

The Impact of Power Swings on the Performance of Power Unit Distance Protection Relays on the Example of a Disturbance in a Power Plant Substation

Authors

Marcin Lizer
Sylvia Wróblewska

Keywords

power unit, power swing, stability, impedance protection

Abstract

The paper presents the results of the analysis of a real disturbance that took place in one of the Polish power plant substations. The fault was caused by the short-circuit that occurred near the power plant bus-bars. As a consequence, change in the power grid configuration occurred and one of two generators working in the power plant lost the synchronism. As a result of power swings, the unwanted operation of the unit distance protection occurred. This caused unwanted tripping of that unit. The paper gives a shortened analysis of the impedance trajectories at the time of the disturbance.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014107

1. Introduction

The paper presents the analysis results of a disturbance in the power plant substation, to which units 1. and 2. of a large Polish power plant were connected. The analysed sequence of events was triggered by a two-phase short-circuit, resulting from a switching error in the 110 kV/400 kV auto-transformer (T2) bay of the power plant substation. Following the short-circuit, protection relays tripped, thus changing the 110 kV grid configuration. In those circumstances, generator G2 lost its synchronism, asynchronous power swings developed, and, ultimately, unit 2 was completely shut down. The paper presents a concise analysis of the performance of the protection functions of units 1. and 2., which were activated or tripping during the disturbance. It also shows the analysis results of the impedance trajectories seen by the distance protection relays of units 1. and 2. during the disturbance, in view of the assessment of the relays' performance. Qualitative stability analysis of units 1. and 2 interoperability with the grid at various stages of the disturbance is presented.

The paper ends with conclusions on the disturbance causes and ways to avoid similar events in the future.

2. Initial configuration of the power plant substation

Selected details are presented below of the operating status and configuration of the power plant substation (Fig. 1) and units 1. and 2., which are relevant for the disturbance analysis.

Before the disturbance unit 2 was connected to system II. of substation A. Also connected to this system were three 110 kV lines between substation A and substations B, C, and D. Unit 1

was connected to system III. of substation A, and was tied with unit 2 through 110 kV grid. Prior to the disturbance, substation A was coupled with 400 kV grid by transformer T2. The other coupling transformer T1 was disconnected due to maintenance. Configuration of the plant substation's other bays was irrelevant for the analysis.

A simplified diagram of the grid configuration prior to the disturbance is shown in Fig. 1. In Tab. 1 units 1. and 2. element details are listed, which are relevant for the analysis.

Before the disturbance the short – circuit power of system II. in substation A was 3967 MVA. It consisted of the shares of transformer T2 (1545 MVA), generator G2 (1139 MVA) and the lines connected to the system (total of 1299 MVA). Unit 2 was loaded with active power 377 MW and reactive power 70.8 MVar. The following unit 2 protection functions relevant for the analysis were active:

1. Unit Impedance protection function (21G), out-of-step protection function (78), which measures the voltage at the generator terminals, and the current in its neutral, active in REG670 terminals (Fig. 2 [1]).
2. Unit distance protection function with power swing blocking (PSB), which measure the power unit bay current and voltage, active in relays: REL670 (21S. 1 see Fig. 3 [3]), RED670 (21 S.2 see Fig. 3 [2]) and 7SA522 (21 S.1 see Fig. 4 [6]).
3. Unit distance protection function with power swing blocking (PSB), which measures voltage and current in the unit transformer's high voltage GN circuits, active in relay RED670 (21S.4 see Fig. 5 [2]).

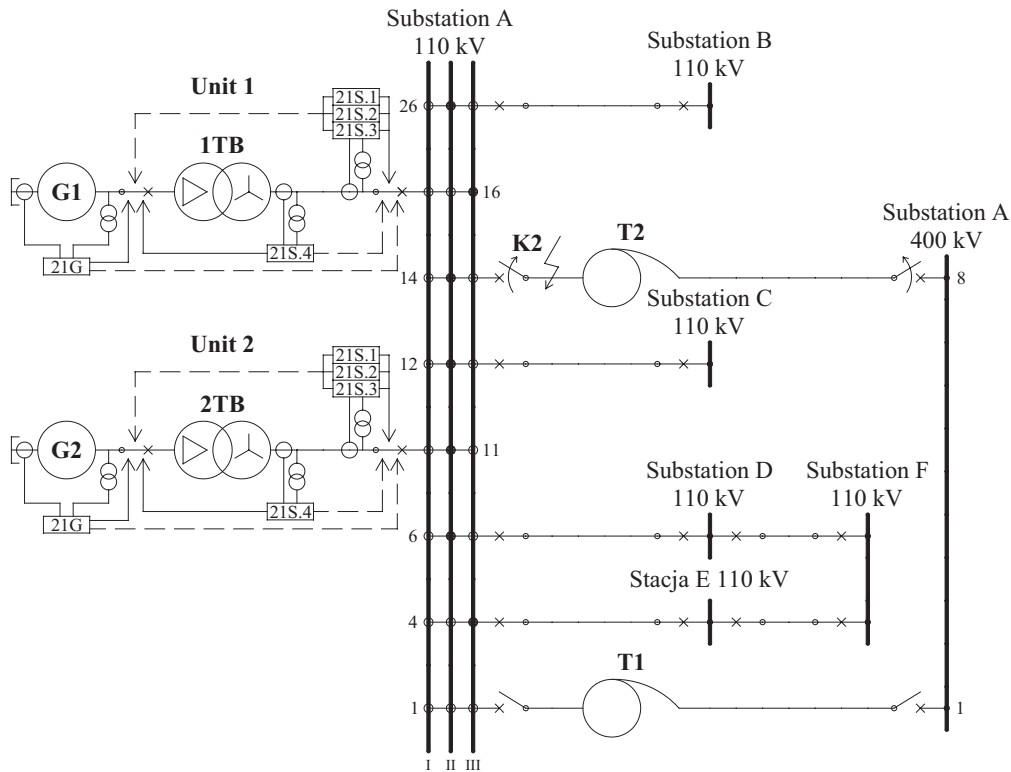


Fig. 1. Simplified power grid configuration prior to the analysed disturbance

The relevant for the analysis distance protection functions active in protection systems of units 1. and 2. (Fig. 2) were the same. The grid-facing distance protection functions zones, when activated, opens the respective unit’s circuit breaker, and reduce the steam inflow to its turbine (“supply of the units auxiliaries” power units automation system state). The same is the response

to activation of the second zone of unit 2’s 21G protection function. Activation of the unit facing distance protection functions zones opens the following circuit breakers: unit, generator, excitation and auxiliaries CB (switching off the unit’s electrical part), and cutting off steam inflow to the unit turbine (“idle run of the units boiler” power units automation system state). The same is the response to activation of zone 1. of unit 2’s 21G protection function.

Parameter	Value
Generators G1 and G2	
Rated apparent power S_{nG}	426 MVA
Rated power factor, $\cos \varphi_n$	0.85
Rated voltage U_{nG}	22 kV
Rated current I_{nG}	11.180 A
Synchronous reactance* x_d	250%
Transient reactance* x_d'	33%
Subtransient reactance* x_d''	22%
Mechanical time constant of turboset T_m	6.45 s
Unit generator transformers 1TB and 2TB	
Rated apparent power S_{nTB}	426 MVA
Vector group	YNd11
Rated voltage, MV side U_{nMV}	22 kV
Rated voltage, HV side U_{nHV}	126.5 kV
Short-circuit voltage u_z	12.5%

* It was assumed that the generator reactance's in axes d and q are equal

Tab. 1. Details of unit 1 and 2 elements

3. Time sequence of the analysed disturbance events

On the fault day at approx. 08:38:02.358 a.m. there was a two-phase (L1-L2) short-circuit in bay 14. of substation A. It was eliminated after ca. 70 ms by the bay’s protection relays. The short circuit activated the following unit 2 protection functions: the function responding to generator G2 load asymmetry (REG670:46.1) at 08:38:02.364, Power Swing Blocking (PSB) of distance protection 21S.4, in RED670 IED (half-set installed at high voltage terminals of step-up transformer 2TB), at 08:38:02.368, and impedance protection (REG670:21G, zone 2) at 08:38:02.371. The load asymmetry protection was properly activated, since there had been an unbalanced short circuit in the grid. Also the outer zone of impedance protection 21G and the PSB zones of distance protection 21S.4 were properly activated (it did not operated in that part of the analysed disturbance), because the short circuit was close to the generator (in terms of impedance). During the short circuit the following unit 1 protection functions were activated: the function responding to the generator load asymmetry (ZAZ-GT2: As) at 08:38:02.390, stator overload protection (ZAZ-GT2: IpGn) at 08:38:02.423, rotor overload protection

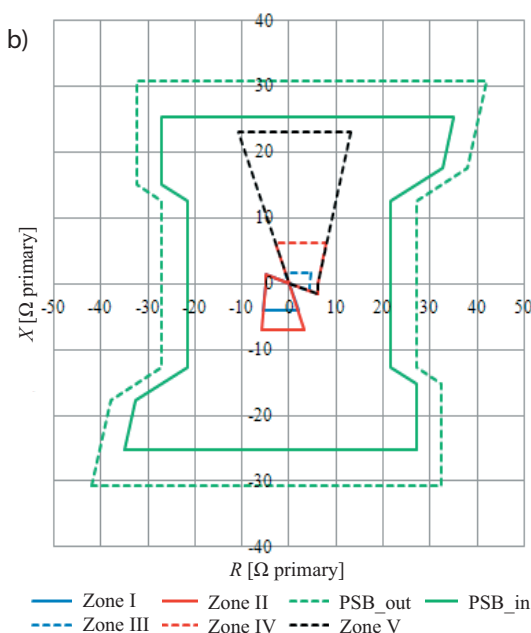
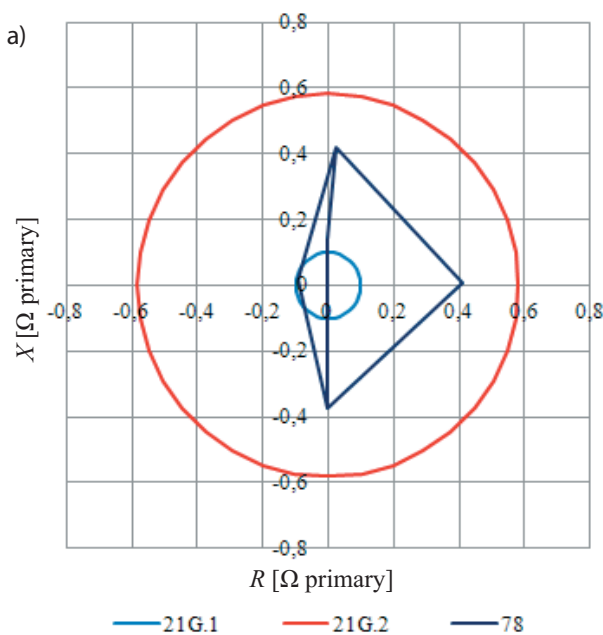
(ZAZ-GT2: IpW) at 08:38:02.423, unit impedance protection (ZAZ-GT2: XB) at 08:38:02.423, and rotor ground fault protection (ZAZ-GT2: ZW) at 08:38:02.423. The activation of the unit 1 protections were also justified. Only the rotor ground fault protection (ZAZ-GT2: ZW) activation was not needed (it probably resulted from changes in shaft current flows when excitation was forced by the fault). Due to the function delay it was not activated during the short-circuit in bay 14. of substation A.

The short circuit was eliminated by tripping of the REL511 distance protection on the 110 kV side of transformer T2 (bay 14). This protection switched off the short-circuit on both sides at 08:38:02.429. After the short circuit elimination, the earlier activated unit 2 and 1. protections were deactivated.

When the short-circuit was already eliminated, the RTX35 distance protections tripped unnecessarily in auto-reclosing cycle (off – on) in substation C (at approx. 08:38:02.474) and substation B (at approx. 08:38:02.533) in the bays of the lines outgoing to substation A (see Fig. 1).

The disconnection of transformer T2 and the lines between substation A and substations B and C initiated asynchronous power swings of generator G2, during which the following sequence of events developed:

- closure of the circuit breaker in substation B in the bay of the line connecting it with substation A, in auto-reclosing cycle at approx. 08:38:02:874



Unit impedance protection

(REG670: 21G)

Zone 1 (21G.1):

$$Z_r = 0.100 \Omega, t_z = 0.2 \text{ s}$$

Operating on PLK

Zone 2 (21G.2):

$$Z_r = 0.582 \Omega, t_z = 3.1 \text{ s}$$

Operating on PPW

Poles slip protection

(REG670: 78)

$$Z_A = 24.5\%, Z_B = 33.0\%$$

$$Z_C = 12.5\%, (Z_{base} = 1.14 \Omega)$$

Start Ang = 90°

Trip Ang = 150°

N1Limit = 1, N2Limit = 2

Reset Time = 5 s

Operating on PPW

Unit distance protection

(REL670: 21S.2; RED670: 21S.3)

Zone I (unit facing):

$$X_I = 4.1 \Omega, R_I = 0.5 \Omega, R_{FPP} = 10 \Omega, t_{pp} = 0 \text{ s}$$

Operating on PLK

Zone II (unit facing):

$$X_I = 7.04 \Omega, R_I = 0.76 \Omega, R_{FPP} = 10 \Omega, t_{pp} = 0.25 \text{ s}$$

Operating on PLK

Zone III (grid facing)

$$X_I = 1.7 \Omega, R_I = 0.53 \Omega, R_{FPP} = 8.5 \Omega, t_{pp} = 0.7 \text{ s}$$

Operating on PPW

Zone IV (grid facing)

$$X_I = 6.1 \Omega, R_I = 1.91 \Omega, R_{FPP} = 12 \Omega, t_{pp} = 1.3 \text{ s}$$

Operating on PPW

Zone V (grid facing)

$$X_I = 23 \Omega, R_I = 7.21 \Omega, R_{FPP} = 12 \Omega, t_{pp} = 3.1 \text{ s}$$

