

Tests and Trials Viewing Specifications of Power and Wind Farms – Selected Issues

Authors

Krzysztof Marszałkiewicz
 Ireneusz Grządzielski
 Andrzej Trzeciak
 Marian Maćkowiak

Keywords

wind farms, operational tests

Abstract

After connecting and running the wind farm must undergo a series of tests to confirm the specific supplies' properties. This article presents selected issues associated with tests and trials viewing technical parameters – regulatory properties of wind farms in the field of active power, voltage drops and the influence on energy quality at the point of attachment.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014309

1. Introduction

IRiESP Transmission Grid Code of 2012 [1] obligates any owner of a wind farm (FW) to test the farm's technical and operating parameters in order to verify its compliance with technical requirements, including the operating parameters specified in the requirements for the connection to the power grid, and in the Transmission Grid Code. The tests should start after the wind farm's connection to the National Power System (NPS), not later than 30 working days thereafter. These tests should be completed within one year from the connection date.

The wind farm testing scope and method shall be stipulated in the respective connection agreement. In the verification tests an independent expert company should participate, agreed upon by the operator and any the farm owner, which should not have been involved in the farm's development and construction.

The paper presents selected issues related to the tests verifying a power plant's and wind farm's technical parameters – the control properties with regard to active power and at voltage dips, and the impact on power quality at the farm's connection point.

2. Full scope of tests of farm's technical and operating parameters

IRiESP Transmission Grid Code of 2012 specifies the parameters that should be tested in particular. Based on this information and past experience, a full scope of tests and trials has been developed, which is summarized in Tab. 1–3. It provides the basis for discussion between farm owner, operator, and expert company on the final testing program. The test scope is divided into the following groups [2]:

Group A. Checking the switching, protection, and transmission properties of the equipment relevant to the farm's operation control.

Group B. Checking the wind farm's control properties.

Group C. Evaluation of the wind farm's impact on power quality at the *Point of Common Coupling (PCC)*.

The measurement equipment used for testing a wind farm's technical and operating parameters must be certified to comply with industry standards and calibrated. The following Class A measurement kits are used for testing: PQ-Box 100, PQ-Box 200 (by A. Eberle GmbH & Co. KG.) and Unilyzer (by Unipower AB).

Further in the paper some issues are discussed related to testing a wind farm's technical and operating parameters, control properties with regard to active power – Group B: test B2 (B2.1 and B2.2), B3 (B3.1 and B3.2) and at voltage dips – Group B test B5, and the impact on power quality at the point of common coupling – Group C.

3. Checking active power control system with power changes gradient controls – tests B2.1 and B2.2

Changes in active power output to the grid depending on external power set point signal should be checked at the wind velocity corresponding to the rated power. If the wind conditions during the measurements do not allow achieving the rated power, the test can be made at a wind velocity enabling the output of 75% of the rated power.

During the wind farm's operation without restrictions [3], according to the wind conditions, the average gradient of the farm's active power output, according to the binding

No.	Test and trial group	Test name
1.	Group A/A1	A1. Checking the switching and protection devices performance at farm output's main reception point (MRP)
2.	Group A/A2	A2. Checking the station signalling transmission performance
3.	Group A/A3	A3. Checking the transmission of analogue values from / to the RDR / CRB regional and central dispatch centres
4.	Group A/A4	A.4 Checking the farm's remote controllability from ZDM local dispatch centre
5.	Group A/A5	A5. Checking the voice communication and dispatch system

Tab. 1. Checking the switching, protection, and transmission properties of equipment relevant to wind farm's operation control, Group A

No.	Test and trial group	Test name
6.	Group B/B1	B1. Plotting the WF active power characteristic as a function of wind velocity
7.	Group B/B1	B2. Checking the active power control system with power changes gradient controls: B2.1. Wind farm operation without restrictions, according to the wind conditions B2.2. Checking the active power control system's response to DSO/TSO commands B2.3. Checking the automatic active power reduction as a function of frequency change
8.	Group B/B3	B3. Tests at switching WF on and off to / from closed grid: B3.1. Tests at WF startup B3.2. Tests at WF outage

Tab. 2. Checking wind farm's control properties, Group B

No.	Test and trial group	Test name
11.	Group C	C. Evaluation of the wind farm's impact on power quality at the point of common coupling. Determination at PCC of the requirements for short- and long-term flicker Pst and Plt, respectively; THD and from 2. to 50. individual harmonics content

Tab. 3. Evaluation of the wind farm's impact on electricity quality at the point of common coupling, Group C

Transmission Grid Code, can not exceed 10% of the farm's rated power per minute. The test evaluates the average gradients of active power changes depending on the variable wind conditions. Fig. 1 shows an example of the active power change process registered at a tested farm.

The active power control system's response to grid operator's commands is checked in the normal operating conditions, i.e. with the power output limited to a certain level, and in the conditions of the need of urgent reduction of the active power output, such as in an emergency, or the system's contingency (intervention) operation.

Meeting the requirements of the Transmission Grid Code means that:

- in the normal operating conditions the rate of power reduction to a certain level P_z should not exceed 10% of the farm's rated power per minute
- whereas the intervention power reduction should be by default 2% of the rated power per second, at the farm's load in

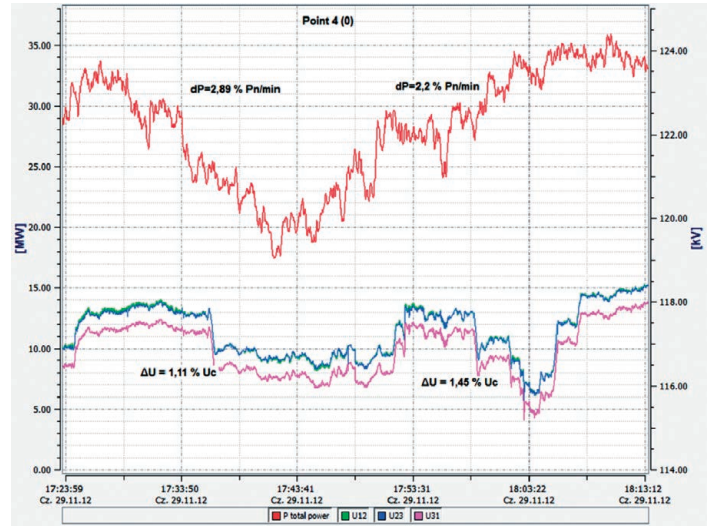


Fig. 1. Example waveform of wind farm's active power and voltage changes at its PCC point, according to variable wind conditions

the range 100–20% of the rated power. The power reduction rate at the farm's operation with a load below 20% of the rated power may be lower, but not less than 10% of the rated power per minute

- whereas the active power set in the intervention mode by the system operator should be retained with an accuracy of at least $\pm 5\%$ of P_z (power set point), taking into account constraints due to the wind conditions.

In addition, it is recommended to record the voltage changes at the wind farm's connection point when the active power set point is changed. In order to meet the Transmission Grid Code requirements imposed at any time of the output power control process, the output power changes algorithm must ensure that the voltage at generation nodes, e.g. of the 110 kV distribution grid in normal operating conditions stays in the range (generation node):

$$1.0U_n \leq U \leq 1.1U_n \text{ i.e. } U = 110\text{--}121 \text{ kV.}$$

Fig. 2 and 3 show example waveforms of active power and voltage changes in the farm's connection point when the active power output is adjusted to P_z equal to 50% of the power currently available (Fig. 2), and at intervention reduction practically to zero (Fig. 3). The waveforms indicate proper performance of the group master active power control implemented in the farm's SCADA system.

4. Tests at wind farm switching on and off to/from closed grid – tests B3.1 and B3.2

The tests (denoted as B3–B3.1 and B3.2) are performed at the wind velocity that enables farm's rated output power. When weather conditions over a longer period of time do not allow achieving the rated power, it shall be admitted, subject to consultation with the operator of the network to which the farm is connected, to perform the test by wind conditions enabling at least 75% of the rated power. In accordance with the Transmission Grid Code requirements, in the system's normal operating conditions the average gradient of changes in a wind farm's active power



Fig. 2. Example waveform of active power and voltage changes in farm's PCC point at active power reduction to 50%

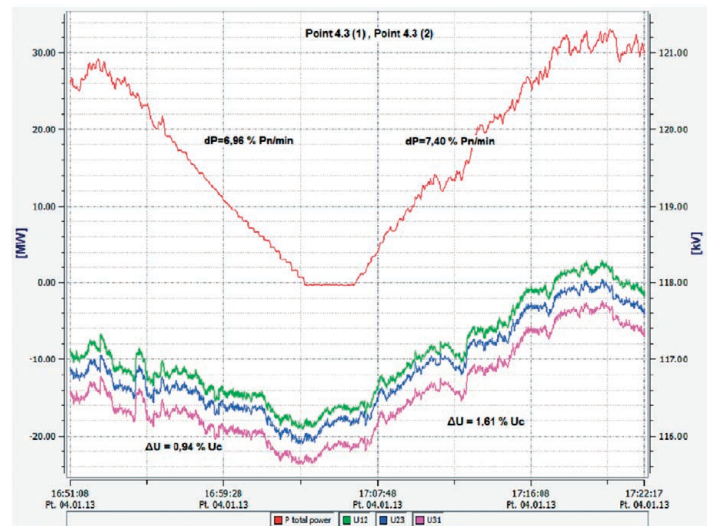


Fig. 4. Example waveform of active power and voltage changes in farm's PCC point at switching the farm on and off, proper test results

