer in the substation, or as a web-based solution (URST as web server, computer as terminal with a web browser as the human-machine interface, HMI). The URST terminal functionality can also be embed in the farm's SCADA, which requires URST/ SCADA communication. For Darłowo WF the web server option has been selected.

- Communication with the dispatch centre enables remote operation. Depending on the farm and its connection locations it is the dispatch centre belonging to the transmission system operator.

Communication with the ARST master control system installed in the highest voltage substation, to which the farm is connected. It is necessary to coordinate control processes performed by Darłowo WF URST and Dunowo 400/220/110 kV substation ARST.

Data exchange within the URST, as well as with external devices, utilises the following communication protocols:

- IEC 60870-5-104 – between URST controllers
- DNP 3.0 LAN – with SCADA in wind farm substations
- MODBUS/TCP – with wind turbine controller
- IEC 60870-5-101 – with master ARST in Dunowo substation.

A diagram of the communication links is shown in Fig. 5.

3.5. Operation

The URST can be operated from computer terminals in the URST controller locations (Darłowo WF in Dunowo, MES Jeżyczki, and MES Sińczyca).

The URST is locally operated using a web browser programme on the computer terminal of the system installed in the substation. The URST system has a HTTP server that generates web pages showing the farm and control system performance. On the screens setpoints can be entered and the events history viewed. The webpage is automatically refreshed.

Fig. 6 shows the main terminal screen. It displays real-time measurements, control mode and criterion, and setpoints. The diagram is slightly modified, according to changing statuses of substation switches. The diagram contains fields, where voltage setpoints can be entered for the 110 kV bars and each 30 kV switching substation.

The additional screens in Fig. 7 and 8 show in detail the farm condition in terms of input data essential for the URST control unit. The first screen shows Dunowo 400/110 kV MSE substation, the next Jeżyczki 110/30 kV MSE.