Operating on PPW

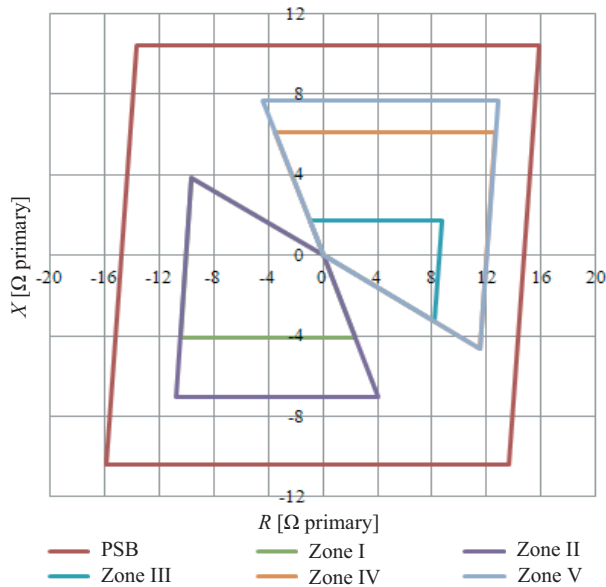
Power swing blocking (PSB)

$$X_{1InFw} = X_{1InRv} = 25.3 \Omega, R_{1Lin} = 7.93 \Omega, R_{1FInFw} = R_{1FInRv} = 27 \Omega,$$

$$R_{LdOutFw} = R_{LdOutRv} = 27 \Omega, \text{ArgLd} = 25^\circ, k_{LdRFw} = k_{LdRRv} = 0.8,$$

$$t_{p1} = 45 \text{ ms}, t_{p2} = 15 \text{ ms}, t_w = 0.25 \text{ s}, t_H = 0.5 \text{ s}, t_{R1} = 0.3 \text{ s}, t_{R2} = 2 \text{ s}$$

c)



Unit distance protection (7SA522: 21S.1)

Zone I (unit facing)

$X_I = 4.1 \Omega, R_I = 10 \Omega, t_{pp} = 0 \text{ s}$

Operating on PLK

Zone II (unit facing)

$X_I = 7.04 \Omega, R_I = 10 \Omega, t_{pp} = 0.25 \text{ s}$

Operating on PLK

Zone III (grid facing)

$X_I = 1.7 \Omega, R_I = 8.5 \Omega, t_{pp} = 0.7 \text{ s}$

Operating on PPW

Zone IV (grid facing)

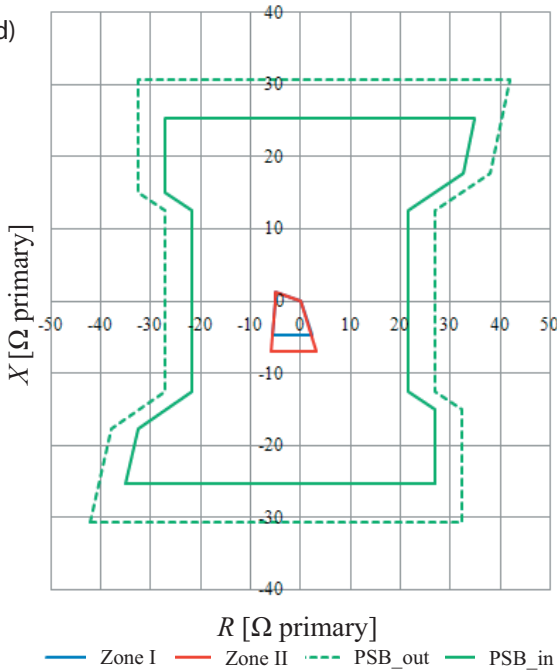
$X_I = 6.1 \Omega, R_I = 12 \Omega, t_{pp} = 1.3 \text{ s}$

Operating on PPW

Zone V (grid facing)

$X_I = 7.58 \Omega, R_I = 12 \Omega, t_{pp} = 3.1 \text{ s}$

d)



Unit distance protection (RED670: 21S.4)

Zone I (unit facing)

$X_I = 4.7 \Omega, R_I = 0.5 \Omega$

$R_{FPP} = 10 \Omega, t_{pp} = 0 \text{ s}$

Operating on PLK

Zone II (unit facing)

$X_I = 7.04 \Omega, R_I = 0.76 \Omega$

$R_{FPP} = 10 \Omega, t_{pp} = 0.25 \text{ s}$

Operating on PLK

Power swing blocking (PSB)

$X_{1InFw} = X_{1InRv} = 25.3 \Omega$

$R_{1Lin} = 7.93 \Omega, \text{ArgLd} = 25^\circ$

$R1FinFw = R1FinRv = 27 \Omega$

$RLdOutFw = RLdOutRv = 27 \Omega$

$k_{LdRFw} = k_{LdRRv} = 0.8, t_{p1} = 45 \text{ ms}$

$t_{p2} = 15 \text{ ms}, t_W = 0.25 \text{ s}, t_H = 0.5 \text{ s}$

$t_{R1} = 0.3 \text{ s}, t_{R2} = 2 \text{ s}$.

Fig. 2. Operation characteristics and settings of unit 2 protection functions: a) 21G and 78, b) 21S.1 and 21S.2, c) 21S.3, d) 21S.4

- activation of zone 2. of unit 2 impedance protection (REG670: 21G) at approx. 08:38:02.894
- activation of generator G2 poles slip protection (REG670: 78) at 08:38:02.912
- closure of the circuit breaker in substation C in the bay of the line outgoing to substation A, in auto-reclosing cycle at approx. 08:38:02:999
- tripping of the circuit breaker in substation A in the bay of the line outgoing to substation B by RTX35 distance protection without PSB at 08:38:03.014
- activation of zone 1. of unit 2 impedance protection (REG670: 21G) at. 08:38:03.107
- tripping of zone 1 of unit distance protection 21S.4 (RED670) at 08:38:03.154.

As a result of the tripping of distance protection 21S.4 active in 670 RED relay in the high voltage circuits of transformer 2TB, unit 2 was completely switched off (by opening the following circuit breakers: unit CB in bay 11 of substation A, generator CB, excitation CB and auxiliaries supply CB). Moreover, due to the locked automatic reclosing in the unit auxiliaries switchgears, the unit boiler was shut down.

4. Performance analysis of unit 1 and 2. impedance and distance protection functions

On the basis of fault recordings made during the analyzed disturbance by relays REG670 and RED670 (half-set installed on the high voltage side of transformer 2TB and in bay 11 of substation A) of unit 2., and relay REL670 (in bay 16. of substation A) of unit 1, the impedance trajectories seen by these relays were determined. To calculate instantaneous resistance and reactance values from the recorded instantaneous voltage and current samples, an A3 Łobos algorithm [5] was used.

As regards relay REG670 of unit 2, the impedance was determined for each phase individually on the basis of currents measured in the generator's neutral point, and voltage at its terminals. Fig. 3 shows voltage and current waveforms in phase L1, and Fig. 4 shows the corresponding impedance trajectory plotted over operation characteristic of the unit impedance protection (REG670:21G) and the generator poles slip protection (REG670:78) of unit 2.

In relays REL670 and RED670 the impedance was determined for phase fault and ground fault loops. Fig. 5 shows the impedance trajectory for the L1-L2 two-phase fault loop, measured (seen) by distance relay RED670 (half-set installed in the power plant on the high voltage side of transformer 2TB) during the analyzed disturbance. The trajectory is shown in the impedance plane together with unit 2 protection 21 S.4 characteristics.

Fig. 6 shows a similar trajectory as seen by unit 2 distance relay RED670 installed in the substation. Besides the impedance trajectory, also operation characteristics of this distance protection 21S.2 are shown in the impedance plane.

Fig. 7 shows a similar impedance trajectory as seen by distance relay REL670 in bay 1 of substation A, together with starting characteristics of this relay's feature 21S.2. The numbers in Fig. 3–7 indicate the chronology of events corresponding to the disturbance description in point 3.

It should be noted that due to the quick elimination of the short circuit in substation A bay 14, both units 2. and 1. maintained

synchronism of their interoperation with the grid. After the short circuit the synchronous swings developed, which brought the units back near their pre-fault operating points.

As indicated by the above trajectories, unit 2 lost synchronism following the unnecessary disconnection of the lines between substation A and substations B and C. This was due to the tripping of the lines' RTX35 distance protections in substations C and B (points 4 and 5 in Fig. 3–7). The operation of these protection relays in substations C and B were not concurrent with the operation of substation A protection relays.

The extended high-speed zones of the distance protection relays in substations B and C covered the short circuit in substation A bay 14, causing the unnecessary disconnection of both lines. They were disconnected after the short circuit elimination due to adding up of the circuit breakers' opening times. The line distance protection relays in substations C and B were configured so as to initiate the lines' auto reclosing cycle with intervals of ca. 300 ms. During the asynchronous swings of unit 2 (between points 5.1 and 6 in Fig. 3–7) the impedance vector had reached the outer zone of 21S.4 PSB function. In the analysed phase the asynchronous swings developed on the grid side (above the resistance axis). While the vector impedance stayed in the PSB outer zone, the line in substation B was reconnected by the auto reclosing cycle (point 6 in Fig. 3–7). This resulted in a change in the swings conditions, which consisted in a slight decrease in the radius, and a shift of the asynchronous rotation circle centre in the impedance plane. As a result, the impedance vector abruptly moved to the inner zone of feature 21S.4 PSB function. It stayed between the outer and inner PSB zones for ca. 23 ms, i.e. less than setpoints P1 = 45 ms of 21 S.1, S.2 and 21 21S.4 PSB function. Therefore PSB was not activated in any of the above protection relays. A moment later the line outgoing to substation C was reconnected by the auto reclosing cycle (point 6 in Fig. 3–7). Practically at the same time the line outgoing to substation B was definitively disconnected (point 8 in Fig. 3–7) by the distance protection in substation A, in the power swing conditions (this protection had no PSB function).

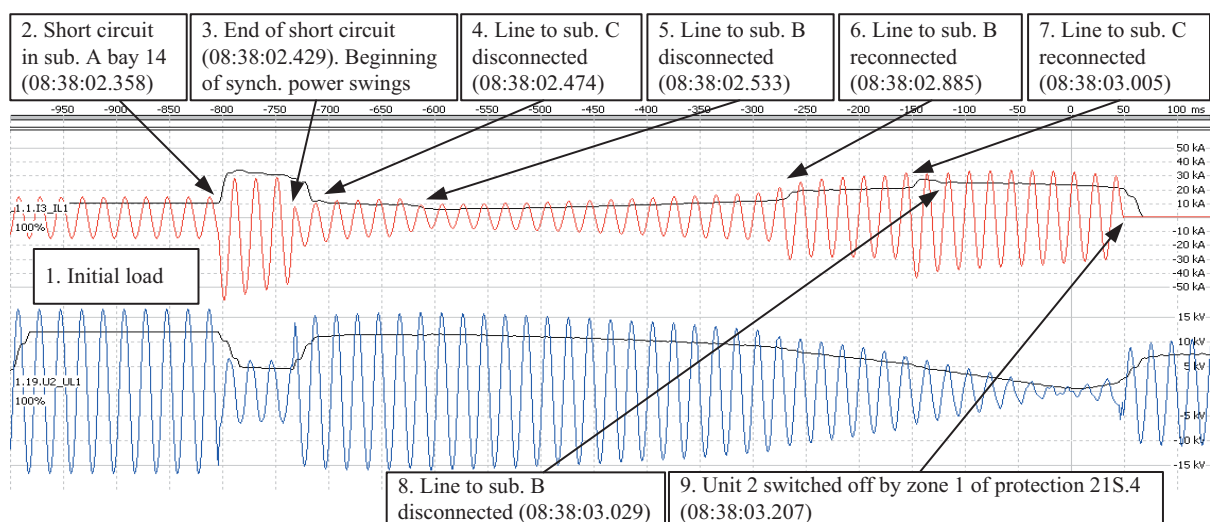


Fig. 3. Waveforms of current in the neutral point (red) and voltage at the terminals (blue) of the generator G2 in phase L1, recorded by unit 2 relay REG670

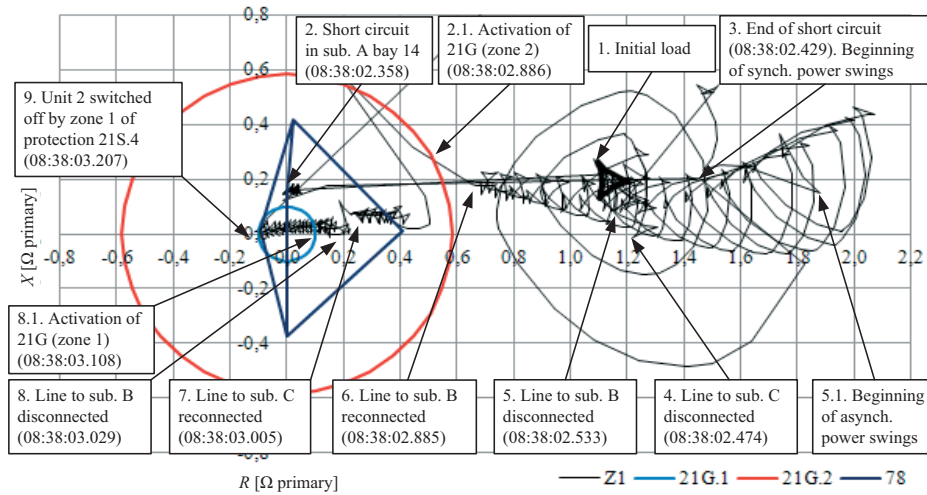


Fig. 4. Impedance trajectory seen in phase L1 by unit 2 relay REG670 function 21G

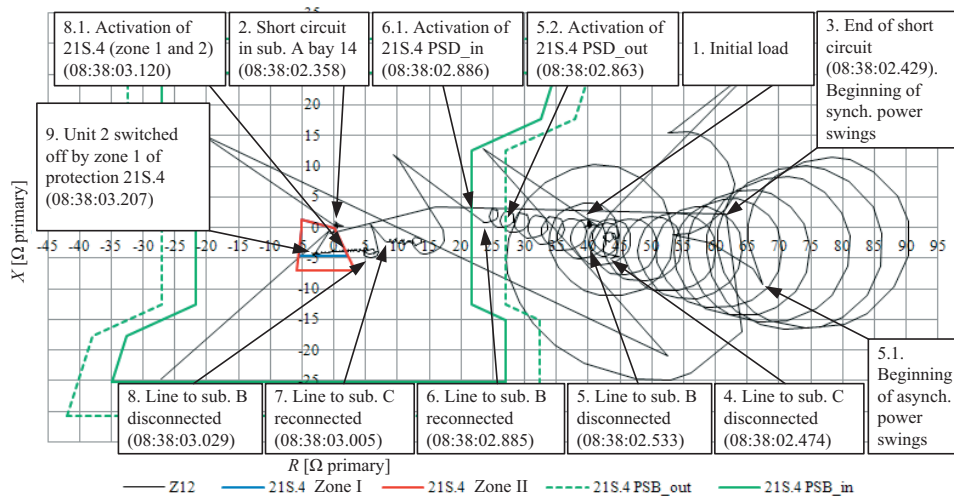


Fig. 5. L1-L2 fault loop impedance trajectory as seen by unit 2 relay RED670 function 21S.4 (half-set at the plant)

