

# Selectivity of power system protections at power swings in power system

## Author

Jan Machowski

## Keywords

power system protection, power swings, selectivity

## Abstract

The paper discusses out-of-step protection systems such as: generator pole slip protections, out of step tripping protections, distance protections of step-up transformer, distance protections of transmission lines and transformers, power swing blocking, and special out-of-step protection. It is shown that all these protections make up a protection system, to which a setting concept uniform for the entire power system has to be applied. If a power system is inappropriately equipped with these protections, or their settings are inappropriate, they may operate unselectively, thus contributing to the development of power system blackouts. In the paper the concepts for a real power system are given for the two stages: target stage fully compliant with selectivity criteria, and transitional stage between the current and target stages.

## 1. Introduction

Disturbances in the forms of short-circuit and outage of any network element result in the electrical and mechanical power unbalance in the power system, and thus in synchronous generator rotor swings against the synchronous speed [4, 5]. The generator rotor swings are accompanied by changes in the generator electromotive force angles, which produces electrical power swings in the power system and accompanying changes in the electrical values measured by power system protections [7]. In special cases these changes may cause undesired operations of the protections, and unnecessary tripping of power system components.

Analyses of protection operations during power system black-outs that have occurred in recent years in various countries around the world induce experts in this field to revise some of their views on power system protection coverage and its setting principles.

An important and relevant issue is the development of comprehensive recommendations to ensure selective automatic relay protection system response during power swings and the conditions of significant reduction in voltage and/or of considerable frequency deviation. Examples of studies on power swings are reports [8–11] and papers [12–15]. The following text is based on report [16], commissioned by PSE Operator.

## 2. Power swings

Power swings can be divided into synchronous (synchronous generators do not lose synchronism) and asynchronous (synchronous generators lose synchronism).

Electric power swings result from generator power angle changes during mechanical rotor oscillations caused by an imbalance of the electric and mechanical power of the generating unit. The simplest way to explain it is based on the simplest model of the power system consisting of the generator – infinite bus model (fig. 1). In this model the power system is treated as a infinite bus with a constant voltage source  $\underline{E}_b$  behind an equivalent impedance. The generator is represented by its electromotive force  $\underline{E}_a$ . The transmission system impedance  $\underline{Z} = \underline{Z}_a + \underline{Z}_b$  includes the transmission line impedance and power system equivalent impedance, as well as the generator impedance. For further consideration the relay point is located at the beginning of the transmission line.

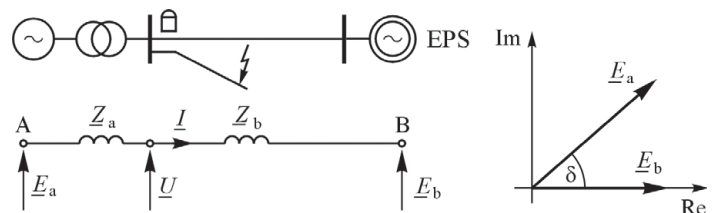


Fig. 1. Equivalent circuit of the analysed system (EPS – electric power system)

For the considered model:  $\underline{I} = \frac{[\underline{E}_a - \underline{E}_b]}{[\underline{Z}_a + \underline{Z}_b]}$  and  $\underline{U} = \underline{E}_a - \underline{I}\underline{Z}_a$ . Given that  $\underline{E}_a = E_a e^{j\delta}$  and  $\underline{E}_b = E_b$ , can easily be demonstrated [16] that, at the relay point both voltage  $\underline{U}$ , and

current  $I$  are nonlinear (trigonometric) functions of the power angle  $\delta$ , i.e. angle between the phasors of the generator electromotive force  $\underline{E}_a$  and of the voltage  $\underline{E}_b$  of the infinite bus. Thus, all other electrical quantities measured at the relay point are also nonlinear functions of the angle  $\delta$ . Waveforms of some of these quantities are shown in fig. 2.

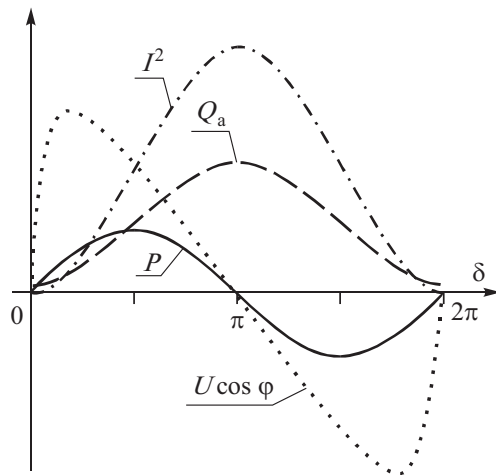


Fig. 2. Selected quantities as the functions of power angle

The largest changes in electrical quantities occur in the case of asynchronous swings, during which angle  $\delta$  changes in the full range, that is from 0 to  $2\pi$ . Active power  $P$  reaches its maximum at  $\delta = \pi/2$ , and zero at  $\delta = 0$ , as well as at all multiplicities of  $\pi$ . Current  $I$  reaches its maximum in the middle of the asynchronous rotation, that is,  $\delta = \pi$ . Signal  $U \cos \varphi$  measured at the relay point in a wide range around the middle of the asynchronous rotation  $\delta = \pi$  decreases as angle  $\delta$  increases.

Of particular importance for the distance protection performance analysis are changes in impedance  $\underline{Z} = \underline{U} / \underline{I}$ , measured at the relay point during power swings.

It can be shown [7, 16], that at constant source voltages  $E_a, E_b$  during asynchronous swings the trajectory of impedance  $\underline{Z}(t)$ , measured by the relay, has a circular shape (fig. 3). For any point P on trajectory  $\underline{Z}(t)$ :  $AP = |\underline{Z}(t) - (-\underline{Z}_a)|$  and  $BP = |\underline{Z}(t) - \underline{Z}_b|$ , while  $\underline{Z}_a, \underline{Z}_b$  are the equivalent impedances of the transmission system, seen from the relay installation place. Point P is the locus of the points the distances of which from points A and B are in fixed ratio corresponding to  $k_E = E_a / E_b$ . The centre of the circle is at point C. Coordinates  $(a, b)$  of the circle centre, and the circle radius  $\rho$  are given by:

$$a = \frac{R_a + k_E^2 R_b}{k_E^2 - 1} \quad b = \frac{X_a + k_E^2 X_b}{k_E^2 - 1}$$

$$\rho^2 = a^2 + b^2 - \frac{k_E^2 (R_b^2 + X_b^2)}{k_E^2 - 1} + \frac{(R_a^2 + X_a^2)}{k_E^2 - 1} \quad (1)$$

The impact of transmission system parameters on the circle location relative to the complex plane coordinate axes, and on the trajectory rotation direction has been thoroughly analysed in [16].

Circle  $\underline{Z}(t)$  intersects the line between points A and B at point D. Point D falls in the middle of the asynchronous rotation and corresponds to angle  $\delta = \pi$ , that is the phases opposition of both source voltages  $\underline{E}_a$  and  $\underline{E}_b$ . The point D coordinates are given by:

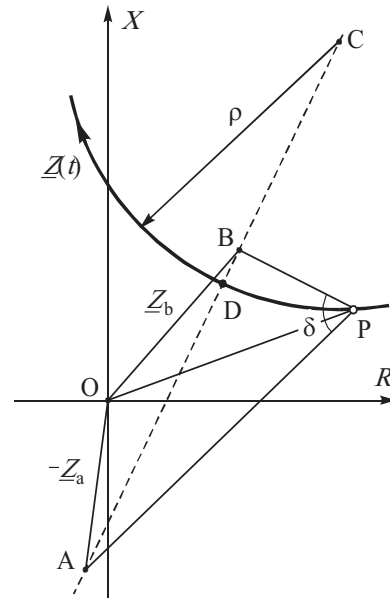


Fig. 3. Trajectory of impedance  $\underline{Z}(t)$  measured by the relay

$$R(t)|_{\delta=180} = R_b \frac{k_E - k_R}{k_E + 1}; \quad X(t)|_{\delta=180} = X_b \frac{k_E - k_X}{k_E + 1} \quad (2)$$

where  $k_R = R_a / R_b$  and  $k_X = X_a / X_b$ .

It can be shown [16] that the squared voltage at the relay installation point as a function of the power angle is the shifted up cosine given by:

$$U^2 = \frac{E_a E_b}{X_a + X_b} \frac{X_a X_b}{X_a + X_b} \left[ \frac{k_E}{k_X} + \frac{k_X}{k_E} + 2 \cos \delta \right] \quad (3)$$

Examples of this relationship for three values of  $k_E / k_X$  are shown in fig. 4. Of particular importance is the case where  $k_E / k_X = 1$ , that is, when:

$$k_X = k_E \quad \text{or} \quad \frac{X_a}{X_b} = \frac{E_a}{E_b} \quad (4)$$

Such a place in a transmission system, which meets condition (4), is called the power swing centre.

The squared voltage's dependence on the power angle in the power swing centre in fig. 4 is illustrated by the curve marked as 1. At angle  $\delta = 180^\circ$  the voltage at power swing centre decreases to zero. This follows from formula (3). At  $k_E / k_X = 1$  and  $\delta = 180^\circ$  the expression in square brackets is equal to zero, i.e. the squared voltage, and therefore the voltage, are also equal to zero.

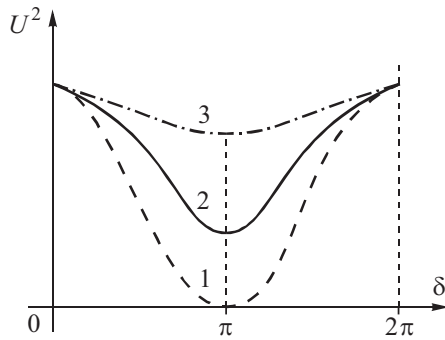


Fig. 4. Squared node voltage as a power angle function for various node locations (various  $k_E / k_X$ )

Fig. 5 illustrates a physical interpretation of the fact of voltage decrease to zero in the power swing centre at the phase opposition. On both sides of the segment corresponding to reactance ( $X_a + X_b$ ) the electromotive forces are set in phase opposition,  $E_a$  and  $E_b$ , respectively. Their ends are connected by a straight line. This line sets the voltages at different points in the transmission system. A voltage is equal to zero if there are proportions  $E_a / X_a = E_b / X_b$ , that is  $E_a / E_b = X_a / X_b$ , which corresponds to condition (4) obtained from formula (3), assuming that the voltage is equal to zero.

When power swings are synchronous, impedance  $Z(t)$  trajectory does not complete the whole circle and reverses at a change in the swing sign.

A change in source voltages forced by voltage control during a transient state changes both the circle centre location and the circle radius. A change in power system parameters resulting from rotor swings of many generators also has a similar effect. As a result, with accurate power system modelling, the impedance trajectories  $Z(t)$  may have very sophisticated shapes. Such examples are given in [16]. Despite the impact of control and interference from other generators on the shape of impedance trajectory  $Z(t)$ , in the case of loss of synchronism the trajectory always runs across line AB that is close to the imaginary axis, as is assumed in the ideal performance of the relays that identify asynchronous operation.

### 3. Special out-of-step protection

In order to improve power system resistance to disturbances, a variety of stability improvement measures can be applied. Most of them employ automatic regulators of generating units [4, 5] and FACTS devices [4, 5, 17].

One of the simplest ways to save the synchronism after a short-circuit in the vicinity of a large power plant is the automatic tripping of some generators operating on a common bus, also referred to as special out-of-step protection (SOSP). The SOSP consists in saving, at the cost of some generators' tripping, the synchronism of those remaining in operation.

Generally there are two SOSP types: preventive and restitutive. These issues are discussed in detail in articles [18, 19] and books [4, 5].

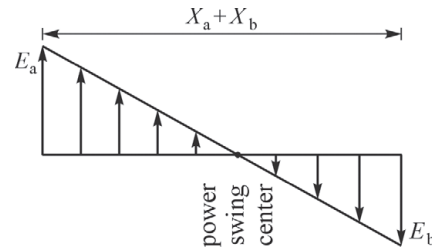


Fig. 5. Voltage distribution along transmission system at the instant of electromotive force phase opposition

### 4. Generator pole slip protection

The measurement point for generator pole slip protection is the generator terminals (fig. 6). Impedance  $Z_a$  to the left of the measurement point corresponds to the generator's transient reactance  $Z_a \cong jX'_d$ . Impedance  $Z_b$  to the right of the measurement point consists of the impedance of the step-up transformer  $Z_T$  and system equivalent impedance  $Z_S$ . The entire transmission system can be divided into two zones. Zone 1 includes the generator and step-up transformer, and zone 2 the rest of the power system, i.e. the transmission network and all other generators in the system. Depending on the system equivalent impedance  $Z_S$  at given values  $Z_a$  and  $Z_T$ , the swing centre may fall in zone 1 or zone 2.

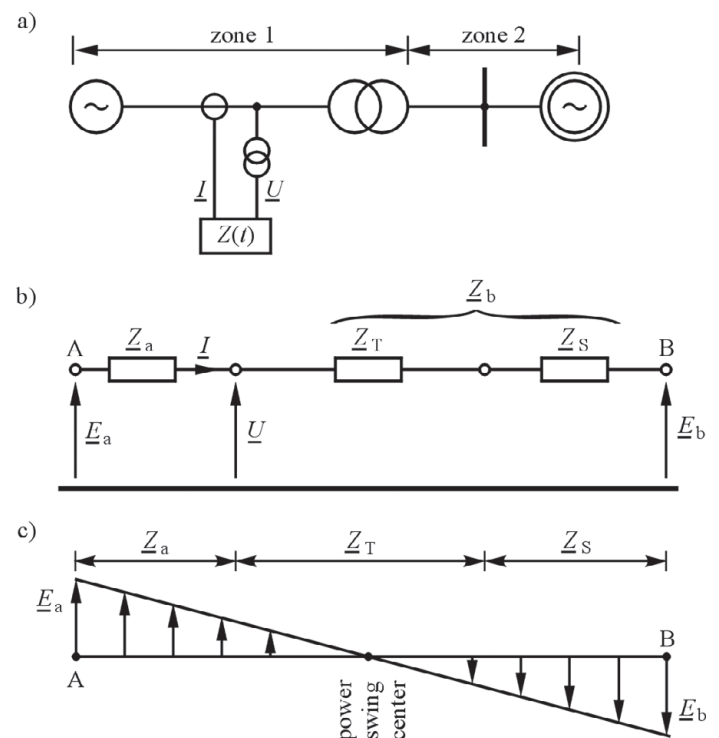


Fig. 6. Equivalent circuit and phasor diagram of the analysed system

The fact that in the course of an asynchronous rotation of synchronous generator rotor the impedance trajectory  $Z(t)$  intersects line AB in the middle of the asynchronous rotation (fig. 3), allows identification of the asynchronous rotation using

impedance measurement. The protection device is given characteristics covering line AB. Examples of three characteristics are shown in fig. 7. In the solution shown in fig. 7a the characteristic is the offset mho type derived from circular characteristics 3 by cutting it off from the rest of the circle by two linear characteristics 1 and 2. In the solution shown in fig. 7b the characteristic has the shape of the symmetrical lenticular type formed by two circles. In the solution shown in fig. 7c the characteristic has the shape of an asymmetrical lenticular formed by two circles. Also other shapes of the characteristics are in use, for example consisting of two lenticulars, one inserted in the other [11], or rectangular characteristics.

The protective device algorithm identifies a pole slip (asynchronous rotation) when impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  has passed the device characteristic, starting from its left side, and has left it without changing its direction on the other side. The moment of crossing line AB corresponds to half of the asynchronous rotation, i.e. angle  $\delta = 180^\circ$ .

In the asymmetrical lenticular characteristics (fig. 7c) its right circle is the locus, from which segment AB is seen at angle  $\delta_{in}$ , whereas its left circle is the locus, from which segment AB is seen at angle  $\delta_{out}$ . When the impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  passes through the right circle, a warning signal is generated, which indicates that the power angle has exceeded a set point  $\delta_{in}$ . When then the impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  has crossed line AB and without changing its direction passes through the left circle corresponding to angle  $\delta_{out}$ , a signal is generated, which indicates that the asynchronous rotation has been completed.

Generator tripping is triggered when a preset number of pole slips (asynchronous rotations) has been identified. The tripping signal is generated when the trajectory is passing the left side of the characteristic. No tripping signal is generated when the impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  is passing line AB. This is due to the fact that the line corresponds to the power angle  $\delta = 180^\circ$ , at which generator tripping is quite difficult (the largest current – fig. 2, and a large torsional torque on the shaft [4]). In order to alleviate the tripping conditions the tripping signal is delayed to angle  $\delta_{out} \cong 95^\circ$ . An advantage of the asymmetrical lens characteristic is the ability to set different warning and tripping angles.

In the characteristics shown in fig. 7, at the point corresponding to the impedance of the step-up transformer  $\underline{Z}_T$ , an additional line 4 is drawn perpendicular to line AB. This line allows determining whether during an asynchronous rotation the power

swing centre is in zone 1 or zone 2, that is whether the power swing centre is within the generator and step-up transformer impedance, or within the system equivalent impedance, which is inside the transmission network.

The asynchronously running generator is tripped after a preset number of asynchronous rotations, called the number of cycles. For each zone a different number of cycles can be preset, upon which the generator is tripped.