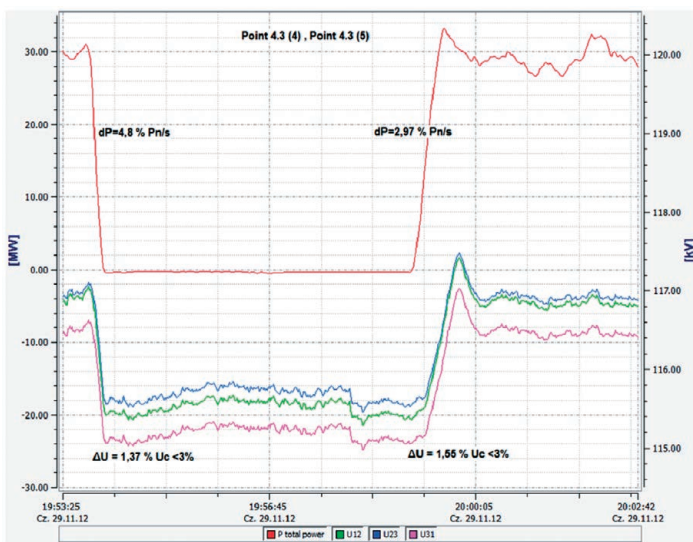


Fig. 3. Example waveforms of active power and voltage changes in farm's PCC point at intervention active power reduction to 0 MW

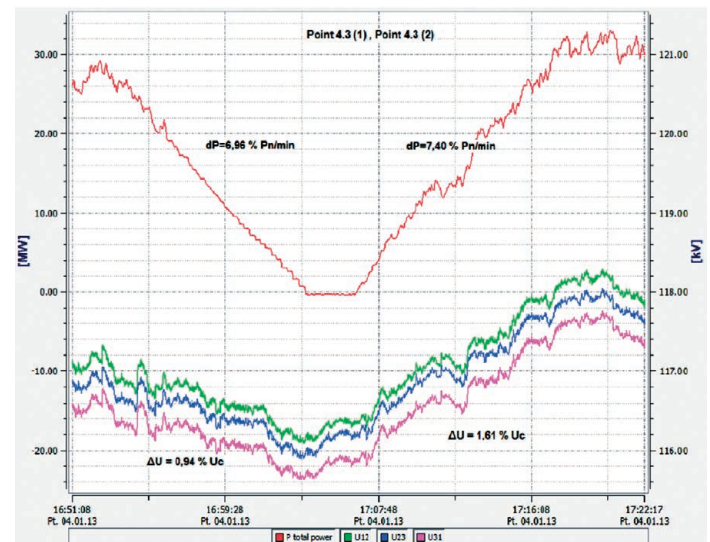


Fig. 5. Example waveform of active power and voltage changes in farm's PCC point at switching the farm on and off, improper test results

output at switching it on and off may not exceed 10% of its rated power per minute [3]. Fig. 4 shows waveforms of active power and voltage changes in three phases in the farm's PCC point at switching it on and off. These waveforms are proper and they meet the TGC requirements. By contrast, Fig. 5 shows improper average gradients (before the control algorithm's adjustment) at the farm's connecting to the grid.

5. Testing wind farm's capacity to retain its technical and operating parameters at large voltage dips – test B5

The test is intended to check [4, 5] a wind farm's capacity to retain its technical and operating parameters in the event of a voltage disturbance in the grid (usually resulting from a short circuit), according to the FRT Fault Ride-Through characteristic (Fig. 6) set

out in the IRIESP Transmission Grid Code. During disturbances resulting in large voltage changes the wind farm cannot lose its reactive power control capacity, and must actively contribute to the voltage retention.

Wind farm's capacity to maintain its operation (its FRT automatic controls) in the case of short circuit can be tested by:

- performing a short circuit test (applies to MV grids only)
- recording accidental short circuits that may occur in the grid at the time of a verification test simulation
- analyses on operator approved mathematical models showing the farm's response to grid disturbances tests
- with a *Voltage Dip Test Unit*, using for such tests in Germany (by WINDTEST company).

The test is considered positive if the farm's wind turbines remain in operation at a voltage dip, according to the characteristics set

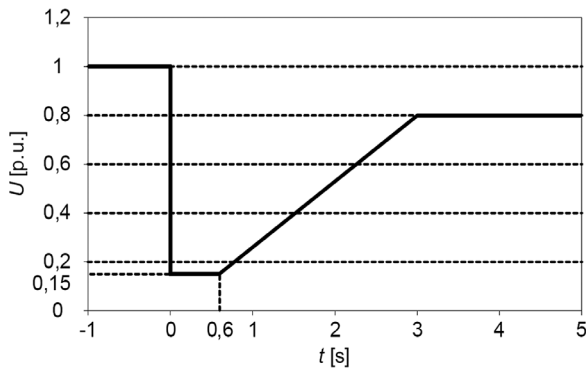


Fig. 6. Characteristics of the required range of farm operation in the event of grid disturbance [1]

out in the IRiESP Transmission Grid Code (operating conditions above the characteristic).

The short-circuit tests performed by these authors in the MV grid of one of ENEA Operator's MSP substations allowed testing performance of the FRT automatic controls connected to the MV bars of two GE 2.5 MW wind turbines. The short-circuit tests' primary objective was to evaluate the actual short-circuit power in the MSP substation's selected MV section, the impact of the connected wind turbines on the short-circuit power increase, and comparison of the results measured and calculated. Three short-circuit tests were performed, two of which with the two GE – 2.5 MW wind turbines in operation. The protection time settings were 0.5 and 07 s. Fig. 7 shows a diagram of the MSP substation's MV section bays involved in the short-circuit tests.

Fig. 8–10 shows examples of voltage and current waveforms, recorded at the short-circuit tests. Fig. 8 shows the rms voltage and current in bay 4 of a 110 kV/MV transformer, for short circuit duration ca. 0.58 s, with the both GE 2.5 MW wind turbines in operation. Fig. 9 shows the same waveforms, but for short-circuit duration ca. 0.77 s (test 2). Fig. 10 shows the instantaneous voltage and current waveforms in bay 7 interconnecting the two GE 2.5 MW turbines.

The short-circuit allowing performance of FRT Fault Ride-Through automatic controls of the GE 2.5 MW wind turbines, also known as survival characteristics – LVRT or ZVRT (LV – Low Voltage,

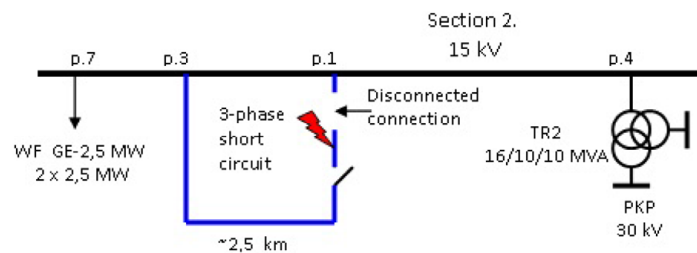


Fig. 7. Diagram of the bays in ENEA Operator's MSP substation involved in the short-circuit tests

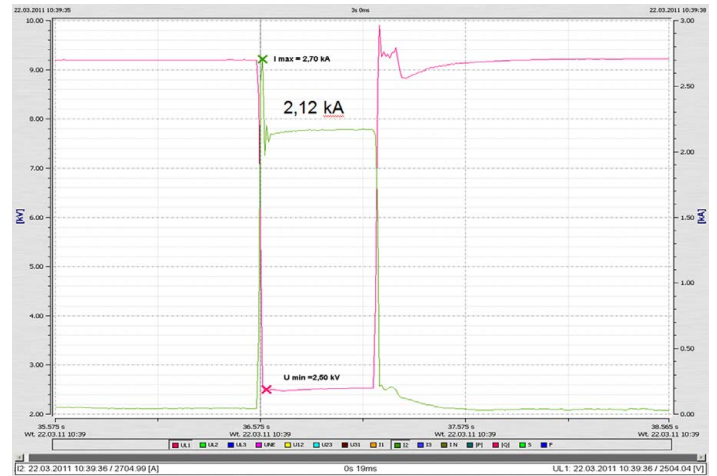


Fig. 8. RMS phase current I_{L2} and minimum voltage U_{L1} in bay 4. of Tr2 during 3-phase short-circuit lasting $dt = 579.93$ ms; two GE 2.5 MW turbines in operation, test 1