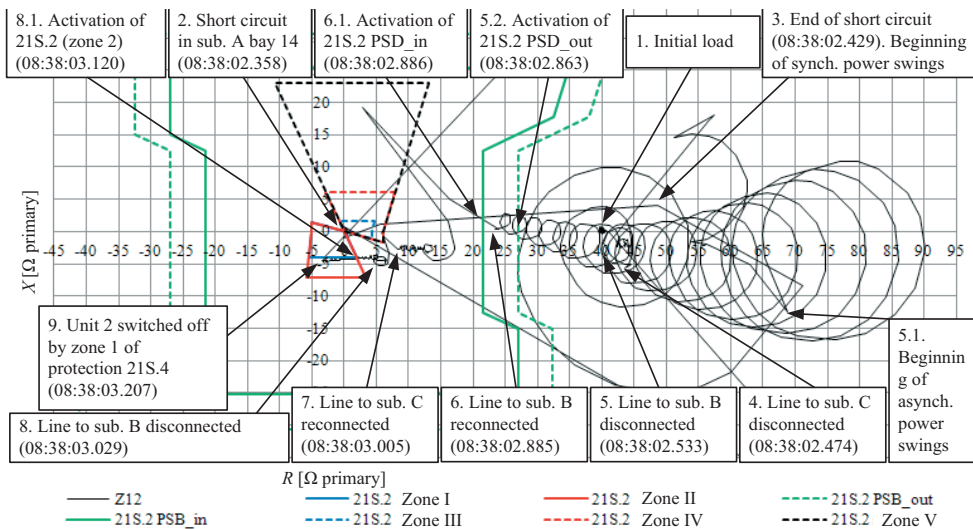


Fig. 6. L1-L2 fault loop impedance trajectory as seen by unit 2 relay RED670 function 21S.2 (half-set in the substation)

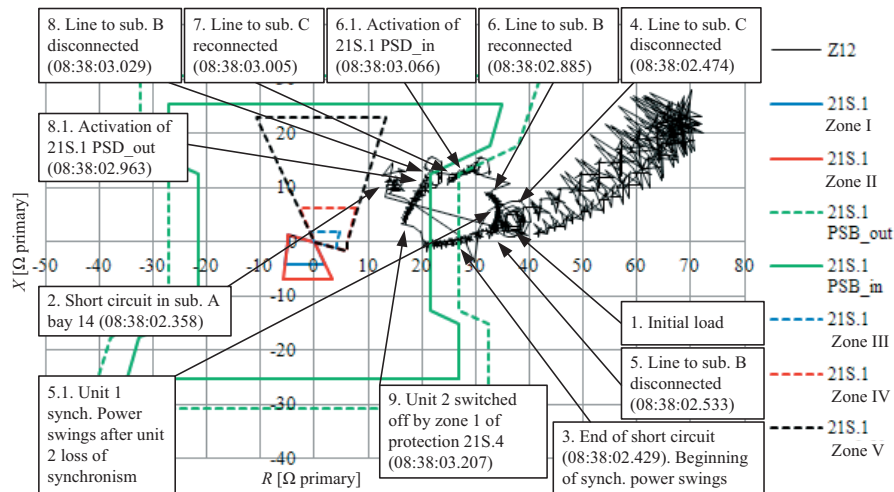


Fig. 7. L1-L2 fault loop impedance trajectory as seen by unit 1 relay REL670 function 21S.1 (half-set in the substation)

These events changed the unit 2 power swings conditions – the radius of the circle forming the impedance trajectory envelope was further reduced, and its centre slightly shifted. Following the grid configuration changes resulting from the automatic reclosing operations in substations B and C, the unit 2 power swings moved to the unit side (below R-axis).

In this condition the impedance vector moved to zone 1 of protection 21G (REG670), to zone 2 of protections 21 S.2 (REL670) and 21S.3 (RED670 in the unit bay), and to zones 1 and 2 of protection 21 S.4 (RED670 at the plant). function 21 S.4 was configured for instantaneous tripping of its zone 1. Therefore, once the impedance vector had reached the zone’s area (point 8.1 in Fig. 5), with PSB inactive, it tripped, which resulted in the complete disconnection of unit 2 after the circuit breakers’ opening time (point 9 in Fig. 3–7).

Unit 1 throughout the disturbance duration was maintaining its synchronous interoperation with the grid, and was subject to not very strong synchronous swings (Fig. 7).

After the reconnection of the line between substations A and B, the impedance vector moved to the outer PSB zone of unit 1

distance protection 21S.2 (REL670). The impedance vector stayed between the inner and outer zone of the protection’s PSB for ca. 103 ms, i.e. longer than its setpoint $t_{P1} = 45$ ms, which caused its activation. The PSB activation may be considered as unnecessary, because throughout the duration of unit 1 transient state the impedance vector stayed at a safe distance from the characteristics of protection 21S.1 zones (Fig. 7).

5. Simplified stability analysis of unit 2 interoperation with the grid

Issues of unit 2 stability at the time of the described disturbance can be best explained using angular power characteristics of the unit $P(\delta')$ and the equal area method [4]. For the purpose of this analysis the grid diagram in Fig. can be reduced to the two-machine scheme shown in Fig. 8. The analysis neglected the resistance of elements.

Generator G2 is represented by internal electromotive force in transient state E' , with phase δ' (power angle in transient state determined relative to equivalent system voltage U_s), and as transient reactance X_d' [5]. Short circuit powers flowing to the

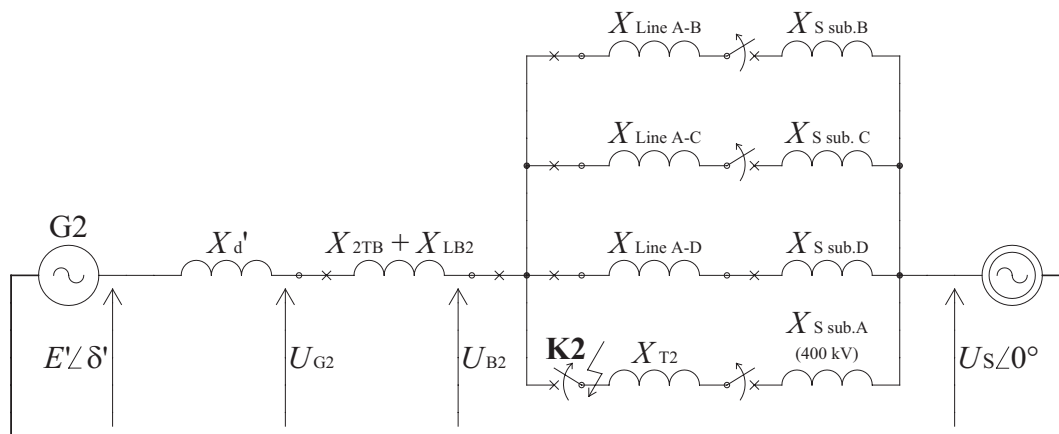


Fig. 8. Simplified equivalent grid diagram adopted for unit 2 stability analysis

substation's 110 kV bars are represented by the corresponding reactances X_S [5].

In a simplified manner voltage E' can be estimated based on voltage at the generator terminals U_{gr} , its phase angle φ and current I_g from formula (1). It can be assumed in the analysis that E' does not change [5].

$$E' \approx \sqrt{(U_g \cos \varphi)^2 + (U_g \sin \varphi + X_d' I)^2} \quad (1)$$

In order to determine the power characteristics in transient state for a given analysis stage $P(\delta')$ equivalent reactance X_z has to be determined between sources E' and U_s , dependent on the actual short-circuit powers and connections configuration. In general, characteristics $P(\delta')$ are described by equation (2) [5].

$$P = \frac{E' U_s}{X_z} \sin \delta' = P_{max} \sin \delta' \quad (2)$$

Based on the maximum value of the power characteristic for a given grid condition (P_{max}) and the unit's active power load prior to the disturbance (approximately equal to the turbine mechanical power) P_T , angle δ' can be estimated for this condition. It can be done by substituting P_T to equation (2). It can be assumed in the analysis that P_T does not change [5]. In the steady state it can be assumed that $P_T \approx P(\delta')$. In the event of change in the grid's configuration (change in its equivalent reactance X_z) or of short circuit, the height of power characteristics (P_{max}) may abruptly change. A condition is possible, whereby $\Delta P = P_T - P(\delta') > 0$. The positive power difference accelerates the generator rotor causes relative to the system frequency, according to equation (3). Similarly, if $\Delta P < 0$, the rotor starts to lag behind the system frequency [5].

$$\frac{T_m}{\omega_s} \frac{d^2 \delta'}{dt^2} + D \frac{d\delta'}{dt} = P_T - P(\delta') = \Delta P \quad (3)$$

where:

T_m – mechanical time constant of turboset, ω_s – synchronous pulsation, D – damping coefficient.

If a change in X_z is not large, synchronous power swings will bring the system to a new operating point (Fig. 9a and b). Whereas if a change in X_z is too large, the system may not be able to reach the new stable operating point (Fig. 9c). The acceleration area obtained as a result of the power curve reduction will be greater than the available deceleration area. In this situation the power angle is constantly growing, and once it is over 180° , the synchronism of interoperation with grid will be lost, and asynchronous power swings will develop [5].

Similarly, in short circuit condition, the power characteristics will be strongly decreased. The more grid phases are short-circuited, and the closer is the fault to the generator, the larger the decrease is (Fig. 9f). Depending on the short circuit duration, in the above-identified conditions, after the disturbance elimination the generator will remain synchronous with the grid (short circuit duration shorter than the actual short circuit time limit t_{gr} , Fig. 9d) or will lose the stability (short circuit duration longer than

t_{gr} , Fig. 9e). The short circuit time limit t_{gr} means the fault elimination time, at which, in given conditions, the obtained acceleration area is exactly equal to the achievable deceleration area [5]. In view of these relationships, the stability conditions of unit 2 operation at the time of the analysed disturbance may be qualitatively analysed.

The simplified stability analysis results are presented below in the relative units determined with regard to rated parameters of generator G2 and the grid. In terms of stability conditions, the analysed disturbance can be divided into seven stages:

1. steady-state before short-circuit in substation A
2. short circuit in bay 14 of substation A
3. condition after short circuit and transformer T2 disconnection
4. condition after disconnection of the line to substation C
5. condition after disconnection of the line to substation B
6. condition after reconnection of the line to substation B
7. condition after reconnection of the line to substation C, and after final disconnection of the line to substation B.

Generator G2 characteristics $P(\delta')$ in the steady state before the short circuit (stage 1) are shown in Fig. 10a. It was assumed that the mechanical power of the turbine is equal to the generator's active power load before the short circuit. The maximum of the characteristics, P_{1max} was estimated based on data from point 2 and the above relations. The power angle in this condition was estimated as $\delta_1' \approx 28^\circ$.

At the moment of the short circuit in bay 14 of substation A, the power characteristics decreased (Fig. 10b) [5]. Due to generator G2 rotor's large inertia, the power angle at the first moment did not change. The power difference $\Delta P = P_T - P_{2max} \sin(\delta_1')$ in those conditions was positive, and the generator rotor began to accelerate relative to the grid frequency, and hence the power angle began to increase. The short circuit was switched off after about 70 ms. During this time G2 generator power angle increased to $\delta_2' \approx 32,1^\circ$. The short circuit elimination caused the shutdown of transformer T2 coupling 110 kV and 400 kV bus bars in substation A. This disconnection significantly decreased the short-circuit power at system II bus bars in substation A to ca. 1283 MVA (without generator G2 contribution). This resulted in the reduction in the maximum characteristic of generator G2 power to P_{3max} .

After the short-circuit the active power load of generator G2 (resulting from the power characteristic in stage 3 at power angle $\delta_2' \approx 32,1^\circ$) was still less than the mechanical power of turbine P_T . Therefore ΔP remained positive, and after the short-circuit the generator rotor did not stop accelerating. The power angle increased to $\delta_3' \approx 37,7^\circ$, at which $\Delta P = 0$. In the above condition the rotor of generator G2 rotated at an over-synchronous speed. The kinetic energy gained during the acceleration (proportional to the acceleration area in Fig. 10b) had to be shed off.

After the powers were balanced ($\Delta P = 0$), the power angle of generator G2 rotor kept growing. Hence a condition had developed, whereby $\Delta P < 0$, which slowed the rotor down to the synchronous speed at power angle $\delta_{3max}' \approx 54^\circ$.

In this condition the deceleration area ($\Delta P < 0$) aligned with the

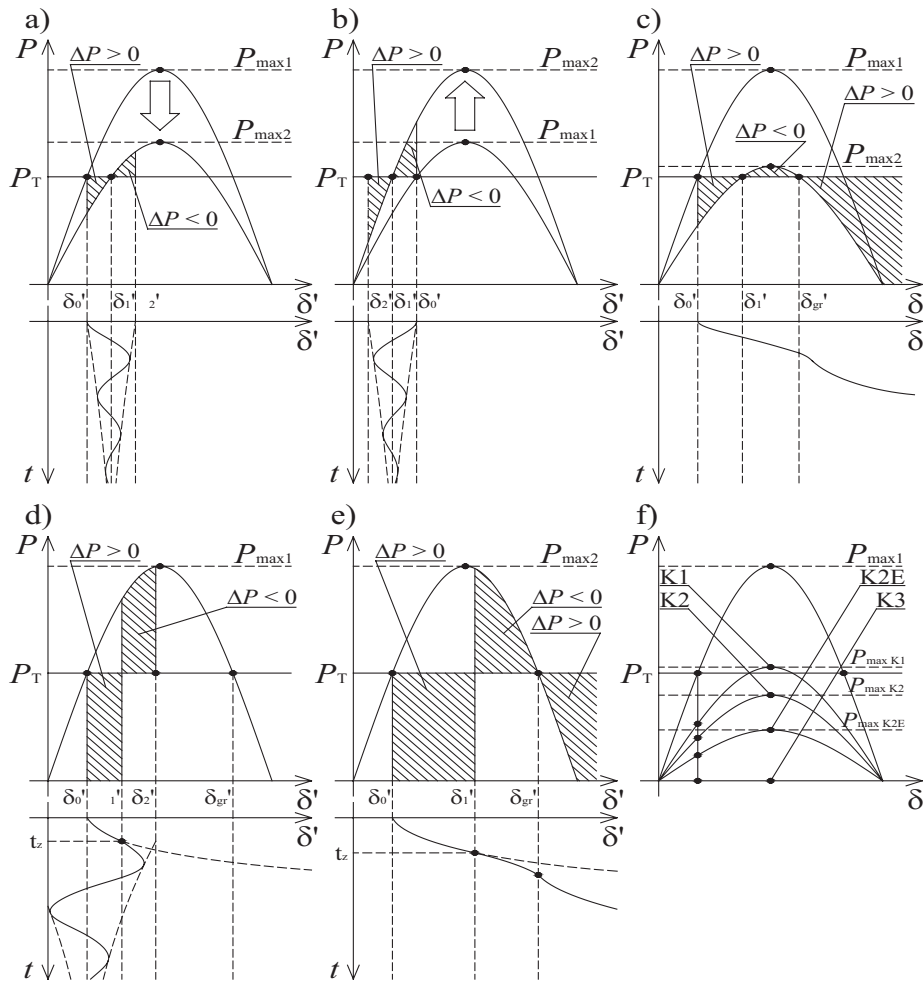


Fig. 9. Example characteristics $P(\delta')$ and angle δ' variation waveforms at: a) increase in reactance X_z , b) decrease in X_z , c) strong increase in X_z , d) fast switched off three-phase short circuit in external grid, e) slow switched off three-phase short circuit, f) characteristics $P(\delta')$ at various types of short circuits

acceleration area ($\Delta P > 0$) for this stage (Fig. 10b). The balanced state ($\Delta P = 0$) for the above stability conditions would have been achieved by way of synchronous swings around angle $\delta_3' \approx 37,7^\circ$. The stability margin factor for this event (defined as the ratio of the deceleration area developed after the event to the maximum deceleration area in these conditions) was $k_{s1-3} \approx 0.93$.