If during a loss of synchronism the power swing centre falls within the generating unit impedance (zone 1), it is recommended to switch off the asynchronously running generator immediately upon the first asynchronous rotation identification. This can be justified by the following facts:

1. If the power swing centre falls within the generating unit impedance (fig. 6), this means that system equivalent impedance  $\underline{Z}_S$  is smaller than the generating unit impedance ( $\underline{Z}_a + \underline{Z}_T$ ). In this case, at the phase opposition of source voltages the current of the asynchronous operation can be greater than the short-circuit current at the step-up transformer terminals. Generating units are designed so as to withstand a three-phase short circuit at the step-up transformer terminals. So in this case the current of the asynchronous operation may be too excessive for the generator and the asynchronous operation must be disrupted as soon as possible.
2. If the swing centre falls within the generating unit impedance, the out-of-step tripping protections in the transmission network identify the swing as far out of their range and may not activate. Therefore, they will not split the network into islands. So there is no reason to wait for tripping the asynchronously running generating unit.

If the swing centre falls within a transmission network (zone 2), 2–4 asynchronous rotations are acceptable. This is justified by the following facts:

1. If the swing centre falls inside the network (fig. 6), this means that system equivalent impedance  $\underline{Z}_S$  is smaller than generating unit impedance ( $\underline{Z}_a + \underline{Z}_T$ ). In this case, at the phase opposition of source voltages the current of asynchronous operation is smaller than the short-circuit current at the step-up transformer terminals, and is not such a great threat as in the previous case.
2. If the swing centre falls in the transmission network, this means that some out-of-step tripping protections of the network will identify the swing as close and within their range, so they could activate. If there are out-of-step protections in the network (designed to split the network), before possible tripping of asynchronously running generator an opportunity should be first given for the network protections to activate and enable possible resynchronisation of generators inside the islands, into which they'll split the system.

The main reason why, in the case of asynchronous operation with the swing centre inside the network, the tripping of generators in the asynchronous operation is delayed to 2-4 asynchronous cycles, is waiting for possible activation of network splitting by out-of-step tripping protection installed in the network. If there

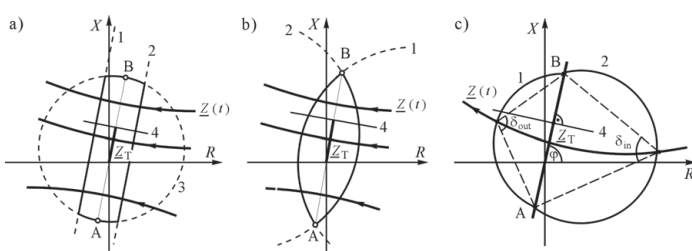


Fig. 7. Three types of pole-slip protection characteristics: (a) offset mho type; (b) symmetrical lenticular type; (c) asymmetrical lenticular type. Figure based on [4].

are no out-of-step protections in the network, there is no reason to wait, and the asynchronously running generators may also be tripped during the first asynchronous rotation.

Recommended numbers of asynchronous cycles set in pole slip protection are given in tab. 1.

The above recommendations relate to power plants without SOSP or with preventive SOSP. If there is restitutive SOSP, which in its operating principle allows one asynchronous rotation, then before generator tripping by pole slip protections an opportunity should be given for the SOSP to activate before the pole slip protection activation. In this case, the number of cycles should be set at one cycle more than in the above table (tab. 1). There are no restitutive SOSP in Poland yet, but only preventive SOSP. No case of restitutive SOSP is discussed here in order to avoid unnecessary complexity of the issues presented.

Power plant without SOSP or with preventive SOSP			
Power swing centre location	within generating unit impedance, i.e. zone 1 (inner)	inside transmission network i.e. zone 2 (outer)	
		with out-of-step tripping protections in the network	with no out-of-step tripping protections in the network
Number of cycles	1	2–4	1–2

Tab. 1. Recommended number of asynchronous cycles before generator tripping, by [16]

## 5. Distance protections and their power swing blocking

Distance protections operate by measuring short-circuit loop impedance. They are quite commonly used for high-voltage transmission lines and step-up transformers of the generators. If the swing centre is sufficiently close to the place of a distance protection installation, then during power swings impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  can enter the protection's measuring zones and can cause an unnecessary tripping of a protected power system component.

### 5.1. Power swing blocking

Examples of impedance trajectory encroachment to distance protection zones are shown in fig. 8. During asynchronous swings (fig. 8a) impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  passes in a large radius arc through the first and second measurement zones. During synchronous swings (fig. 8b) trajectory  $\underline{Z}(t)$  enters the first zone, and in point M it returns, since in this point the slip sign changes. In both cases the protection can be activated at the first zone response time.

To avoid unnecessary tripping during power swings, power swing blocking may be applied. Power swing blocking operation is explained in fig. 8. Outside the fault detector zone F, at an appropriate distance characteristic B is added, and the duration of the trajectory's passage between these characteristics is

measured. If there is a short circuit in the measurement zones range, the duration of the trajectory passage between B and F is very short. The blocking is not activated. If there is a power swing, the trajectory passage between B and F takes significantly longer, and the blocking is activated.

Power swing blocking based on the above operating principle has significant drawbacks.

In an unbalanced state, such as single-phase automatic reclosing, large and slow changes in impedances can develop, threatening the blocking activation. To avoid unnecessary power swing blocking activation in unbalanced states, the phase symmetry, which is typical for post-fault states with power swings, is introduced as blocking activation criterion.

Power swing blocking can be erroneously activated also during a developing high resistance short-circuit, whereby slow impedance changes can be mistaken for power swings. To prevent the problems with developing high resistance short-circuits, trajectory smoothness tracking is introduced for selected signals in new digital power swing blocking solutions. If these trajectories are not smooth enough, the swing blocking is not activated.

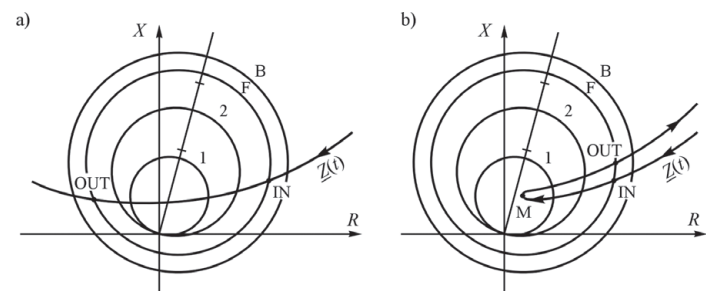


Fig. 8. Encroachment by the impedance trajectory to the distance protection zones during (a) asynchronous power swing, (b) synchronous power swing

The blocking principle shown in fig. 8 can also fail in the case of the short-circuit with long duration (delayed clearing), and after development of large angle changes during such short circuit. This is illustrated in fig. 9. The considered impedance trajectory refers to the protection at the beginning of line L2 and short-circuit in line L1. Upon a short-circuit, the trajectory jumps to the fourth quadrant to point  $F_1$  and during the short-circuit moves to point  $F_2$ . After elimination of the short-circuit the trajectory jumps to point P, which is inside the second measurement zone. Further on, the trajectory moves to the first zone, to point M. The protection is activated at the first zone response time, and healthy line L2 is unnecessarily switched off. Power swing blocking is not activated, because after elimination of the short-circuit the trajectory has stayed with fig 10n characteristic B. There was no trajectory transition between characteristics B and F, which is essential for blocking operating principle.

To avoid such difficulties, report [16] recommends that, where swing blocking is used, no long distance protection ranges should be selected, and fault detector F should be set as close



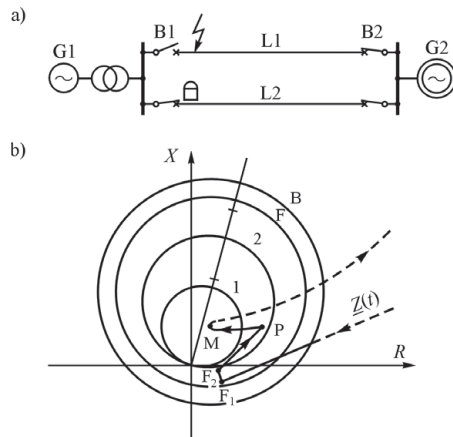


Fig. 9. Illustration of power swing blocking failure, (a) simple transmission system diagram, (b) example of impedance trajectory in the case of short circuit and synchronous power swing

to measurement zones as possible. This reduces the possibility of blocking failure, but does not eliminate it completely.

Some manufacturers of new digital swing blocking solutions supplement their impedance algorithms of swing detection with tracking of changes in other signals, such as the derivative of signal  $U \cos \varphi$ , the dependence of which on the power angle was shown in fig. 2. Owing to the implementation of additional power swing identification algorithms (also known as power swing logic), the new digital swing blocking solutions are more reliable than the traditional blocking based only on the duration measurement of the passage between characteristics B and F. But no power swing blocking can be considered fully reliable. For this reason, where power swing blocking is applied and its set points are selected the risk of its failed or redundant activation has to be taken into account.

Power swing blocking signal (distance protection activation blocking) is removed after the occurrence of at least one of the following events:

1. Impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  exits protection characteristic (fig. 9).
2. Preset time, referred to as unblocking time, elapses.
3. During swings a new short-circuit develops inside the measurement zones, and is recognized by an additional criterion in the distance protection logic (new digital protection solution).

In a typical case, the blocking signal is removed by the exit of impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  from the protection characteristics.

The unblocking time was used in electromechanical distance protections, and has been transferred also to digital distance protections. The reason for applying the unblocking time was to release the distance protection function in the event of power swings occurring in the power system of a new short-circuit that requires elimination. In the new distance protection solutions the unblocking time feature becomes questionable, since these protections, in addition to impedance measurement, also have additional short-circuit detection criteria. If during power swings the impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  is within the measurement zones,

and a new short-circuit develops, these additional criteria will immediately release the blocking signal and the protection will carry out its function based on impedance characteristics. If there is no new short-circuit, the blocking signal is removed upon the exit of impedance  $\underline{Z}(t)$  from protection characteristics.

### 5.1.1. Adjustable unblocking time

One of the parameters set in the power swing blocking functions is unblocking time. This is the time after which the blocking is removed, regardless of other criteria. The lower unlocking time limit can be estimated on the basis of the time for which impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  stays within the distance protection zones during typical asynchronous or synchronous power swings.

For distance protection selectivity the unblocking time cannot be shorter than the duration of the impedance trajectory stay within the measurement characteristics during typical power swings in the power system. Otherwise, there may be an unnecessary tripping due to power swings in the power system.

No estimate of the duration of the trajectory stay within the distance protection characteristic, based on part of the typical swing period, gives the real value, because the speed of movement in the impedance plane is not constant. For some power angles at the same rotor slip the impedance change rates are high, and for some others low. This can be justified as follows.

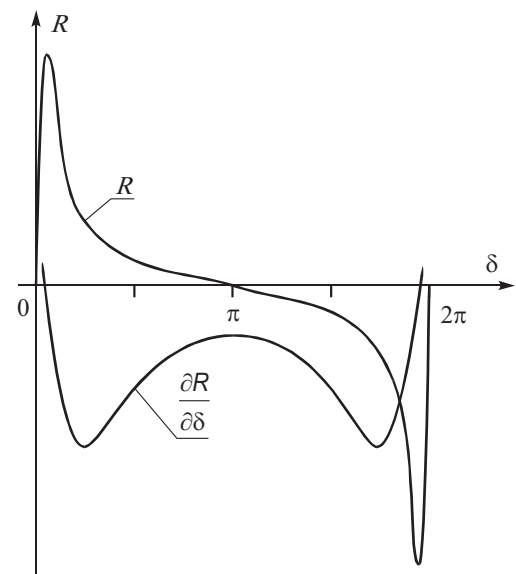


Fig. 10. Resistance measured at relay point, and its derivative, as power angle functions

The speed of impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  movement in protection measurement zones is determined by its speed along the horizontal axis, i.e. the resistance change rate. This speed is given by:

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{\partial R}{\partial \delta} \cdot \frac{d\delta}{dt} \tag{5}$$

where:  $d\delta / dt$  is the slip, and derivative  $\partial R / \partial \delta$  is given by

$$\frac{\partial R}{\partial \delta} = X_b k_E (k_X + 1) \frac{k_E^2 \cos \delta - 2k_E + \cos \delta}{(k_E^2 - 2k_E \cos \delta + 1)^2} \quad (6)$$

An example of the resistance measured by a relay as a power angle function is shown in fig. 10. It reaches zero at the power angles equal to a multiplicity of  $\pi$ . Characteristic  $R(\delta)$  is the steepest near small angles, and quite flat near the angles close to  $\pi$ . Therefore, near angle  $\pi$  its derivative  $\partial R / \partial \delta$  assumes small values. According to formula (5) it means that in the vicinity of large power angles close to  $\pi$ , at the same slip  $d\delta / dt$ , the time derivative of the resistance  $dR / dt$  is lower than at low (but not zero) power angles.

Change rate  $R(t)$  along trajectory  $\underline{Z}(t)$  is not constant and depends on the slip at the time, and on the power angle.

In asynchronous swings in the half of asynchronous rotation, near the imaginary axis, slip  $d\delta / dt$  is always large, and despite the small  $\partial R / \partial \delta$  the time derivative  $dR / dt$  reaches quite high values there. This means that in asynchronous swings trajectory  $\underline{Z}(t)$  quickly passes through distance protection characteristic, and no long stay of trajectory  $\underline{Z}(t)$  within the distance protection characteristics can be expected.

In synchronous swings it can be expected that trajectory  $\underline{Z}(t)$  will stay quite long within the distance protection characteristics. This is due to the fact that in these swings both factors in formula (5), which determines the rate  $dR / dt$ , are small:

- all along trajectory  $\underline{Z}(t)$  within the protection characteristics the slip is small, since in the trajectory turning point (fig. 8) slip  $d\delta / dt$  must change its sign, i.e. first it decreases from positive values to zero, and then gradually increases its negative value
- within distance protection characteristic the power angles are large and close to  $\pi$ , so therefore derivatives  $\partial R / \partial \delta$  are small (fig. 10).

In synchronous swings the impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  can stay within distance protection characteristics much longer than in asynchronous swings.

Based on the results of computer simulation of the duration of the impedance trajectory stay within distance protection zones, it was determined in report [16] and tutorial [6] that the unblocking time should not be shorter than  $2 \div 5$  s for transmission lines inside a power system, and  $5 \div 10$  s for tie-lines connecting the subsystems of an interconnected power system.

### 5.1.2. Infinite unblocking time

In some new digital distance protections a user cannot adjust the unblocking time, and by default it is set to infinity. The blocking signal is removed only when impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  leaves protection characteristic, or when additional criteria identify a new short-circuit. Unfortunately, algorithms of short-circuit identification during power swings in a power system are subject to trade secret protection, and on the basis of vague descriptions it cannot be established how reliable their performance is. The author of this paper recommends performing laboratory tests of dynamic behaviour of such protections for a variety of waveforms obtained from power system simulations or actual disturbance records.

If it turned out that distance protections of the type discussed here respond properly to short-circuits during power swings, then testing their behaviour under heavy overloads in transmission network would also be worthwhile, as discussed in the next section.

### 5.1.3. Power swing blocking behaviour during network overloads

Many system failures in the world resulted from unnecessary distance relays tripping during strong operating overloads. If a transmission line is heavily overloaded, and the power system operates at lowered voltages, then distance protections (especially of very long lines) can be activated in their measurement areas, and can unnecessarily switch off the overloaded line (i.e. a line important for the power system's performance). As a result of such unnecessary switching off, the load moves off to the other, still operable, lines. Also these lines' protections may trip, and a sequence develops of switching off, called cascading outages. This usually leads to a system blackout.

For years scientists and engineers have contemplated how to avoid unnecessary distance relay interventions during heavy operating overload. It turns out that with help power swing blocking systems with infinite unblocking time may come here. Such a system recognises the slow load increase and the accompanying slow entry of impedance  $\underline{Z}(t)$  trajectory to protection characteristics as a slow power swing and blocks the distance protection. During overload impedance trajectory  $\underline{Z}(t)$  does not leave the measurement zones, the protection is disabled, and there is no unnecessary tripping. Unless additional criteria find a fault in an overloaded line.

Modern multi-criteria distance protections with power swing blocking systems with infinitely long unblocking time may be insensitive to operating overloads of the protected lines.

It would be worthwhile performing laboratory tests to verify this statement. If it turned out that indeed protections of this type were resistant to overloads and also reliably identify short-circuits during power swings or operating overloads, the protections should be endorsed, and these features entered to requested standards.

## 5.2. Generating unit protections

Impedance generator protection is supplied from current transformers of the generator (fig. 11) and has Mho-type circular characteristics, or rectangular characteristics, symmetrical with respect to the coordinate system. These shapes result from the fact that at such protection location cutting off the impedance plane's third quadrant with a directional element is not necessary. The zone impedance ranges are as shown in the discussed figure.

This protection is a backup for differential protections and its first zone has a slight delay in relation to the differential protection response time. From the power swings perspective this protection is fast enough to unnecessarily trip the generator during synchronous and asynchronous power swings alike.

If in a power plant the swing centre is within the generating unit impedance, then during swings impedance  $\underline{Z}(t)$  trajectory may

enter the impedance protection zone (curves 1 and 2 in fig. 11). This protection can completely shut down the generating unit (e.g. for an internal short circuit).