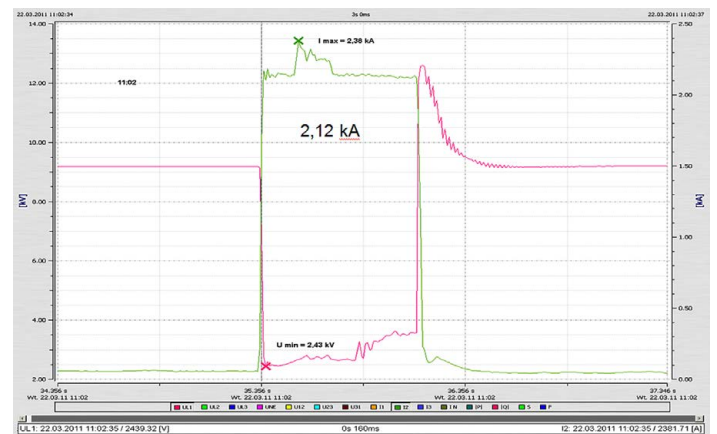


Fig. 9. RMS phase current I_{L2} and minimum voltage U_{L1} in bay 4. of Tr2 during 3-phase short-circuit lasting $dt = 770.31$ ms; two GE 2.5 MW turbines in operation, test 2

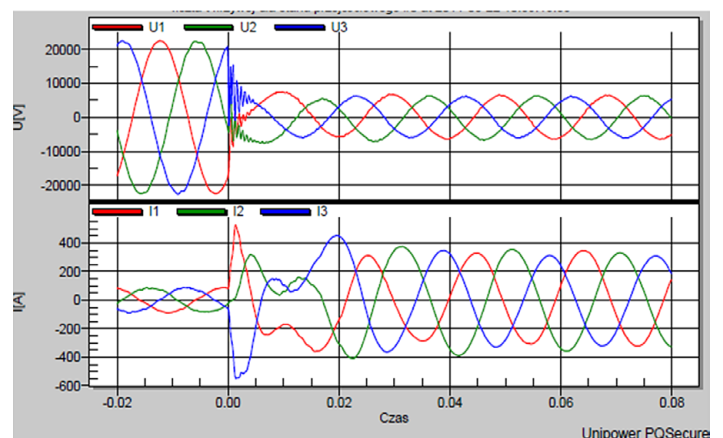


Fig. 10. Instantaneous currents and voltages in the bay of operating GE 2.5 MW wind turbines at a 3-phase short circuit, test 1

ZV – Zero Voltage, RT – Ride Through). The results of tests 1 and 2 are shown in the FRT characteristic set out in the IRIESP Transmission Grid Code (Fig. 11). This result shows the proper performance of the GE 2.5 MW turbines' FRT automatic controls.

6. Evaluation of wind farm's impact on power quality at the point of common coupling – test Group C

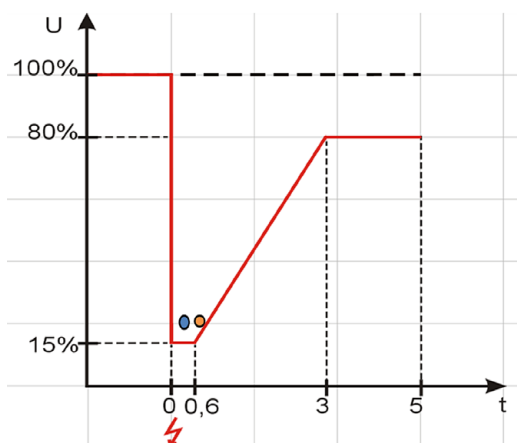
Testing wind farm impact on maintaining power quality standards at the point of common coupling (PCC) includes measurements of the following parameters [6]: voltage distortions, voltage fluctuations and changes (flickers Pst, Plt at continuous operation, taking into account switching processes, voltage change "d" due to the turboset switching process, voltage change „dd" due to wind turbine operation).

Distortion and changes of the voltage on MSP substation's 110 kV bars may be affected by external wind farms operating in the grid on 110 kV side, and other devices with substantial power installed in the MV grid and impacting the master grid, such as traction rectifier substations.

Effective regulations of power quality standards maintenance are included in the IRIESP Transmission Grid Code of January 1, 2012 (points: 2.2.3.3.3.8) and in IRIESD distribution grid codes:

1. A wind farm shall cause no sudden voltage change and surge in excess of 3%. As regards repetitive voltage disturbances due to wind farm operation, the range of a single quick rms voltage change shall not exceed 2.5% and 1.5% for disturbance frequencies 10 and 100 per hour, respectively. These requirements also apply to wind turbine start-ups and shut-downs.
2. The shares of a wind farm connected to a closed network in the total voltage fluctuations at the point of common coupling, as measured by an increase in the short term (Pst) and long term (Plt) coefficients of light flicker over the background, shall not exceed:

- a) $Pst < 0.35$ for coordinated 110 kV grid
- b) $Plt < 0.25$ for coordinated 110 kV grid.



● Test 1 – short-circuit duration of 0.58 s, voltage dip to 28% U_n
● Test 2 – short-circuit duration of 0.77 s, voltage dip to 26% U_n

Fig. 11. LVRT voltage ride through characteristic for NPS – IRIESP Transmission Grid Code (2012)

3. A wind farm connected to 110 kV coordinated grid shall induce at the point of common coupling no voltage harmonics (of orders 2–50) content over $iTHDu = 1.5\%$ (IRIESP) (0.7% in ENEA IRIESD), with respect to the fundamental harmonic. The total voltage distortion factor THD voltage at the point of common coupling shall be less than $THDu_{total} < 2.5\%$ (IRIESP) (2.0% ENEA IRIESD).
4. The above power quality coefficients shall be complied with throughout a week, with probability of 99% (measurement period: ≥ 7 days).

Fig. 12 to 14 show example power quality test results at a tested farm's point of common coupling.

To avoid unacceptable voltage distortions, the harmonic currents at PCC should be limited to the necessary extent. Frequency characteristics of grid node impedances depend on the structure of connected devices, number, type and length of supply lines,

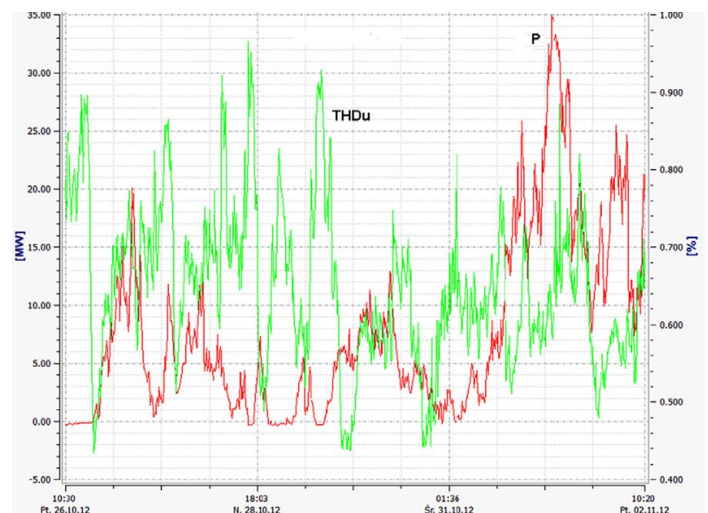


Fig. 12. Changes in THDu distortion factor and the farm's active power output during the test

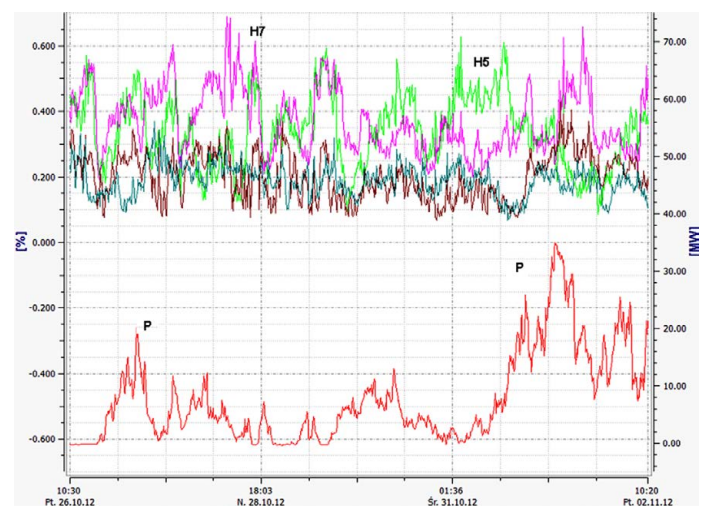


Fig. 13. Timing diagram of harmonics 5 and 7 on the background of the tested wind farm active power output