During the synchronous swings after the elimination of the short circuit in bay 14 of substation A the line between substations A and C was disconnected (unnecessary tripping of the extended zone of the substation's distance protection RTX35). This resulted in further reduction of the short-circuit power at the bus bars in substation A to ca. 760 MVA (without generator G2 contribution), and in reduction of the maximum of generator G2 power characteristic to P_{4max} . Synchronous swings developed, which would have brought generator G2 to the stable operating point at power angle $\delta_4' \approx 52,2^\circ$ (Fig. 10c). The stability margin factor for this event amounted to $k_{s4} \approx 0.866$.

Shortly after switching off the line between substations A and C, for the same reason the line between substations A and B was disconnected. Following this configuration change the short-circuit power at substation A bus bars decreased to 376 MVA

(without generator G2 contribution). At such a low short-circuit power, characteristics $P(\delta')$ of generator G2 fell below the line of PT turbine mechanical power, over the entire power angle range in the transient state δ' (Fig. 10d). In this situation ΔP had again become greater than zero, and the rotor of generator G2 began to accelerate relative to the system frequency. In the described condition the system could not reach the stable operating point (at which $\Delta P = 0$). After switching off the line to substation B, the power angle began to grow, and after it exceeded 180° generator G2 lost its synchronism. The asynchronous power swings began. Further changes in the grid configuration (switching the lines to substations B and C on and off) changed the asynchronous swings conditions (centre and radius of the asynchronous circle in the impedance plane), as illustrated by the impedance trajectories plotted in the complex impedance plane (Fig. 4–7). As a result of these configuration changes and changes in generator G2 parameters, the asynchronous swings moved to the side of unit 2 (below R-axis), which eventually led to the tripping of protection 215.4 (RED670 at power plant) and complete unit 2 shutdown.

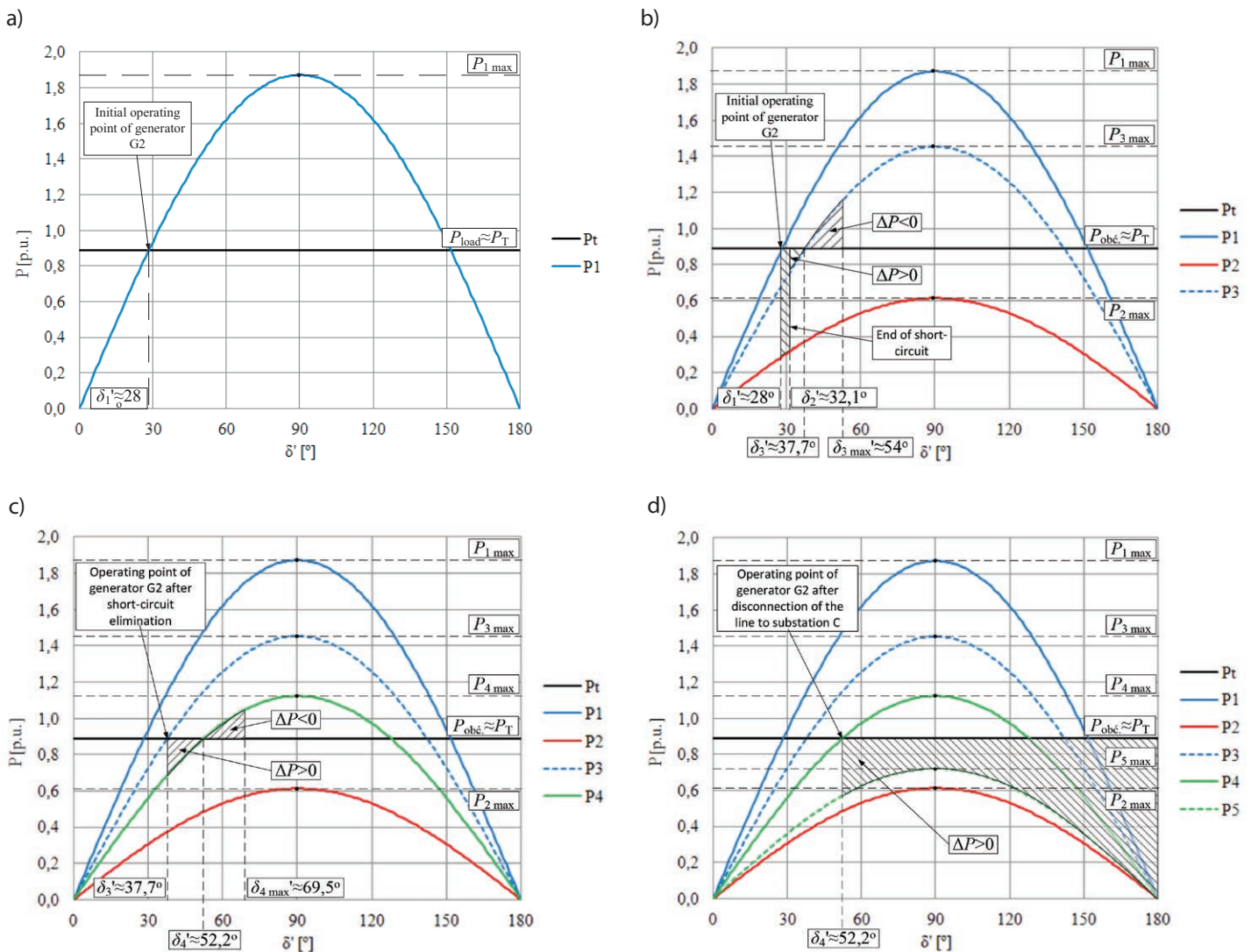


Fig. 10. Generator G2 characteristics $P(\delta)$: a) before short-circuit in substation A, b) after short-circuit and disconnection of transformer T2, c) after disconnection of line A-C, d) after disconnection of line A-B

6. Conclusions

The shutdown of unit 2 of the large power plant in the Polish National Power System at the time of the analyzed disturbance was caused by unnecessary activation of fast-responsive zone I of the distance protection on the high voltage side of transformer 2TB (RED670: 215.4), during asynchronous swings of generator G2. Generator G2 lost its synchronism following reduction in the short-circuit power of system II in substation A, to which it was connected. The short-circuit power decreased after switching off transformer T2 that coupled 110 kV and 400 kV bus bars in substation A (where the short-circuited had developed), and as a result of the unnecessary disconnection of the lines between substation A and substations C and B. The lines were unduly disconnected as a result of the tripping of the extended zones of distance protection RTX35 in the line bays of substations B and C. The protection relays triggered auto-reclosing cycle. At the time of the generator G2 asynchronous swings the auto-reclosing automation reconnected and disconnected the lines, thus affecting the shape of impedance trajectories seen by impedance and distance relays of units 1 and 2.

The operation of a line distance protection relays RTX35 with extended fast response zone, when not concurrent with the protection at the lines' other end, poses a risk of unnecessary tripping upon a fault outside a protected grid section. The extended zone of line distance protection can be applied only with concurrent operation of protection half-sets at the protected line's both ends. If the concurrent operation of a distance line protection is not possible, its fast-responsive zone should not be extended. During the asynchronous power swings, which developed in the middle of the analysed disturbance, the distance protections of unit 2 should have been blocked by the PSB functions. However, the change in the swings' characteristics caused by the auto-reclosing in the lines outgoing to neighbouring substations prevented the fulfilment of locking algorithm criteria of PSB features of unit 2 distance relays RED670 and REL670. In order to increase the sensitivity of power swing detection by the PSB features available in the REX670 relays, we propose to reduce their zone ranges, so that the locking criterion would be checked close to the starting zones subjected to their locking. This would also mitigate the risk of unnecessary relay blocking during remote

swings that pose no risk of unnecessary protection tripping (as was the case in unit 1). The time of transit through the PSB zones should be set so that the sufficient maximum impedance change rate would be achieved, which is considered as a power swing (for analysed case $\approx 120\text{--}160 \Omega / \text{s}$).

In the analysed case the zone I range of unit 2 distance protection (21S.4) equalled the step-up transformer (2TB) reactance. Unit distance protection zone I is usually so set that its range does not exceed the unit transformer.

If the zone range amounted to 70% of transformer 2TB reactance, it probably would not have tripped. Therefore a reduction may be proposed of the zone I range of analysed protection 21S.4, which would mitigate the risk of its tripping at the time of the asynchronous power swings, the centre of which is on the unit side.

During the analyzed disturbance zone 1 of unit 2 impedance protection (21G), which measured the impedance at generator terminals and responded at short time of 0.20 s, was non-selectively activated. It did not trip, because the unit was shut down faster by distance protection 21S.4. In view to the risk of the unit's non-selective shut down by zone 1 of unit impedance protection (21G) in the circumstances of power swings in the grid, its timedelay should be increased up to 0.6 s. Such a setting would greatly mitigate the risk of the protection's non-selective tripping in response to power swings. Under the analysed disturbance conditions the generator G2 loss-of-synchronism protection (78) should trip. It did not trip, however, because in the first disturbance stage, resulting from emergency disconnections, the short circuit power of the grid, to which unit 2 was connected, significantly decreased, and the impedance trajectories were running outside the relay 78 starting characteristic.

The actual 78 function characteristics had been matched to normal conditions of the unit's interoperation with the 110 kV and 400 kV grids alike. Even if, further in the disturbance, once the two lines are reconnected in auto-locking cycle, protection 78 could trip, provided that the unit had not been shut down

completely, nevertheless the protection 78 operating logic requires modification.

The modification should consist in the application of an additional 78 function responsive to loss of synchronism when the unit is disengaged from the 400 kV grid (both 110 kV/400 kV autotransformers disconnected) and remains connected to the weak 110 kV grid only.

The additional function starting characteristic, which covers a wider area range in the impedance plane, offers the possibility of the protection's response under conditions similar to those that occurred in the first stage of the analyzed disturbance.

Unit 1 suffered much less from the above disturbance. Because of the large distance (in terms of impedance) from the disturbance location, it remained synchronous with the grid throughout its duration, and was subject to mild synchronous swings. Nevertheless, the above considerations apply also in relation to this unit.

REFERENCES

1. ABB: Generator protection REG670-application manual, version 1.2, October 2011.
2. ABB: Line differential protection RED670-application manual, version 1.2, October 2011.
3. ABB: Line distance protection REL670-application manual, version 1.2, October 2011.
4. Machowski J., Smolarczyk A., Opracowanie zasad nastaw blokad przeciwkołyasiowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy sytemu – etap II [*Elaboration of power swing blocking functions setting rules in scope of reconstruction of power system – stage II*], Warszawa, 2007.
5. Nelles D., Opperskalski H., Digitaler Distanzschutz-Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen; DUV; Wiesbaden, 1991.
6. Siemens, SIPROTEC distance protection 7SA522 V4.70 – manual, February 2012.

Marcin Lizer

Institute of Power Engineering
 e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

Graduated as M.Sc. from the Faculty of Electrical Engineering at Warsaw University of Technology (2009). A research assistant in the Electric Power Engineering Automation Laboratory at the Institute of Power Engineering in Warsaw. His professional and research interests include: issues related to automatic protections of generation units, distributed energy sources, and transmission and distribution power grids, as well as issues related to power unit stability conditions during disturbances.

Sylwia Wróblewska

Institute of Power Engineering
 e-mail: Sylwia.Wroblewska@ien.com.pl

A research associate in the Institute of Power Engineering. Author of engineering designs of static, analogue, and digital protections of generators, generation units and transformers manufactured in Poland. Author of conceptual designs of generator and power unit protections for many power plants home and abroad. As a research associate in the Institute of Power Engineering she participated expert studies of faults in Polish power plants, and in research projects on transmission grid automatic protections. Author of chapters in manuals, and publications in the field of power system automatic protections.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 83–93. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej

Autorzy

Marcin Lizer
Sylwia Wróblewska

Słowa kluczowe

blok energetyczny, kołysania mocy, stabilność, zabezpieczenia impedancyjne bloku

Streszczenie

W artykule przedstawiono wyniki analizy zakłócenia, jakie miało miejsce w jednej ze stacji przyelektrownianych, do której przyłączone były dwa bloki dużej elektrowni systemowej. Zdarzenie zostało wywołane zwarciem w polu transformatora łączącego szyny 110 kV i 400 kV tej stacji. W jego następstwie doszło do zmiany konfiguracji sieci, która doprowadziła do utraty synchronizmu jednego z generatorów, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia jednego z bloków elektrowni po zbędnym działaniu zabezpieczeń w czasie kołysań mocy.

1. Wstęp

W artykule przedstawione zostaną wyniki analizy zakłócenia, jakie miało miejsce w stacji przyelektrownianej, do której przyłączone były bloki nr 1 i 2 jednej z krajowych elektrowni. Analizowany ciąg zdarzeń został wywołany dwufazowym zwarciem w polu autotransformatora 110 kV/400 kV (T2) stacji przyelektrownianej. W następstwie zwarcia działały zabezpieczenia, doprowadzając do zmiany konfiguracji sieci 110 kV. W warunkach działania automatyki sieci 110 kV doszło do utraty synchronizmu generatora G2 i asynchronicznych kołysań mocy, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia bloku nr 2.