In the case of asynchronous swings (curve 1) such tripping by an impedance protection would mean an unnecessary outage of the entire unit. From the loss of synchronism perspective the unit's isolation would suffice.

In the case of synchronous swings (curve 2) the impedance protection tripping would be completely unnecessary.

If the swing centre falls within the generating unit impedance, the generator impedance protection should be provided with power swing blocking that effectively disables it at synchronous and asynchronous swings.

The task of generator tripping at loss of synchronism should be entrusted to the pole slip protection, adjusting the generator tripping angle to the on-off switchgear capacity, and the number of asynchronous cycles applied to the concept of the applied out-of-step automatic controls and the network splitting out-of-step protections (tab. 1).

It should be noted that for large generators an impedance protection is mandatory (required in the set of protections). For this reason, when choosing protection devices for large generators, the following facts are worth checking:

- a) if for the power plant, with all power output lines connected, the swing centre may fall within the generating unit impedance, and if YES, then:
- b) make sure that the device selected for this plant has the swing blocking feature for generator impedance protection.

In a plant with poor network connections, even with all power output lines connected, the swing centre may fall in the network, which is outside the generating unit impedance. In this case, at loss of synchronism the impedance trajectory will not enter the generator impedance protection's fast zone, and the protection device does not have to have the power swing blocking feature. Another protection relevant from the point of view of power swings is distance protection of the generating unit, supplied from current transformers of the step-up transformer (fig. 12).

The protection's first zone covers the entire step-up transformer and part of the generator. It is a back-up protection for differential protections. Normally no additional time delay is set for this zone. The distance protection's second zone is directed towards the network and covers primarily the power plant busbars and the power output lines' initial segments. This is the generating

unit's basic protection against external short-circuits. This zone has a time delay adjusted to the offset from the first zone of the power output lines' distance relays.

The distance protection zones facing the step-up transformer and the generator are fast enough to unnecessarily trip the unit during synchronous and asynchronous power swings alike if the power swing centre falls within the generating unit impedance. If the swing centre falls in a transmission network but close to a power plant's busbars, then the network facing the second

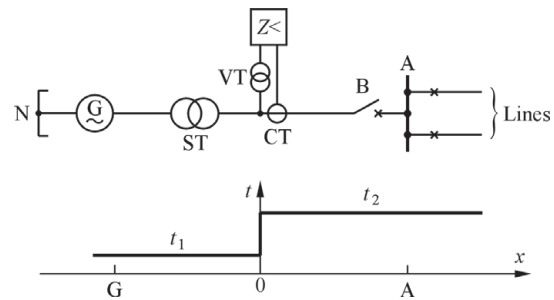


Fig. 12. Generating unit distance protection

zone may also cause the unit's unwanted tripping, in particular in the case of deep synchronous swings, for which the impedance trajectory returns within the distance protection zone and remains there for longer than the zone's delay time.

A generating unit distance protection should have the power swing blocking feature that effectively disables it at synchronous and asynchronous swings, in the zones set towards the generator and towards the network alike.

This distance protection may be implemented by protection devices of the same type as for transmission lines. Some generator protection devices, however, have their own distance protection features with power swing blocking.

### 5.3. Transmission network protections

Distance relays in transmission networks protect transmission lines and network transformers. All these protections can be activated at asynchronous or deep synchronous power swings.

In order to better illustrate this fact fig. 13 shows a two-machine equivalent power system model, in which two transmission links are identified. The first link consists of two lines L1 and L2. The second link is made up of two lines L3 and L4 and two auto-transformers AT1 and AT2. If power swings develop between the

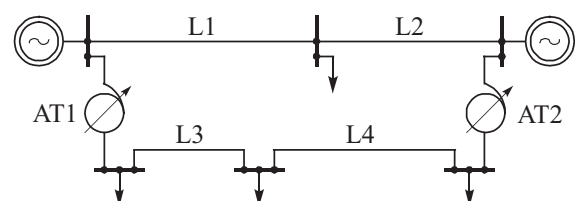


Fig. 13. Two transmission links consisting of lines and auto-transformers

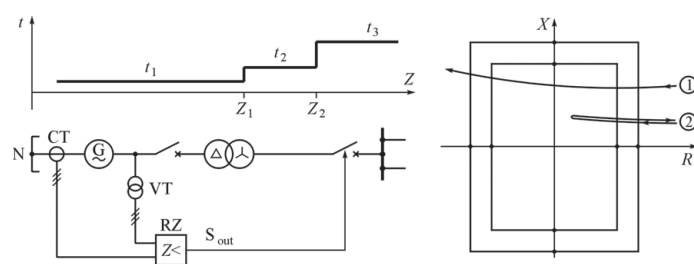


Fig. 11. Generator impedance protection



two parts of the power system, they will have an impact on the distance protections of the lines and auto-transformers.

From the power swing and power swing blocking perspective it's all the same whether the network component is a line or transformer.

In a transmission line the three first distance protection zones are relevant from the power swing and power swing blocking perspective (fig. 14a). Relevant in a transformer are the zones facing the transformer impedance, as well as the reverse zone (or zones) facing the substation busbars (fig. 14b).

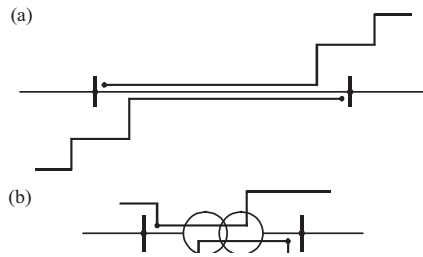


Fig. 14. Zones of distance protections (a) line (b) transformer

Most publications on distance protections of lines and transformers refer primarily to the application of power swing blocking only for the first and second zones, assuming that the third zone response time is too long for unnecessary tripping due to there being no zone blocking feature. Simulation tests and operational experience show, however, that this view is wrong. Lack of the power swing blocking feature in the third distance protection zones can cause power system blackouts. An example of such blackout is reported in [16].

In HV substations with double busbar system distance protections, non-directional or with two counter facing zones, are installed in the couplings between the busbars. If after a disturbance a station's busbars are near the swing centre, then the distance protection in the coupling may be activated and the busbars will be unnecessarily split. This disruption is not too serious; nevertheless, the station busbars splitting during power swings should be regarded as a non-selective protection response.

The next problem is the selection of swing blocking locations, or of transmission network elements (lines and transformers) for protection with the swing blocking feature.

In meshed network it is difficult to determine in advance where the swing centre it will be, and in which network component protections the impedance trajectory  $Z(t)$  may enter measurement zones. In meshed network the power swing centre position and the impedance trajectory course depend heavily on the fault location. The fault location affects the synchronous swing amplitudes of individual generators, or which generators assume at asynchronous power swings the operation asynchronous relative to the other generators. This is illustrated in fig. 15.

In the first case (Fig. 15a), at a short circuit in point F1 the system breaks down into two asynchronous subsystems, separated by cross-section A1-A1. Here first and foremost the line and

transformer distance protections near cross-section A1-A1 are exposed to an unwanted response to asynchronous swings.

In the second case (Fig. 15b), at a short circuit in point F2 the system breaks down into two asynchronous subsystems, separated by cross-section A2-A2. In this case, first and foremost the line and transformer distance protections near cross-section A2-A2 are exposed to unwanted response to asynchronous swings.

Protections and their power swing blocking features must be so engineered and manufactured as to function properly at short-circuits in all possible locations.

Network locations, where power swing blocking devices must

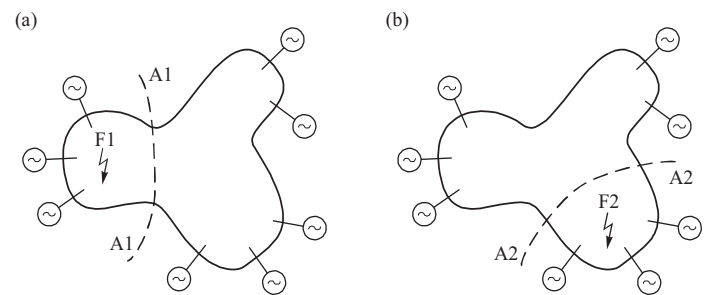


Fig. 15. Impact of the short-circuit location on power swing centre position

be installed or power swing blocking features must be activated, can be determined using multiple-case analysis of the power system dynamic behaviour under the influence of short-circuits in various locations in the system. These simulations must be performed using a power system transient stability programme that enables tracking the trajectory of the impedance measured by distance protections, and modelling of distance protection characteristics. As for the need for such analyses, all experts are in agreement, especially in light of the actual blackouts, in which the unwanted distance relay tripping role was important.

### 5.4. Distribution network protections

There is a fairly common belief that power swing blocking features of distance protections refer mainly to transmission networks, and are irrelevant to distribution networks. Report [8] developed by a IEEE working group points out, however, that this view is not correct, and also some distribution network nodes should

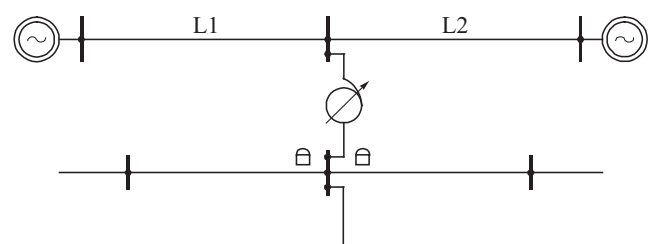


Fig. 16. Distribution network supplied from a transmission network node close to power swing centre

be taken into account in power system simulation studies. This is especially true as regards distribution network nodes supplied from transmission network nodes located near the swing centre, as shown in fig. 16.

If power swings develop in a transmission network, and a given node is close to the swing centre, then at some point in time the node voltage drops to near zero, which means a decrease in the impedance measured by distance protections in distribution network lines. As a result, the lines may be unnecessarily shut down if they are not provided with power swing blocking.

## 6. Transmission line splitting out-of step protections

For clarification it should be noted that these issues do not refer to "splitting" performed by switchgears in substation busbar couplers, but to "splitting" a network by dividing it into islands by selected network component outages. Issues discussed here refer to a power system splitting into subsystems (also referred to as islanding) during development of power system blackout. It was assumed in the past that in a state of power system blackout development the distance protections alone (with no special features) contribute positively to the power system splitting into subsystems. However, this view has proven to be wrong, as distance protections can contribute to cascading outages of transmission lines relevant to the power system, and can lead to its uncontrolled splitting, unfavourable from the point of view of its ability to reconstitute.

In emergency state electric power system can be properly divided into subsystems by switching off preselected network components by special out-of-step protections installed in the network or special dedicated features of the distance protections.

Fig. 17 shows the impedance characteristic of an out-of-step network protection implemented in ABB devices designed to protect HV transmission lines. To distinguish power swings from a short-circuit there are two polygon characteristics, inner and outer, that form the areas marked in the figure as 1 and 2. A disturbance is recognized as a short-circuit if the trajectory has passed through one of these areas in a time shorter than the preset time. If a passage duration is longer than that preset, it is considered that the change in impedance has resulted from power swings. The outer polygon's width results from the offset from operating impedance. The inner polygon's width results from the outer polygon width and the highest expected asynchronous swing frequency (which must be recognisable), and the preset passage duration.

A recognized power swing is considered asynchronous if the impedance trajectory enters at one polygon side, crosses the line marked 5 (corresponding to angle  $\delta = \pi$ ), and then exits from the other side of the polygons. This passage corresponds to an asynchronous cycle. The trip signal is generated by the lines marked in the figure with symbols RILTR and RIRTR. If the trajectory goes from right to left, the signal is generated and forwarded upon its crossing lines RIRTR and RILTR, respectively. If the trajectory goes from left to right, the signal is generated and forwarded upon its crossing lines RILTR and RIRTR, respectively.

Similarly to the generator pole slip protection (fig. 7) in this network protection (fig. 17) the range is divided into close and distant zones. For this purpose the inner area is divided with two lines into two areas, identified with numbers 3 and 4, respectively. If the trajectory passes through area 3, the swing is regarded as "close". If the trajectory passes through area 4, the swing is regarded as "distant". Each of these areas has its own asynchronous cycle counter. A transmission line is switched off when the number of the cycles identified in the area has reached a preset value.

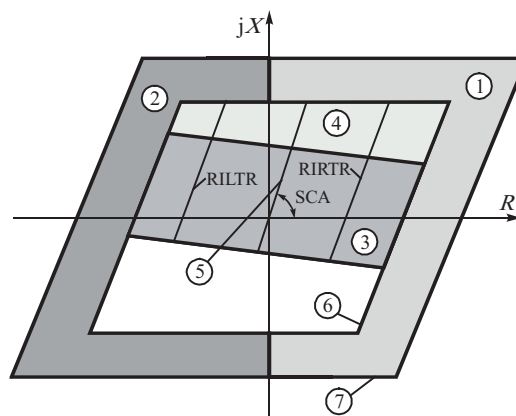


Fig. 17. Characteristic of network out-of-step protection in ABB devices

An out-of-step protection installed in a transmission network can be used to divide the power system into islands by switching off preselected lines. These lines are preselected according to the following criteria:

1. During loss of synchronism the swing centre must be close to the line, so that the impedance trajectory passes in the protection zone, preferably in its close area (fig. 17). Otherwise, the protection will not be able to provide the trip signal.
2. After the system division the areas should be balanced or close to the balance of generated and demanded powers. Otherwise, in one of the subsystems automatic load shedding will be activated.
3. No separation of an island (even a balanced island) can weaken the rest of the network so much that as a result of the separation the rest of the power system will disintegrate.

Of course, in a meshed network it is difficult to find a location that would meet these conditions at the same time, and in addition the system splitting into subsystems would be correct for all possible disturbances. To adopt the concept of power system splitting by out-of-step protections confidence is needed in the validity of this method for all possible disturbances. This requires multiple-case analysis of power system dynamic response and stability.

Applicability of out-of-step protection designed to transmission network splitting is limited to specific power system structures and specific installation locations. Such typical structures are illustrated in fig. 18.

The first case (fig. 18a) is a longitudinal structure, which consists of two weakly connected subsystems. In this structure at each disturbance leading to loss of synchronism the power system naturally divides into two asynchronously operating subsystems. The best system split locations are the tie lines interconnecting both subsystems. In these lines' distance protections the out-of-step tripping should be activated. After identification of both subsystems' asynchronous operation they will open the switchgears of the tie lines, and split the system into the two subsystems. Automatic power and frequency controls, supported by automatic load shedding, must gain the power balance in each of the separated subsystems. Particular problems occur when one of the subsystems exports, and the other imports, a large power. Then, after the split, automatic load shedding must be activated in one subsystem, and some generating units must be shut down in the other. The power system restitution must consist in frequency equalization, and switching on the tie lines

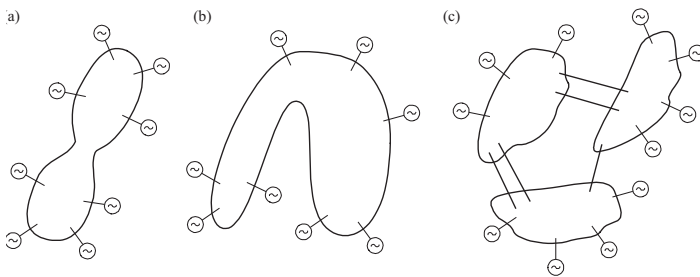


Fig. 18. Power system structure naturally prone to division into islands: (a) longitudinal, (b) peninsular (c) weakly connected subsystems

with synchronism and switching angle control (also known as synchrocheck).

The second case (fig. 18b) is a peninsular structure. This structure is very similar to the first. The difference, however, is that in the first structure the two parts are comparable, whereas in the second the peninsula is substantially smaller than the rest of the power system. Here the out-of-step tripping can be applied at the border of the peninsula and the rest of the system. Restitution is the same as in the longitudinal structure.

The third case (fig. 18c) is a situation whereby a few or a dozen or so internally well-connected subsystems are linked with relatively weak interconnections. This is a fairly typical situation, in which neighbouring countries have pooled their systems with international tie lines. Resulting from the interconnection weakness here, after some disturbances the asynchronous swings may develop in the tie lines. After identification of a preset number of asynchronous cycles the out-of-step protection installed there may provide the trip signal to open the switchgears of the tie lines, and to split the system. After the system split the automatic power and frequency controls in the individual subsystems, supported by automatic load shedding, must gain the power balance in each subsystem. The restitution consists in frequency alignment, and subsequent switching the exchange lines on

with synchronism and switching angle control.

The literature on examples of out-of-step tripping protection applications in real systems is reported in [16].

Inside a subsystem connected with a strong meshed network there is no natural power system division into islands. This was discussed in the description of fig. 15. The figure shows that at short-circuit F1 the system divides along cross-section A1-A1, and at short-circuit F2 along the completely different section A2-A2. So there are no fixed positions where the out-of-step protections (splitting the network) could be installed to properly divide the system into islands irrespective of short-circuit location.

The out-of-step tripping should not be activated inside a subsystem connected by a strong meshed transmission network.

For its technical relevance (from the point of view of power system stability and power balance) the power system split would have to be performed dynamically for a given disturbance, with power system stability assessment in real time, and dynamic assessment of the islands' power balances. Such analyses would have to be done centrally, subject to full dynamic identification of the entire power system. Perhaps it will be possible in the distant future. Currently, it is not yet possible, both for technical reasons (telecommunications infrastructure) and the lack of appropriate decision-making algorithms (dynamic identification of large power systems, and stability analysis in real time). The problem of the power system's dynamic division into islands is also made difficult by the fact that currently, due to the energy market impact of and the growing number of intermittent sources of energy sources (wind energy, solar energy), the balances of individual areas are subject to large and rapid changes.