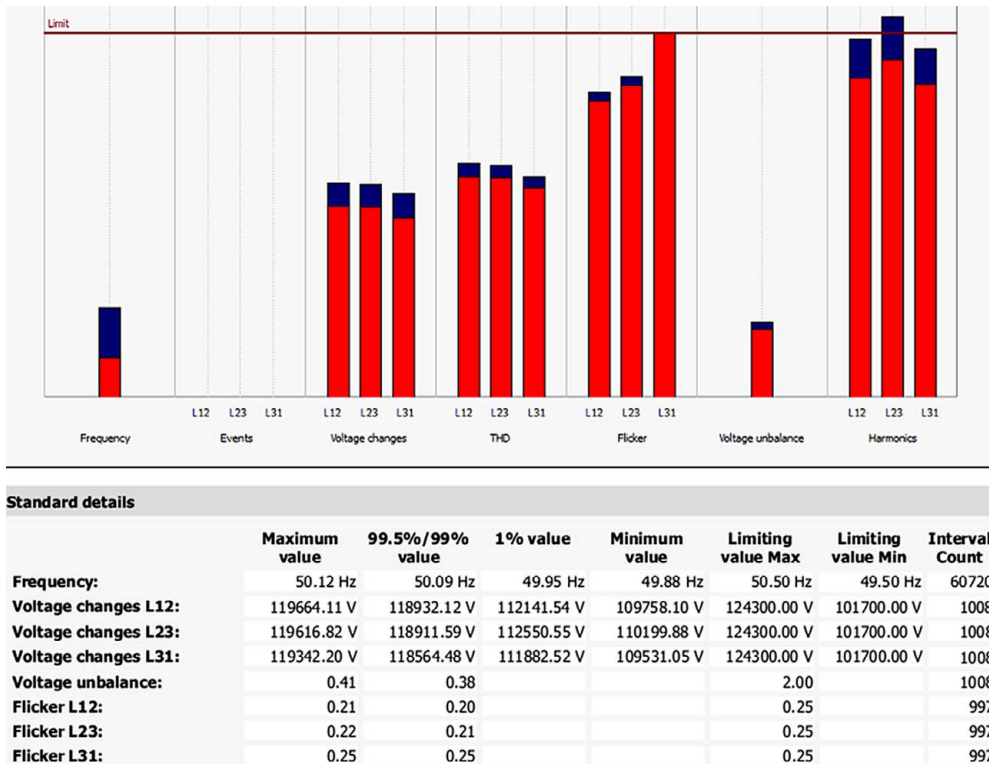


Fig. 14. Summary results of the analysis of electricity quality at the tested farm's point of common coupling

and power supply configuration. Resonant frequencies in a grid typically occur in the range of harmonics 5–17. Supply voltage distortion occurrences adversely affect the operating conditions of many devices, including shunt capacitors frequently used to improve $\cos\phi$, installed in switching substation at MV level, and in industrial grids. A threat to these devices' operation may be an excessive current and voltage overload due to resonance phenomena between the grid's inductances and capacitances.

7. Conclusions

The current IRiESP Transmission Grid Code of 2012 does not specify the detailed scope of the tests that verify technical-operating parameters of connected wind farms. It does not indicate even the test of WF impact on power quality at the point of common coupling, although it contains the relevant requirements.

The scope of tests set out in points 2.2, 3.3, 3.11.7 of the code applies to wind farms connected to a closed network. No scope of tests for wind farms connected to an MV grid is currently specified in the IRiESP distribution grid codes. Great freedom in this respect is allowed, in some cases the scope is limited to tests of turbine's or turbine cluster's impact on power quality at the point of common coupling. At ENEA Operator actions have been taken [2, 3, 4, 6] to develop standards for testing technical and operating parameters of wind turbine clusters and farms connected to MV and HV grids.

At unfavourable wind conditions the IRiESP Transmission Grid Code requirement of testing at the active power output of 75%

of the rated power is very difficult to meet and may significantly extend the testing duration. In accordance with the effective Transmission Grid Code, the average gradient of changes in a wind farm's active power output in the normal conditions **may not exceed 10% of the farm's rated power per minute** at its point of common coupling. In order to meet this requirement, appropriate gradients must be set in the farm's group controller. Short-circuit tests in an MV grid allow predicting wind farms' performance at voltage dips in power grids.

REFERENCES

1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [IRiESP Transmission Grid Code, Terms of Grid Use, Operation, and Development Planning, Version 2.0], The consolidated text in force since 1 January 2012.
2. Grądzielski I., Marszałkiewicz K., Maćkowiak M., Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN [Verification tests of technical and operating parameters of wind farms connected to the MV and HV grids], ENEA Operator sp. z o.o internal study, Poznań, March 2013.
3. Grądzielski I., Systemy sterowania i regulacji mocy czynnej farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN [Control and active power regulation systems of wind farms connected to the MV and HV grids], ENEA Operator sp. z o.o internal study, Poznań, March 2013.
4. Grądzielski I., Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach (zapadach napięcia) w sieci zamkniętej, [Wind farm operation at disturbances (voltage dips) in the grid], [in] ENEA Operator sp. z o.o internal study Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych

- przyłączanych do sieci SN i WN [*Verification tests of technical and operating parameters of wind farms connected to the MV and HV grids*], Poznań, March 2013.
5. Marszałkiewicz K. et al., Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia [*Grid tests and trials to confirm the results of expert studies and assessments of the feasibility of RES connection to medium voltage grid*], proceedings of the II. PTPIREE Conference „RES connection to, and interoperability with, the power system”, paper 13, Warsaw, March 2012.
 6. Marszałkiewicz K., Dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej w PCC farmy wiatrowej [Maintenance of electricity quality standards at wind farm's PCC] [in] ENEA Operator sp. z o.o internal study Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN [*Verification tests of technical and operating parameters of wind farms connected to the MV and HV grids*], Poznań, March 2013.

Krzysztof Marszałkiewicz

Poznan University of Technology

e-mail: krzysztof.marszalkiewicz@put.poznan.pl

A researcher at the Institute of Power Engineering of Poznan University of Technology (since 1973), head of the Laboratory of EMC in Power Engineering. He received his PhD in engineering at the Faculty of Electrical Engineering of the same university (1982). A specialist in measurements related to power quality, issues of the power system's defence and recovery in the event of failures, breakdowns, emergencies, Business Continuity Management, and connecting renewable energy sources to distribution grids.

A member of The Polish Committee for Power Quality and Effective Utilisation of SEP Association of Polish Electrical Engineers.

Ireneusz Grządzielski

Poznan University of Technology

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical Engineering at Poznan University of Technology (1973). He received his PhD in engineering at the same faculty (1982). An assistant professor at the Institute of Power Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Poznan University of Technology. The scope of his research interests include issues related to the power system's operation at transients, problems of the power system's defence and recovery in states of catastrophic failure, and connecting distributed sources, wind farms in particular, to the power system.

Andrzej Trzeciak

Poznan University of Technology

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical Engineering at Poznan University of Technology (1974). He received his PhD in engineering at the same faculty (1983). An assistant professor at the Institute of Power Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Poznan University of Technology. The scope of his research interests include issues related to distribution grid engineering and optimization, problems of development of databases and decision support and calculations systems, connection of distributed generation sources and large loads to distribution grids.

Marian Maćkowiak

Poznan University of Technology

e-mail: marian.mackowiak@put.poznan.pl

A researcher at the Institute of Power Engineering, Poznan University of Technology (since 1973). A specialist in automatic power system protections in the Laboratory of Automatic Power System Protections, Institute of Power Engineering, Poznan University of Technology For three years engaged in preparation and performance of measurements for verification tests of a power plant's and wind farm's technical and operating parameters.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 101–107. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Testy i próby sprawdzające parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych. Wybrane zagadnienia

Autorzy

Krzysztof Marszałkiewicz
Ireneusz Grządzielski
Andrzej Trzeciak
Marian Maćkowiak

Słowa kluczowe

farmy wiatrowe, testy eksploatacyjne

Streszczenie

Po przyłączeniu i uruchomieniu farma wiatrowa musi przejść serię testów potwierdzających określone właściwości eksploatacyjne. W artykule autorzy przedstawili wybrane zagadnienia związane z testami i próbami sprawdzającymi parametry techniczne, właściwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie mocy czynnej, prz zapadach napięcia oraz wpływ na jakość energii w punkcie przyłączenia.

1. Wprowadzenie

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) z 2012 roku [1] zobowiązuje podmiot posiadający farmę wiatrową (FW) do przeprowadzenia testów sprawdzających jej parametry techniczno-ruchowe, które potwierdzą sprostanie wymaganiom technicznym, w tym parametrom ruchowym, określonym w warunkach przyłączenia do sieci i w IRiESP. Testy należy rozpocząć po przyłączeniu farmy wiatrowej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), nie później niż w terminie 30 dni roboczych. Testy te powinny być zakończone przed upływem roku, licząc od daty przyłączenia farmy wiatrowej.

Zakres i sposób przeprowadzenia testów dla farmy wiatrowej uzgadniany jest w ramach umowy o przyłączenie. W badaniach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona przez operatora i podmiot posiadający farmę wiatrową, która nie powinna być zaangażowana w prace przy budowie farmy wiatrowej.

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia związane z testami sprawdzającymi parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych – właściwości regulacyjne w zakresie mocy czynnej i przy zapadach napięcia oraz wpływ na jakość energii w punkcie przyłączenia farmy.