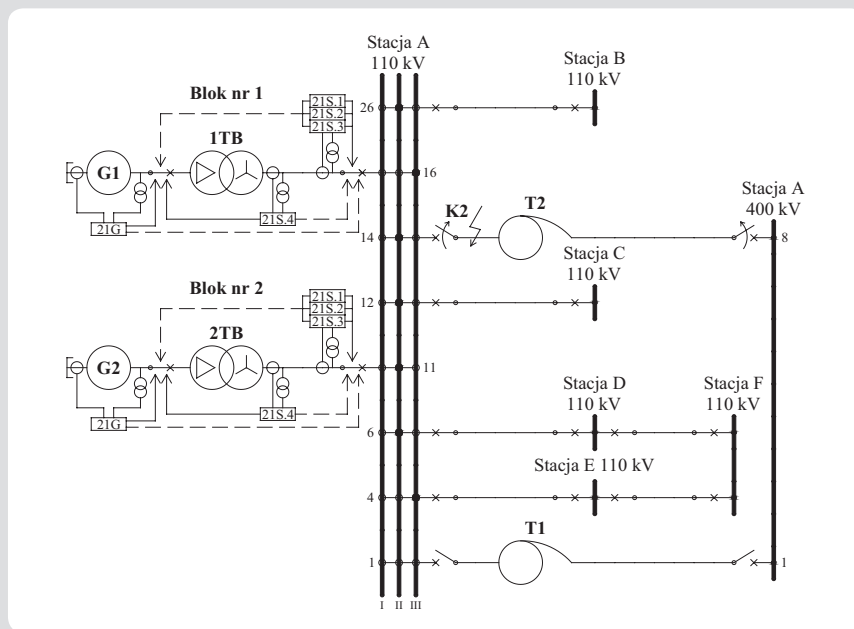
Artykuł zawiera skróconą analizę poprawności pracy funkcji zabezpieczeniowych bloków nr 1 i nr 2, które pobudzały się lub działały w czasie zakłócenia. Pokazano też wyniki analizy trajektorii impedancji widzianej przez zabezpieczenia odległościowe bloku nr 1 i 2 w czasie zakłócenia, ze względu na ocenę pracy tych zabezpieczeń. Przedstawiono analizę jakościową dotyczącą stabilności współpracy bloków nr 1 i 2 z siecią, w czasie poszczególnych etapów zakłócenia.

Artykuł kończą wnioski dotyczące przyczyn powstania zakłócenia oraz sposobów unikania podobnych zdarzeń w przyszłości.

2. Początkowa konfiguracja stacji przyelektrownianej

Zaprezentowane zostaną wybrane informacje na temat stanu pracy i konfiguracji stacji przyelektrownianej (rys. 1) oraz bloków nr 1 i nr 2, istotne dla analizy zakłócenia.

Przed wystąpieniem zakłócenia blok nr 2 przyłączony był do systemu II stacji A. Do systemu tego przyłączone były również trzy linie 110 kV łączące stację A ze stacjami: B, C i D. Blok nr 1 przyłączony był do III systemu stacji A i był powiązany z blokiem nr 2 poprzez sieć 110 kV. Przed zakłóceniem stacja A sprzęgnięta była z siecią 400 kV poprzez transformator T2. Drugi transformator sprzęgający T1 był wyłączony. Konfiguracja pozostałych pól stacji przyelektrownianej była nieistotna dla prowadzonej analizy.



Rys. 1. Uproszczona konfiguracja sieci przed wystąpieniem analizowanego zakłócenia

Uproszczony schemat konfiguracji sieci przed rozpatrywanym zakłóceniem pokazano na rys. 1. W tab. 1 zebrano dane elementów bloku nr 1 i 2 istotne dla analizy. Przed wystąpieniem zakłócenia moc zwarciora systemu II stacji A wynosiła 3967 MVA. Składały się na nią udziały od transformatora T2 (1545 MVA), generatora G2 (1139 MVA) oraz linii przyłączonych do tego systemu (w sumie 1299 MVA). Blok nr 2 obciążony był mocą czynną równą 377 MW i bierną równą 70,8 MVar.

W systemie zabezpieczeń bloku nr 2 były aktywne m.in. następujące funkcje istotne dla prowadzonej analizy:

1. Funkcja impedancyjna bloku (21G) i reagująca na poślizg biegunów wirnika generatora (78), które mierzą napięcie na zaciskach generatora i prąd w jego punkcie zerowym; aktywne w terminalach REG670 (rys. 2 [1]).
2. Funkcje odległościowe z aktywnymi blokadami kołysaniowymi (PSB), które

mierzą prąd i napięcie w polu blokowym, aktywne w przekaźnikach: REL670 (21S.1 patrz rys. 3 [3]), RED670 (21S.2 patrz rys. 3 [2]) i 7SA522 (21S.1 patrz rys. 4 [6]).

3. Funkcja odległościowa z aktywną blokadą kołysaniową (PSB), która mierzy napięcie i prąd w obwodach GN transformatora blokowego, aktywna w przekaźniku: RED670 (21S.4 patrz rys. 5 [2]).

W systemie zabezpieczeń bloku nr 1 były aktywne takie same funkcje odległościowe jak dla bloku nr 2 (rys. 2), istotne dla prowadzonej analizy.

Strefy zabezpieczeń odległościowych skierowane w stronę sieci działaniem powodują otwarcie wyłącznika blokowego danego bloku oraz ograniczenie dopływu pary do jego turbiny (praca na potrzeby własne PPW). Taką samą reakcją powoduje działanie strefy 2 zabezpieczenia 21G bloku nr 2. Strefy zabezpieczeń odległościowych

Parametr	Wartość
Generator G1 i G2	
Moc pozorna, znamionowa S_{nG}	426 MVA
Współczynnik mocy, znamionowy $\cos \phi_n$	0,85
Napięcie znamionowe U_{nG}	22 kV
Prąd znamionowy I_{nG}	11180 A
Reaktancja synchroniczna* x_d	250%
Reaktancja przejściowa* x_d'	33%
Reaktancja podprzejściowa* x_d''	22%
Mechaniczna stała czasowa turbozespołu T_m	6,45 s
Transformator blokowy 1TB i 2TB	
Moc pozorna, znamionowa S_{nTB}	426 MVA
Grupa połączeń	YNd11
Napięcie znamionowe strony DN U_{nDN}	22 kV
Napięcie znamionowe strony GN U_{nGN}	126,5 kV
Napięcie zwarcia u_z	12,5%

* Przyjęto, że reaktancje generatora w osi d i q są sobie równe

Tab. 1. Zestawienie danych elementów bloku nr 1 i 2

skierowane w stronę bloków działaniem powodują otwarcie wyłączników: blokowego, generatorowego, wzbudzenia i potrzeb własnych (wyłączenie części elektrycznej bloku) oraz odcięcie dopływu pary do turbiny bloku (praca luzem kotła PLK). Taką samą reakcją powoduje działanie strefy 1 zabezpieczenia 21G bloku nr 2.

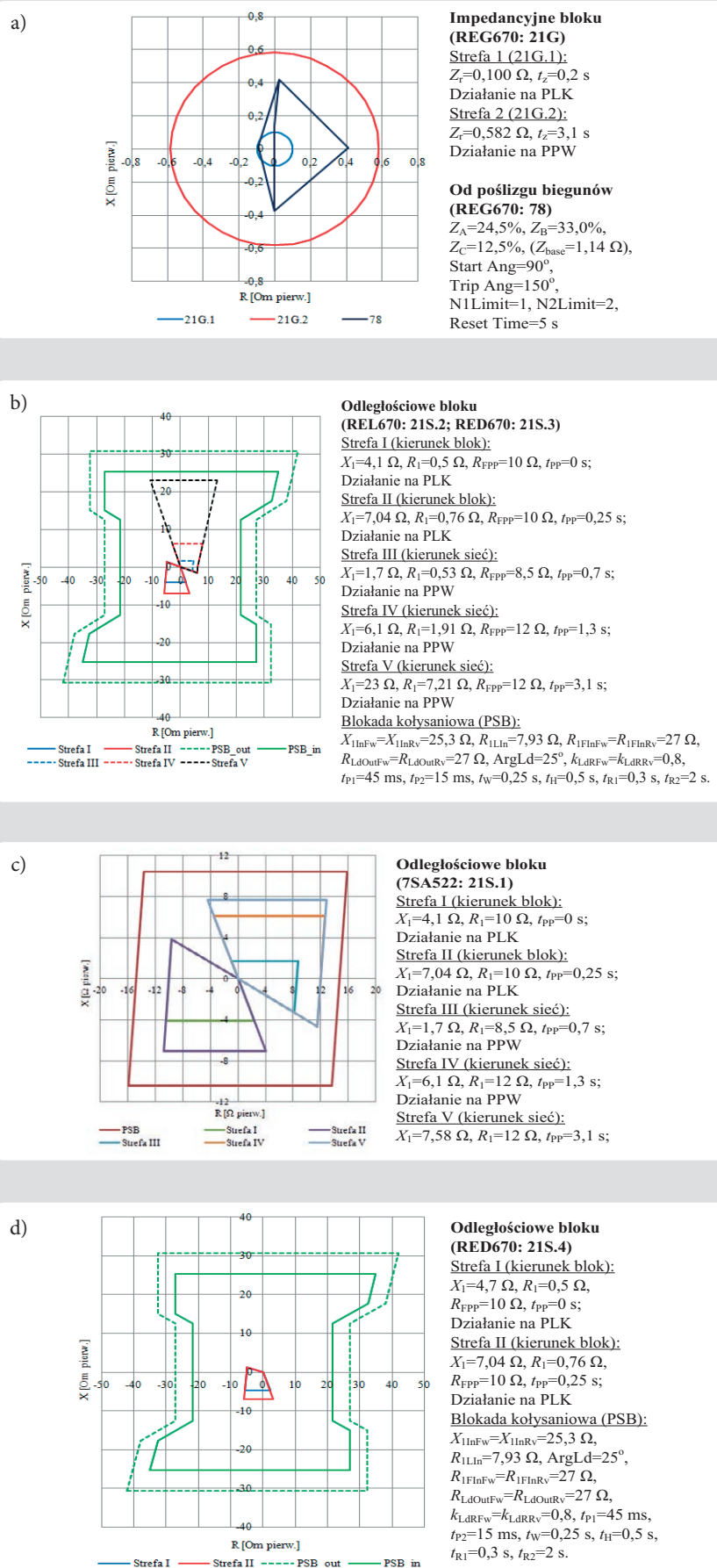
3. Chronologiczny przebieg zdarzeń analizowanego zakłócenia

W dniu awarii ok. godz. 08:38:02.358 doszło do dwufazowego (L1-L2) zwarcia w polu 14 stacji A. Zwarcie zostało wyłączone po ok. 70 ms przez zabezpieczenia pola.

Zwarcie spowodowało pobudzenie się następujących funkcji zabezpieczeniowych w układzie zabezpieczeń bloku nr 2: funkcji reagującej na asymetrię obciążenia generatora G2 (REG670: 46.1) o godz. 08:38:02.364, blokady kołysaniowej (ang. *Power Swing Blocking*, PSB) zabezpieczenia odległościowego 21S.4, w urządzeniu RED670 (półkomplet zainstalowany na zaciskach strony GN transformatora 2TB), o godz. 08:38:02.368 oraz impedancyjnej (REG670: 21G, strefa 2) o godz. 08:38:02.371.

Pobudzenie zabezpieczenia od asymetrii obciążenia było prawidłowe – miało miejsce niesymetryczne zwarcie w sieci. Również pobudzenie strefy zewnętrznej zabezpieczenia impedancyjnego 21G i stref blokady PSB zabezpieczenia odległościowego 21S.4 było poprawne, ponieważ zwarcie miało miejsce blisko generatora (pod względem impedancji).

W czasie zwarcia pobudziły się następujące funkcje w układzie zabezpieczeń bloku nr 1: reagująca na asymetrię obciążenia generatora (ZAZ-GT2: As) o godz. 08:38:02.390, od skutków przeciążeń stojana (ZAZ-GT2: IpGn) o godz. 08:38:02.423, od skutków



Rys. 2. Charakterystyki rozruchowe i nastawienia funkcji zabezpieczeniowych bloku nr 2: a) 21G i 78, b) 21S.1 i 21S.2, c) 21S.3, d) 21S.4

przebiegów wirtualnych (ZAZ-GT2: IpW) o godz. 08:38:02.423, impedancyjna bloku (ZAZ-GT2: XB) o godz. 08:38:02.423 oraz reagująca na zwarcia doziemne wirtualnych (ZAZ-GT2: ZW) o godz. 08:38:02.423. Również w bloku nr 1 pobudzenie się zabezpieczeń było uzasadnione. Jedynie zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych wirtualnych (ZAZ-GT2: ZW) pobudziło się zbędnie (prawdopodobnie w wyniku zmiany rozpręgu prądów wałowych w warunkach forsowania wzbudzenia w czasie zwarcia). Ze względu na opóźnienie działania wymienionej funkcji nie doszło do jej zadziałania w czasie zwarcia w polu 14 stacji A.

Zwarcie zostało zlikwidowane w wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego typu REL511 po stronie 110 kV transformatora T2 (pole 14). Zabezpieczenie to spowodowało jego obustronne wyłączenie o godz. 08:38:02.429. Po wyłączeniu zwarcia odzyskiwały się pobudzone wcześniej zabezpieczenia bloków nr 2 i nr 1. Już po zlikwidowaniu zwarcia doszło do zbędnego zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35 w cyklu SPZ WZ (wyłącz-załącz), w stacji C (ok. godz. 08:38:02.474) i w stacji B (ok. godz. 08:38:02.533) w polach linii biegnących do stacji A (patrz rys. 1). Wyłączenie transformatora T2 oraz linii łączących stację A ze stacjami B i C zainicjowało asynchroniczne kołysania mocy generatora G2, podczas których doszło do następującej sekwencji zdarzeń:

- załączenie wyłącznika w stacji B w polu linii łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ ok. godz. 08:38:02.874
- pobudzenie strefy 2 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G) ok. godz. 08:38:02.894
- pobudzenie zabezpieczenia od skutków poślizgu biegunów generatora G2 (REG670: 78) o godz. 08:38:02.912
- załączenie wyłącznika w stacji C w polu linii biegnącej do stacji A w cyklu SPZ ok. godz. 08:38:02.999
- wyłączenie wyłącznika w stacji A w polu linii biegnącej do stacji B przez

zabezpieczenie odległościowe RTX35 bez funkcji blokady kołysaniowej o godz. 08:38:03.014

- pobudzenie strefy 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G) o godz. 08:38:03.107
- zadziałanie 1 strefy zabezpieczenia odległościowego bloku 21S.4 (RED670) o godz. 08:38:03.154.

W wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4, aktywnego w przekazywniku RED 670 w obwodach GN transformatora 2TB, blok nr 2 został całkowicie wyłączony (nastąpiło otwarcie wyłączników: blokowego w polu 11 stacji A, generatorowego, wzbudzenia oraz zasilania potrzeb własnych). Ponadto, ze względu na zablokowaną automatykę SZR w rozdzielniach potrzeb własnych bloku, został wyłączony kocioł tego bloku.