Unfortunately, many authors of publications on power swings related protection systems contend with suggestions of widespread and common use of out-of-step protections installed in transmission network with the aim of network splitting. These publications may even claim that it is better to bring about the network division into islands than to trip a generator. The validity of the claim is limited only to the power system structures shown in fig. 18. As regards a compact subsystem with strong network connections, this view is absolutely wrong. In a power system with compact structure at an emergency state the goal should be to maintain the transmission network as intact as possible, even at the expense of some generator outages. This is due to the fact that in the case of disintegration of a network in a large territory its restitution is very cumbersome and requires prolonged dispatcher actions. If the transmission network operation has been maintained, resynchronisation of the generating unit is not a problem. It is assumed, of course, that the generation units so tripped remain isolated and can supply their auxiliaries.

## 7. Out-of-step protection system

All the above discussed power swing related protections should be treated as an out-of-step protection system, which requires a consistent approach across the power system.

### 7.1. Out-of-step protection system structure

The structure of the power swing related out-of-step protection system is shown in fig. 19. To simplify the matter, the figure assumes the existence of modern digital protection devices only, in which individual protections are represented by protection functions. These functions may, but do not need to be, activated by the user. The discussed protection system includes:

- a) special out-of-step protections (SOSP) that prevent generator synchronism loss
- b) power swing blocking functions (PSB) of generator impedance protections
- c) generator pole slip functions (PSP) protecting excited synchronous generators against asynchronous operation
- d) power swing blocking functions (PSB) of generating unit distance protections
- e) power swing blocking functions (PSB) of line, network transformer, and substation busbar coupler distance protections
- f) out-of-step tripping function (OST) used in transmission network, also referred to as network splitting protection, or, by analogy to generator protections, pole slip protections.

In the literature describing the out-of-step protections various abbreviations are used. ABB uses the following denotations: PSD – power swing detection, PSB – power swing blocking, PSP – pole slip protection for synchronous generators, PSP – pole

slip protection for network components (lines or transformers) used with the aim to network splitting. In the ABB denotation the abbreviation PSP occurs twice. It is the same for generators, as well as a network, which is not convenient and can be confusing. To avoid such mistakes, authors in the Power System Relaying Committee of IEEE Power Engineering Society propose in [8] OST (out-of-step tripping) abbreviation as the denotation for the network splitting protection. This denotation is adopted in fig. 19.

It is obvious that the choice of setting all the functions included in the discussed protection system should be mutually coordinated under a common power system protection concept. The power system protection concept is also called “the philosophy of protective relaying”.

According to the aforementioned IEEE working group the philosophy boils down to the following general guidelines:

The power system protection against power swing consists in the effective blocking of relays during synchronous and asynchronous power swings using the PSB feature, and the effective protection against out-of-step operations by applying the pole slip protection (PSP) for generators, and the out of step tripping protections (OST) for transmission network enable to splits the network into balanced islands.

The out-of-step protection system is described in detail in report [16]. This is a report of over 200 pages and discussing it in detail

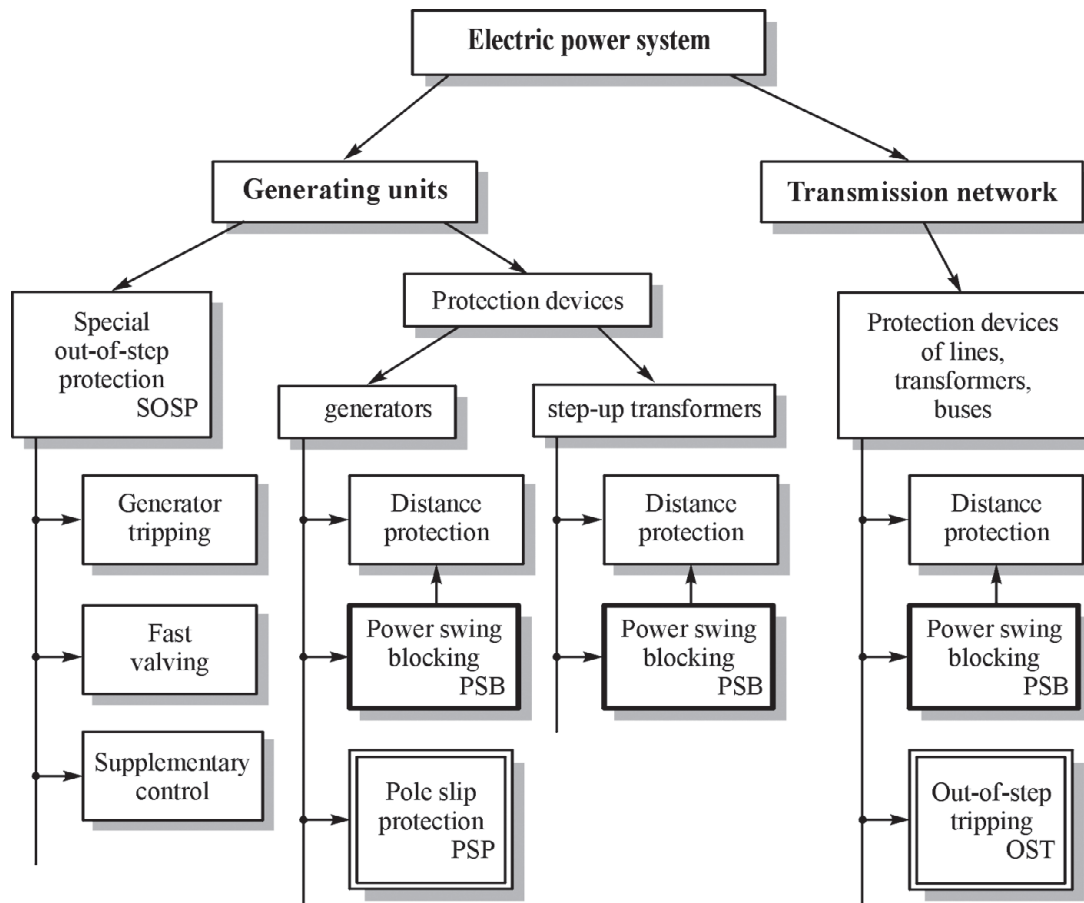


Fig. 19. Out-of-step protection system



for the purposes here would be difficult. It should be stated, however, that the use of individual protections from the said system makes sense only if there is a specific task clearly assigned to each of them, and they are mutually selective, i.e. each of them performs only its task to the respective extent.

## 7.2. Examples of non-selective protection system response during power swings

The discussed protection system's selectivity should be considered taking into account the tasks assigned to individual protection devices. The tasks of individual protection devices (or protection features) in this system (fig. 19) include the following:

1. Special out-of-step protection (SOSP) prevents loss of synchronism in the event of a real threat to the loss of synchronism (power system instability).
2. Generator pole slip protection (PSP) trips generators in the event of SOSP failed response, i.e. upon loss of synchronism. It should trip after a preset number of asynchronous rotation subject to switching angle control, in the asynchronous rotation's second half.
3. Generating unit distance protection immediately trips the generator at a short circuit inside the step-up transformer set, or with a delay at a short circuit of the busbars or in the network close to the busbars. This protection cannot respond to a synchronous power swing, and should not respond to an asynchronous power swing.
4. Transmission network distance protection trips the relevant network component (line, transformer) at a short circuit in its zone, and at its response time. The protection cannot respond to either synchronous or asynchronous power swings.

An example of non-selective operation of the special out-of-step protection (SOSP) is an unnecessary outage of some generators in a state that actually doesn't threaten loss of power system stability. Another non-selective example is outage of too many generators starting to lose their synchronism. In such a case, this role is assumed by pole slip protections (PSP), which in the discussed protection system provide backup for the special generator tripping protection.

An example of a non-selective response of generating unit distance protection is tripping a generator during synchronous or asynchronous power swings. The distance protection should not be allowed to trip a generator during synchronous or asynchronous power swings for the following three reasons:

- a) distance protection has no asynchronous cycle counter
- b) distance protection has no switching angle control
- c) distance protection does not distinguish between synchronous and asynchronous power swings and may completely unnecessarily trip a generator during synchronous swings.

In order to ensure a selective response of a generating unit distance protection, it has to be provided with power swing blocking. This also refers to generator impedance protection.

Also, network component protections, particularly distance protections of transmission lines and transformers, and protections in substation coupler busbars, need to be provided with

power swing blocking. Above all, this applies to network component distance protections at power output from a plant. If there is no power swing blocking, such protection may disconnect the plant from the power system, and eliminate a large transmission network segment important for the power system operation and the performance of other plants.

## 7.3. Concepts of out-of-step protection system

The use of all the above- described protection devices and/or functions that are part of the out-of-step protection system should be mutually coordinated under a common power system protection concept. Reports [8, 16] distinguish the following possible options.

### A. No power swing blocking systems

This is an extreme option, where there are no power swing blocking functions (PSB) at all in distance protection devices. This option, though convenient, in practice has the following important disadvantages:

1. Power swing (synchronous or asynchronous) occurrence may lead to unwanted transmission network component tripping and, possibly, to further cascading outages, and consequently even to a system failure.
2. Distance protection may respond to an asynchronous power swing by forwarding to switchgear the opening signal with no switching angle control, which may damage the switchgear (if it does not have adequate switching capacity).
3. As a result of uncontrolled tripping the power system may disintegrate into unbalanced islands.

Because of these drawbacks, this option is NOT recommended. It must be said, however, that some power system operators do not pay proper attention to the problem in question, and use this option, risking power system blackouts. Only when such a blackout occurs, do they take actions to tidy up the entire protection system, which is more expensive than regular care to maintain the recommended option discussed below.

### B. Blocking all distance protections

This is the other extreme option. All distance protections that can respond to power swings are blocked with the PSB function, and no other tripping protections, such as pole slip protection (PSP) or out-of-step tripping (OST), are applied. This option cannot be recommended either, as at an asynchronous operation occurrence there are no quick protections available that could trip an asynchronously running generator, or split a network.

### C. Blocking only the second and subsequent zones

This is a variant where (as before) there are neither pole slip protection (PSP), nor out-of-step tripping (OST). Distance protection blocking is limited to the second and subsequent zones. The first zone is not blocked. Distance protections of the network components close to the power swing centre respond to an asynchronous power swing at the first (not blocked) zone's response time. The use of this solution in a meshed network is quite risky because it has the same disadvantages as option 1. However, this solution can be used in the generating unit distance protection



if protection system of the generating unit is not equipped with pole slip protection (PSP). In this case the asynchronously running generator is disconnected by the distance protection. Disadvantage of this solution is that the generator may be disconnected also at a deep synchronous swing, which will obviously be unnecessary. In addition, the asynchronously running generator is switched off without switching angle control, which can damage the switchgear.

#### **D. Blocking all zones and using the PSP and OST functions**

In this option:

1. All distance protections are provided with the power swing blocking functions (PSB). These protections should include the above described generator impedance protections and distance protections of generating units, transmission line and network transformer distance protections, and substation busbars coupler distance protections.
2. All zones of these protections are blocked by PSB functions.
3. All generators are provided with pole slip protections (PSP), while protection devices with switching angle control are recommended.
4. In the transmission network's locations predetermined on the basis of power system stability analysis, the out-of-step tripping protections (OST) are installed for splitting the network into islands with possible balance of generation and demand. It should be stressed that the decision to deploy the OST functions, and their locations in particular, requires special caution and support of multiple-case power system simulation analysis.

Report [8] of the IEEE working group recommends option D.

#### **E. Blocking some protection devices and using PSP functions for some generators**

This is the situation which occurs when in the course of a power system's development its operator has implemented no specific out-of-step protection system concept, and the protections of individual power plants and network components (lines and transformers) have been selected by different designers according to their distinct visions. Unfortunately, it has been a fairly common practice so far in many countries. Only analyses of power system blackout show that this was not correct, and that a power system operator for the sake of system safety must impose a uniform concept. Power swing blocking of distance protection devices in randomly selected locations, and pole slip protection of some generators, may lead at a power swing occurrence to disintegration of the system into incidental and unbalanced islands. Such a system's restitution is then very difficult and long. This option is NOT recommended.

The recommended option D ensures a selective response of the entire out-of-step protection system. It should be noted, however, that this option's advantages are at the expense of the risk, which is not accounted for by the IEEE working group in its report [8].

Option D, where all distance relays in their all zones are covered by power swing blocking, is very convenient and ensures selective response of the entire protection system, but under the

condition that the protection devices are of high quality, and their swing blocking functions do not react unnecessarily to difficult situations.

In order to prevent improper swing blocking performance, manufacturers of modern protection devices introduce additional criteria, so called power swing logic, which allow the devices to better distinguish between swings and short-circuits. These additional criteria enhance the overall protection system reliability, and are very important, particularly in the recommended option D, for which some power swing blocking responses are crucial.

Manufacturers of modern digital protection devices declare that with the additional criteria implemented, their devices' swing blocking functions are completely reliable, and react properly also in the aforementioned difficult situations. But whether these claims are supported by evidence, or are just over the top self-promotion, is difficult to say. Sparse descriptions of the adopted additional criteria do not allow for such an assessment. These troubling questions could be answered by carrying out laboratory tests of the protective devices, based on the waveforms obtained from disturbance simulation and/or records from real disturbances in the system.

Without certainty that power swing blocking responds reliably to the aforementioned difficult situations, option 4 recommended in the IEEE working group report [8] cannot be fully endorsed. According to the authors of study [16], unnecessary swing blocking activation in some very specific circumstances should be always reckoned with. For such a case the protections should be available in the power system, which, at a delay but effectively, will provide the short-circuit tripping signal.

Moreover, option D is expensive, as it requires power swing blocking of all network component distance protections. The simulation studies discussed below suggest, however, that for some network components (remote from the power swing centres) swing blocking may be unnecessary.

Taking this into account, the authors of [16] recommend option D in a simplified version, whereby decisions to deploy the swing blocking functions are supported by multiple-case analysis of transient states, and identification of the locations, where swing blocking is necessary.

## **8. Simulation studies**

Results of simulation analysis of a multi-machine test system model are reported in [16]. The analysis is concluded as follows:

1. Not all transmission lines need power swing blocking of their distance protections. However, identification of the lines, for which swing blocking is needed, requires a detailed analysis of the impedance waveform during power swing on the complex number plane.
2. While performing stability analyses, the impedance waveforms should be followed not only in transmission lines close to the short-circuit; they should be followed across a fairly wide range. This is due to the fact that after a faulted line's switching off the stability conditions change even for quite

distant power plants, and they may fall out of synchronism in the first instance .

3. It cannot be claimed as a rule that swing blocking is necessary for power output lines from a power plant. Distance protections of certain power output lines from power plants do not need swing blocking. Some lines inside a transmission network may require swing blocking of their distance relays.
4. Often during a short-circuit the impedance trajectory approaches or enters distance protection measurement zones, even though it doesn't follow from the fault location that the zones should be activated. Such impedance entry to the measurement zones is due to a change in the power angle during a fault cleared with delay.
5. Often after a fault clearance the impedance trajectory stays within the swing detector characteristic. In such a case a blocking function based on measurement of the speed of the passage between the power swing blocking characteristic and the fault detector characteristic does not perform properly.
6. Distance protection setting instructions recommend long reach of fault detector of distance protection set as close to the operating impedance as possible. If a distance protection is fitted with power swing blocking, such an approach is not correct, because a long reach of fault detector is unfavourable from the point of view of proper swing blocking performance based on the passage time of the impedance trajectory between the power swing blocking characteristic and the fault detector characteristic. Therefore, where power swing blocking is required, not too long measurement zones and reach of fault detector should be set in distance protection.

## 9. Summary

In a power system special protections are applied against loss of generator synchronism (special out-of-step protection); power swing blocking of generator impedance protection; generator pole slip protection; power swing blocking of generating unit distance protection; power swing blocking of line, network transformer, and substation busbar coupler distance protections; and out-of-step tripping protections in the network.

All these together make up the out-of-step protection system. This protection system may be applied, set, and operated properly from the power system operation security point of view only if a uniform concept is adopted with regard to this entire protection system. Any deviation from this concept can lead to an accidental protection response to a power swing, and thus a power system blackout.

To accomplish the target state of a uniform out-of-step protection system concept, detailed operational guidelines must be developed for the network and the power stations alike, and the concept must be strictly adhered to at any substation and power plants upgrade. This cannot be done right away, of course. It will be a long process, requiring Power System Operator's huge effort and resolutely consistent actions. This effort, however, should be taken as the transmission network operates in increasingly difficult and rapidly changing conditions, and the probability of system blackouts is increasing.

It would be advisable to perform a series of tests of the protection devices currently offered on the market, in terms of power swing blocking response correctness, and the blocking responses in strong operating overload states at an infinite unblocking time. No such tests have been carried out yet. They would contribute to a better understanding of which protection devices should be preferred for network components that require power swing blocking. During disturbances in the power system situations can arise in which a simple power swing blocking fails. On the basis of manufacturers' claims and without own laboratory tests, it is difficult to recommend any device.

This paper discusses problems of the out-of-step protection system, and presents a concept that will reduce system blackout risk and increase power system security. This concept has been verified by computer simulations of protection performance in a test system. A similar analysis should be performed for the national power system.