2. Pełny zakres wykonywanych testów i prób sprawdzających parametry techniczno-ruchowe farm

Instrukcja IRiESP z 2012 roku wskazuje, jakich parametrów w szczególności powinny dotyczyć testy sprawdzające. Bazując na tych informacjach i dotychczasowych doświadczeniach, opracowano pełny zakres testów i prób, które zestawiono w tab. 1–3. Stanowi on podstawę do dyskusji między podmiotem posiadającym farmę, operatorem i firmą ekspercką o ostatecznym kształcie testów. Zakres testów podzielono na następujące grupy [2]:

Grupa A. Sprawdzenie właściwości łączeniowych, zabezpieczeniowych i transmisyjnych urządzeń związanych z prowadzeniem ruchu farm wiatrowych.

Grupa B. Sprawdzenie właściwości regulacyjnych farm wiatrowych.

Grupa C. Ocena wpływu farm wiatrowych na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia PCC (ang. *Point of Common Coupling*).

Aparatura pomiarowa zastosowana do przeprowadzania testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych musi posiadać odpowiednie certyfikaty zgodności z normami oraz świadectwa wzorcowania. Do wykonywania testów stosowane są zestawy pomiarowe klasy A: PQ-Box 100, PQ-Box 200 (firmy A. Eberle GmbH & Co. KG.) i Unilyzer (firmy Unipower AB).

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
1.	Grupa A/A1	A1. Sprawdzenie działania urządzeń łączeniowych i zabezpieczeniowych w głównym punkcie odbioru (GPO) mocy farmy
2.	Grupa A/A2	A2. Sprawdzenie poprawności działania transmisji sygnalizacji stacyjnej
3.	Grupa A/A3	A3. Sprawdzenie transmisji wielkości analogowych z/do RDR/ZDM
4.	Grupa A/A4	A4. Sprawdzenie możliwości zdalnego sterowania FW z ZDM
5.	Grupa A/A5	A5. Sprawdzenie systemu głosowej łączności dyspozytorskiej

Tab. 1. Sprawdzenie właściwości łączeniowych, zabezpieczeniowych i transmisyjnych urządzeń związanych z prowadzeniem ruchu farmy wiatrowej, Grupa A

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
6.	Grupa B/B1	B1. Wykreślenie charakterystyki mocy czynnej FW w funkcji prędkości wiatru
7.	Grupa B/B2	B2. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej z kontrolą gradientu zmian mocy: B2.1. Praca farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych B2.2. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej na polecenia OSD/OSP B2.3. Sprawdzenie automatycznej redukcji mocy czynnej w funkcji zmian częstotliwości
8.	Grupa B/B3	B3. Przeprowadzenie testów podczas załączania i wyłączenia FW do/z sieci zamkniętej: B3.1. Przeprowadzenie testów podczas uruchamiania FW B3.2. Przeprowadzenie testów podczas odstawiania FW
9.	Grupa B/B4	B4. Sprawdzenie układu regulacji mocy biernej i napięcia: B4.1. Sprawdzenie układu regulacji napięcia B4.2. Sprawdzenie układu regulacji współczynnika mocy B4.3. Sprawdzenie układu w trybie regulacji mocy biernej B4.4. Określenie maksymalnych zdolności regulacyjnych mocy biernej
10.	Grupa B/B5	B5. Sprawdzenie możliwości utrzymania się elektrowni wiatrowych farmy w pracy w przypadku wystąpienia dużego zakłócenia (np. zwarcia) w sieci

Tab. 2. Sprawdzenie właściwości regulacyjnych farmy wiatrowej, Grupa B

Lp.	Grupa testów i prób	Nazwa testu
11.	Grupa C	C. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej Określenie w miejscu przyłączenia farmy wymagań w zakresie wskaźnika krótkookresowego migotania P_{st} i długookresowego P_{lt} , współczynnika THD oraz zawartości pojedynczych harmonicznych od 2 do 50

Tab. 3. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia, Grupa C

W kolejnych punktach artykułu przedstawiono wybrane zagadnienia związane z przeprowadzanymi testami sprawdzającymi parametry techniczne elektrowni i farm wiatrowych, właściwości regulacyjne w zakresie mocy czynnej – grupa B: test B2 (B2.1 i B2.2), B3 (B3.1 i B3.2), przy spadkach napięcia – grupa B test B5 oraz wpływ na jakość energii w punkcie przyłączenia farmy – grupa C.

3. Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej z kontrolą gradientu zmian mocy – testy B2.1 i B2.2

Kontrolę zmian mocy czynnej, oddawanej do sieci w zależności od sygnału zewnętrznego zadającego wartość mocy, powinno się przeprowadzić przy prędkości wiatru odpowiadającej mocy znamionowej. Jeśli warunki wiatrowe w okresie prowadzenia pomiarów nie pozwolą na osiągnięcie mocy znamionowej, próbę można wykonać dla prędkości wiatru umożliwiającej osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej.

Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń [3], odpowiednio do warunków wiatrowych, średni gradient zmian mocy czynnej farmy wiatrowej, zgodnie z obowiązującą IRIESP, nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę. Test ocenia średnie gradienty zmian mocy czynnej w zależności od zmiennych warunków wiatrowych. Na rys. 1 pokazano przykładowy przebieg zmian mocy czynnej zarejestrowany na jednej z testowanych farm.

Sprawdzenie układu regulacji mocy czynnej na polecenia operatora sieciowego dokonuje się w warunkach pracy normalnej – ograniczenie mocy do określonego poziomu oraz w warunkach konieczności maksymalnego szybkiego zredukowania mocy czynnej, np. w stanach zagrożenia czy awaryjnych pracy systemu (praca interwencyjna).

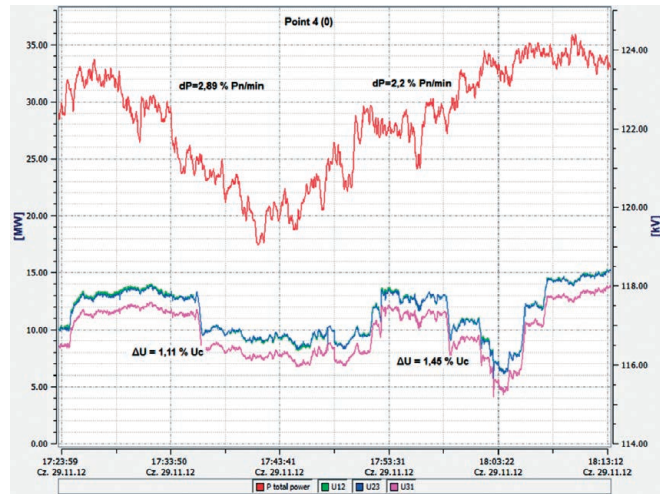
Spełnienie wymagań stawianych przez IRIESP oznacza, że:

- w warunkach pracy normalnej prędkość ograniczenia mocy do określonego poziomu mocy P_z nie powinna przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę
- interwencyjna redukcja mocy powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy 100–20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy, ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę
- wartość zadanej mocy czynnej w trybie interwencyjnym przez operatora systemu powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ P_z (mocy zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych.

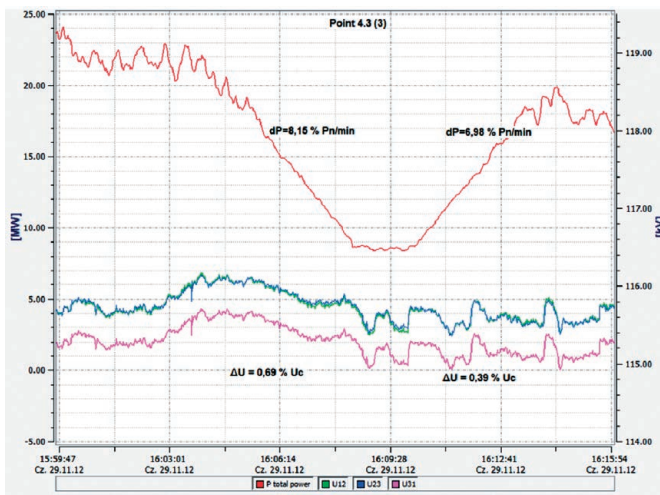
Dodatkowo zaleca się rejestrować zmiany napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej podczas zmiany mocy czynnej zadanej. W celu spełnienia wymagań IRIESP, stawianych w każdym momencie procesu regulacji mocy oddawanej, algorytm zmian mocy oddawanej musi zapewniać, że wartość napięcia w węzłach wytwórczych np. sieci dystrybucyjnej 110 kV w normalnych warunkach pracy mieści się w przedziale (węzeł generacyjny):

$$1,0U_n \leq U \leq 1,1U_n$$

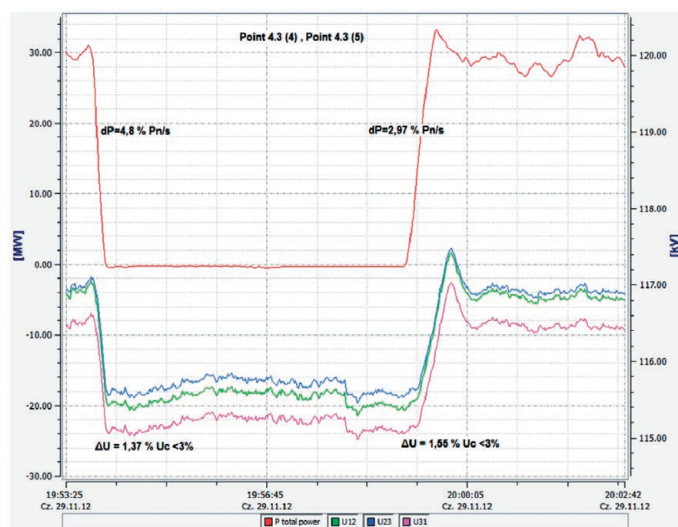
czyli $U = 110-121$ kV.