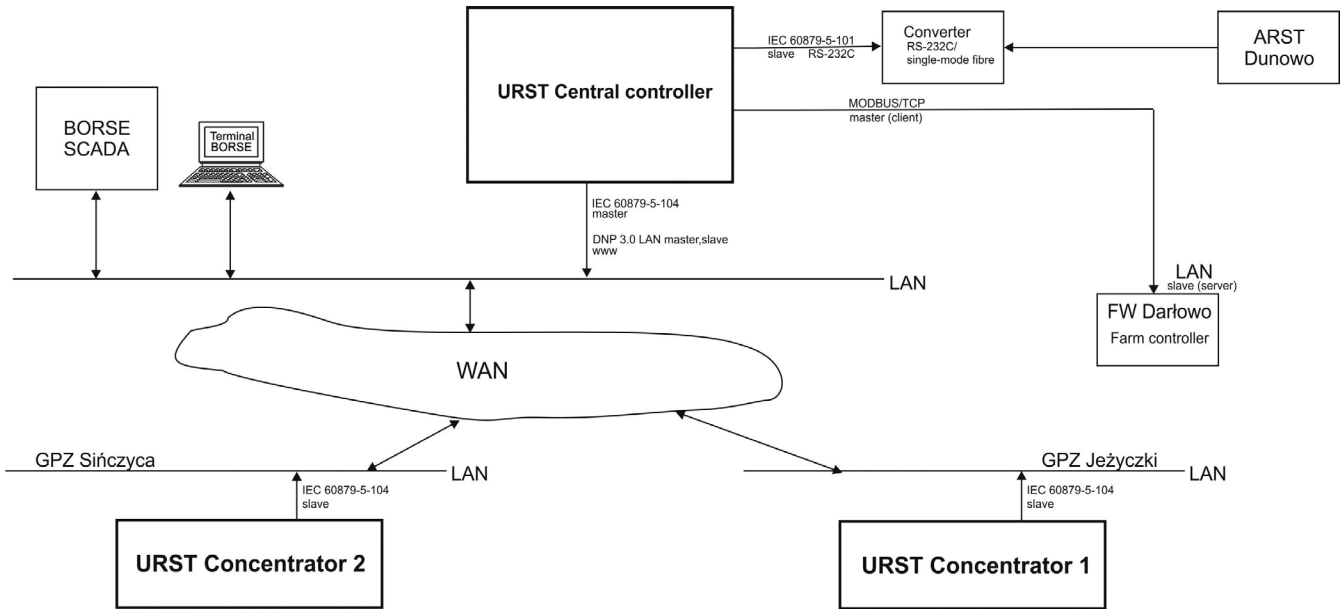


Fig. 5. Communication diagram

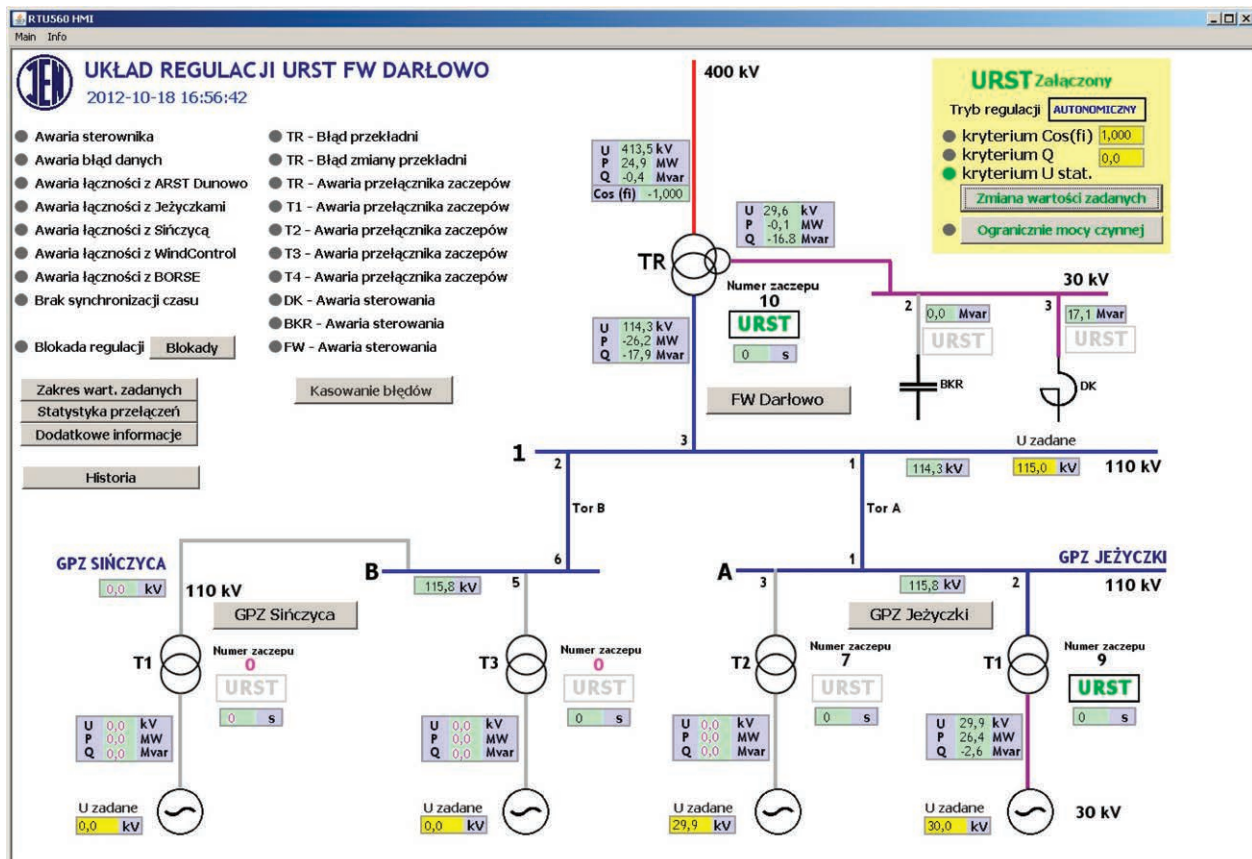


Fig. 6. URST main screen

4. Coordinated voltage control in Dunowo node

The Dunowo node (DUN), located in PSE-Północ operating area, consists of three busbar systems: 400 kV, 220 kV and 110 kV, and two transformers. Dunowo substation is equipped with an ARST automatic transformer control system, which covers two transformers: AT1 (400/100 kV) and TR2 (400/220 kV). In addition, the ARST's coordinated control algorithm covers wind farms Darłowo and Karścino. The ARST's coordinated control algorithm covers wind farms Darłowo and Karścino.

A diagram of the Dunowo node covered by the coordinated voltage control algorithm is shown in Fig. 9.

The ARST automatic control unit in Dunowo substation has been adapted for interoperation with the control systems of the wind farms in Darłowo and Karścino. The interoperation of these two types of automatic controls aims to coordinate the voltage control processes in the high voltage substation with the voltage control, which the connected wind farms can perform.

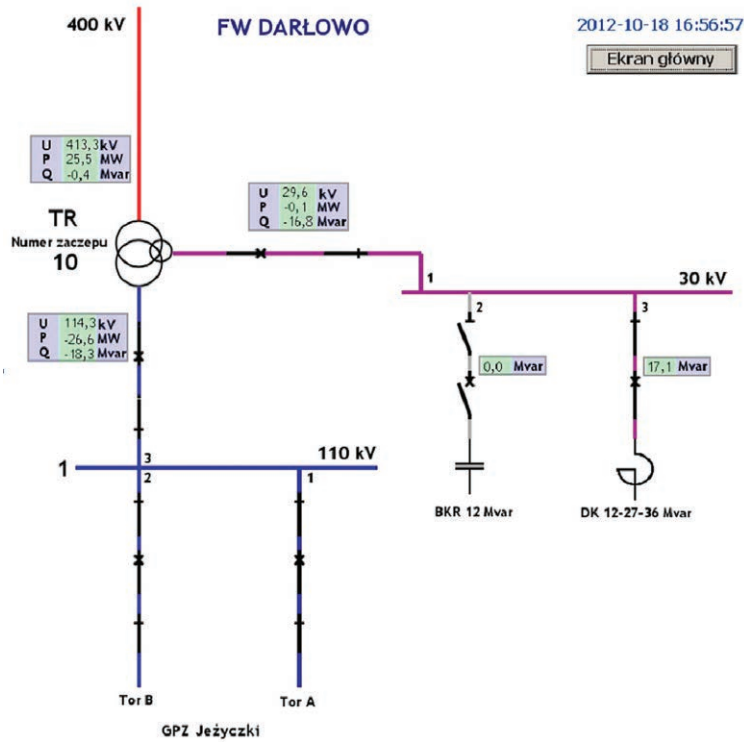


Fig. 7. URST screen of Dunowo MSE

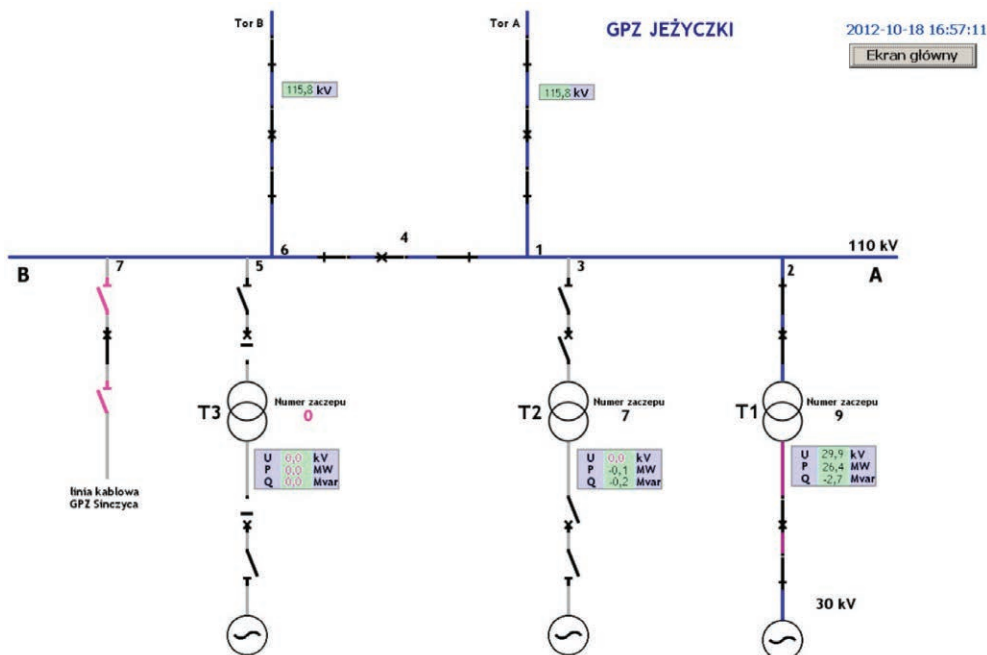


Fig. 8. URST screen of Jeżyczki MSE

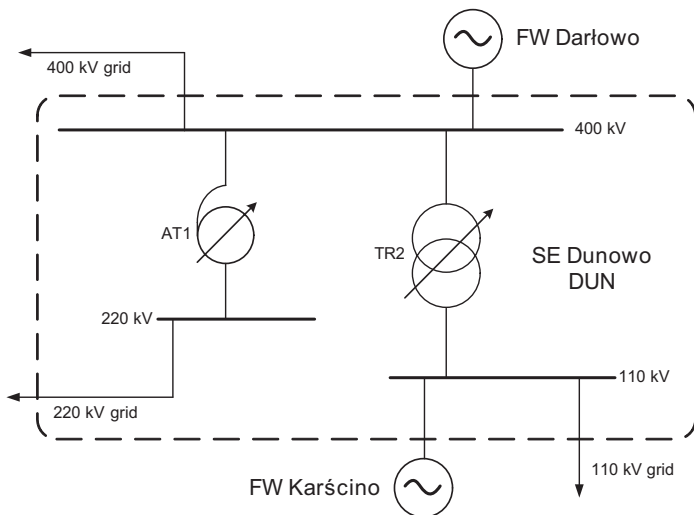


Fig. 9. Dunowo node diagram

After its adjustment to control coordinated with the wind farms, the ARST in Dunowo has the following features:

- The voltage control process involves the 400/110 kV transformer in Dunowo substation, with an on-load tap changer, and Darłowo and Karścino wind farms connected to the substation, with control systems (UCC in Karścino, and URST in Darłowo).
- The ARST in a high voltage substation acts as the master in the voltage control process. It is responsible for the use of variable transformer ratios and connected wind farms as controllable reactive power sources.
- Control systems in each wind farm play the slave roles. They operate according to a control criterion and setpoints (reactive power or $\cos\phi$) provided by the ARST for the variables controlled at the connection point. This is so when the farm control system has been locally or remotely switched to the ARST operating mode.
- The ARST performs transformer control according to a selected control criterion: low transformer voltage, high transformer voltage, reactive power flow through transformer, and selected transformer tap (fixed transformer ratio).
- The transformer control covers the wind farms that operate in the ARST control mode (coordinated with the ARST master voltage and reactive power control). Either of the two control criteria is applied: reactive power or $\cos\phi$ at the connection point.