## REFERENCES

1. Machowski J., Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część I, Kołysania mocy i zabezpieczenia od poślizgu biegunów [Selectivity of power system protection during power swings in power system Part I. Power swings and pole slip protection] *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, issue 3, pp. 32–37.
2. Machowski J., Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część II, Zabezpieczenia odległościowe i ich blokady [Selectivity of power system protection during power swings in power system Part 2. Distance protection and its blocking], *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, issue 4, pp. 31–36.
3. Machowski J., Selektowność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część III, Zabezpieczenia rozcinające sieć przesyłową i systemy zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy [Selectivity of power system protection during power swings in power system. Part III. Out-of-step tripping in the network and out-of-step protection system], *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, issue 2, pp. 41–47.
4. Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester, New York 2008.
5. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warsaw 2007.
6. Białas T., Dobroczek A., Dytry H., Lubośny Z., Machowski J., Tomica M., Romantowska K., Wróblewska S., Wójcik A., Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia [Principles of selection and setting of high voltage power system component protections], Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego, Warsaw 2010.
7. Żydanowicz J., Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa [Automatic protections in power systems], vol. I–III, WNT, Warsaw 1979.
8. Power swing and out-of-step considerations on transmission lines, A report to the Power System Relaying Committee of IEEE Power Engineering Society, source: <http://www133.pair.com/psrc/> (Published Reports/Line protections).

9. Mooney J., Fischer N., Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems, Scheitzer Engineering Laboratories, Inc. Copyright©SEL, 2005, 20050920, TP6228-01.
  10. Berdy J., Application of out-off-step blocking and tripping relays, GER-3180.
  11. Berdy J., Out-off-step protection for generators, GER-31790.
  12. Tziouvaras D.A., Daqing H., Out-of-step protection fundamentals and advancements, Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference, 30 March – 1 April 2004, Posted online: 2004-10-04 11:46:49.0.
  13. Paunescu D. i in., Out of step protection in modern power networks, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  14. Hou D., Tziouvaras D.A., Out-of-step protection enhancements, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  15. Troskie H.J., Impact of long duration faults on out-of-step protection, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  16. Machowski J., Smolarczyk A., Brzeszczak L., Opracowanie zasad nastaw blokad przeciwkołysaniowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy systemu [Setting principles for protection devices power swing blocking with a view to system recovery], The Institute of Electrical Power Engineering, Warsaw University of Technology, research and development study commissioned by PSE-Operator SA, Agreement No. SR/RB/IS/008/05.
  17. Machowski J., Elastyczne systemy przesyłowe – FACTS [Flexible transmission systems – FACTS], *Przełęcz Elektrotechniczny* 2002, issue 7.
  18. Machowski J., Automatyka przeciwkołysaniowa APK przeciwdziałająca pracy asynchronicznej generatorów synchronicznych, część I, Algorytmy restytucyjne [Special protection against asynchronous operation of synchronous generators after severe faults, Part I Restitutive algorithms], *Automatyka Elektroenergetyczna* 2005, issue 4, pp. 29–37.
  19. Machowski J., Automatyka przeciwkołysaniowa APK przeciwdziałająca pracy asynchronicznej generatorów synchronicznych, część II, Algorytmy prewencyjne [Special protection against asynchronous operation of synchronous generators after severe faults, Part II Preventive algorithms], *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, issue 1, pp. 35–41.
- 
- This paper is a modified version of three papers [1, 2, 3], published in 2006–2007 in *Automatyka Elektroenergetyczna*. This paper is also published in the proceedings of XV National Conference “Relay Protections in the Power System”, 2012.

### Jan Machowski

Warsaw University of Technology

e-mail: jan.machowski@ee.pw.edu.pl

Full professor at Warsaw University of Technology. His research interests are in power system analysis, protection and control. He is the co-author of the textbook “Power System Dynamics. Stability and Control” published by J. Wiley in 2008.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 96–111. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Selektywność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym

### Autor

Jan Machowski

### Słowa kluczowe

zabezpieczenia elektroenergetyczne, kołysania mocy, selektywność

### Streszczenie

W artykule omówiono zabezpieczenia związane z kołysaniami mocy, takie jak: zabezpieczenia generatorów od poślizgu biegunów, zabezpieczenia rozcinające od pracy asynchronicznej w sieci, zabezpieczenia odległościowe bloków generator-transformator, zabezpieczenia odległościowe linii przesyłowych i transformatorów, blokady kołysaniowe, automatyka przeciwkołysaniowa. Wykazano, że zabezpieczenia te stanowią łącznie system zabezpieczeń, wobec którego musi być stosowana koncepcja nastawień, jednolita dla całego systemu elektroenergetycznego. Przy nieodpowiednim wyposażeniu systemu elektroenergetycznego w te zabezpieczenia lub ich nieodpowiednim nastawianiu mogą one działać nieselektywnie, przyczyniając się do rozwoju awarii systemowych. Podano koncepcję dla dwóch etapów: etapu docelowego, spełniającego w pełni warunki selektywności, oraz etapu przejściowego między stanem aktualnym a docelowym.

### 1. Wstęp

Zakłócenia w postaci zwarcia i wyłączenia elementów sieci powodują zaburzenia bilansu mocy elektrycznej i mechanicznej w SEE i tym samym kołysania wirników generatorów synchronicznych względem prędkości synchronicznej [4, 5]. Kołysaniom wirników generatorów towarzyszą zmiany kątów sił elektromotorycznych generatorów, co wywołuje kołysania mocy elektrycznej w SEE i towarzyszące im zmiany wielkości elektrycznych mierzonych przez zabezpieczenia elektroenergetyczne [7]. W szczególnych przypadkach zmiany te mogą powodować niewłaściwe działanie zabezpieczeń i zbędne wyłączenia elementów SEE.

Analizy działania zabezpieczeń w trakcie awarii systemowych, zaistniałych w ostatnich latach w różnych krajach świata, skłaniają specjalistów tej dziedziny do zrewidowania niektórych poglądów na temat wyposażania SEE w zabezpieczenia i zasad ich nastawiania.

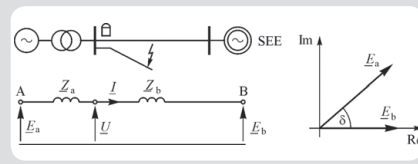
Jednym z istotnych zagadnień z tym związanych jest opracowanie kompleksowych zaleceń zapewniających selektywne działanie automatyki EAZ w trakcie kołysań mocy oraz stanów znacznego obniżenia się napięć i/lub sporych odchyżeń częstotliwości. Przykładem opracowań dotyczących kołysań mocy mogą być raporty [8–11] oraz referaty [12–15]. Poniższy tekst oparty jest na raporcie [16] opracowanym na zlecenie PSE Operator SA.

### 2. Kołysania mocy

Kołysania mocy można podzielić na synchroniczne (generatory synchroniczne nie tracą synchronizmu) oraz asynchroniczne (generatory asynchroniczne tracą synchronizm).

Kołysania mocy elektrycznej wynikają ze zmiany kątów obciążenia generatorów w trakcie mechanicznych kołysań wirników, wywołanych zaburzeniem bilansu mocy elektrycznej generatora oraz mocy mechanicznej napędzającej wirnik generatora. Najprościej można to wyjaśnić na podstawie prostego modelu SEE w układzie

generator-sieć sztywna (rys. 1). W modelu tym SEE traktowany jest jako sieć sztywna w postaci źródła napięcia o stałej wartości  $\underline{E}_b$ . Generator jest zastąpiony siłą elektromotoryczną  $\underline{E}_a$ . Impedancja układu przesyłowego  $\underline{Z} = \underline{Z}_a + \underline{Z}_b$  uwzględnia impedancję linii przesyłowej oraz impedancję zastępczą SEE, a także impedancję zastępczą generatora. Do wyprowadzenia wzorów przyjmuje się, że punkt przekątnikowy jest na początku linii przesyłowej.



Rys. 1. Schemat zastępczy rozważanego układu

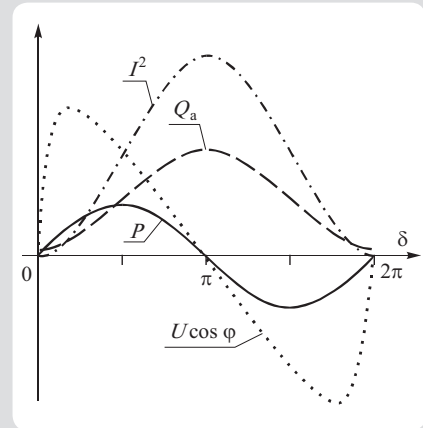
Dla omawianego modelu zachodzi:

$$\underline{I} = [\underline{E}_a - \underline{E}_b] / [\underline{Z}_a + \underline{Z}_b]$$

$$\text{oraz } \underline{U} = \underline{E}_a - \underline{I} \underline{Z}_a$$

Biorąc pod uwagę, że  $\underline{E}_a = E_a e^{j\delta}$  oraz  $\underline{E}_b = E_b$ , łatwo można wykazać [16], iż w punkcie przekątnikowym zarówno napięcie  $\underline{U}$ , jak i prąd  $\underline{I}$  są nieliniowymi (trygonometrycznymi) funkcjami kąta  $\delta$ , między fazorem siły elektromotorycznej generatora  $\underline{E}_a$  a fazorem napięcia sieci sztywnej  $\underline{E}_b$ . Tym samym wszystkie inne wielkości elektryczne mierzone w punkcie przekątnikowym są również nieliniowymi funkcjami tego kąta. Kształt tych funkcji dla kilku wielkości pokazano na rys. 2.

Największe zmiany wielkości elektrycznych występują w przypadku kołysań asynchronicznych, w trakcie których kąt  $\delta$  zmienia się w pełnym zakresie, tj. od 0 do  $2\pi$ . Moc czynna  $P$  osiąga maksymalną wartość przy  $\delta = \pi/2$  oraz zero przy  $\delta = 0$ , a także przy wszystkich krotnościach  $\pi$ . Prąd  $I$  osiąga największą wartość



Rys. 2. Zależność wybranych wielkości od kąta obciążenia

dla połowy obrotu asynchronicznego, czyli  $\delta = \pi$ . Sygnał  $U \cos \varphi$  mierzony w punkcie przekątnikowym w szerokim zakresie wokół połowy obrotu asynchronicznego  $\delta = \pi$  maleje, gdy kąt  $\delta$  się zwiększa.

Dla analizy pracy zabezpieczeń odległościowych szczególne znaczenie mają zmiany impedancji  $\underline{Z} = \underline{U} / \underline{I}$ , mierzonej w punkcie przekątnikowym w trakcie kołysań mocy. Można wykazać [7, 16], że przy stałych wartościach napięć źródłowych  $\underline{E}_a$ ,  $\underline{E}_b$  w trakcie kołysań asynchronicznych trajektoria impedancji  $\underline{Z}(t)$ , mierzonej przez przekątnik, ma kształt okręgu (rys. 3). Dla dowolnego punktu P leżącego na trajektorii  $\underline{Z}(t)$  zachodzi:

$$\overline{AP} = |\underline{Z}(t) - (-\underline{Z}_a)| \text{ oraz } \overline{BP} = |\underline{Z}(t) - \underline{Z}_b|$$

przy czym  $\underline{Z}_a$ ,  $\underline{Z}_b$  są impedancjami zastępczymi układu przesyłowego, widzianymi z miejsca zainstalowania przekątnika. Punkt P jest miejscem geometrycznym punktów, których odległości od punktów A oraz B pozostają w stałym stosunku odpowiadającym  $k_E = E_a / E_b$ . Środek okręgu leży

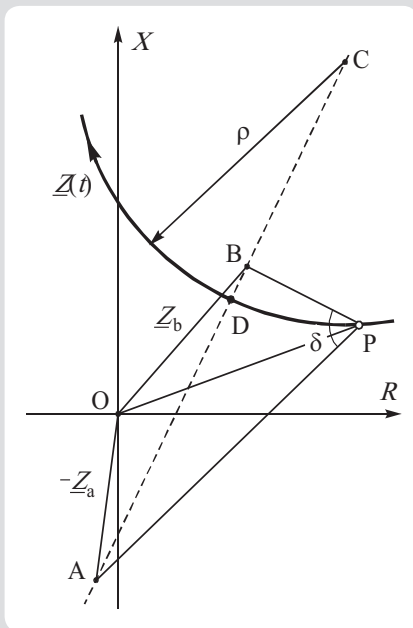


w punkcie C. Współrzędne (a, b) środka okręgu oraz jego promień  $\rho$  dane są wzorami:

$$a = \frac{R_a + k_E^2 R_b}{k_E^2 - 1}, b = \frac{X_a + k_E^2 X_b}{k_E^2 - 1}$$

$$\rho^2 = a^2 + b^2 - \frac{k_E^2 (R_b^2 + X_b^2)}{k_E^2 - 1} + \frac{(R_a^2 + X_a^2)}{k_E^2 - 1} \quad (1)$$

Dokładną analizę wpływu parametrów układu przesyłowego na położenie okręgu względem osi współrzędnych płaszczyzny



Rys. 3. Trajektoria impedancji  $Z(t)$  mierzonej przez przekąźnik

zmiennej zespolonej oraz na kierunek wirowania trajektorii przeprowadzono w [16]. Okrąg  $Z(t)$  przecina linię łączącą punkty A i B w punkcie D. Punkt D wypada w połowie obrotu asynchronicznego i odpowiada kątowi  $\delta = \pi$ , czyli opozycji faz obu napięć źródłowych  $\underline{E}_a$  oraz  $\underline{E}_b$ . Współrzędne punktu D dane wzorami:

$$R(t)|_{\delta=180} = R_b \frac{k_E - k_R}{k_E + 1} \quad (2)$$

$$X(t)|_{\delta=180} = X_b \frac{k_E - k_X}{k_E + 1}$$

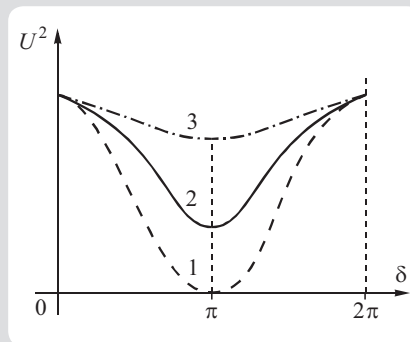
gdzie  $k_R = R_a / R_b$  oraz  $k_X = X_a / X_b$ .

Można wykazać [16], że kwadrat napięcia w punkcie zainstalowania przekąźnika w funkcji kąta obciążenia jest podniesioną kosinusoidą daną wzorem:

$$U^2 = \frac{E_a E_b}{X_a + X_b} \frac{X_a X_b}{X_a + X_b} \left[ \frac{k_E}{k_X} + \frac{k_X}{k_E} + 2 \cos \delta \right] \quad (3)$$

Przykłady tej zależności dla trzech wartości  $k_E / k_X$  pokazano na rys. 4. Szczególne znaczenie ma przypadek, gdy  $k_E / k_X = 1$ , czyli gdy:

$$k_X = k_E \text{ lub } \frac{X_a}{X_b} = \frac{E_a}{E_b} \quad (4)$$



Rys. 4. Zależność kwadratu napięcia w węzle sieci od kąta obciążenia dla różnych lokalizacji węzła (różnych  $k_E / k_X$ )

Takie miejsce w układzie przesyłowym, dla którego zachodzi warunek (4), nazywane jest środkiem kołysań.

Zależność kwadratu napięcia od kąta obciążenia w środku kołysań na rys. 4 ilustruje krzywa oznaczona cyfrą 1. Przy kącie  $\delta = 180^\circ$  napięcie w środku kołysań maleje do zera. Wynika to ze wzoru (3). Przy  $k_E / k_X = 1$  oraz  $\delta = 180^\circ$  wyrażenie w nawiasie kwadratowym jest równe zero, czyli kwadrat napięcia i zarazem napięcie są też równe zero.

Rys. 5 ilustruje fizyczną interpretację faktu malenia napięcia do zera w środku kołysań przy opozycji faz. Po obu stronach odcinka odpowiadającego reaktancji  $(X_a + X_b)$  ustawiono w opozycji faz siły elektromotoryczne, odpowiednio  $E_a$  oraz  $E_b$ . Ich końce połączono linią prostą. Linia ta wyznacza wartości napięć w poszczególnych punktach układu przesyłowego. Napięcie jest równe zero, gdy zachodzi proporcja  $E_a / X_a = E_b / X_b$ , czyli  $E_a / E_b = X_a / X_b$ , co odpowiada warunkowi (4) otrzymanemu ze wzoru (3) przy założeniu, że napięcie jest równe zero.

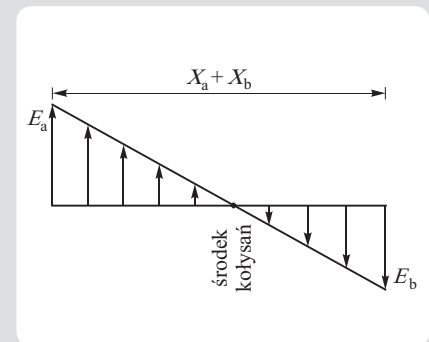
Gdy kołysania mocy są synchroniczne, trajektoria impedancji  $Z(t)$  nie wykonuje całego okręgu i przy zmianie znaku poślizgu zmienia kierunek ruchu.