Rys. 1. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy, odpowiednio do zmieniających się warunków wiatrowych



Rys. 2. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy redukcji mocy czynnej do 50%



Rys. 3. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy interwencyjnej redukcji mocy czynnej do wartości 0 MW

Na rys. 2 i 3 pokazano przykładowe przebiegi zmian mocy czynnej i napięć w punkcie przyłączenia farmy przy regulacji mocy czynnej do P_r równej 50% mocy osiągniętej w danej chwili (rys. 2) oraz interwencyjnej redukcji praktycznie do mocy równej zero (rys. 3). Przedstawione przebiegi świadczą o poprawności działania grupowego, nadrzędnego układu regulacji mocy czynnej zaimplementowanego w systemie SCADA farmy.

4. Przeprowadzenie testów podczas załączania i wyłączania farmy wiatrowej do/z sieci zamkniętej – testy B3.1 i B3.2
Testy (oznaczone: B3–B3.1 i B3.2) przeprowadza się przy prędkości wiatru umożliwiającej osiągnięcie znamionowej mocy przez elektrownie wiatrowe farmy. Kiedy warunki pogodowe w dłuższym okresie czasu uniemożliwią osiągnięcie mocy znamionowej, dopuszcza się w porozumieniu z operatorem, do którego sieci przyłączona jest badana farma, na przeprowadzenie próby przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej.

Zgodnie z wymaganiami IRiESP w trakcie załączania i wyłączania farmy wiatrowej w warunkach normalnych pracy systemu gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę [3]. Na rys. 4 pokazano przebieg zmian mocy czynnej i napięć w trzech fazach w punkcie PCC farmy przy wyłączeniu i ponownym załączeniu. Przebiegi te są prawidłowe, spełniające wymogi IRiESP. Natomiast na rys. 5 pokazano nieprawidłowe średnie gradienty (przed korektą algorytmu sterowania) przy załączeniu farmy do sieci.

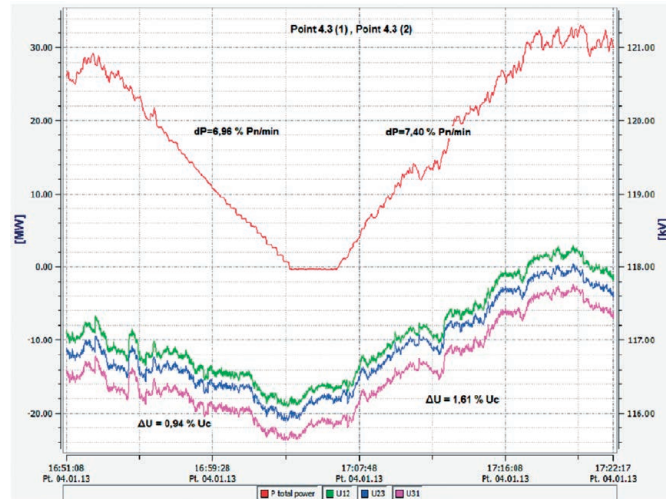
5. Sprawdzenie możliwości utrzymania się w pracy elektrowni wiatrowych farmy w przypadku wystąpienia dużych spadków napięcia – test B5

Próba ma na celu sprawdzenie [4, 5] utrzymania się elektrowni wiatrowych farmy w pracy w przypadku wystąpienia zakłócenia napięciowego w sieci (najczęściej w wyniku zwarcia), zgodnie z charakterystyką przetrwania FRT (ang. *Fault Ride-Through*) (rys. 6) podaną w IRiESP. Podczas zakłóceń skutkujących dużymi zmianami napięcia farma wiatrowa nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia.

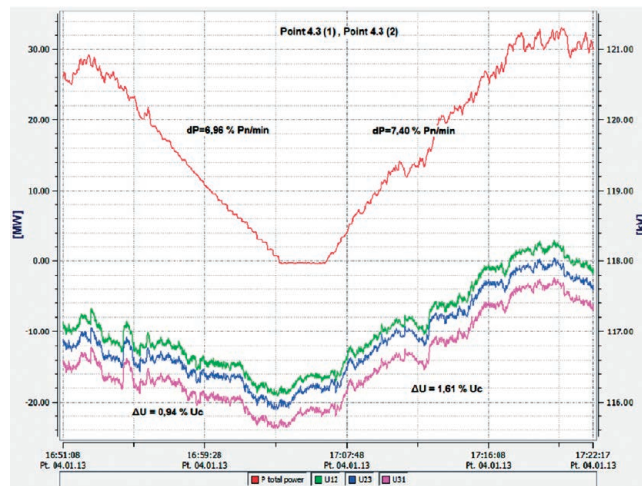
Sprawdzenie możliwości utrzymania się w pracy elektrowni wiatrowych (wyposażenia elektrowni wiatrowych w automatykę FRT) w przypadku wystąpienia zwarcia możliwe jest przez:

- przeprowadzenie próby zwarciowej (dotyczy tylko sieci SN)
- rejestrację przypadkowych zwarć, które mogą wystąpić w sieci podczas wykonywania testów sprawdzających
- analizy symulacyjne, na akceptowanych przez operatorów modelach matematycznych pokazujących reakcję elektrowni farmy wiatrowej na zakłócenia sieciowe
- zastosowanie specjalnej przewoźnej zwarciowni (ang. *Voltage Dip Test Unit*), stosowanej do tego typu prób w Niemczech (firma WINDTEST).

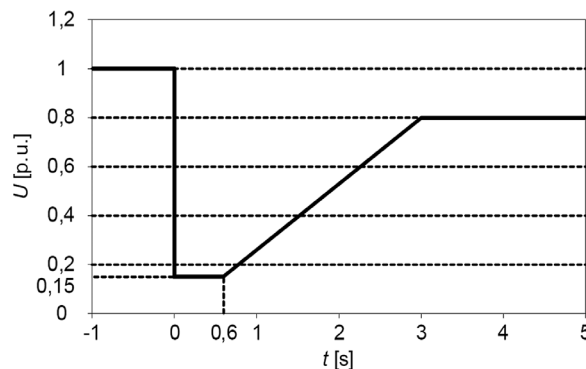
Próba jest uznawana za pozytywną, jeżeli elektrownie wiatrowe farmy



Rys. 4. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy załączeniu i wyłączeniu, test poprawny



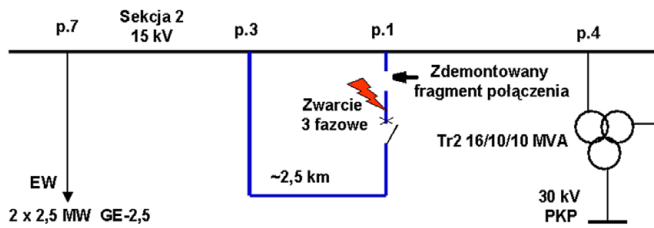
Rys. 5. Przykładowy przebieg zmian mocy czynnej oraz napięć w punkcie PCC farmy przy załączeniu i wyłączeniu, test niepoprawny



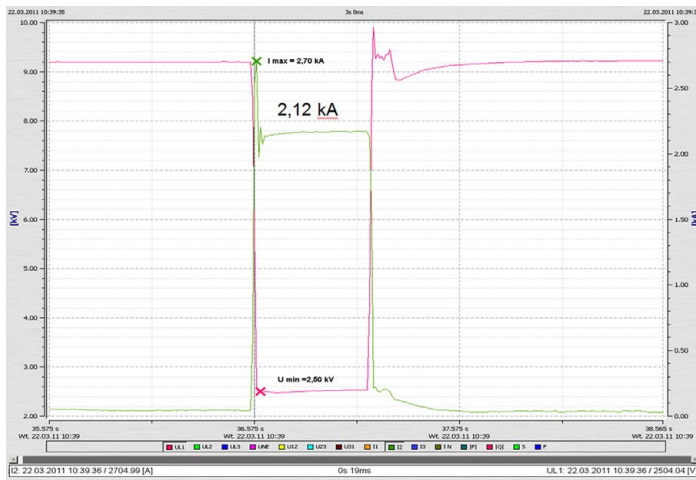
Rys. 6. Charakterystyka wymaganego zakresu pracy farmy w przypadku wystąpienia zakłóceń w sieci [1]

utrzymają się w pracy przy wystąpieniu zapadu napięcia, zgodnie z charakterystyką określoną w IRiESP (stany pracy powyżej charakterystyki). Przeprowadzone przez autorów próby zwarciowe w sieci SN jednego z GPZ