In the voltage control process, the ARST first employs the fast generator control capabilities of the farms and coordinated control systems (URST), and then the slow control by the 400/110 kV transformer under the ARST control.

4.1. Substation bar voltage control

The voltage on Dunowo substation bars is controlled by transformers and connected wind farms.

The voltage on a busbar system can be controlled primarily by:

- transformer only, according to the low or high voltage control

criterion

- wind farm only, in the ARST control mode
- transformer and wind farm (in the ARST control mode) collectively.

The collective voltage control by transformer and wind farm utilises static characteristic $U_z = f(Q)$, where a change in the reactive load is accompanied by some variation of the maintained voltage. In the absence of the wind farm contribution to voltage control the characteristic is not inclined.

Setpoints of the voltages to be maintained by the system are assigned separately for each bar of the substation. The other control parameters are specified for a given voltage level (110 kV or 400 kV). The parameters are the following:

- **Voltage setpoint** – set by the substation personnel, or remotely from regional/national dispatch centre. By changing a transformer tap and/or a farm reactive power output the ARST will try to ensure that the voltage measured at the bus is close to its setpoint (with accuracy to the deadband, if at the time only transformer control is active). Where the control involves concurrent step transformer adjustment and continuous wind farm adjustment, the achieved closeness of the measured voltage and its setpoint is much better than that resulting from the deadband. It depends on the actually available reactive power range $Q_{min} \dots Q_{max}$ which the wind farm can deliver.
- **Slope** – ΔU_{dop} , denotes the slope of the dependency of bar voltage setpoint $U_{zad} = f(Q_{FW})$ on the wind farm's reactive power output. The slope is zero if the voltage control involves no farm.
- **Deadband** – denotes the range of the system's insensitivity at transformer control to a change in the controlled voltage (deadband = 2ε). The deadband's width should be selected accordingly to the voltage change induced by a single tap change, as compromise between the control accuracy and tape change time interval. Too narrow deadband may lead to oscillations of the system, even at a constant voltage on substation bars.
- **Control delay** – delay with which the ARST responds by a transformer tap change to a bar voltage deviation from the setpoint (voltage outside deadband).

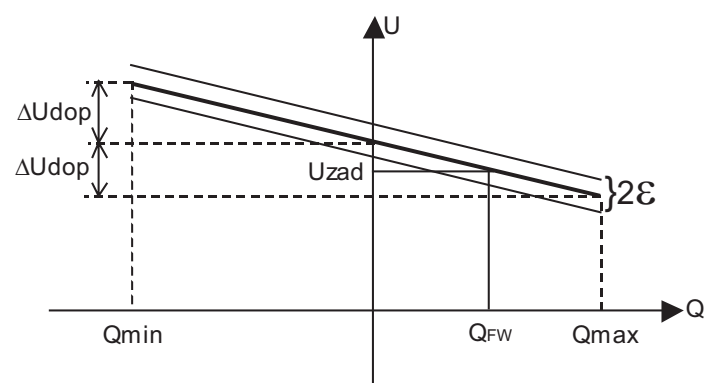


Fig. 10. Static characteristic of voltage control

- **Control type** – “dependent” or “independent”. “Independent” transformer control responds to a deviation from the setpoint with a delay exactly equal to the respective control delay, whereas “dependent” control responds the faster, the larger is the deviation.

The objective of voltage control by transformers is to change taps only when a voltage deviation from the setpoint is large or permanent, whereas a temporary, small voltage change near the deadband border should not cause tap switching.

The speed of voltage control by transformer and wind farm depends on the set transformer control parameters, the farm’s fast adjustment availability, ease of refreshing data from the object, and communication with the wind farm. At a large voltage setpoint change, or system voltage change, the speed of levelling the measured and preset powers depends on the transformer control delay.

5. Summary

The URST control system for the Dunowo node and Darłowo wind farm was installed in 2012 and launched in 2013. The tests so far have proven that the adopted solutions were correct. It

should be borne in mind that the voltage and reactive power control algorithm implemented in Dunowo node is dedicated for this node type only. Studies of the Institute of Power Engineering have shown how wide the variety of the engineering solutions and capabilities of currently built wind farms is. The algorithm and its parameters have to be selected for each solution individually. It should also be noted that the effectiveness of voltage and reactive power control in the NPS is closely linked with the wind farm capabilities and characteristic $P = f(Q)$. This type of control will be most effective when newly built wind farms’ $P = f(Q)$ characteristics ensure the complete (the largest possible) range of reactive power changes, regardless of the active power output.

REFERENCES

1. IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci [*The transmission grid code. Terms and conditions of the grid use, operation, and development planning*], Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, version 1.0 of 22 December 2010.

Dariusz Kołodziej

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electronics at Gdańsk University of Technology (1990). Since 1991 a research assistant in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. Engaged in activities related to the development and implementation in the NPS of automatic voltage and reactive power controls in high voltage substations (ARST), control systems for wind farms (URST), coordinating ARST system operations, and more recently to the use of wind farms for voltage control in coordination with ARST systems. Since 2011 he has contributed to the works of the European Energy Research Alliance (EERA) Joint Programme on Smart Grids.

Jarosław Klucznik

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering (2007) and Faculty of Management and Economics (2010) of Gdańsk University of Technology. M.Sc. Eng. in Power Systems. Since 2007 in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His research interests include: power flow calculations in power systems, and system automatic controls – ARST transformer regulation systems and control systems for wind farms URST.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–66. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo

Autorzy

Dariusz Kołodziej
Jarosław Klucznik

Słowa kluczowe

ARST, URST, regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, farmy wiatrowe

Streszczenie

W artykule przedstawiono opracowany i zrealizowany przez Instytut Energetyki system regulacji napięć i mocy biernych dla węzła Dunowo, obejmujący stację elektroenergetyczną najwyższych napięć oraz dwie spośród wielu farm wiatrowych. Zaprezentowano aktualne wymagania OSP dotyczące regulacji napięcia z wykorzystaniem farm wiatrowych. Przedstawiono budowę i strukturę systemu, reguły działania jego składników, a także zasady koordynacji regulacji transformatorowej w stacji najwyższych napięć i generatorowej w farmach wiatrowych.

1. Wstęp

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce oraz budowa farm wiatrowych o coraz większych mocach, przyłączanych nie tylko do sieci dystrybucyjnej, ale również do sieci przesyłowej, stwarza możliwość szerokiego wykorzystania farm wiatrowych jako źródła mocy biernej w procesie regulacji napięcia w KSE. W artykule przedstawiono zrealizowany w węźle Dunowo system regulacji napięcia i mocy biernej, obejmujący stację elektroenergetyczną Dunowo 400/220/110 kV oraz dwie farmy wiatrowe przyłączone po stronie 400 oraz 110 kV.