Zmiany napięć źródłowych wywołane regulacją napięcia w trakcie stanu nieustalonego powodują zmianę zarówno położenia środka okręgu, jak i jego promienia. Podobny wpływ mają także zmiany parametrów SEE, wynikające z kołysań wirników wielu generatorów. W rezultacie, przy dokładnym odwzorowaniu modelu

SEE, trajektorie impedancji  $Z(t)$  mogą mieć bardzo wymyślne kształty. Przykłady takie podano w [16]. Mimo wpływu regulacji i oddziaływania innych generatorów na kształt trajektorii impedancji  $Z(t)$ , w przypadku utraty synchronizmu zawsze przebiega ona jednak przez linię AB, leżącą blisko osi liczb urojonych, tak jak zakłada się w idei działania przekąźników identyfikujących pracę asynchroniczną.

### 3. Automatyka przeciwkołysaniowa APK

W celu zwiększenia odporności SEE na zakłócenia można stosować rozmaite środki poprawy stabilności. Większość



Rys. 5. Rozkład napięcia wzdłuż układu przesyłowego w momencie opozycji faz sił elektromotorycznych

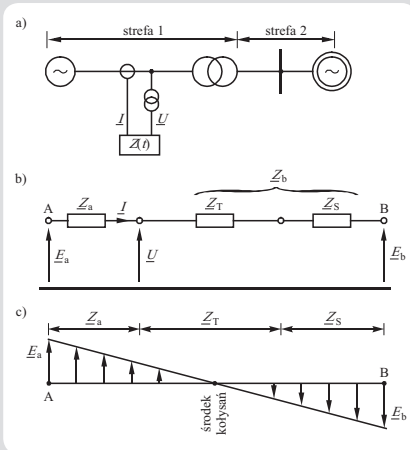
z nich wykorzystuje automatykę regulacyjną, dla której zachodzi warunek (4), nazywane są blokami wytórczych [4, 5] oraz urządzeń sieciowych typu FACTS [4, 5, 17].

Jednym z najprostszyc sposobów ratowania synchronizmu po wystąpieniu zwarć w pobliżu dużych elektrowni jest automatyczne wyłączenie części generatorów pracujących na wspólne szyny, nazywane w Polsce automatyką przeciwkołysaniową APK (ang. generator tripping). Idea działania APK polega na tym, że kosztem wyłączenia części generatorów ratuje się synchronizm generatorów pozostałych w pracy. Ogólnie rozróżnia się APK typu prewencyjnego oraz restytucyjnego. Zagadnienia te omówiono szczegółowo w artykułach [18, 19] oraz podręcznikach [4, 5].

### 4. Zabezpieczenia generatorów od poślizgu biegunów

Punktem pomiarowym dla zabezpieczenia od poślizgu biegunów są zaciski generatora (rys. 6). Impedancja  $Z_a$  na lewo od punktu pomiarowego odpowiada reaktancji przejściowej generatora  $Z_a \approx jX_d$ . Impedancja  $Z_b$  na prawo od punktu pomiarowego składa się z impedancji transformatora blokowego  $Z_T$  oraz impedancji zastępczej systemu  $Z_S$ . Cały układ przesyłowy można podzielić na dwie strefy. Strefa 1 obejmuje generator i transformator blokowy, zaś strefa 2 pozostałą część systemu elektroenergetycznego, czyli sieć przesyłową i generatory pracujące w systemie. Zależnie od tego, jak duża jest impedancja zastępcza systemu  $Z_S$  przy danej wartości  $Z_a$  oraz  $Z_T$ , środek kołysań może wypaść w strefie 1 lub strefie 2.

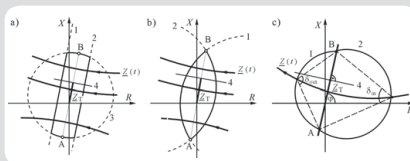




Rys. 6. Schemat zastępczy i wykres fazorowy rozważanego układu

Fakt, że w trakcie obrotu asynchronicznego trajektoria impedancji  $Z(t)$  przecina linię AB w połowie obrotu asynchronicznego (rys. 3), umożliwia identyfikację połowy obrotu asynchronicznego za pomocą pomiaru impedancji. Urządzeniu zabezpieczeniowemu nadaje się charakterystykę rozruchową obejmującą linię AB. Przykłady trzech charakterystyk pokazano na rys. 7. W rozwiązaniu pokazanym na rys. 7a charakterystyka ma kształt plasterka wyciętego z okręgu i powstaje z charakterystyki kołowej 3, obciążonej dwoma charakterystykami liniowymi 1 oraz 2. W rozwiązaniu pokazanym na rys. 7b charakterystyka ma kształt symetrycznej soczewki powstałej z dwóch okręgów. W rozwiązaniu pokazanym na rys. 7c charakterystyka ma kształt niesymetrycznej soczewki powstałej z dwóch okręgów.

Stosowane są również inne kształty charakterystyk, na przykład składające się z dwóch soczewek włożonych jedna w drugą [11] lub charakterystyki prostokątne.



Rys. 7. Przykłady charakterystyk zabezpieczenia od poślizgu biegunów:

- (a) charakterystyka plasterkowa, (b) charakterystyka soczewkowa symetryczna,
- (c) charakterystyka soczewkowa niesymetryczna

W algorytmie działania zabezpieczenia uznaje się, że wystąpił poślizg biegunów (obrót asynchroniczny), gdy trajektoria impedancji  $Z(t)$  przeszła przez jego charakterystykę, zaczynając od jej lewej strony i bez zmiany kierunku wyszła z drugiej strony. Moment przekroczenia linii AB odpowiada połowie obrotu asynchronicznego, czyli kątowi  $\delta = 180^\circ$ .

W charakterystyce soczewkowej niesymetrycznej (rys. 7c) prawy okrąg charakterystyki jest miejscem geometrycznym, z którego odcinek AB jest widziany pod kątem  $\delta_{we}$ , zaś lewy okrąg miejscem geometrycznym, z którego odcinek AB jest widziany pod kątem  $\delta_{wy}$ . Gdy w trakcie śledzenia wartości impedancji trajektoria  $Z(t)$  przekroczy prawy okrąg, generowany jest sygnał ostrzegawczy, świadczący o tym, że kąt obciążenia przekroczył zadaną wartość  $\delta_{we}$ . Gdy następnie trajektoria  $Z(t)$  przekroczy linię AB i bez zmiany kierunku przejdzie przez okrąg lewy, odpowiadający kątowi  $\delta_{wy}$ , generowany jest sygnał świadczący o wykonaniu obrotu asynchronicznego.

Sygnał na wyłączenie generatora jest podawany, gdy zidentyfikowana zostanie zadaną liczbą poślizgów biegunów (liczba obrotów asynchronicznych). Sygnał na otwarcie wyłącznika podawany jest w momencie, gdy trajektoria przekracza lewą stronę charakterystyki. Sygnału wyłączającego nie podaje się w momencie przecinania przez trajektorię  $Z(t)$  linii AB. Wynika to z faktu, że linia ta odpowiada kątowi obciążenia  $\delta = 180^\circ$ , przy którym są dość trudne warunki wyłączania generatora (największy prąd – rys. 2 oraz duży moment udarowy na wale [4]). W celu złagodzenia warunków wyłączania sygnał otwarcia wyłącznika opóźnia się do wartości kąta wyłączenia  $\delta_{wy} \approx 95^\circ$ . Zaletą charakterystyki soczewkowej niesymetrycznej jest możliwość wybrania innych wartości kąta ostrzegania i kąta wyłączenia. W charakterystykach pokazanych na rys. 7, w punkcie odpowiadającym impedancji transformatora blokowego  $Z_T$ , przeprowadzono dodatkową linię 4, prostopadłą do linii AB. Linia ta pozwala stwierdzić, czy w trakcie wykonywanego obrotu asynchronicznego środek kołysań leży w strefie 1 czy w strefie 2, to znaczy czy środek kołysań leży wewnątrz impedancji generatora i transformatora blokowego, czy wewnątrz zastępczej impedancji systemu, czyli wewnątrz sieci przesyłowej.

Wyłączenie generatora następuje po zadanej liczbie obrotów asynchronicznych, nazywanej liczbą cykli. Dla każdej strefy można zadać oddzielną liczbę cykli, przy której następuje podanie sygnału na wyłączenie generatora.

Jeśli w trakcie utraty synchronizmu środek kołysań wypada wewnątrz impedancji bloku (strefa 1), zaleca się, by wyłączyć generator tracący synchronizm zaraz po zidentyfikowaniu pierwszego obrotu asynchronicznego. Można to uzasadnić następującymi faktami:

1. Gdy środek kołysań wypada wewnątrz impedancji bloku generator-transformator (rys. 6), oznacza to, że impedancja zastępcza systemu  $Z_S$  jest mniejsza od impedancji bloku generator-transformator ( $Z_a + Z_T$ ). W takim przypadku, w momencie opozycji faz napięć źródłowych prąd pracy asynchronicznej może być większy od prądu zwarcia na zaciskach transformatora blokowego. Bloki generator-transformator są projektowane tak, aby wytrzymały trójfazowe zwarcie na zaciskach transformatora blokowego. Tak więc w omawianym przypadku praca asynchroniczna może stanowić dla

generatora zbyt duże obciążenie prądowe i trzeba ją przerwać jak najszybciej.

2. Gdy środek kołysań wypada wewnątrz impedancji bloku generator-transformator, zabezpieczenia w sieci przesyłowej widzą to kołysanie jako odległe poza swoim zasięgiem i mogą się nie pobudzić. Nie będą więc w stanie dokonać ewentualnego podziału sieci na wyspy. Nie ma więc sensu czekać na zadziałanie zabezpieczeń rozcinających sieć.

Gdy środek kołysań wypada wewnątrz sieci przesyłowej (strefa 2), dopuszcza się 2–4 obroty asynchroniczne. Uzasadnia się to następującymi faktami:

1. Gdy środek kołysań wypada wewnątrz sieci, oznacza to (rys. 6), że impedancja zastępcza systemu  $Z_S$  jest większa od impedancji bloku generator-transformator ( $Z_a + Z_T$ ). W takim przypadku, w momencie opozycji faz napięć źródłowych prąd pracy asynchronicznej jest mniejszy od prądu zwarcia na zaciskach transformatora blokowego i nie stanowi tak dużego zagrożenia jak w poprzednim przypadku.
2. Gdy środek kołysań wypada w sieci przesyłowej, oznacza to, że niektóre zabezpieczenia tej sieci zobaczą kołysania jako bliskie w swoim zasięgu i będą mogły się pobudzić. Gdy w sieci znajdują się zabezpieczenia rozcinające sieć przy pracy asynchronicznej, przed ewentualnym wyłączeniem generatorów trzeba dać najpierw szansę zadziałać tym zabezpieczeniom i umożliwić ewentualne zsynchronizowanie się generatorów wewnątrz wysp, na które dzielony jest system.

Głównym powodem, dla którego w przypadku pracy asynchronicznej ze środkiem kołysań w sieci opóźnia się wyłączenie generatorów pracujących asynchronicznie do 2–4 cykli asynchronicznych, jest oczekiwanie na ewentualne zadziałanie zabezpieczeń rozcinających sieć. Jeśli w sieci nie ma zabezpieczeń rozcinających, to nie ma na co czekać i generatory pracujące asynchronicznie też można wyłączyć w trakcie pierwszego obrotu asynchronicznego. Zalecaną liczbę cykli asynchronicznych nastawianą w zabezpieczeniu od poślizgu biegunów podano w tab. 1.

Powyższe zalecenia dotyczą elektrowni bez automatyki typu APK lub z automatyką APK typu prewencyjnego. Jeśli w elektrowni jest automatyka APK typu restytucyjnego, dopuszczająca w swej zasadzie działania jeden obrót asynchroniczny, to przed wyłączeniem generatorów przez zabezpieczenia od poślizgu biegunów należy dać szansę zadziałania APK przed zadziałaniem zabezpieczeń od poślizgu biegunów. W takim przypadku nastawienia liczby cykli powinny być o jeden większe niż w powyższej tabelce (tab. 1). W Polsce nie stosuje się dotychczas APK typu restytucyjnego, a jedynie APK typu prewencyjnego. Przypadek z APK typu restytucyjnego nie jest tu omawiany, by nie komplikować prezentowanych zagadnień.

Elektrownia bez automatyki typu APK lub z automatyką APK prewencyjną			
Polożenie środka kołysań	wewnątrz impedancji bloku generator-transformator, tj. strefa 1 (wewnętrzna)	wewnątrz sieci przesyłowej, tj. strefa 2 (zewnętrzna)	
		z automatyką rozcinającą w sieci	bez automatyki rozcinającej w sieci
Liczba cykli	1	2–4	1–2

Tab. 1. Zalecana liczba cykli asynchronicznych, po których ma nastąpić wyłączenie wg [16]

## 5. Zabezpieczenia odległościowe i ich blokady

Zabezpieczenia odległościowe działają na zasadzie pomiaru impedancji pętli zwarciowej. Są one dość powszechnie stosowane w zestawach zabezpieczeń sieci wysokiego napięcia oraz bloków generator-transformator. Jeśli środek kołysań jest dostatecznie blisko miejsca zainstalowania zabezpieczenia odległościowego, to w trakcie kołysań mocy trajektoria impedancji  $Z(t)$  może wejść do stref pomiarowych zabezpieczenia i spowodować zadziałanie zabezpieczenia, a tym samym zbędne wyłączenie.

### 5.1. Blokady kołysaniowe

Przykłady wkroczenia trajektorii impedancji do stref pomiarowych zabezpieczenia odległościowego pokazano na rys. 8. W trakcie kołysań asynchronicznych (rys. 8a) trajektoria  $Z(t)$  przechodzi łukiem o dużym promieniu przez pierwszą i drugą strefę pomiarową. W trakcie kołysań synchronicznych (rys. 8b) trajektoria  $Z(t)$  wkracza do pierwszej strefy i w punkcie M zawraca, gdyż w punkcie tym następuje zmiana znaku poślizgu. W obu przypadkach zabezpieczenie może zadziałać z czasem pierwszej strefy.

Aby nie dopuścić do zbędnego zadziałania zabezpieczenia odległościowego w trakcie kołysań mocy, można zastosować blokadę kołysaniową. Działanie blokady kołysaniowej wyjaśnia rys. 8. Na zewnątrz charakterystyki rozruchowej F w odpowiedniej odległości dodaje się charakterystykę B i mierzy czas przejścia trajektorii między tymi charakterystykami. Gdy występuje zwarcie w zakresie stref pomiarowych, to czas przejścia trajektorii między B i F jest krótki. Blokada się nie pobudza. Gdy występuje kołysanie mocy, czas przejścia między

B i F jest znacząco dłuższy i blokada się pobudza.

Blokady kołysaniowe działające na powyższej zasadzie mają istotne wady. W stanach niesymetrycznych, takich jak SPZ jednofazowy, może dojść do dużych i powolnych zmian impedancji groźących zadziałaniem blokady. Aby uniknąć zbędnego działania blokady kołysaniowej w stanach niesymetrycznych, do pobudzenia blokady wprowadza się warunek symetrii fazowej, która jest typowa dla pozakłóceniowych stanów z kołysaniami mocy.

Błędne pobudzenie blokady może pojawić się również w trakcie wysokooporowych zwarć rozwijających się, dla których powolne zmiany impedancji mogą zostać potraktowane błędnie jako kołysania mocy. W nowych cyfrowych rozwiązaniach blokad kołysaniowych dla uniknięcia problemu z wysokooporowymi zvarciami rozwijającymi wprowadza się śledzenie gładkości trajektorii wybranych sygnałów. Gdy trajektorie te nie są dostatecznie gładkie, blokada kołysaniowa nie jest uruchamiana.

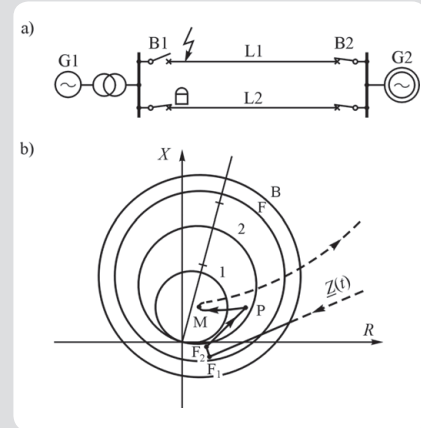
Zasada blokowania, pokazana na rys. 8, może również zawieść podczas długotrwałego zwarcia i po powstaniu dużych zmian kątów w trakcie zwarcia. Ilustruje to rys. 9. Przebieg impedancji dotyczy zabezpieczenia na początku linii L2 i zwarcia w linii L1. W momencie zwarcia trajektoria skacze do czwartej ćwiartki do punktu  $F_1$  i w trakcie zwarcia przesuwa się do punktu  $F_2$ . Po zlikwidowaniu zwarcia trajektoria wyskakuje do punktu P, który leży wewnątrz drugiej strefy pomiarowej. Dalej następuje przesuwanie się trajektorii do pierwszej strefy, do punktu M. Następuje działanie zabezpieczenia z czasem pierwszej strefy i zbędne wyłączenie zdrowej linii L2. Blokada kołysaniowa nie działa, gdyż po zlikwidowaniu zwarcia trajektoria nie wyskoczyła poza charakterystykę B. Nie było przejścia trajektorii między charakterystykami B i F, istotnego dla zasady działania blokady.