4. Analiza działania zabezpieczeń impedancyjnych bloku nr 1 i 2

Na podstawie rejestracji wykonanych w czasie analizowanego zakłócenia przez przekazywniki REG670 i RED670 (półkomplet zainstalowany po stronie GN transformatora 2TB i w polu nr 11 stacji A) bloku nr 2 oraz przekazywnik REL670 (w polu nr 16 stacji A) bloku nr 1 wyznaczono trajektorie impedancji widzianych przez te przekazywniki. Do wyznaczenia wartości chwilowych rezystancji i reaktancji z zarejestrowanych wartości chwilowych prądów i napięć użyto algorytm A3 Łobosa [6].

W przypadku przekazywnika REG670 bloku nr 2 impedancja wyznaczana jest dla każdej fazy indywidualnie na podstawie pomiarów prądu w punkcie neutralnym generatora i napięcia na jego zaciskach. Na rys. 3 pokazano przebiegi prądu i napięcia w fazie L1, a na rys. 4 odpowiadającą im trajektorię impedancji naniesioną na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia impedancyjnego bloku (REG670: 21G) oraz reagującego na poślizg biegunów wirtualnych generatora (REG670: 78) bloku nr 2.

W przekazywnikach REL670 i RED670 impedancja wyznaczana jest dla pętli zwarć

międzyfazowych i zwarć doziemnych. Na rys. 5 pokazano trajektorie impedancji dla pętli zwarcia dwufazowego L1-L2, mierzoną (widzianą) przez przekazywnik odległościowy RED670 (półkomplet zainstalowany w elektrowni po stronie GN transformatora 2TB) w czasie analizowanego zakłócenia. Trajektorie przedstawiono na płaszczyźnie impedancji razem z charakterystykami zabezpieczenia 21S.4 bloku nr 2.

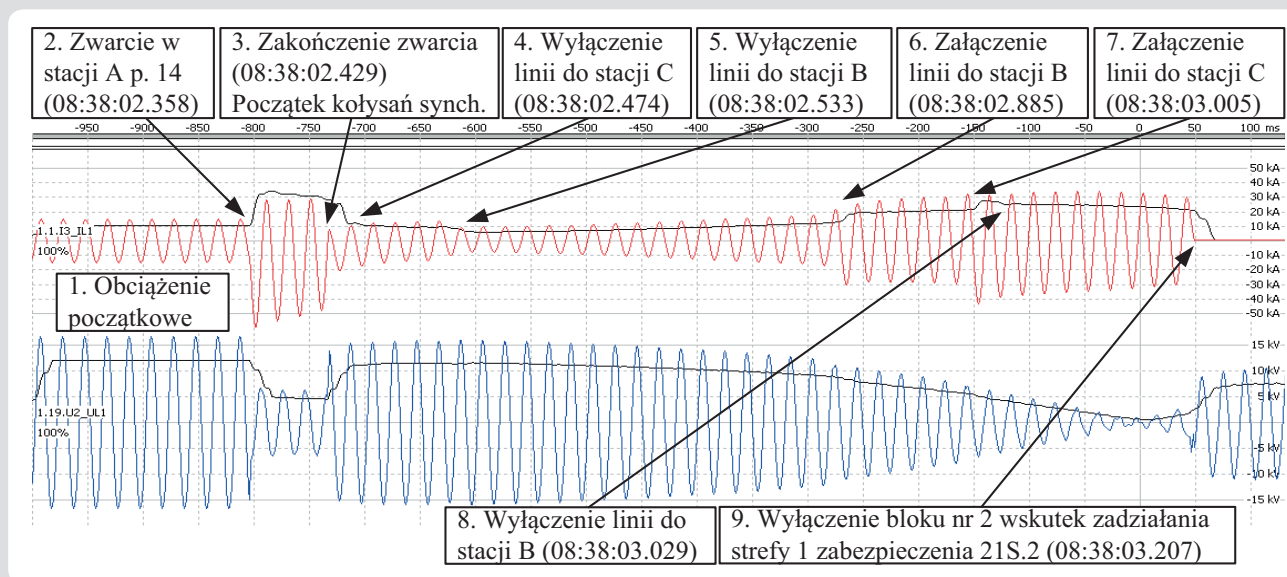
Na rys. 6 pokazano analogiczną trajektorie widzianą przez przekazywnik odległościowy RED670 bloku nr 2, zainstalowany w stacji. Na płaszczyźnie impedancji poza trajektorie impedancji pokazano charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia odległościowego 21S.2 tego bloku.

Na rys. 7 pokazano analogiczną trajektorie widzianą przez przekazywnik odległościowy REL670 w polu bloku nr 1 stacji A wraz z charakterystykami rozruchowymi funkcji 21S.2 tego przekazywnika. Na rys. 3–7 zaznaczono numerami chronologię zdarzeń odpowiadającą opisowi zakłócenia z punktu 3.

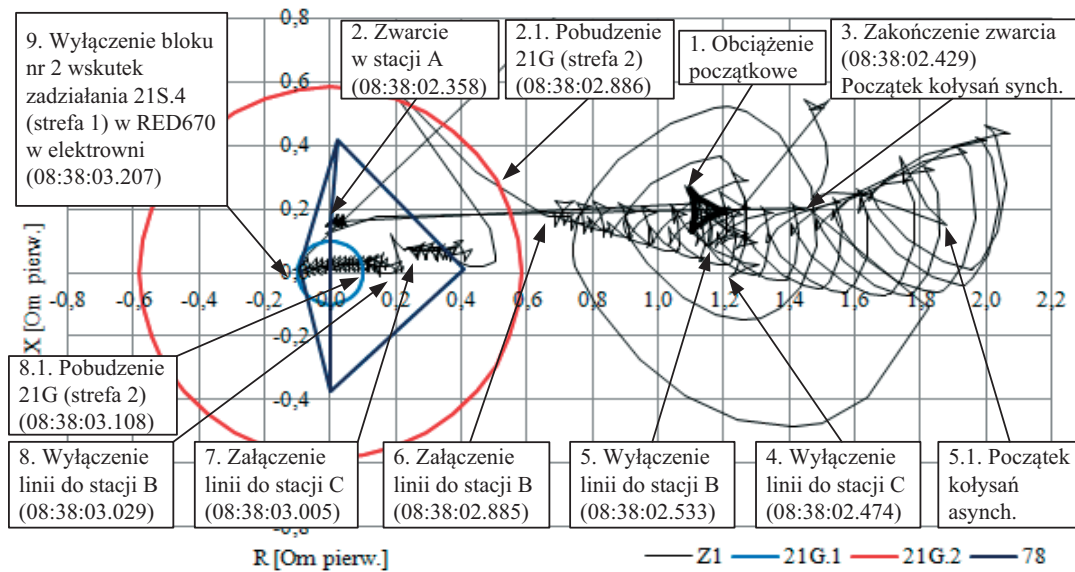
Należy zwrócić uwagę na to, że dzięki szybkiej likwidacji zwarcia w polu 14 stacji A zarówno blok nr 2, jak i nr 1 utrzymały synchronizm pracy z siecią. Po zwarciu wystąpiły kołysania synchroniczne, poprzez które bloki powróciły w pobliże punktu pracy sprzed zwarcia.

Jak wskazują przedstawione powyżej trajektorie, blok nr 2 utracił synchronizm po zbędnym wyłączeniu linii łączących stację A ze stacjami C i B. Nastąpiło to z powodu zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35 wymienionych linii, zainstalowanych w stacjach C i B (pkt 4 i 5 na rys. 3–7). Działanie wymienionych zabezpieczeń w stacjach C i B nie było współbieżne z działaniem zabezpieczeń w stacji A.

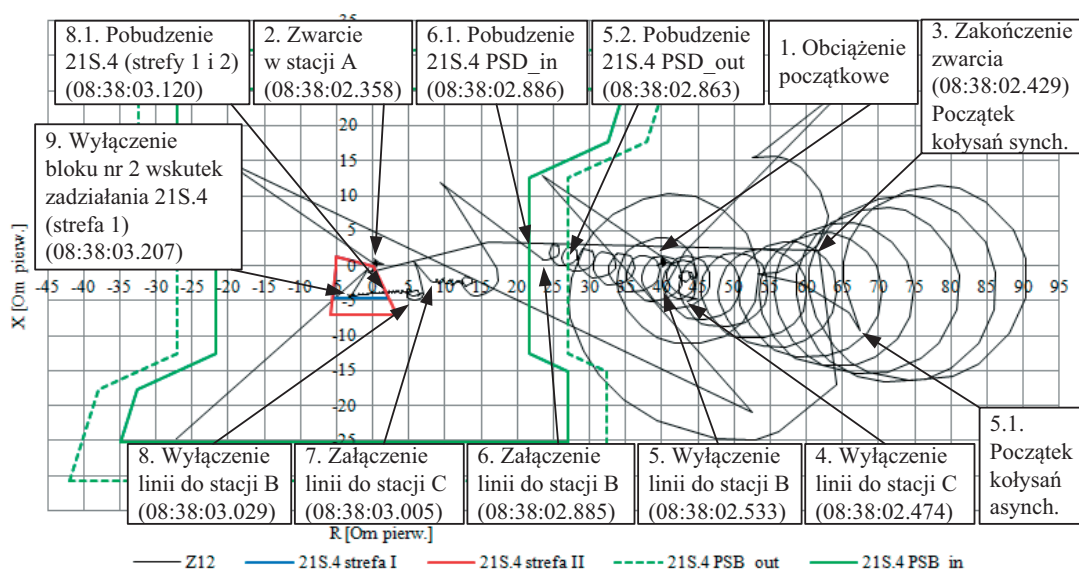
Wydłużone szybkodziałające strefy zabezpieczeń w stacjach B i C objęły działaniem zwarcie w polu 14 stacji A, powodując zbędne wyłączenie obu linii. Wyłączenie to nastąpiło już po likwidacji zwarcia z powodu dodania się czasów własnych wyłączników.



Rys. 3. Przebiegi prądu w punkcie neutralnym (czerwony) i napięcia na zaciskach generatora (niebieski) w fazie L1, zarejestrowane przez przekazywnik REG670 bloku nr 2



Rys. 4. Trajektoria impedancji widziana w fazie L1 funkcji 21G, przekaźnik REG670 bloku nr 2

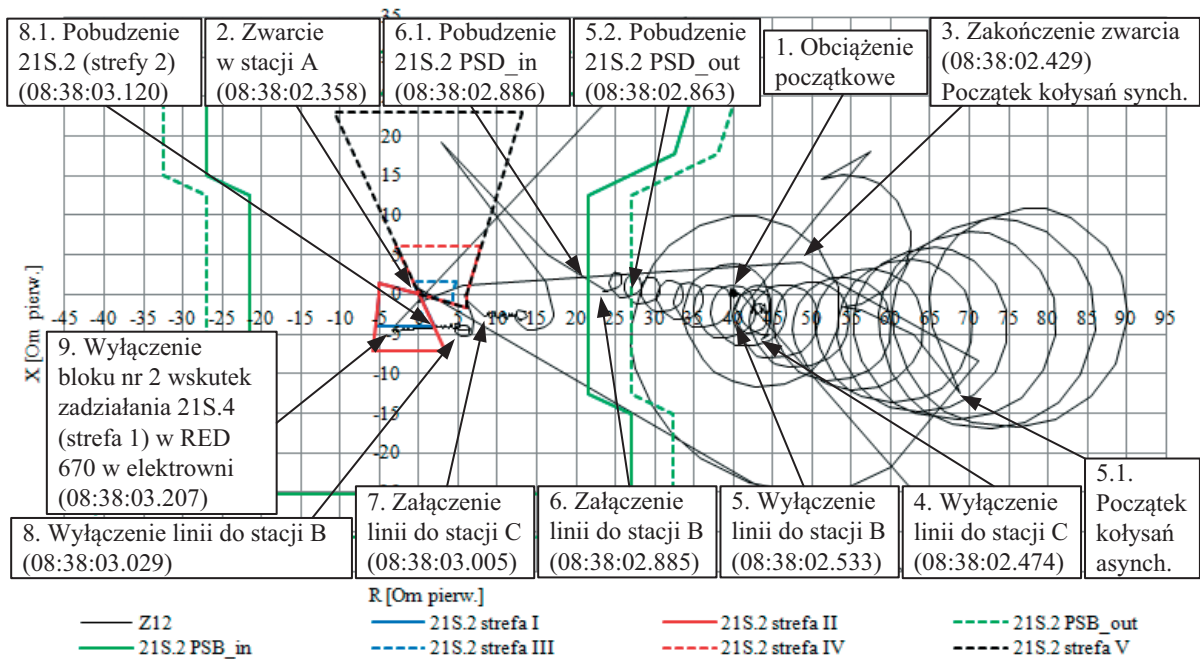


Rys. 5. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.4 przekaźnika RED670 bloku nr 2 (półkomplet w elektrowni)