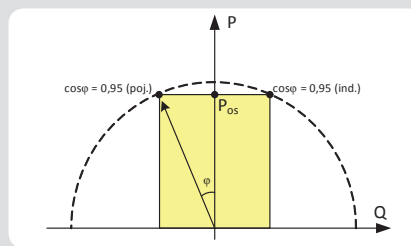
2. Wymagania operatora systemu przesyłowego

Wymagania dla farm wiatrowych w zakresie regulacji napięć i mocy biernych zawarte są w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [1]. Z treści tego dokumentu wynika, że:

- Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji w zakresie napięcia i mocy biernej.
- W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami operatora systemu. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji należy zapewnić możliwość zmiany mocy biernej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej.
- W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić możliwość zmiany trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (online).
- Jeżeli farma wiatrowa przyłączona jest do sieci przesyłowej, to operator systemu przesyłowego (OSP) ma prawo do zmiany generacji mocy biernej (oraz mocy czynnej) w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, za pomocą systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSP-ODM.
- Farma wiatrowa musi posiadać zdolność do generacji mocy biernej, w wielkości wynikającej z wymaganego dla mocy osiągalnej (P_{OS}) współczynnika mocy, w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej w granicach od $\cos\varphi = 0,95$ (o charakterze

indukcyjnym) do $\cos\varphi = 0,95$ (o charakterze pojemnościowym). Przy obciążeniu mocą czynną niższą od P_{OS} należy udostępnić całą dostępną moc bierną w zakresie poza $\cos\varphi = 0,95$, zgodnie z możliwościami technicznymi farmy wiatrowej (rys. 1).

Regulacja napięcia i mocy biernej powinna



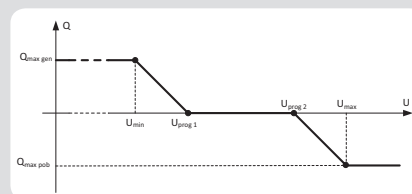
Rys. 1. Zakres wymaganej generacji mocy biernej przez farmę wiatrową

być zapewniona w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej.

System sterowania oraz regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do pracy autonomicznej oraz opcjonalnie do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST), zainstalowanym w stacji elektroenergetycznej.

W trybie autonomicznym system sterowania oraz regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do niezależnej pracy w kryteriach regulacji: mocy biernej (w miejscu przyłączenia) oraz napięcia (w miejscu przyłączenia) zgodnie z charakterystyką statyczną $Q = f(U)$ (rys. 2). Powinna być możliwość parametryzacji charakterystyki dla każdej przyłączanej farmy indywidualnie. Nastawiane parametry uzależnione są od wielkości farmy, napięcia znamionowego oraz miejsca jej przyłączenia w systemie elektroenergetycznym. Tab. 1 zawiera objaśnienie stosowanych symboli w charakterystyce.

- W trybie skoordynowanym system sterowania i regulacji farmy wiatrowej współpracuje z nadrzędnym układem



Rys. 2. Charakterystyka statyczna $Q = f(U)$ regulacji napięcia w punkcie przyłączenia

Oznaczenie	Opis
$Q_{\max \text{ pob}}$	Maksymalna dopuszczalna wartość poboru mocy biernej przez farmę wiatrową, przy danym poziomie generacji mocy czynnej
$Q_{\max \text{ gen}}$	Maksymalna dopuszczalna wartość generacji mocy biernej przez farmę wiatrową, przy danym poziomie generacji mocy czynnej
U_{\min}	Minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
U_{\max}	Maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
$U_{\text{prog}1}$	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, poniżej której generowana jest moc bierna
$U_{\text{prog}2}$	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, powyżej której pobierana jest moc bierna

Tab. 1. Oznaczenia charakterystyki statycznej

regulacji napięcia i mocy biernej (ARST) w stacji elektroenergetycznej. w ramach gwarancji współpracy z nadrzędnym układem (ARST) należy zapewnić możliwość przyjmowania do realizacji wartości zadanych mocy biernej przez system sterowania i regulacji napięcia oraz mocy biernej farmy wiatrowej. Należy również zagwarantować dedykowany kanał komunikacyjny do połączenia z nadrzędnym układem regulacji.

- Operator systemu może wymagać, by farma wiatrowa podczas zakłóceń w systemie elektroenergetycznym produkowała możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną.
- Podczas zakłóceń skutkujących zmianami napięcia farma wiatrowa nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia. W przypadku obniżenia napięcia w miejscu przyłączenia poniżej wartości zadanej farma wiatrowa nie może pobierać mocy biernej.

Na rys. 1. przedstawiono zakres wymaganej generacji mocy biernej. IRIESP nie wymaga prostokątnego kształtu tego zakresu, choć taki byłby najbardziej korzystny z punktu widzenia udziału farm w regulacji napięć. W praktyce najczęściej ma on kształt zbliżony do litery V lub jest częściowo prostokątny.

Spełnienie wszystkich przytoczonych wymagań może być trudne dla inwestora farmy wiatrowej ze względu na ograniczoną funkcjonalność układów regulacji towarzyszących siłowniom wiatrowym lub kosztowne ze względu na konieczność zakupu dodatkowych funkcji w układzie regulacji. Opracowane przez Instytut Energetyki układy regulacji URST, przeznaczone dla farm wiatrowych, zapewniają dopasowanie farmy wiatrowej do wymagań IRIESP, na przykład poprzez uzupełnienie brakujących kryteriów regulacji, realizację funkcji współpracy z nadrzędnymi układami regulacji (koordynacja z układem ARST) lub objęcie funkcją regulacji statycznych źródeł mocy biernych zainstalowanych w stacji abonenckiej farmy wiatrowej.

Regulacja napięć w węźle Dunowo wykorzystuje dwie farmy wiatrowe. Po stronie 110 kV dołączona jest farma Karścino o mocy 90 MW, wyposażona w układ regulacji UCC (Iberdrola), który bezpośrednio współpracuje z nadrzędnym dla tego węzła układem regulacji ARST. Po stronie 400 kV dołączona jest farma Darłowo o mocy 250 MW, która została wyposażona w układ URST, tak aby spełnić wszystkie wymagania IRIESP i zapewnić współpracę z nadrzędnym układem ARST.

W następnym rozdziale przedstawiony został układ regulacji URST na przykładzie realizacji w farmie wiatrowej Darłowo.