Aby uniknąć takich trudności, w raporcie [16] zaleca się, by stosując blokady kołysaniowe, nie dobrać długich zasięgów zabezpieczeń odległościowych, a człon rozruchowe F ustawiać możliwie blisko stref pomiarowych. To zmniejsza możliwość niezadziałania blokady, jednak w pełni go nie eliminuje.

W nowych cyfrowych rozwiązaniach blokad kołysaniowych niektórzy producenci uzupełniają impedancyjny algorytm detekcji kołysań śledzeniem zmian innych sygnałów, na przykład pochodnej sygnału  $\dot{U} \cos \varphi$ , którego zależność od kąta obciążenia była pokazana na rys. 2. Dzięki zastosowaniu dodatkowych algorytmów rozpoznawania kołysań mocy (ang. *power swing logic*) nowe cyfrowe rozwiązania blokad kołysaniowych są bardziej niezawodne od tradycyjnych, opartych tylko na pomiarze czasu przejścia między charakterystykami B i F. Nie można jednak uznać, że blokady są w pełni niezawodne. Z tego względu w koncepcji stosowania blokady i doboru ich nastawień należy się liczyć z ewentualnym brakującym lub zbędnym zadziałaniem blokady.

Sygnal blokady kołysaniowej (blokujący zadziałanie zabezpieczenia odległościowego) jest zdejmowany po wystąpieniu co najmniej jednego z następujących zdarzeń:

1. Trajektorja impedancji  $Z(t)$  wychodzi z charakterystyki zabezpieczenia (rys. 9).
2. Uplywa zadany czas nazywany czasem deblokady.
3. W trakcie kołysań powstaje nowe zwarcie wewnątrz stref pomiarowych i jest rozpoznawane przez dodatkowe kryterium zawarte w logice zabezpieczenia odległościowego (nowe rozwiązania zabezpieczeń cyfrowych).



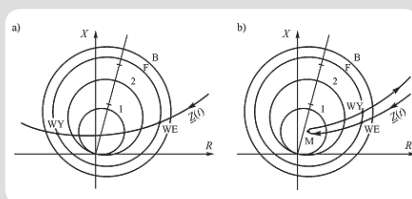
Rys. 9. Ilustracja niezadziałania blokady kołysaniowej. (a) schemat prostego układu przesyłowego, (b) przykład zmian impedancji w przypadku kołysań synchronicznych

W typowym przypadku sygnał blokady jest zdejmowany wskutek wyjścia impedancji  $Z(t)$  z charakterystyki zabezpieczenia.

Czas deblokady był stosowany w elektromechanicznych zabezpieczeniach odległościowych i został przeniesiony także do cyfrowych zabezpieczeń odległościowych. Przyczyną stosowania czasu deblokady była chęć uwolnienia funkcji zabezpieczenia odległościowego na wypadek pojawienia się w trakcie kołysań mocy w SEE nowego zwarcia wymagającego wyłączenia. W nowych rozwiązaniach zabezpieczeń odległościowych stosowanie czasu deblokady staje się wątpliwe, gdyż zabezpieczenia te, oprócz kryterium pomiaru impedancji, mają także dodatkowe kryteria rozpoznawania zwarć. Gdy w trakcie kołysań mocy impedancja  $Z(t)$  jest wewnątrz stref pomiarowych i powstaje nowe zwarcie, to te dodatkowe kryteria natychmiast zwalniają sygnał blokady i zabezpieczenie realizuje swoją funkcję na podstawie charakterystyk impedancyjnych. Gdy nowe zwarcie się nie pojawia, to sygnał blokady jest zdejmowany po wyjściu impedancji  $Z(t)$  z charakterystyk zabezpieczenia.

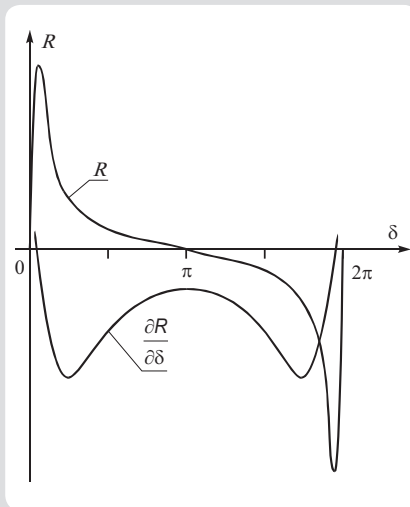
#### 5.1.1. Nastawialny czas deblokady

Jednym z parametrów nastawianych w blokadach kołysaniowych jest czas deblokady. Jest to czas, po którym blokada jest zdejmowana bez względu na inne kryteria. Dolną wartość czasu deblokady można oszacować na podstawie czasu, przez jaki trajektorja impedancji  $Z(t)$  pozostaje wewnątrz stref zabezpieczenia odległościowego w trakcie typowych kołysań asynchronicznych lub synchronicznych.



Rys. 8. Wkroczenie trajektorii impedancji do stref zabezpieczenia odległościowego w trakcie kołysań (a) asynchronicznych, (b) synchronicznych

Aby działanie zabezpieczeń odległościowych było selektywne, czas deblokady nie może być krótszy od czasu przebywania trajektorii impedancji wewnątrz charakterystyk pomiarowych, w trakcie typowych kołysań mocy w SEE. W przeciwnym razie może nastąpić zbędne wyłączenie spowodowane kołysaniem mocy w SEE. Oszacowanie czasu przebywania trajektorii w charakterystyce zabezpieczenia odległościowego, na podstawie części okresu typowych kołysań, nie daje realnej wartości, gdyż szybkość ruchu na płaszczyźnie impedancji nie jest jednakowa. Dla niektórych wartości kąta obciążenia przy tym samym poślizgu wirnika szybkość zmian impedancji jest duża, a dla niektórych mała. Można to uzasadnić w następujący sposób.



Rys. 10. Zależność rezystancji mierzonej w punkcie przekąźnikowym i jej pochodnej od kąta obciążenia

O szybkości przesuwania się trajektorii  $Z(t)$  w strefach pomiarowych zabezpieczenia decyduje szybkość wzdłuż osi poziomej, czyli szybkość zmian rezystancji. Szybkość ta dana jest wzorem:

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{\partial R}{\partial \delta} \cdot \frac{d\delta}{dt} \quad (5)$$

gdzie:  $d\delta/dt$  jest poślizgiem, zaś pochodna  $\partial R/\partial \delta$  dana jest wzorem

$$\frac{\partial R}{\partial \delta} = X_b k_E (k_X + 1) \frac{k_E^2 \cos \delta - 2k_E + \cos \delta}{(k_E^2 - 2k_E \cos \delta + 1)^2} \quad (6)$$

Przykład zależności rezystancji mierzonej przez przekąźnik od kąta obciążenia pokazano na rys. 10. Osiąga ona wartość równą zero przy wartościach kąta mocy równych krotnościom  $\pi$ . Charakterystyka  $R(\delta)$  jest najbardziej stroma w pobliżu małych wartości kąta oraz dość płaska w pobliżu wartości zbliżonych do  $\pi$ . Z tego względu w pobliżu kąta  $\pi$  pochodna  $\partial R/\partial \delta$  przyjmuje małe wartości. Zgodnie ze wzorem (5) oznacza to, że w pobliżu dużych kątów obciążenia bliskich  $\pi$ , przy tej samej wartości

poślizgu  $d\delta/dt$ , szybkość zmian rezystancji  $dR/dt$  jest mniejsza niż przy małych (ale nie zerowych) wartościach kąta obciążenia. Szybkość zmian  $R(t)$  wzdłuż trajektorii  $Z(t)$  nie jest jednakowa i zależy od wartości poślizgu w danym momencie oraz kąta obciążenia.

W kołysaniach asynchronicznych, w połowie obrotu asynchronicznego, w pobliżu osi liczb urojonych, poślizg  $d\delta/dt$  jest zawsze duży i mimo małej wartości  $\partial R/\partial \delta$  pochodna  $dR/dt$  osiąga tu dość duże wartości. Oznacza to, że w kołysaniach asynchronicznych trajektoria  $Z(t)$  dość szybko przechodzi przez charakterystyki zabezpieczenia odległościowego i nie należy oczekiwać długiego czasu przebywania trajektorii  $Z(t)$  wewnątrz charakterystyk zabezpieczenia odległościowego.

W kołysaniach synchronicznych można natomiast oczekiwać, że czas przebywania trajektorii  $Z(t)$  wewnątrz charakterystyk zabezpieczenia odległościowego będzie dość długi. Wynika to z faktu, że w tych kołysaniach oba czynniki we wzorze (5), określającym szybkość  $dR/dt$ , są małe:

- na całej drodze trajektorii  $Z(t)$  wewnątrz charakterystyk zabezpieczenia poślizg jest mały, gdyż przy zawracaniu trajektorii (rys. 8) poślizg  $d\delta/dt$  musi zmienić znak, czyli najpierw z dodatnich wartości maleje do zera, a następnie powoli zwiększa swą ujemną wartość
- wewnątrz charakterystyk zabezpieczenia odległościowego są duże wartości kątów obciążenia bliskie  $\pi$ , a więc małe wartości pochodnej  $\partial R/\partial \delta$  (rys. 10).

Czas przebywania trajektorii  $Z(t)$  wewnątrz charakterystyk zabezpieczenia odległościowego dla kołysań synchronicznych może być sporo dłuższy niż dla kołysań asynchronicznych.

Na podstawie wyników symulacji komputerowej czasu przebywania trajektorii impedancji wewnątrz stref zabezpieczeń odległościowych, w raporcie [16] oraz poradniku [6] określono, że czas deblokady nie powinien być krótszy od 2÷5 s dla linii wewnątrz systemu elektroenergetycznego oraz od 5÷10 s dla linii powiązań międzysystemowych.

### 5.1.2. Nieskończony czas deblokady

W niektórych nowych cyfrowych zabezpieczeniach odległościowych użytkownik nie ma możliwości nastawiania czasu deblokady, a domyślnie jest on ustawiony na nieskończoność. Sygnał blokady jest zdejmowany tylko wtedy, gdy impedancja  $Z(t)$  wychodzi z charakterystyki zabezpieczenia lub gdy dodatkowe kryteria stwierdzają nowe zwarcie. Niestety, algorytmy identyfikowania zwarcia w trakcie kołysań mocy w SEE są okryte tajemnicą producentów zabezpieczeń i na podstawie ogólnikowych opisów nie można stwierdzić, na ile takie zabezpieczenia są pewne w działaniu. Zdaniem autora tego artykułu warto wykonać solidne badania laboratoryjne zachowania się takich zabezpieczeń dla rozmaitych przebiegów uzyskanych z symulacji SEE lub rejestracji rzeczywistych zakłóceń.

Gdyby się okazało, że zabezpieczenia odległościowe omawianego tu typu działają poprawnie dla zwarć w trakcie kołysań mocy, to warto by zbadać ich zachowanie się także pod wpływem przeciążeń ruchowych, co omówiono w następnym punkcie.

### 5.1.3. Działanie blokad kołysaniowych w trakcie przeciążeń sieci

Wiele awarii systemowych na świecie powstało wskutek zbędnego zadziałania zabezpieczeń odległościowych w trakcie silnych przeciążeń ruchowych. Gdy linia przesyłowa jest silnie przeciążona, a SEE pracuje przy obniżonych wartościach napięć, to zabezpieczenia odległościowe (zwłaszcza linii o dużych długościach) mogą pobudzać się w strefach pomiarowych i mogą powodować zbędne wyłączenie linii przeciążonej (czyli linii istotnej dla SEE). W rezultacie zbędnego wyłączenia obciążenie przenosi się na inne linie pozostałe w pracy. Z kolei zabezpieczenia tych linii mogą się także pobudzić i dochodzi do sekwencji wyłączeń nazywanej wyłączeniami kaskadowymi. To zwykle prowadzi do awarii systemowej. Od lat naukowcy i konstruktorzy zastanawiali się, jak uniknąć zbędnych działań zabezpieczeń odległościowych w trakcie silnych przeciążeń ruchowych. Okazuje się, że z pomocą mogą tu przyjść blokady kołysaniowe z nieskończonym czasem deblokady. Powolny wzrost odciążenia i towarzyszące mu powolne wchodzenie trajektorii impedancji  $Z(t)$  do charakterystyk zabezpieczenia blokada rozpoznaje jako specyficzne (powolne) kołysanie mocy i blokuje zabezpieczenie odległościowe. W trakcie przeciążenia impedancja  $Z(t)$  nie wychodzi ze stref pomiarowych, zabezpieczenie jest zablokowane, nie dochodzi do zbędnego wyłączenia. Chyba że dodatkowe kryteria stwierdzą powstanie zwarcia w przeciążonej linii.

Nowoczesne wielokryterialne zabezpieczenia odległościowe z blokadami kołysaniowymi o nieskończonym długim czasie deblokady mogą być niewrażliwe na przeciążenia ruchowe zabezpieczanych linii.

Warto podjąć badania laboratoryjne weryfikujące powyższe stwierdzenie. Gdyby się okazało, że rzeczywiście zabezpieczenia omawianego typu są odporne na przeciążenia i zarazem w sposób pewny identyfikują zwarcia w trakcie kołysań mocy lub przeciążeń ruchowych, to zabezpieczenia te warto rozpoznać, a cechy te wpisać do postulowanych standardów.

### 5.2. Zabezpieczenia bloku generator-transformator

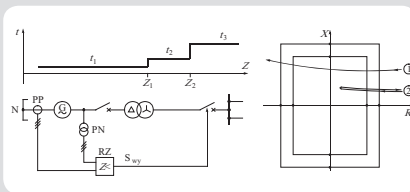
Zabezpieczenie impedancyjne jest zasilane z przekładników generatora (rys. 11) i ma charakterystyki impedancyjne kołowe typu mhO lub charakterystyki prostokątne, symetryczne względem układu współrzędnych. Kształty te wynikają z faktu, że przy takiej lokalizacji zabezpieczenia nie ma konieczności obcinania członem kierunkowym trzeciej ćwiartki płaszczyzny impedancji. Zasięgi impedancyjne stref są jak na omawianym rysunku.

Zabezpieczenie to jest zabezpieczeniem rezerwowym w stosunku do zabezpieczeń różnicowych i jego pierwsza strefa ma niewielkie opóźnienie w stosunku do czasów działania zabezpieczeń różnicowych. Z punktu widzenia kołysań mocy jest to zabezpieczenie na tyle szybkie, że może dokonać zbędnego wyłączenia generatora w trakcie kołysań mocy zarówno synchronicznych, jak i asynchronicznych.

Gdy dla danej elektroowni środek kołysań leży wewnątrz impedancji bloku



generator-transformator, to w trakcie kołysań trajektoria impedancji  $Z(t)$  może wejść do strefy zabezpieczenia impedancyjnego (krzywe 1 oraz 2 na rys. 11). Zabezpieczenie to może spowodować wyłączenie bloku w trybie jego pełnego odstawienia (jak dla zwarcia wewnętrznego). W przypadku kołysań asynchronicznych (krzywa 1) takie wyłączenie przez zabezpieczenie impedancyjne oznaczałoby zbędne odstawienie całego bloku. Z punktu widzenia utraty synchronizmu wystarczy odstawienie bloku do pracy na potrzeby własne. W przypadku kołysań synchronicznych (krzywa 2) wyłączenie przez zabezpieczenie impedancyjne byłoby zupełnie zbędne.



Rys. 11. Zabezpieczenie impedancyjne generatora

Gdy środek kołysań może wypaść wewnątrz impedancji bloku generator-transformator, zabezpieczenie impedancyjne generatora powinno mieć blokadę kołysaniową, blokującą skutecznie jego działanie przy kołysaniach synchronicznych i asynchronicznych. Zadanie wyłączenia generatora przy utracie synchronizmu należy powierzyć zabezpieczeniu o poślizgu biegunów, dostosowując kąt wyłączenia generatora do zdolności wyłączeniowych wyłącznika oraz liczbę cykli asynchronicznych do koncepcji zastosowanej automatyki przeciwkołysaniowej i zabezpieczeń rozcinających sieć (tab. 1). Należy podkreślić, że dla dużych generatorów zabezpieczenie impedancyjne jest zabezpieczeniem obligatoryjnym (wymaganym w zestawie zabezpieczeń). Z tego względu, dobierając urządzenia zabezpieczeniowe dla dużych generatorów, warto sprawdzić następujące fakty:

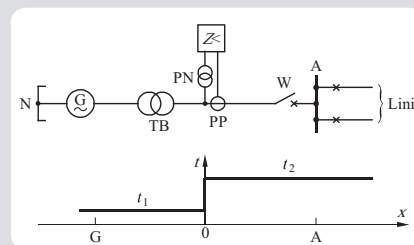
- czy dla danej elektrowni przy załączonych wszystkich liniach wyprowadzenia mocy środek kołysań może wypaść wewnątrz impedancji bloku generator-transformator i jeśli TAK, to
- upewnić się, czy dane urządzenie zabezpieczeniowe przewidywane dla tej elektrowni ma funkcję blokady kołysaniowej dla zabezpieczenia impedancyjnego generatora.