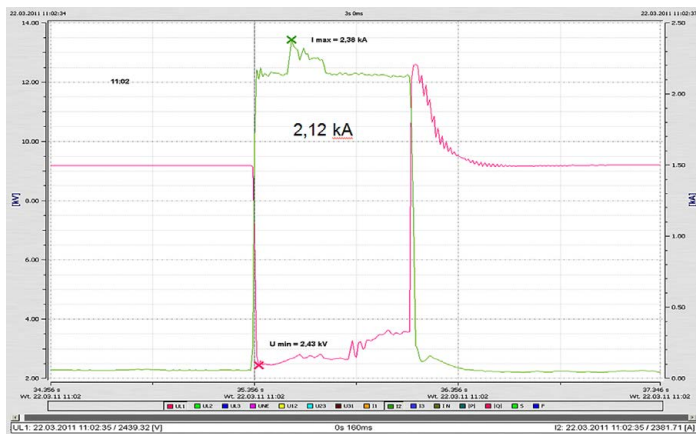
ENEA Operator umożliwiły sprawdzenie działania automatyki FRT przyłączonych do szyn SN dwóch elektrowni wiatrowych firmy GE o mocy 2,5 MW. Celem podstawowym prób zwarciowych była ocena rzeczywistego poziomu mocy zwarciowych



Rys. 7. Schemat wykorzystania pól w czasie przeprowadzania prób zwarciovych w wybranym GPZ ENEA Operator



Rys. 8. Prąd skuteczny fazowy I_{L2} i napięcie minimalne U_{L1} w polu 4 Tr2 podczas zwarcia 3-fazowego o czasie trwania dt = 579,93 ms; pracując dwie elektrownie GE – 2,5 MW, próba 1



Rys. 9. Prąd skuteczny fazowy I_{L2} i napięcie minimalne U_{L1} w polu 4 Tr2 podczas zwarcia 3-fazowego o czasie trwania dt = 770,31 ms; pracując dwie elektrownie GE – 2,5 MW, próba 2

na wybranej sekcji SN GPZ, wpływu przyłączonych elektrowni wiatrowych na wzrost mocy zwarciowej, porównanie wyników pomiarów z wynikami obliczeń. Wykonano w sumie trzy próby zwarciowe oraz w tym dwie z pracującymi dwoma elektrowniami wiatrowymi GE – 2,5 MW. Czas nastaw zabezpieczenia wynosił 0,5 i 07 s. Na rys. 7 pokazano schemat wykorzystania pól sekcji SN GPZ w czasie przeprowadzania prób zwarciovych. Na rys. 8–10 pokazano przykładowe przebiegi prądów i napięć, zarejestrowane

podczas prób zwarciovych. Na rys. 8 przedstawiono przebieg wartości skutecznej prądu i napięcia w polu 4 transformatora 110 kV/SN, dla czasu trwania zwarcia ok. 0,58 s, przy pracujących obu elektrowniach wiatrowych GE-2,5 MW. Na rys. 9 przedstawiono te same przebiegi, ale dla czasu trwania zwarcia ok. 0,77 s (próba 2). Z kolei rys. 10 przedstawia chwilowe przebiegi napięć i prądów w polu 7, przyłączenia dwóch elektrowni GE – 2,5 MW. Próby zwarciove umożliwiły sprawdzenie działania automatyki FRT (ang. *Fault*

Ride-Through) elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW, znanej także pod nazwą charakterystyka przetrwania – LVRT lub ZVRT (LV – ang. *Low Voltage*, ZV – ang. *Zero Voltage*, RT – ang. *Ride Through*). Wyniki uzyskane podczas próby 1 i 2 pokazano na charakterystyce przetrwania podanej w IRIESP (rys. 11). Wynik ten świadczy o poprawności działania automatyki FRT elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW.

6. Ocena wpływu farmy wiatrowej na jakość energii elektrycznej w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej – test grupa C

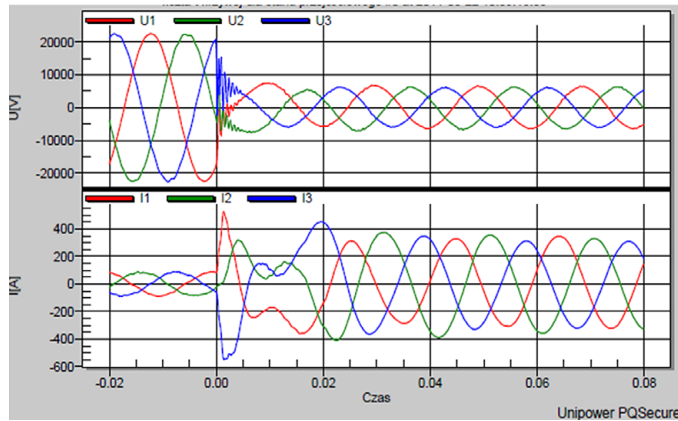
Badania wpływu farm wiatrowych na dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej w punkcie wspólnego przyłączenia (PCC) obejmują pomiary następujących parametrów [6]:

odkształceń napięcia wahań i zmian napięcia (wskaźniki migotania światła P_{sp} , P_{lit} , przy pracy ciągłej, z uwzględnieniem procesów łączeniowych, zmianę napięcia „d” wskutek procesu łączeniowego turbozespołu, zmianę napięcia wywołaną działaniem elektrowni wiatrowej „d_d”).

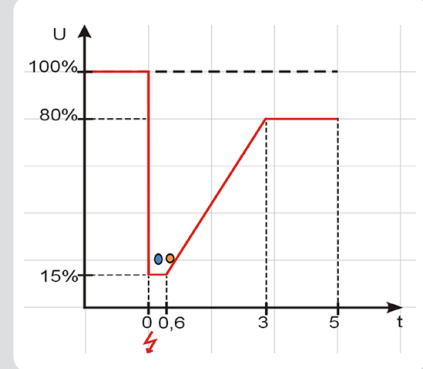
Na poziom odkształcenia i zmiany napięcia na szynach 110 kV GPZ wpływ mogą mieć zewnętrzne farmy wiatrowe pracujące w sieci po stronie 110 kV oraz inne urządzenia o znacznej mocy zainstalowane w sieci SN i oddziałujące na sieć nadrzędną, np. trakcyjne stacje prostownikowe.

Obowiązujące przepisy w zakresie dotrzymania standardów jakości energii zawarte są w IRIESP z 1 stycznia 2012 roku (punkty: 2.2.3.3.3.8) oraz w IRIESD spółek dystrybucyjnych:

1. Farma wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku, gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą farmy wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń na godzinę i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń na godzinę. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń turbin wiatrowych.
2. Udział farmy wiatrowej przyłączonej do sieci zamkniętej w całkowitych wahaaniach napięcia w miejscu jej przyłączenia, mierzony przyrostem wartości krótkookresowego (P_{st}) i długookresowego (P_{lt}) współczynnika migotania światła ponad wartość tła, nie powinien przekroczyć:
 - a) $P_{st} < 0,35$ dla skoordynowanej sieci 110 kV
 - b) $P_{lt} < 0,25$ dla skoordynowanej sieci 110 kV.
3. Farmy wiatrowe przyłączone do skoordynowanej sieci 110 kV nie powinny powodować w miejscu przyłączenia obecności harmonicznych napięcia (rzędu 2–50) o wartościach większych niż $iTHDu = 1,5\%$ (IRiESP) (0,7% IRiESD ENEA), w odniesieniu do harmonicznej podstawowej. Całkowity współczynnik odkształcenia napięcia THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od $THDu_{całk.} < 2,5\%$ (IRiESP) (2,0% IRiESD ENEA).
4. Podane powyżej wartości współczynników jakości energii powinny być spełnione w okresie tygodnia z prawdopodobieństwem 99% (okres pomiarów: ≥ 7 dni).