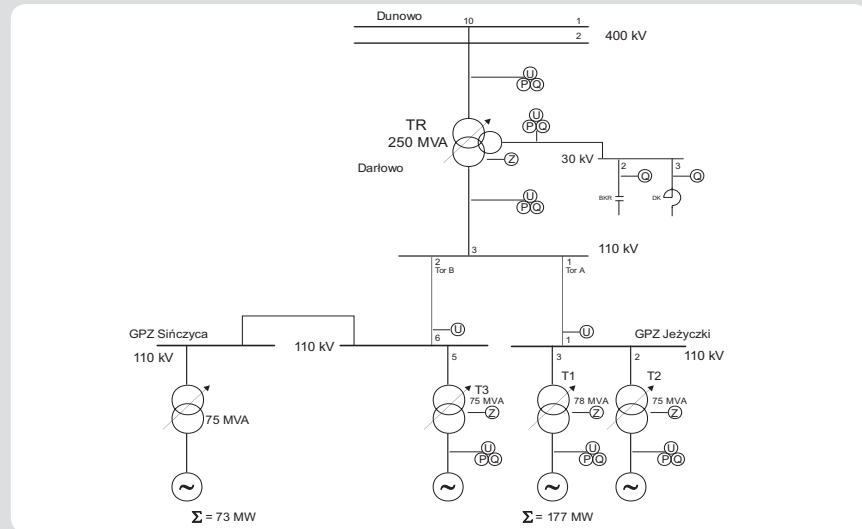
3. Układ farmy wiatrowej URST

Układ URST przeznaczony został do automatycznego prowadzenia ruchu farmy wiatrowej w Darłowie, dołączonej do systemu elektroenergetycznego po stronie 400 kV w następującym zakresie:

- regulacji napięcia w punkcie przyłączenia, zgodnie z charakterystyką statyczną wymaganą przez operatora sieci przesyłowej (rys. 2)
- regulacji mocy biernej generowanej lub pobieranej w punkcie przyłączenia
- regulacji współczynnika mocy ($\cos\phi$) w punkcie przyłączenia.

3.1. Charakterystyka obiektu

Schemat FW Darłowo, przyłączonej do rozdzielni 400 kV węzła Dunowo, przedstawiono na rys. 3. W skład sieci farmy wchodzi dwa GPZ Jeżyczki i Sińczycza. GPZ wyposażone są w transformatory 110/30 kV i stanowią punkt przyłączenia dla siłowni



Rys. 3. Schemat FW Darłowo

wiatrowych. Farma wiatrowa Darłowo posiada moc 250 MW i zdolność do generacji mocy biernej na poziomie 80 Mvar. W trzecim uzwojeniu transformatora 400/110/30 kV przyłączone zostały statyczne źródła mocy biernej: bateria kondensatorów o mocy 12 Mvar oraz dławik o mocy 12–27–36 Mvar (w zależności od konfiguracji).

3.2. Funkcje układu

Układ URST w Darłowie uzupełnia funkcjonalność sterownika farmy wiatrowej, dostarczonego przez producenta siłowni wiatrowych (General Electric), tak aby spełnione były wszystkie wymagania operatora sieci przesyłowej w zakresie regulacji napięć i mocy biernej.

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się ze sterownika farmy wiatrowej i układu URST, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i układu regulacji ARST w Dunowie stanowi pojedyncze źródło generacji mocy biernej. Posiada własną charakterystykę $Q = f(P)$, określającą aktualnie dostępny zakres regulacji mocy biernej, zależny od generowanej mocy czynnej.

Funkcje realizowane przez sterownik siłowni wiatrowych:

- niezależne sterowanie generacją mocy czynnej i biernej poszczególnych siłowni wiatrowych, wchodzących w skład farmy
- regulacja napięcia lub współczynnika mocy w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego.

Zadania realizowane przez układ URST dla FW Darłowo, który wykorzystuje funkcje dostępne w sterowniku siłowni wiatrowych i rozszerza je tak, aby spełnione zostały wymagania operatora systemu przesyłowego:

- Regulacja w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony 400 kV, mocy biernej lub współczynnika mocy ($\cos\phi$).
- W procesie regulacji wybranej wielkości w pierwszej kolejności wykorzystuje się możliwości szybkiej regulacji generatorowej (siłownie farmy), a później powolną regulację za pomocą statycznych źródeł

mocy biernej (baterii kondensatorów, dławika).

- Regulacja transformatorowa obejmuje wszystkie transformatory farmy (400/110 kV, 110/30 kV) posiadające podobciążeniowe przełączniki zaczełów.
- Regulacja transformatorowa uwzględnia potrzeby utrzymania określonych poziomów napięć na poszczególnych rozdzielniach sieci wewnętrznej farmy.
- Sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej, tj. bateriami kondensatorów lub dławikami; sterowanie bateriami kondensatorów uwzględnia ograniczenia czasowe dotyczące załączania.
- Regulacja prowadzona przez URST odbywa się w trybie autonomicznym lub trybie ARST (skoordynowanym), przełączanie trybu regulacji farmy odbywa się lokalnie z terminalu w farmie wiatrowej lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego.
- W trybie autonomicznym układ URST prowadzi regulację na podstawie wybranego kryterium regulacji i wartości zadanych, otrzymanych lokalnie z terminalu w farmie wiatrowej lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego.
- W trybie ARST układ URST prowadzi regulację na podstawie kryterium i wartości zadanych, otrzymanych z układu ARST, pełniącego rolę nadrzędną w skoordynowanym procesie regulacji, obejmującym stację najwyższych napięć i dołączone do niej farmy wiatrowe.
- Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia po stronie 400 kV w trybie autonomicznym realizowana jest zgodnie z charakterystyką statyczną $Q = f(U)$ (rys. 2), wymaganą przez operatora systemu przesyłowego.
- Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia po stronie 110 kV w trybie ARST realizowana jest poprzez wykorzystanie farmy jako sterowanego źródła mocy biernej. Układ ARST jest odpowiedzialny za zadanie odpowiedniej wartości mocy biernej dla URST i farmy, tak by w efekcie uzyskać odpowiednią wartość napięcia na systemie 400 kV.
- Komunikacja z ośrodkami dyspozytorskimi odbywa się w standardowy sposób (protokoły komunikacyjne, listy danych).

- Układ URST komunikuje się z układem regulacji ARST, pełniącym rolę nadrzędną w skoordynowanym procesie regulacji.

Uproszczony przykład powiązania układu URST z farmą wiatrową przedstawia rys. 4. Sterownik farmy wiatrowej steruje poszczególnymi siłowniami wiatrowymi w zakresie produkcji mocy czynnej i biernej. Wartości zadane dla siłowni wiatrowych (moc bierna lub współczynnik mocy $\cos\phi$) przesyłane są do sterownika farmy ze współpracującego układu URST. Do URST zwrótnie trafiają informacje o sumarycznej mocy czynnej i biernej, generowanej przez siłownie wiatrowe, bieżące ograniczenia wytwarzanej mocy biernej oraz inne informacje o stanie pracy farmy. Punktem odniesienia dla regulatora i jego wartości zadanej w sterowniku farmy jest punkt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej (pole w stacji najwyższych napięć).

Układ URST odpowiedzialny jest za sterowanie przekładniami transformatorów we wszystkich stacjach farmy oraz wykorzystanie baterii kondensatorów statycznych i dławika w procesie regulacji. Punkt przyłączenia farmy jest jednocześnie punktem odniesienia dla procesów regulacyjnych realizowanych przez układ URST.

3.3. Budowa układu URST dla FW Darłowo

Układ URST dla FW Darłowo posiada strukturę rozproszoną. Układ składa się z trzech sterowników programowalnych: centralnego, zainstalowanego w GPZ Darłowo, oraz dwóch lokalnych, działających w GPZ Jeżyczki i Sińczyca. Układy lokalne pełnią rolę koncentratorów danych obiektowych na potrzeby URST FW Darłowo oraz regulatorów transformatorów T1, T2, T3 w GPZ Jeżyczki i transformatora w GPZ Sińczyca. Sterownik centralny odpowiada za realizację programu działania układu URST, realizuje funkcje komunikacji ze sterownikami URST w stacjach Jeżyczki i Sińczyca, ze SCADA w stacji, ze sterownikiem farmy wiatrowej i układem ARST. Pełni również rolę rejestratora pracy układu regulacji. Wszystkie sterowniki wyposażone są w moduły:

- wejść analogowych, odpowiadających za odbiór informacji z przetworników pomiaru napięcia, mocy czynnej i biernej z poszczególnych pól
- wejść dwustanowych, odpowiadających za odbiór stanów wyłączników i odłączników w wybranych polach stacji, pomiarów numerów zaczepek transformatorów oraz wybranych stanów przełączników w tablicach sterowniczych

- wyjść dwustanowych, służących do sterowania napędami podobciążeniowych przełączników zaczepek transformatorów.