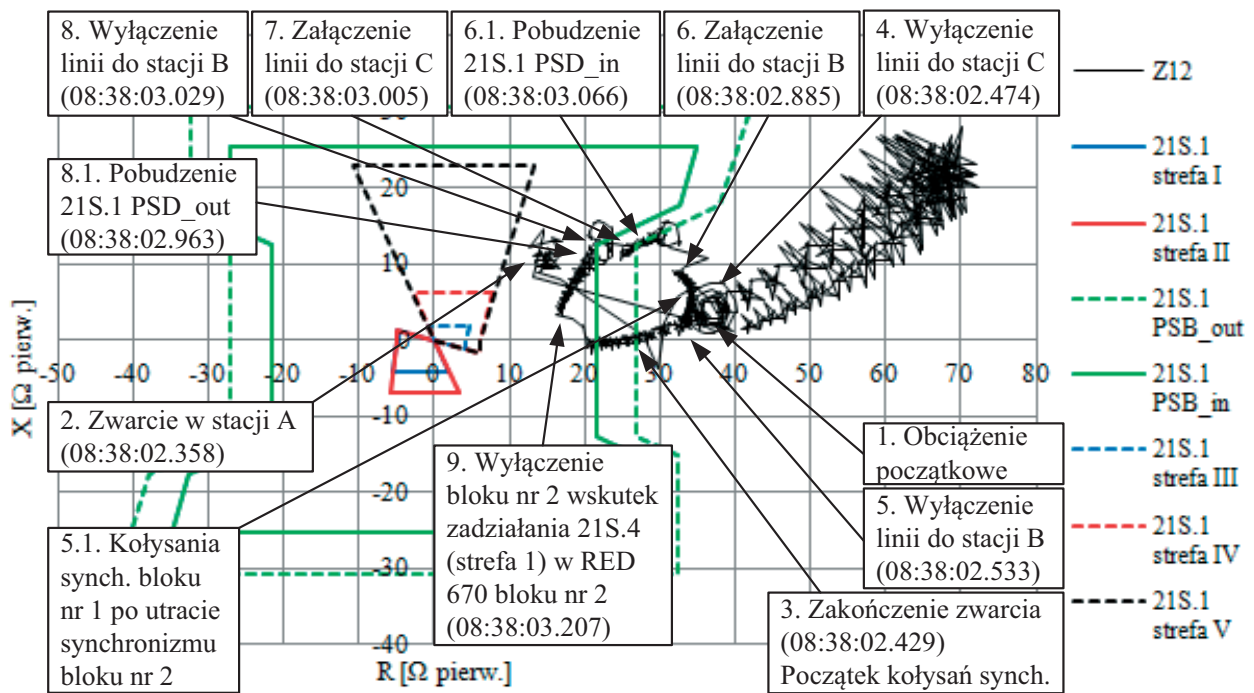
Konfiguracja zabezpieczeń odległościowych linii w stacjach C i B przewidywała inicjowanie cyklu SPZ linii, z przerwami ok. 300 ms. W czasie trwania kołysań asynchronicznych bloku nr 2 (pomiędzy pkt 5.1 i 6 na rys. 3–7) wektor impedancji znalazł się w strefie zewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. W analizowanym etapie kołysania asynchroniczne odbywały się po stronie sieci (powyżej osi rezystancji). W czasie przebywania wektora impedancji w strefie zewnętrznej blokady PSB doszło do ponownego załączenia linii w stacji B w cyklu SPZ (punkt 6 na rys. 3–7). Spowodowało to zmianę warunków kołysań, objawiającą się nieznaczny zmniejszeniem się promienia i przesunięciem środka koła obrotu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji. Wskutek tego wektor impedancji skokowo przemieścił się

do strefy wewnętrznej blokady PSB funkcji 21S.4. Czas przebywania pomiędzy strefą zewnętrzną i wewnętrzną PSB wyniósł ok. 23 ms i był krótszy od nastawionych czasów $t_{P1} = 45$ ms funkcji 21S.1, 21S.2 i 21S.4. W związku z tym blokada PSB nie została aktywowana w żadnej w powyższych funkcji zabezpieczeniowych. Chwilę później została ponownie załączona w cyklu SPZ linia biegnąca do stacji C (pkt 6 na rys. 3–7). Praktycznie w tym samym czasie została definitywnie wyłączona linia biegnąca do stacji B (pkt 8 na rys. 3–7) na skutek zadziałania zabezpieczenia odległościowego w stacji A, w warunkach kołysań mocy (zabezpieczenie to nie miało blokady PSB). Powyższe zdarzenia zmieniły charakter kołysań asynchronicznych bloku nr 2 – promień okręgu stanowiącego obwiednię

trajektorii impedancji uległ dalszemu zmniejszeniu, a jego środek nieznacznie się przesunął. Po zmianach konfiguracji sieci, związanych z działaniem automatyki SPZ w stacjach B i C kołysania asynchroniczne bloku nr 2 przeniosły się na stronę bloku (poniżej osi R). W tym stanie wektor impedancji przemieścił się do 1 strefy zabezpieczenia 21G (REG670), do strefy 2 zabezpieczeń 21S.2 (REL670) i 21S.3 (RED670 zainstalowane w polu blokowym) oraz do strefy 1 i 2 zabezpieczenia 21S.4 (RED670 zainstalowane w elektrowni). Konfiguracja funkcji 21S.4 przewidywała bezwzględne działanie strefy 1. Zatem po przemieszczeniu się wektora impedancji do obszaru działania tej strefy (pkt 8.1 na rys. 5), przy nieaktywnej blokadzie PSB, nastąpiło jej zadziałanie,



Rys. 6. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.2 przekaźnika RED670 bloku nr 2 (półkomplet w stacji)



Rys. 7. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.1 przekaźnika REL670 bloku nr 1 (półkomplet w stacji)

co spowodowało całkowite wyłączenie bloku nr 2 z czasem własnym wyłączników (pkt 9 na rys. 3–7). Blok nr 1 przez cały czas trwania zakłócenia współpracował synchronicznie z siecią i podlegał niezbyt silnym kołysaniom synchronicznym (rys. 7). Po ponownym załączeniu linii łączącej stacją A ze stacją B wektor impedancji przemieścił się do zewnętrznej strefy blokady PSB zabezpieczenia odległościowego bloku nr 1 21S.2 (REL670). Wektor impedancji

przebywał pomiędzy strefą wewnętrzną i zewnętrzną blokady tego zabezpieczenia przez ok. 103 ms, a więc dłużej niż nastawienie czasu $t_{P1} = 45$ ms blokady, co wywołało jej aktywację. Można uznać, że aktywacja blokady była zbędna, ponieważ przez cały czas trwania stanu nieustalonego bloku nr 1 wektor impedancji znajdował się w bezpiecznej odległości od charakterystyk rozruchowych stref zabezpieczenia 21S.1 (rys. 7).

5. Analiza warunków stabilności współpracy bloku nr 2 z siecią
Zagadnienia stabilności pracy bloku nr 2 w czasie opisywanego zakłócenia najłatwiej można wyjaśnić, posługując się kątowymi charakterystykami mocy bloku $P(\delta')$ i metodą równych pól [5]. Schemat sieci z rys. 1 można na potrzeby powyższych rozważań sprowadzić do układu dwumaszynowego, pokazanego na rys. 8. W rozważaniach pominięto rezystancje elementów.

Generator G2 reprezentowany jest jako wewnętrzna siła elektromotoryczna w stanie przejściowym E' o fazie równej δ' (kąt mocy w stanie przejściowym wyznaczany względem napięcia systemu zastępczego U_g) oraz jako reaktancja przejściowa X_d' [5]. Moce zwarciove splywajace do szyn stacji 110 kV reprezentowane są poprzez odpowiadajace im reaktancje X_s [5]. Wartość napięcia E' można oszacować, znając wartość napięcia na zaciskach generatora U_{G2} , jego kąt fazowy φ i prąd I_g zgodnie z zależnością (1). W analizie można przyjąć, że wartość E' się nie zmienia [5].

$$E' \approx \sqrt{(U_g \cos \varphi)^2 + (U_g \sin \varphi + X_d' I)^2} \quad (1)$$

W celu określenia charakterystyki mocy w stanie przejściowym dla danego etapu analizy $P(\delta')$ należy określić reaktancję zastępczą X_z pomiędzy źródłami E' i U_s , zależną od aktualnych mocy zwarciowych i konfiguracji połączeń. W ogólności charakterystykę $P(\delta')$ opisuje równanie (2) [5].

$$P = \frac{E' U_s}{X_z} \sin \delta' = P_{max} \sin \delta' \quad (2)$$

Znając maksymalną wartość charakterystyki mocy dla danego stanu sieci (P_{max}) oraz moc czynną obciążenia bloku przed zakłóceniem (w przybliżeniu równą mocy mechanicznej turbozespołu) P_T , da się oszacować dla tego stanu kąt δ' . Można tego dokonać poprzez podstawienie wartości P_T do równania (2). W analizie można przyjąć, że wartość P_T się nie zmienia [5].

W stanie ustalonym można przyjąć, że $P_T \approx P(\delta')$. W razie zmiany konfiguracji sieci (zmiany jej reaktancji zastępczej X_z) lub w przypadku zwarcia wysokość charakterystyki mocy (P_{max}) może ulec nagłej zmianie. Możliwa jest sytuacja, w której $\Delta P = P_T - P(\delta') > 0$. Dodatnia różnica mocy wywołuje przyspieszanie wirnika generatora względem częstotliwości systemu, zgodnie z równaniem (3). Analogicznie, jeśli $\Delta P < 0$, to wirnik zacznie się opóźniać względem częstotliwości systemu [5].

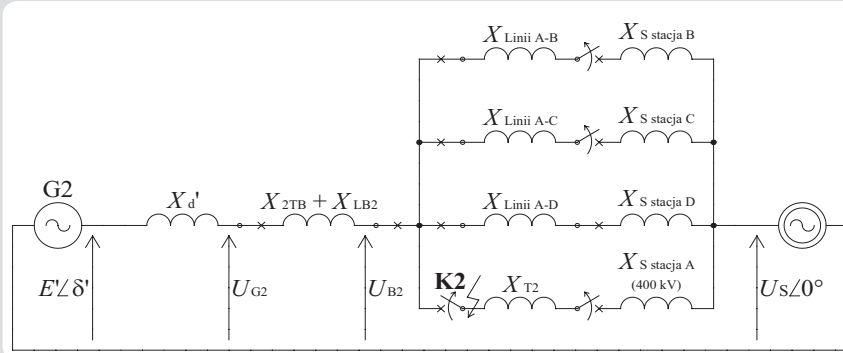
$$\frac{T_m}{\omega_s} \frac{d^2 \delta'}{dt^2} + D \frac{d\delta'}{dt} = P_T - P(\delta') = \Delta P \quad (3)$$

gdzie:

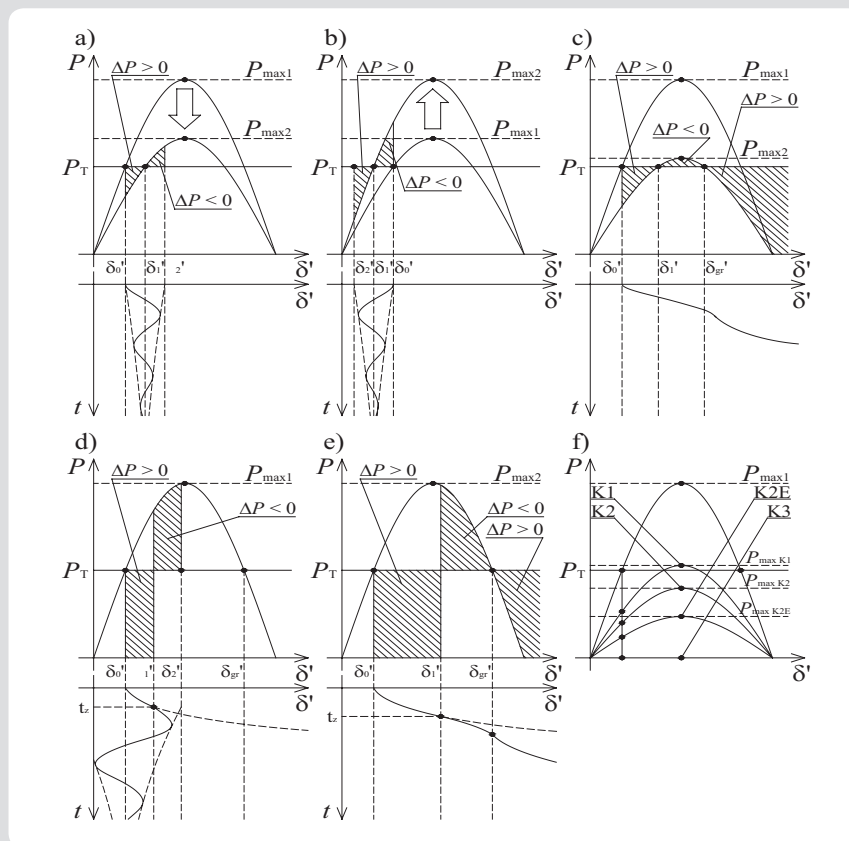
T_m – mechaniczna stała czasowa turbozespołu,
 ω_s – pulsacja synchroniczna, D – współczynnik tłumienia.

Jeśli zmiana X_z nie jest duża, układ osiągnie przez kołysania synchroniczne nowy punkt pracy (rys. 9a i b). Gdy natomiast zmiana X_z będzie zbyt duża, układ może nie być w stanie osiągnąć nowego stabilnego punktu pracy (rys. 9c). Pole przyspieszeń uzyskane w skutek obniżenia charakterystyki mocy będzie większe od dostępnego w danych warunkach pola hamowań. w tej sytuacji kąt mocy będzie nieustannie rósł i po przekroczeniu 180° nastąpi utrata synchronizmu przy z siecią i asynchroniczne kołysania generatora [5].

Analogicznie, w sytuacji wystąpienia zwarcia, charakterystyka mocy ulegnie silnemu obniżeniu. Będzie ono tym większe,



Rys. 8. Uproszczony schemat zastępczy sieci przyjęty do analizy stabilności pracy bloku nr 2



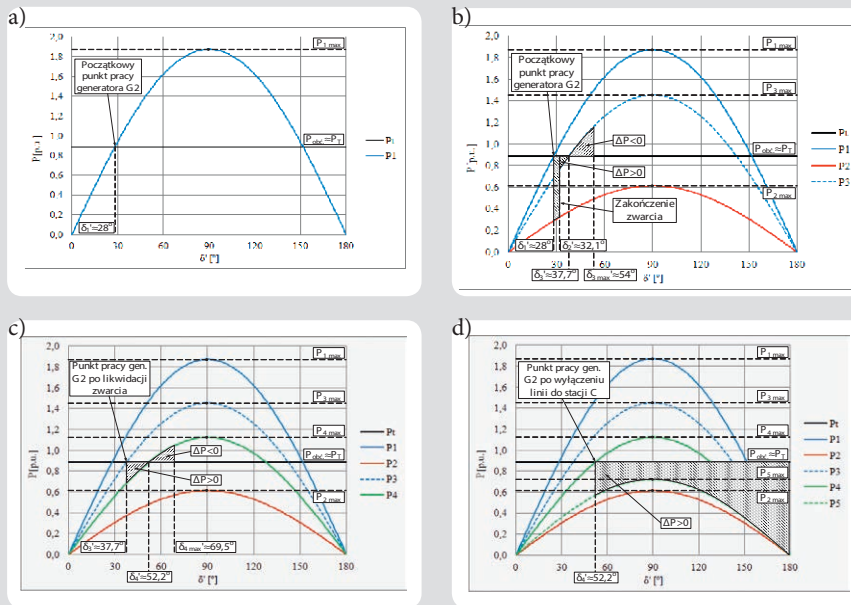
Rys. 9. Przykładowe charakterystyki $P(\delta')$ i przebiegi zmienności kąta δ' przy: a) wzroście reaktancji X_z , b) obniżeniu X_z , c) silnym wzroście X_z , d) szybko wyłączonym zwarciu trójfazowym w sieci, e) wolno wyłączonym zwarciu trójfazowym, f) charakterystyki $P(\delta')$ przy różnych typach zwarcia w sieci

im więcej faz sieci zostanie zwartych (rys. 9f) i im bliżej generatora będzie się znajdował jego miejsce. W zależności od czasu trwania zwarcia w określonych wyżej warunkach generator, po zlikwidowaniu zakłócenia, pozostanie w synchronizmie z siecią (czas zwarcia krótszy od czasu granicznego w danych warunkach t_{gr} , rys. 9d) lub utraci stabilność (czas zwarcia dłuższy od t_{gr} , rys. 9e). Jako t_{gr} należy tu rozumieć czas likwidacji zwarcia, przy którym w danych warunkach uzyskane pole przyspieszeń będzie dokładnie równe możliwemu do uzyskania polu hamowań [5].