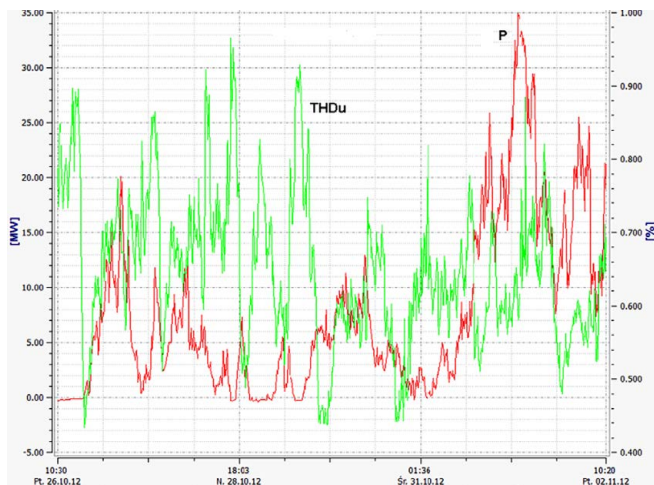


Rys. 10. Przebiegi chwilowe prądów i napięć w polu pracujących elektrowni wiatrowych GE – 2,5 MW, podczas zwarcia 3-fazowego, próba 1

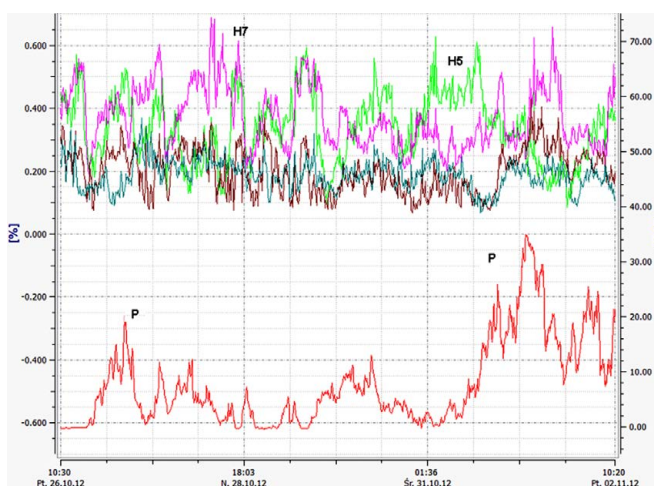


● Próba 1 – czas trwania zwarcia 0,58 s, zapad napięcia do 28% U_n
● Próba 2 – czas trwania zwarcia 0,77 s, zapad napięcia do 26% U_n

Rys. 11. Napięciowa charakterystyka przetwarzania LVRT dla KSE – IRiESP (2012)



Rys. 12. Wykres czasowy harmonicznej 5 i 7 na tle mocy czynnej generowanej przez testowaną farmę wiatrową



Rys. 13. Zmiany współczynnika odkształcenia THDu oraz mocy czynnej farmy w czasie przeprowadzanego testu

Na rys. 12 do 14 przedstawiono przykładowe wyniki testów w zakresie jakości energii elektrycznej w miejscu przyłączenia jednej z testowanych farm.

Dla uniknięcia niedopuszczalnych odkształceń napięć należy ograniczyć w stopniu niezbędnym prądy harmoniczne w PCC.

Charakterystyki częstotliwościowe impedancji węzłów sieciowych zależą od struktury włączonych urządzeń, liczby, rodzaju i długości linii zasilających oraz konfiguracji układu zasilającego. Częstotliwości rezonansowe w sieci występują najczęściej w zakresie 5–17 harmonicznej.

Występowanie odkształceń napięcia zasilającego stwarza niedogodne warunki pracy dla wielu urządzeń, w tym często wykorzystywanych do poprawy $\cos\phi$ baterii kondensatorów równoległych, instalowanych w rozdzielniach na poziomie SN oraz w sieciach przemysłowych. Zagrożeniem dla pracy tych urządzeń mogą być nadmierne przeciążenia prądowe i napięciowe, powodowane zjawiskami rezonansowymi między indukcyjnościami i pojemnościami sieci.

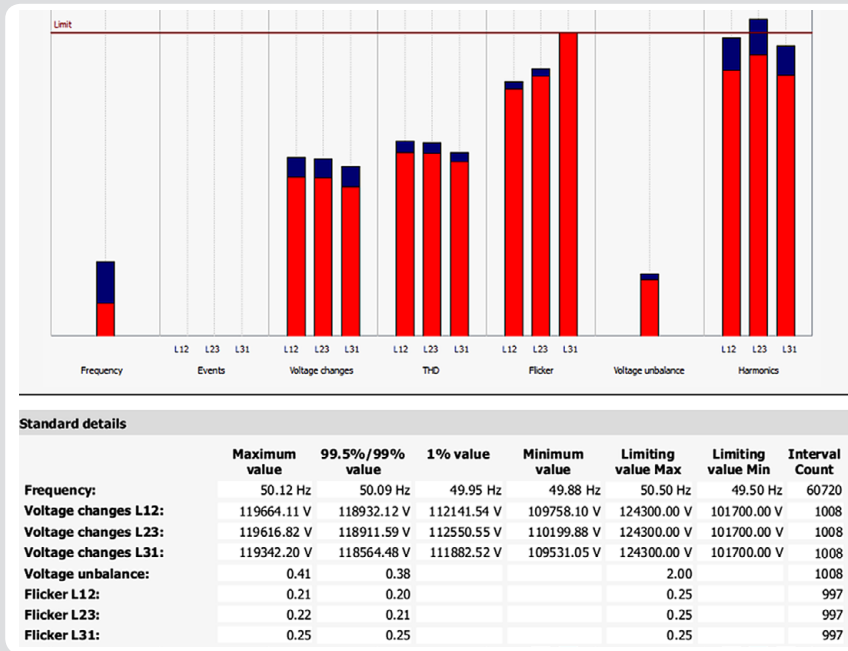
7. Wnioski

Aktualnie obowiązująca IRiESP z 2012 roku nie precyzuje szczegółowego zakresu testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe przyłączonych farm wiatrowych. Nie wskazuje chociażby testu wpływu FW na jakość energii w punkcie przyłączenia, natomiast takie wymagania są w instrukcji zawarte.

Podany zakres testów w p. 2.2.3.3.3.11.7. przedmiotowej instrukcji dotyczy farm wiatrowych przyłączonych do sieci zamkniętej. Obecnie brak jest w IRiESP operatorów dystrybucyjnych zakresu testów dla farm przyłączonych do sieci SN. Istnieje tutaj duża dowolność ograniczająca się nie tylko do testów wpływu elektrowni lub zespołu elektrowni na jakość energii w punkcie przyłączenia. W ENEA Operator podjęto działania [2, 3, 4, 6] mające na celu opracowanie standardów w zakresie testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe zespołów elektrowni i farm wiatrowych do sieci SN i WN.

Przy niesprzyjających warunkach wiatrowych, przeprowadzanie testów wymagających, zgodnie z IRiESP, generacji mocy czynnej na poziomie 75% mocy znamionowej znacznie utrudnia ich realizację i może znacznie wydłużyć okres ich wykonania.

Zgodnie z obowiązującą IRiESP gradient średni zmian mocy czynnej farmy wiatrowej w stanach normalnych **nie może**



Rys. 14. Wyniki zbiorcze analizy jakości energii w punkcie przyłączenia testowanej farmy wiatrowej

przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę w miejscu przyłączenia farmy. Spełnienie warunku wymaga nastaw odpowiednich gradientów w regulatorze grupowym farmy.

Przeprowadzanie prób zwarciovych w sieci SN umożliwia przewidywanie zachowania się elektrowni wiatrowych przy zapadach napięcia występujących w sieciach elektroenergetycznych.

Bibliografia

- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Wersja 2.0, Tekst jednolity obowiązujący od 1 stycznia 2012.
- Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Maćkowiak M., Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o., Poznań, marzec 2013.
- Grządzielski I., Systemy sterowania i regulacji mocy czynnej farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o., Poznań, marzec 2013.
- Grządzielski I., Praca farm wiatrowych przy zakłóceniach (zapadach napięcia) w sieci zamkniętej, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o. nt. Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Poznań, marzec 2013.
- Marszałkiewicz K. i in., Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia, materiały II Konferencji PTPiREE „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, referat 13, Warszawa, marzec 2012.
- Marszałkiewicz K., Dotrzymanie standardów jakości energii elektrycznej w PCC farmy wiatrowej, Opracowanie wewnętrzne ENEA Operator sp. z o.o. nt. Testy sprawdzające parametry techniczno-ruchowe farm wiatrowych przyłączanych do sieci SN i WN, Poznań, marzec 2013.

Krzysztof Marszałkiewicz

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.marszalkiewicz@put.poznan.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1973), jest kierownikiem Laboratorium EMC w Elektroenergetyce. Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1982). Jest specjalistą w dziedzinie pomiarów związanych z jakością energii elektrycznej, problemów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych. Jest członkiem Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP.

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1973). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1982). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach niestabilnych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych, do systemu elektroenergetycznego.

Andrzej Trzeciak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1974). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1983). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z projektowaniem i optymalizacją sieci rozdzielczych, problematyką budowy baz danych oraz systemów wspomaganie decyzji i obliczeń, przyłączaniem generacji dystrybucyjnej oraz odbiorów dużej mocy do sieci rozdzielczych.

Marian Maćkowiak

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: marian.mackowiak@put.poznan.pl

Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej (1973). Jest specjalistą w dziedzinie EAZ w Laboratorium Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej w Instytucie Elektroenergetyki PP. Od trzech lat zajmuje się przygotowaniem i przeprowadzeniem pomiarów w ramach testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe elektrowni i farm wiatrowych.