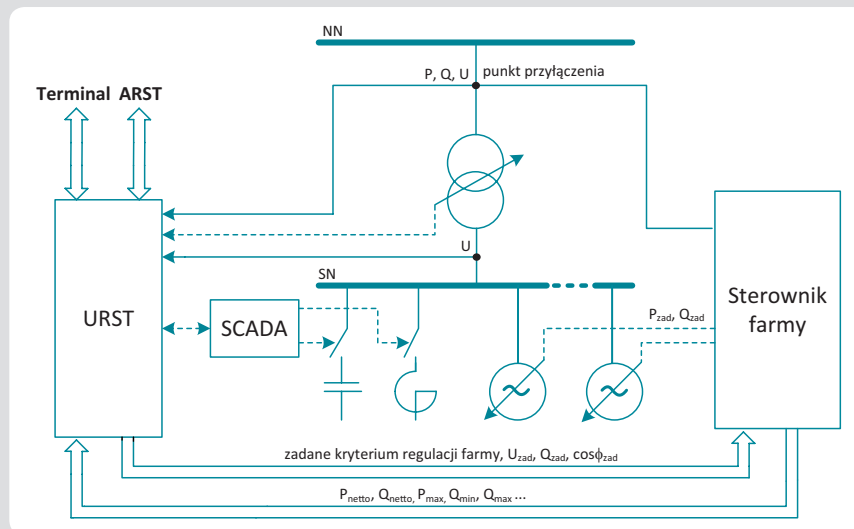
3.4. Komunikacja

Układ URST komunikuje się w następującym zakresie:

- Komunikacja między sterownikami URST zlokalizowanymi w poszczególnych stacjach transformatorowych (GPZ) farmy.
- Komunikacja z terminalem zainstalowanym w farmie wiatrowej (lub jej stacji abonenckiej) – prowadzona jest w celu lokalnej obsługi układu (wizualizacja, wprowadzanie wartości zadanych). Terminal lokalny URST może być zrealizowany jako osobna aplikacja, uruchomiona na dowolnym komputerze w stacji lub jako rozwiązanie oparte na technice WWW (URST jest serwerem WWW, komputer pełniący rolę terminalu wykorzystuje przeglądarkę internetową jako interfejs człowiek-maszyna, tzw. HMI). Możliwe jest również wbudowanie funkcji terminalu URST w system SCADA, funkcjonujący w farmie wiatrowej, wtedy konieczne jest skomunikowanie URST ze SCADA. Dla FW Darłowo wybrano wariant z serwerem WWW.
- Komunikacja z ośrodkiem dyspozytorskim – prowadzona jest w celu zdalnej obsługi. Zależnie od miejsca instalacji farmy i miejsca przyłączenia jest to ośrodek dyspozytorski należący do operatora systemu przesyłowego.
- Komunikacja z nadrzędnym układem regulacji ARST zainstalowanym w stacji najwyższych napięć, do której farma jest przyłączona. Konieczna jest do koordynacji procesów regulacyjnych prowadzonych przez URST FW Darłowo i ARST stacji 400/220/110 kV Dunowo.

Wymiana danych w ramach układu URST, jak i z urządzeniami zewnętrznymi, odbywa się z wykorzystaniem następujących protokołów komunikacyjnych:

- IEC 60870-5-104 – między sterownikami URST
- DNP 3.0 LAN – ze SCADA w stacjach farmy wiatrowej
- MODBUS/TCP – ze sterownikiem siłowni wiatrowej
- IEC 60870-5-101 – z nadrzędnym układem ARST w SE Dunowo.



Rys. 4. Uproszczony schemat współpracy URST z urządzeniami farmy

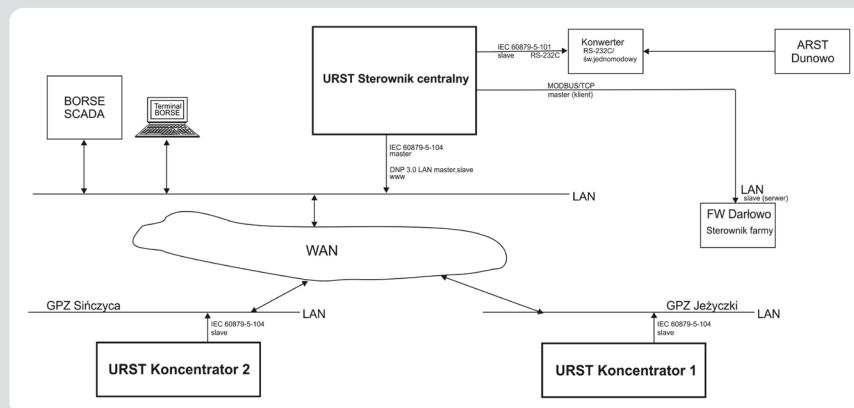
Schemat powiązań komunikacyjnych przedstawiono na rys. 5.

3.5. Obsługa

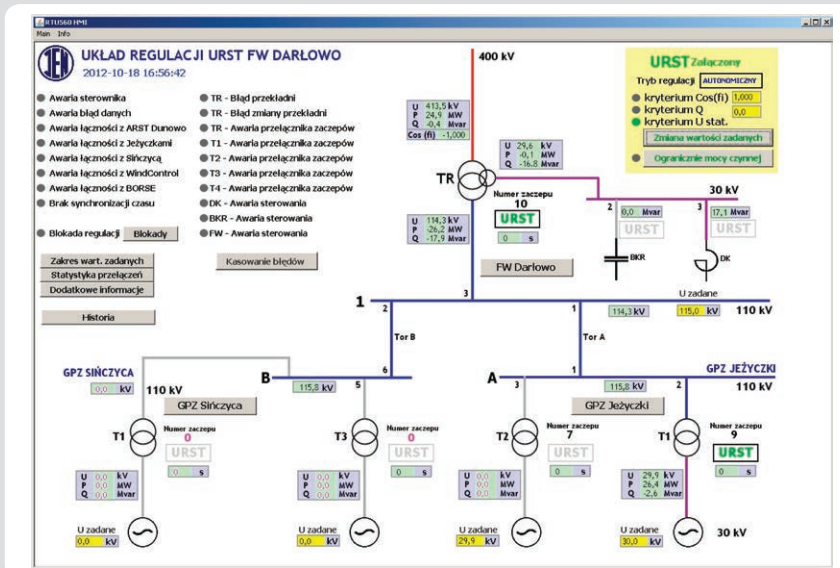
Obsługa układu URST jest możliwa z komputerowych terminali w miejscach zainstalowania sterowników układu URST (FW Darłowo w Dunowie, GPZ Jeżyczki, GPZ Sińczyca).