Uwzględniając powyższe zależności, można przejść do jakościowej analizy warunków stabilności pracy bloku nr 2 w czasie analizowanego zakłócenia.

Poniżej przedstawiono wyniki analizy w jednostkach względnych, wyznaczonych względem parametrów znamionowych generatora G2 i sieci. Rozpatrywane zakłócenie można pod względem warunków stabilności podzielić na siedem etapów:

1. stan ustalony przed zwarcie w stacji A
2. zwarcie w polu 14 stacji A
3. stan po zwarcie i wyłączeniu transformatora T2
4. stan po wyłączeniu linii do stacji C
5. stan po wyłączeniu linii do stacji B
6. praca po ponownym załączeniu linii do stacji B
7. praca po ponownym załączeniu linii do stacji C i po definitywnym wyłączeniu linii do stacji B.



Rys. 10. Charakterystyki $P(\delta')$ generatora G2 w stanie: a) przed zwarciem w stacji A, b) po zwarciu i wyłączeniu transformatora T2, c) po wyłączeniu linii łączącej stacje A-C, d) po wyłączeniu linii łączącej stacje A-B

Charakterystyka $P(\delta')$ generatora G2 dla stanu ustalonego przed powstaniem zwarcia (etap 1) pokazana jest na rys. 10a. Przyjęto, że moc mechaniczna turbiny jest równa obciążeniu mocą czynną generatora przed zwarciem. Wartość maksymalną charakterystyki P_{1max} oszacowano na podstawie danych z punktu 2 i zależności podanych powyżej. Dla stanu tego oszacowano kąt mocy jako $\delta_1 \approx 28^\circ$.

W momencie powstania zwarcia w polu 14 stacji A charakterystyka mocy uległa obniżeniu (rys. 10b) [5]. Na skutek dużej bezwładności wirnika generatora G2 kąt mocy w pierwszej chwili się nie zmienił. Powstała tym samym różnica mocy $\Delta P = P_T - P_{2max} \sin(\delta_1')$ była dodatnia i wirnik generatora zaczął przyspieszać względem częstotliwości sieci – kąt mocy zaczął wzrastać. Zwarcie zostaje wyłączone po ok. 70 ms. Przez ten czas kąt mocy generatora G2 wzrósł do wartości $\delta_2' \approx 32,1^\circ$. Likwidacja zwarcia spowodowała wyłączenie transformatora T2 sprzęgającego szyny 110 kV i 400 kV stacji A. Wywołało to znaczące obniżenie mocy zwarcia na szynach systemu II stacji A do ok. 1283 MVA (bez udziału generatora G2). Skutkowało to obniżeniem wartości maksymalnej charakterystyki mocy generatora G2 do wartości P_{3max} . Po zwarciu moc czynna obciążenia generatora G2 (wynikająca z wartości charakterystyki mocy dla etapu 3, przy kącie mocy $\delta_2' \approx 32,1^\circ$) była nadal mniejsza niż moc mechaniczna turbozespołu PT. Zatem ΔP pozostało dodatnie i wirnik generatora po zwarciu nie przestał przyspieszać względem częstotliwości sieci. Kąt mocy wzrósł do wartości $\delta_3' \approx 37,7^\circ$, przy której $\Delta P = 0$. W powyższym stanie wirnik generatora G2 obracał się z prędkością nadsynchroniczną. Zdobyta w czasie przyspieszania wirnika energia kinetyczna (proporcjonalna do pola przyspieszeń z rys. 10b) musiała zostać wytracona.

Po zrównaniu się mocy ($\Delta P = 0$) kąt mocy wirnika generatora G2 nie przestał rosnąć. Doszło tym samym do sytuacji, w której

$\Delta P < 0$, co doprowadziło do wyhamowania wirnika do prędkości synchronicznej przy kącie mocy $\delta_{3max}' \approx 54^\circ$.

W stanie tym pole hamowań ($\Delta P < 0$) zrównało się z polem przyspieszeń ($\Delta P > 0$) dla tego etapu (rys. 10b). Stan równowagi ($\Delta P = 0$) dla powyższych warunków stabilności zostały osiągnięty poprzez kołysania synchroniczne wokół kąta $\delta_3' \approx 37,7^\circ$. Współczynnik zapasu stabilności dla tego zdarzenia (rozumiany jako stosunek pozostałego po zdarzeniu pola hamowań do maksymalnego w danych warunkach pola hamowań) wyniósł $k_{s1-3} \approx 0,93$.

W czasie trwania kołysań synchronicznych po likwidacji zwarcia w polu 14 stacji A doszło do zbędnego wyłączenia linii łączącej tą stacją ze stacją C (zbędne zadziałanie bezwzględnej wydłużonej strefy zabezpieczenia odległościowego w tej stacji). Spowodowało to dalsze obniżenie się mocy zwarcia na szynach stacji A do ok. 760 MVA (bez udziału generatora G2) oraz obniżenie wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do wartości P_{4max} . Powstały kołysania synchroniczne, poprzez które generator G2 osiągnąłby stabilny punkt pracy przy kącie mocy $\delta_4' \approx 52,2^\circ$ (rys. 10c). Współczynnik zapasu stabilności dla tego zdarzenia wyniósł $k_{s4} \approx 0,866$.

Niedługo po wyłączeniu linii łączącej stacje A i C wyłączona została z tego samego powodu linia łącząca stacje A i B. Moc zwarcia na szynach stacji A po tej zmianie konfiguracji obniżyła się do 376 MVA (bez udziału generatora G2). Przy tak niskiej mocy zwarcia charakterystyka $P(\delta')$ generatora G2 znalazła się pod prostą moc mechaniczną turbozespołu PT, w pełnym zakresie kąta mocy w stanie przejściowym δ' (rys. 10d). W tej sytuacji wartość ΔP ponownie stała się większa od zera, a wirnik generatora G2 zaczął przyspieszać względem częstotliwości systemu. W opisywanych warunkach układ nie mógł osiągnąć stabilnego punktu pracy (przy którym $\Delta P = 0$). Po wyłączeniu linii do stacji B kąt mocy zaczął

się zwiększać i po przekroczeniu 180° generator G2 utracił synchronizm. Rozpoczęły się jego kołysania asynchroniczne.

Dalsze zmiany konfiguracji sieci (załączenia i wyłączenia linii do stacji B i C) zmieniały warunki kołysań asynchronicznych (środek i promień okręgu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji), co ilustrują przedstawione na płaszczyźnie impedancji zespolonej trajektorie impedancji (rys. 4–7). Na skutek tych zmian konfiguracji i zmian parametrów generatora G2 kołysania asynchroniczne przeniosły się na stronę bloku nr 2 (poniżej osi R), co ostatecznie doprowadziło do zadziałania zabezpieczenia 21S.4 (RED670 w elektrowni) i do całkowitego wyłączenia bloku nr 2.

6. Wnioski

Przyczyną wyłączenia bloku nr 2 dużej elektrowni pracującej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, w czasie analizowanego zakłócenia, było zbędne zadziałanie szybkodziałającej strefy I zabezpieczenia odległościowego, zainstalowanego po stronie GN transformatora blokowego 2TB (RED670: 21S.4), w czasie asynchronicznych kołysań generatora G2.

Do utraty synchronizmu generatora G2 doszło w następstwie obniżenia się mocy zwarcia systemu II stacji A, do której był on przyłączony. Moc zwarcia obniżyła się po wyłączeniu transformatora T2, sprzęgającego szyny 110 kV i 400 kV stacji A (w którego polu powstało zwarcie) oraz na skutek zbędnego wyłączenia linii łączących stacje C i B ze stacją A. Do zbędnego wyłączenia tych linii doszło na skutek działania wydłużonych stref zabezpieczeń odległościowych RTX35, pracujących w polach liniowych stacji B i C. Działanie tych zabezpieczeń wyzwało cykl automatyki SPZ. Automatyka ta w czasie kołysań asynchronicznych generatora G2 powodowała ponowne załączenie i wyłączenie linii, co wpłynęło na kształt trajektorii impedancji widzianych przez przekładniki impedancyjne i odległościowe bloku nr 1 i 2.

Praca zabezpieczeń odległościowych linii z wydłużonymi szybkimi strefami rozruchowymi, przy braku uwspółbieżnienia z zabezpieczeniami na drugich końcach tych linii, grozi zbędnym działaniem w czasie zwarć poza chronionymi odcinkami sieci. Wydłużone strefy zabezpieczeń odległościowych linii mogą być stosowane tylko przy współbieżnej pracy półkompletów zabezpieczeń na obu końcach zabezpieczanej linii. Jeśli uzyskanie współbieżnej pracy zabezpieczeń odległościowych linii nie jest możliwe, nie należy stosować stref wydłużonych.

Przy kołysaniach asynchronicznych, które wystąpiły w czasie analizowanego zakłócenia, działanie zabezpieczeń odległościowych bloku nr 2 powinno zostać zablokowane przez blokady PSB. Jednak zmiana charakteru kołysań mocy, spowodowana działaniem automatyki SPZ linii biegnących do sąsiednich stacji, uniemożliwiła spełnienie kryteriów algorytmów blokad PSB przekładników odległościowych RED670 i REL670 bloku nr 2.

W celu zwiększenia czułości detekcji kołysań mocy przez dostępne w przekładnikach REX670 blokady PSB proponujemy zmniejszenie zasięgu ich stref, tak aby sprawdzanie kryterium blokady odbywało

się blisko stref rozruchowych podlegających blokowaniu. Dzięki temu zmniejszy się też ryzyko zbędnego blokowania przełączników, w czasie dalekich kołysań niezagrażających, zbędnym działaniem zabezpieczeń (tak jak miało to miejsce w bloku nr 1). Czas przejścia przez strefy blokady należy ustawić tak, aby uzyskana została odpowiednio wysoka maksymalna szybkość zmian impedancji, uznawana za kołysania mocy ($\approx 120\text{--}160 \Omega/\text{s}$).

Strefa I zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21S.4) miała w omawianym przypadku zasięg równy reakcji transformatora blokowego (2TB). Zwykle strefę I zabezpieczenia odległościowego bloku nastawia się tak, aby jej zasięg nie wykraczał poza transformator blokowy.

Gdyby zasięg tej strefy wynosił 70% reakcji transformatora 2TB, prawdopodobnie nie doszłoby do jej zadziałania. Można zatem proponować skrócenie zasięgu strefy I omawianego zabezpieczenia 21S.4, co zmniejszy ryzyko jej działania w czasie asynchronicznych kołysań mocy, których środek znajduje się po stronie bloku.

W czasie analizowanego zakłócenia pobudziła się nieselektywnie strefa 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21G), które mierzy impedancję na zaciskach generatora i działa z niewielkim czasem 0,20 s. Do zadziałania nie doszło ze względu na szybsze wyłączenie bloku przez zabezpieczenie odległościowe 21S.4.

Ze względu na zagrożenie nieselektywnego wyłączenia bloku przy kołysaniach mocy w sieci przez strefę 1 zabezpieczenie

impedancyjnego bloku (21G), należy wydłużyć jej czas opóźnienia działania do 0,6 s. Takie nastawienie w znacznym stopniu ograniczy ryzyko nieselektywnego działania wymienionego zabezpieczenia w warunkach kołysań mocy.

W warunkach omówionego zakłócenia powinno działać zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu (78) generatora G2. Do działania tego zabezpieczenia jednak nie doszło, ponieważ w pierwszym etapie zakłócenia, w wyniku awaryjnych wyłączeń, moc sieci, z którą powiązany był blok nr 2, znacząco zmalała i trajektorie impedancji przebiegały poza charakterystyką rozruchową przełącznika 78.

Aktualna charakterystyka funkcji 78 dobrana była do normalnych warunków współpracy bloku, zarówno z siecią 110 kV, jak i 400 kV. Co prawda, w dalszym przebiegu zakłócenia, po ponownym załączeniu dwóch linii w cyklu SPZ, zabezpieczenie 78 mogłoby zadziałać, gdyby blok nie został wcześniej wyłączony, to jednak należy zmodyfikować logikę działania zabezpieczenia 78.

Modyfikacja powinna polegać na zastosowaniu dodatkowej funkcji 78 reagującej na utratę synchronizmu w warunkach, kiedy blok traci powiązanie z siecią 400 kV (wyłączenie obu autotransformatorów 110 kV/400 kV) i pozostaje powiązany jedynie ze słabą siecią 110 kV.

Charakterystyka rozruchowa dodatkowej funkcji, obejmując zasięgiem szerszy obszar na płaszczyźnie impedancji, stwarza możliwość działania zabezpieczenia w warunkach

podobnych do tych, które wystąpiły w pierwszym etapie analizowanego zakłócenia.

Blok nr 1 znacznie łagodniej przeszedł przez powyższe zakłócenie. Z powodu dużej odległości (w sensie impedancji) od miejsca wystąpienia zakłócenia pozostał on przez cały jego okres w synchronizmie z siecią i podlegał łagodnym kołysaniom synchronicznym. Mimo to powyższe uwagi mają zastosowanie również w odniesieniu do tego bloku.

Bibliografia

1. ABB: Generator protection REG670 – application manual, wersja 1.2, październik 2011.
2. ABB: Line differential protection RED670 – application manual, wersja 1.2, październik 2011.
3. ABB: Line distance protection REL670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
4. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa, 2007.
5. Nelles D., Opperskalski H., Digitaler Distanzschutz – Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen; DUV; Wiesbaden, 1991.
6. Siemens, SIPROTEC distance protection 7SA522 V4.70 – manual, luty 2012.

Marcin Lizer

mgr inż.

Instytut Energetyki

e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2009). Obecnie pracuje w Pracowni Automatyki Elektroenergetycznej Instytutu Energetyki w Warszawie. Zakres jego zainteresowań zawodowych i naukowych obejmuje: zagadnienia związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową jednostek wytwórczych, rozproszonych źródeł energii oraz przesyłowych i dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych, a także zagadnienia związane ze stabilnością pracy jednostek wytwórczych w czasie zakłóceń.

Sylwia Wróblewska

dr inż.

Instytut Energetyki

e-mail: Sylwia.Wroblewska@ien.com.pl

Adiunkt naukowo-badawczy w Instytucie Energetyki. Autorka projektów konstrukcyjnych, statycznych, analogowych oraz cyfrowych zabezpieczeń generatorów i bloków generator, transformatorów produkowanych w kraju.

Autorka projektów koncepcyjnych zabezpieczeń generatorów i bloków energetycznych dla wielu elektrowni krajowych i zagranicznych. Jako pracownik Instytutu Energetyki uczestniczyła w ekspertyzach awarii w krajowych elektrowniach. oraz w pracach badawczych dotyczących EAZ sieci przesyłowej. Autorka rozdziałów w poradnikach oraz publikacji z dziedziny elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.