Lokalna obsługa układu URST realizowana jest z wykorzystaniem programu przeglądarki WWW na komputerze terminalu systemu zainstalowanego w stacji. Układ URST posiada serwer HTTP, generujący odpowiednie strony WWW, przedstawiające stan farmy i układu regulacji. Ekran pozwala na wprowadzanie wartości zadanych i odczyt historii zdarzeń. Stan strony automatycznie się odświeża.

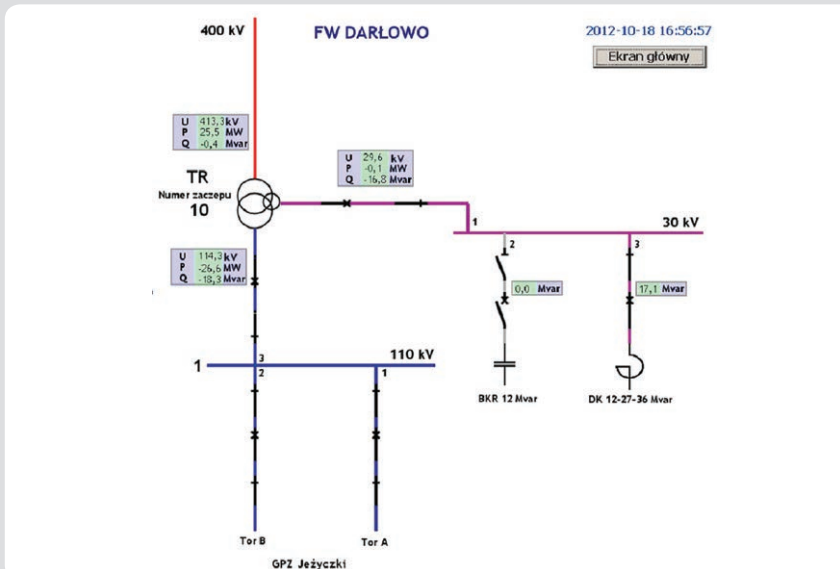
Na zamieszczonym rys. 6 przedstawiono główny ekran terminalu. Wyświetlane są



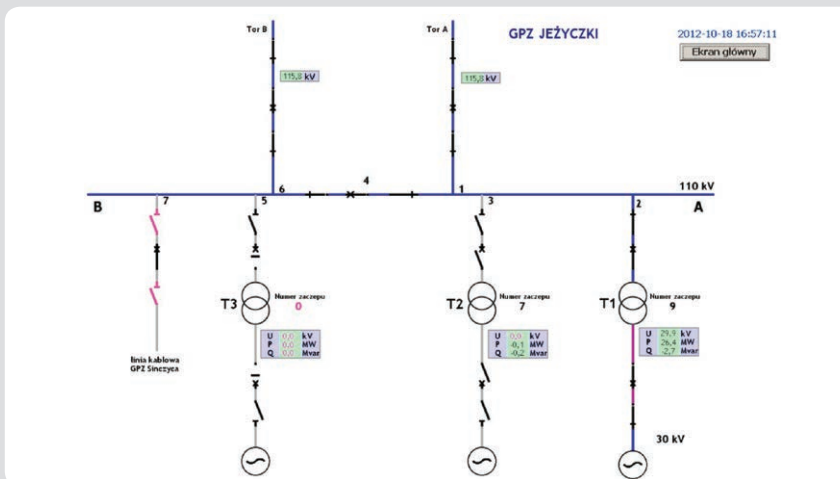
Rys. 5. Schemat połączeń komunikacyjnych



Rys. 6. Główny ekran układu URST



Rys. 7. Ekran układu URST przedstawiający GPZ Dunowo



Rys. 8. Ekran układu URST przedstawiający GPZ Jeżyczki

na nim bieżące pomiary, aktualny tryb i kryterium regulacji oraz aktualne wartości zadane. Schemat ulega nieznacznym modyfikacjom, zależnie od zmieniającego się stanu położenia łączników w stacjach. Na schemacie umieszczone są pola umożliwiające wprowadzanie wartości zadanych napięć na szynach 110 kV oraz dla poszczególnych rozdzielni 30 kV. Dodatkowe ekrany przedstawione na rys. 7 i 8 ukazują szczegółowo stan farmy w zakresie danych wejściowych, istotnych dla układu regulacji URST. Pierwszy ekran przedstawia GPZ Dunowo 400/110 kV, kolejny GPZ Jeżyczki 110/30 kV.

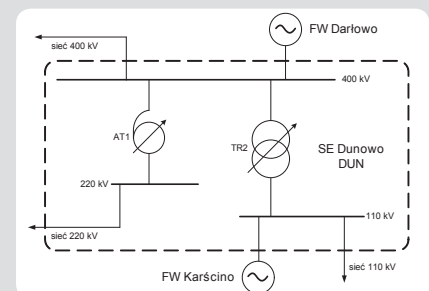
4. Skoordynowana regulacja napięć w węźle Dunowo

W skład węzła Dunowo (DUN), leżącego na terenie PSE-Północ, wchodzi trzy rozdzielnie: 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz dwa transformatory. Stacja energetyczna Dunowo wyposażona jest w automatyczny układ regulacji transformatorowej ARST, w zasięgu jego działania znajdują się transformatory: AT1 (400/100 kV) i TR2 (400/220 kV). Dodatkowo układ ARST obejmuje algorytmem regulacji skoordynowanej farmy wiatrowe Darłowo oraz Karścino. Schemat węzła Dunowo, objętego algorytmem skoordynowanej regulacji napięć, przedstawiono na rys. 9.

Układ automatycznej regulacji ARST w SE Dunowo przystosowany został do współpracy z układami regulacji farm wiatrowych w Darłowie i Karścinie. Współpraca tych dwóch rodzajów automatyk ma na celu skoordynowanie procesów regulacji napięć z regulacją napięć, które mogą realizować przyłączone farmy wiatrowe.

Układ ARST w Dunowie, po dostosowaniu do regulacji skoordynowanej z farmami wiatrowymi, posiada następujące cechy:

- W procesie regulacji napięć bierze udział transformator 400/110 kV zainstalowany w stacji Dunowo, wyposażony w podobciążeniowy przełącznik zacsepów, oraz farmy wiatrowe Darłowo i Karścino dołączone do stacji i wyposażone w układy regulacji (UCC w Karścinie i URST w Darłowie).



Rys. 9. Schemat węzła Dunowo

- Układ ARST w stacji najwyższych napięć pełni rolę nadrzędną w procesie regulacji napięć. Odpowiada za wykorzystanie zmiennej przekładni transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych jako sterowanych źródeł mocy biernej.
- Układy regulacji w poszczególnych farmach wiatrowych pełnią rolę podrzędną. Pracują według przesłanego przez ARST kryterium regulacji oraz wartości zadanej

(mocy biernej lub $\cos\varphi$) dla regulowanej wielkości w punkcie przyłączenia. Dzieje się tak po lokalnym lub zdalnym załączeniu układu regulacji w danej farmie wiatrowej do pracy w trybie ARST.

- Regulacja transformatorowa realizowana przez ARST odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony niższej transformatora, napięcia strony wyższej transformatora, przepływu mocy biernej przez transformator oraz wybranego zaczeptu transformatora (stałej przekładni transformatora).
- Regulacja generatorowa obejmuje te farmy wiatrowe, które pracują w trybie regulacji ARST (pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej ARST). Wykorzystuje się jedno z kryteriów regulacji: moc bierną lub $\cos\varphi$ w punkcie przyłączenia.

W procesie regulacji napięcia układ ARST w pierwszej kolejności wykorzystuje możliwości szybkiej regulacji generatorowej, realizowanej za pomocą farm i skoordynowanych układów regulacji (URST), w dalszej kolejności powolną regulację za pomocą transformatora 400/110 kV będącego pod kontrolą ARST.

4.1 Regulacja napięcia na szynach stacji

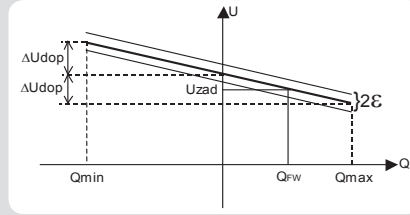
Regulacja napięcia na szynach stacji w Dunowie odbywa się za pomocą transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych. Regulacja napięcia na danym systemie może odbywać się z wykorzystaniem przede wszystkim:

- wyłączenie transformatora pracującego w kryterium regulacji napięcia niższego lub wyższego
- wyłączenie farmy wiatrowej pracującej w trybie regulacji ARST
- łączenie transformatora oraz farmy wiatrowej (pracującej w trybie regulacji ARST).

Regulacja napięcia z udziałem transformatora i farmy wiatrowej realizowana jest z wykorzystaniem charakterystyki statycznej $U_z = f(Q)$, gdzie zmiana obciążenia biernego towarzyszy pewna zmienność utrzymywanego napięcia. W przypadku braku udziału farm wiatrowych w regulacji napięcia charakterystyka nie jest nachylona.

Wartości zadane napięć, jakie mają być utrzymywane przez układ, przypisane są osobno dla każdej z szyn stacji. Pozostałe parametry regulacji określone są dla danego poziomu napięć (110 lub 400 kV). Oto następujące wielkości:

- Wartość zadana napięcia** – zadawana przez obsługę stacji lub zdalnie z ODM/KDM.



Rys. 10. Charakterystyka statyczna regulacji napięcia

Układ ARST będzie dążył poprzez zmianę zaczeptu transformatora oraz generacji mocy biernej przez farmę wiatrową do tego, aby wartość zmierzzonego napięcia na szynie była zbliżona do wartości na niej zadanej (z dokładnością do szerokości strefy nieczułości w przypadku wykorzystania w danym momencie tylko regulacji transformatorowej). W przypadku regulacji wykorzystującej jednocześnie skokową regulację transformatorową i płynną regulację za pomocą farmy wiatrowej osiągnięcie wartości napięcia mierzonego i wartości zadanej jest dużo lepsze niż wynikające ze strefy nieczułości. Jest ono uzależnione od dysponowanego w danym momencie zakresu mocy biernej $Q_{min} \dots Q_{max}$, jaką farma wiatrowa może dostarczyć.

- Nachylenie charakterystyki** – parametr ΔU_{dop} , określający nachylenie zależności napięcia zadane go na szynach $U_{zad} = f(Q_{fw})$ od mocy biernej generowanej przez farmę wiatrową. Nachylenie charakterystyki jest zerowe w przypadku regulacji napięcia bez udziału farmy.
- Strefa nieczułości** – parametr określający zakres niewrażliwości układu podczas regulacji transformatorowej na zmianę napięcia regulowanego (strefa nieczułości $= 2\epsilon$) w regulacji transformatorowej. Szerokość strefy powinna być dobierana odpowiednio do zmiany napięcia, wywołanej jednostkową zmianą zaczeptu, będącą kompromisem między dokładnością regulacji a częstością zmiany zaczeptu. Zbyt wąska strefa nieczułości może doprowadzić do oscylacji układu nawet przy stałym napięciu na szynach stacji.
- Opóźnienie regulacji** – zwłoka, z jaką układ ARST zareaguje zmianą zaczeptu transformatora na odchyłkę napięcia na szynie od wartości zadanej (napięcie poza strefą nieczułości).
- Typ regulacji** – „zależna” lub „niezależna”. Dla „niezależnej” – reakcja układu, w regulacji transformatorowej, na odchyłkę

od wartości zadanej nastąpi dokładnie po czasie określonym jako opóźnienie regulacji, dla „zależnej” – reakcja jest tym szybsza, im większa jest odchyłka.

Celem regulacji napięcia za pomocą transformatorów jest zmiana zaczeptu tylko wtedy, gdy odchyłka napięcia od wartości zadanej jest duża lub ma charakter trwały, natomiast chwilowe, niewielkie zmiany napięcia w pobliżu granicy strefy nieczułości nie powinny powodować przełączeń zaczeptów. Szybkość regulacji napięcia za pomocą transformatora i farmy wiatrowej jest uzależniona od nastawionych parametrów regulacji transformatorowej, możliwości szybkiej regulacji farmy wiatrowej, łatwości odświeżania danych pochodzących z obiektu oraz komunikacji z farmą wiatrową. W przypadku dużych zmian napięcia na systemie o czasie uzyskania wyrównania mocy zadanej i mierzonej zadecyduje opóźnienie regulacji transformatorowej.

5. Podsumowanie

Układ regulacji farmy wiatrowej URST dla węzła Dunowo i farmy wiatrowej Darlowo został wykonany w 2012 roku i uruchomiony w 2013 roku. Dotychczasowe próby wykazały poprawność przyjętych rozwiązań. Należy pamiętać, że algorytm regulacji napięcia i mocy biernej, wykorzystany w węźle Dunowo, jest dedykowany tylko dla tego rodzaju węzła. Prace prowadzone przez Instytut Energetyki pokazują, jak bardzo różnorodne są rozwiązania i możliwości aktualnie budowanych farm wiatrowych. Dobór algorytmu i jego parametrów dla każdego rozwiązania trzeba ustalać indywidualnie. Należy również pamiętać, że skuteczność regulacji napięcia i mocy biernej w sieci KSE jest ściśle powiązana z możliwościami i charakterystyką $P = f(Q)$ farmy wiatrowej. Wykorzystanie tego typu regulacji będzie najskuteczniejsze, gdy nowo budowane farmy wiatrowe będą posiadać charakterystykę $P = f(Q)$, która zapewni pełny (możliwie największy) zakres zmiany mocy biernej, niezależnie od wartości mocy czynnej.

Bibliografia

- IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, wersja 1.0 z 22 grudnia 2010.

Dariusz Kołodziej

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki Politechniki Gdańskiej (1990). Od 1991 roku zatrudniony jest w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Zajmuje się działalnością związaną z rozwojem i wdrażaniem w KSE układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stacji najwyższych napięć (ARST), układów regulacji dla farm wiatrowych (URST), koordynacją pracy układów regulacji ARST, a w ostatnim czasie z wykorzystaniem farm wiatrowych do regulacji napięć w powiązaniu z układami ARST. Od 2011 roku uczestniczy w pracach European Energy Research Alliance (EERA) Joint Programme on Smart Grids.

Jarosław Klucznik

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki (2007) oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii (2010) Politechniki Gdańskiej. Magister inżynier specjalności: systemy elektroenergetyczne. Od 2007 roku zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki. Do obszaru jego zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozpryłowowe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.