W elektrowniach o słabych połączeniach sieciowych, nawet przy załączonych wszystkich liniach wyprowadzenia mocy, środek kołysań może wypadać w sieci, czyli poza impedancją bloku generator-transformator. W takiej sytuacji przy utracie synchronizmu trajektoria impedancji nie wejdzie do strefy szybkiej zabezpieczenia impedancyjnego generatora i urządzenie zabezpieczeniowe nie musi mieć funkcji blokady kołysaniowej. Innym zabezpieczeniem istotnym z punktu widzenia kołysań mocy jest zabezpieczenie odległościowe bloku generator-transformator, zasilane z przekładników w polu transformatora blokowego (rys. 12).

Zabezpieczenie to zasięgiem pierwszej strefy obejmuje cały transformator blokowy i część generatora. Stanowi to zabezpieczenie rezerwowe w stosunku do zabezpieczeń różnicowych. Zwykle dla tej strefy nie wprowadza się dodatkowego opóźnienia czasowego.

Dруга strefa omawianego zabezpieczenia odległościowego jest skierowana w stronę sieci i obejmuje przede wszystkim szyny elektrowni oraz początkowe części linii wyprowadzenia mocy. Stanowi to zabezpieczenie podstawowe bloku od zwarcia zewnętrznego. Strefa ta ma opóźnienie dostosowane do odstrojenia od pierwszych stref zabezpieczeń odległościowych linii wyprowadzenia mocy.

Strefy zabezpieczenia odległościowego skierowane w stronę transformatora blokowego i w stronę generatora są na tyle szybkie, że mogą spowodować zbędne wyłączenia bloku w trakcie kołysań zarówno synchronicznych, jak i asynchronicznych, gdy środek kołysań wypada wewnątrz impedancji bloku generator-transformator.



Rys. 12. Zabezpieczenie odległościowe bloku generator-transformator

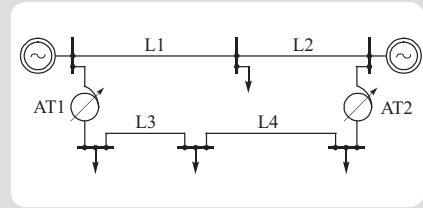
Gdy środek kołysań wypada w sieci przesyłowej, ale blisko szyn elektrowni, to strefa druga skierowana w stronę sieci może również spowodować zbędne wyłączenie bloku, zwłaszcza w przypadku głębokich kołysań synchronicznych, dla których trajektoria impedancji zawraca wewnątrz strefy zabezpieczenia odległościowego i przebywa tam dłużej niż wynosi opóźnienie czasowe tej strefy.

Zabezpieczenie odległościowe bloku generator-transformator powinno mieć blokadę kołysaniową, blokującą skutecznie jego działanie przy kołysaniach synchronicznych i asynchronicznych, zarówno w strefie ustawionej w stronę generatora, jak i w strefie ustawionej w stronę sieci.

Do realizacji omawianego zabezpieczenia odległościowego mogą być wykorzystywane urządzenia zabezpieczeniowe takiego samego typu jak dla linii przesyłowych. Niektóre urządzenia zabezpieczeniowe dla generatorów mają jednak własne funkcje zabezpieczenia odległościowego wyposażone w blokady kołysaniowe.

### 5.3. Zabezpieczenia sieci przesyłowej

W sieci przesyłowej zabezpieczenia odległościowe występują zarówno jako zabezpieczenia linii przesyłowych, jak i zabezpieczenia transformatorów sprzegających sieci. Wszystkie te zabezpieczenia mogą się pobudzać przy asynchronicznych lub głębokich synchronicznych kołysaniach mocy.

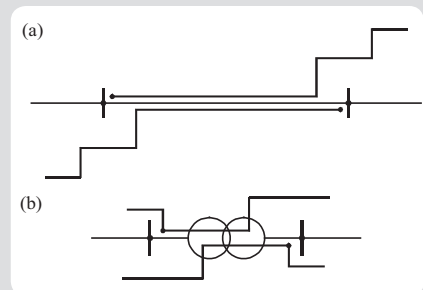


Rys. 13. Dwa ciągi przesyłowe składające się z linii i autotransformatorów

W celu lepszego przedstawienia powyższego faktu na rys. 13 pokazano dwumaszynowy model zastępczy SEE, w którym wyróżniono dwa ciągi przesyłowe. Pierwszy w nich składa się z dwóch linii L1 oraz L2. Drugi ciąg zawiera dwie linie L3 i L4 oraz dwa autotransformatory sprzegające AT1 i AT2. Jeśli między obydwoma częściami SEE wystąpią kołysania mocy, to będą one miały wpływ zarówno na zabezpieczenia odległościowe linii, jak i autotransformatorów sprzegających.

Z punktu widzenia kołysań mocy i blokad kołysaniowych nie ma różnicy, czy dany element sieci jest linią czy transformatorem.

W liniach przesyłowych, z punktu widzenia kołysań mocy i blokad kołysaniowych, istotne są trzy pierwsze strefy zabezpieczeń odległościowych (rys. 14a). W transformatorach istotne są strefy skierowane w stronę impedancji transformatora, jak również strefa (lub strefy) wsteczna, skierowana w stronę szyn stacji (rys. 14b).



Rys. 14. Strefy zabezpieczeń odległościowych (a) linii oraz (b) transformatorów

W większości publikacji dotyczących zabezpieczeń odległościowych linii i transformatorów mówi się głównie o zastosowaniu blokad kołysaniowych tylko do pierwszej i drugiej strefy, uważając, że czas strefy trzeciej jest zbyt długi na to, by mogło dojść do zbędnego wyłączenia wskutek braku blokady tej strefy. Badania symulacyjne, jak i praktyka eksploatacyjna pokazują jednak, że jest to pogląd niesłuszny. Brak blokady kołysaniowej dla trzecich stref zabezpieczeń odległościowych może być przyczyną awarii systemowych. Przykład takiej awarii podano w raporcie [16].

W stacjach WN z podwójnym systemem szyn zbiorczych w sprzegłach łączących te szyny instalowane są zabezpieczenia odległościowe bezkierunkowe lub z dwoma strefami skierowanymi w przeciwnych kierunkach. Jeśli po wystąpieniu zakłócenia szyny

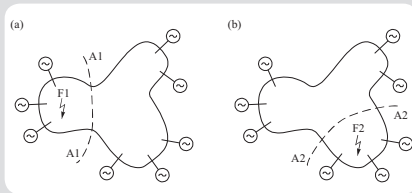
danej stacji znajdują się w pobliżu środka kołysań, to zabezpieczenie odległościowe w sprzęgle może zadziałać i nastąpi zbędne rozcięcie szyn. Nie jest to zbyt groźne zakłócenie, niemniej jednak rozcięcie szyn stacji w trakcie kołysań należy uznać za nieselektywne działanie zabezpieczeń.

Następnym problemem jest wybór miejsc instalowania blokad kołysaniowych lub wybór elementów sieci przesyłowej (linii i transformatorów) w zabezpieczeniach, w których mają być uruchomione blokady kołysaniowe.

W sieci zamkniętej z góry trudno jest ustalić, gdzie będzie środek kołysań i w których zabezpieczeniach elementów sieci może dojść do wkroczenia trajektorii impedancji  $Z(t)$  do stref pomiarowych. W sieciach zamkniętych położenie środka kołysań i przebieg trajektorii impedancji bardzo silnie zależy od miejsca zakłócenia. Miejsce zakłócenia wpływa bowiem na amplitudy kołysań synchronicznych poszczególnych generatorów lub na to, które generatory przechodzą do pracy asynchronicznej względem pozostałych generatorów w przypadku kołysań asynchronicznych. Ilustruje to rys. 15.

W pierwszym przypadku (rys. 15a), przy zwarciu w miejscu F1 system rozpada się na dwa podsystemy asynchroniczne, przedzielone przekrojem A1-A1. Na zbędne zadziaływanie wskutek kołysań asynchronicznych narażone są tu przede wszystkim zabezpieczenia odległościowe linii i transformatorów w pobliżu przekroju A1-A1.

W drugim przypadku (rys. 15b), przy zwarciu w miejscu F2 system rozpada się na dwa podsystemy asynchroniczne, przedzielone przekrojem A2-A2. W tym przypadku na zbędne zadziaływanie wskutek kołysań asynchronicznych narażone są przede wszystkim zabezpieczenia odległościowe linii i transformatorów w pobliżu przekroju A2-A2.



Rys. 15. Wpływ lokalizacji miejsca zwarcia na położenie środka kołysań

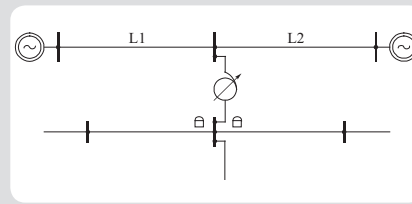
Zabezpieczenia i ich blokady kołysaniowe muszą być tak zaprojektowane i wykonane, by działały poprawnie przy wszystkich możliwych lokalizacjach zwarć.

Lokalizację miejsc w sieci, w których muszą być zainstalowane blokady kołysaniowe lub muszą być uaktywniane funkcje blokad kołysaniowych, można określić za pomocą wielowariantowych symulacji zachowania się SEE pod wpływem zwarć w różnych miejscach systemu. Symulacje te muszą być wykonywane za pomocą programu badania stabilności SEE, umożliwiającego śledzenie trajektorii impedancji mierzonej przez zabezpieczenia odległościowe oraz pozwalającego na zamodelowanie charakterystyk zabezpieczeń odległościowych. Co

do konieczności wykonywania takich analiz wszyscy specjaliści są zgodni, zwłaszcza w świetle zaistniałych awarii, w których istotną rolę odegrały zbędne zadziaływanie zabezpieczeń odległościowych.

#### 5.4. Zabezpieczenia sieci rozdzielczej

Dość powszechnie panuje przekonanie, że blokady kołysaniowe zabezpieczeń odległościowych dotyczą głównie sieci przesyłowych, a dla sieci rozdzielczych nie są istotne. Raport [8], opracowany przez grupę roboczą IEEE, zwraca jednak uwagę, że pogląd ten nie jest słuszny i że wykonując badania symulacyjne SEE, należy również zwrócić uwagę na niektóre węzły sieci rozdzielczej. Dotyczy to zwłaszcza węzłów sieci rozdzielczej zasilanych z węzłów sieci przesyłowej, znajdujących się w pobliżu środka kołysań, co ilustruje rys. 16.



Rys. 16. Sieć rozdzielcza WN zasilana z węzła sieci przesyłowej leżącego blisko środka kołysań

Gdy w sieci przesyłowej pojawią się kołysania mocy i dany węzeł jest w pobliżu środka kołysań, to w pewnych momentach w węzle tym napięcie maleje do blisko zera, co oznacza malenie impedancji mierzonej przez zabezpieczenia odległościowe linii sieci rozdzielczej. W rezultacie linie te mogą być zbędnie wyłączane, jeśli nie będą miały blokad kołysaniowych.

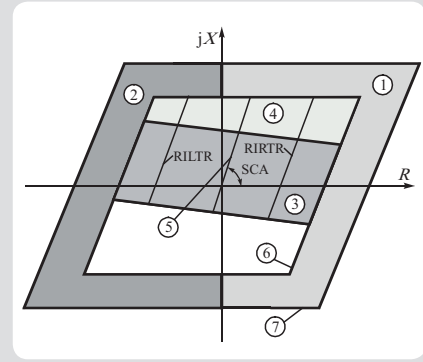
#### 6. Zabezpieczenia rozcinające sieć przesyłową

Dla uściślenia należy zwrócić uwagę, że omawiane tu zagadnienia nie dotyczą „rozcinania” dokonywanego za pomocą wyłączników w sprzęgłach szyn stacji, lecz „rozcinania” sieci przez dzielenie jej na wyspy poprzez wyłączanie wybranych elementów sieci. Omawiane tu zagadnienia dotyczą podziału SEE na podsystemy w stanach rozwoju awarii systemowych.

W przeszłości zakładano, że w stanach rozwoju awarii systemowych same zabezpieczenia odległościowe (bez specjalnych funkcji) pozytywnie przyczyniają się do podziału SEE na podsystemy. Pogląd ten okazał się jednak błędny, zabezpieczenia odległościowe mogą przyczyniać się do wyłączeń kaskadowych linii przesyłowych istotnych dla SEE i mogą prowadzić do niekontrolowanego podziału SEE, niekorzystnego z punktu widzenia możliwości restytucji SEE po awarii.

Do fizycznego zrealizowania podziału systemu na podsystemy, przez wyłączenie wybranych elementów sieci, służą zabezpieczenia od pracy asynchronicznej w sieci lub dedykowane do tego celu specjalne funkcje zabezpieczeń odległościowych.

Na rys. 17 pokazano charakterystykę impedancyjną funkcji zabezpieczenia od pracy asynchronicznej w sieci zastosowanego



Rys. 17. Charakterystyka funkcji rozcinającej w urządzeniach firmy ABB

w urządzeniach firmy ABB przeznaczonych do zabezpieczania linii WN sieci przesyłowej.

Do odróżnienia kołysań mocy od zwarć służą tu dwie charakterystyki wielobokowe, zewnętrzna i wewnętrzna, tworzące obszary zaznaczone na rysunku cyframi 1 oraz 2. Uznaje się, że zakłóceniem jest zwarcie, jeśli trajektoria przechodzi przez któryś z tych obszarów w czasie krótszym niż zadany. Jeśli czas przejścia jest dłuższy od zadanego, to uznaje się, że zmiana impedancji jest wynikiem kołysań mocy. Szerokość wieloboku zewnętrznego wynika z odstrojenia się od impedancji ruchowej. Szerokość wieloboku wewnętrznego wynika z szerokości wieloboku zewnętrznego i największej spodziewanej częstotliwości kołysań asynchronicznych (które muszą być rozpoznawane), a także przyjętego czasu przejścia.

Rozpoznane kołysanie mocy uznaje się za asynchroniczne, jeśli trajektoria impedancji wchodzi z jednej strony wieloboku, przekracza linię oznaczoną cyfrą 5 (odpowiadającą kątowi  $\delta = \pi$ ), a następnie wychodzi z drugiej strony wieloboków. Takie przejście odpowiada cyklowi asynchronicznemu. Do wytworzenia sygnału wyłączającego służą linie oznaczone na rysunku symbolami RILTR oraz RIRTR. Jeśli trajektoria zmierza od strony prawej w lewą, to wytworzenie sygnału inicjowane jest w momencie przejścia trajektorii przez linię RIRTR, a podanie sygnału następuje w momencie przejścia trajektorii przez linię RILTR. Jeśli zaś trajektoria zmierza od strony lewej w prawą, to wytworzenie sygnału inicjowane jest w momencie przejścia trajektorii przez linię RILTR, a podanie sygnału następuje w momencie przejścia trajektorii przez linię RIRTR.

Podobnie jak w zabezpieczeniu generatora od poślizgu biegunów (rys. 7) w omawianym zabezpieczeniu sieci (rys. 17) stosuje się podział zasięgu na bliski i daleki. Służą do tego celu dwie linie dzielące obszar wewnętrzny na dwa obszary, oznaczone odpowiednio cyframi 3 oraz 4. Jeśli trajektoria przechodzi przez obszar 3, to uznaje się kołysanie za „bliskie”. Jeśli trajektoria przechodzi przez obszar 4, to kołysanie uznaje się za „dalekie”. Każdy z tych obszarów ma własny licznik cykli asynchronicznych. Wyłączenie linii przesyłowej następuje, gdy liczba zidentyfikowanych cykli w danym obszarze osiągnie zadaną wartość.

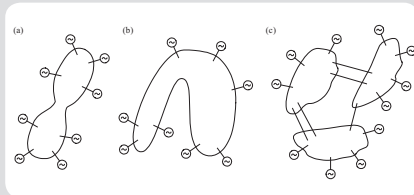


Zabezpieczenia od pracy asynchronicznej, zainstalowane w sieci przesyłowej, mogą służyć do podziału SEE na wyspy przez włączenia z góry założonych linii. Linie te wybiera się wg następujących kryteriów:

1. W trakcie utraty synchronizmu środek kołysań musi być blisko danej linii, tak aby trajektoria impedancji przechodziła w strefie zabezpieczenia, najlepiej strefie bliskiej (rys. 17). W przeciwnym razie zabezpieczenie nie będzie w stanie podać sygnału na wyłączenie.
2. Po podziale systemu obszary powinny być zbilansowane lub bliskie bilansu mocy wytwarzanej i odbieranej. W przeciwnym razie w jednym z podsystemów dojdzie do zadziałania automatyki SCO.
3. Wydzielenie wyspy (nawet zbilansowanej) nie może powodować takiego osłabienia pozostałej części sieci, że w wyniku wydzielenia wyspy dojdzie do rozpadu pozostałej części SEE.

oczywiście w sieci zamkniętej trudno jest znaleźć miejsca, które spełniałyby te warunki jednocześnie i na dodatek podział na podsystemy był poprawny dla wszystkich możliwych zakłóceń. Przyjmując koncepcję podziału SEE za pomocą zabezpieczeń rozcinających, należy mieć pewność co do zasadności tej metody dla wszystkich możliwych zakłóceń. Wymaga to wielowariantowych analiz stabilności SEE.

Zastosowanie funkcji zabezpieczeń rozcinających w sieci przesyłowej jest ograniczone



Rys. 18. Struktury SEE naturalnie skłonne do podziału na wyspy: (a) wzdłużna, (b) z półwyspem, (c) słabo połączone podsystemy zwarte

tylko do szczególnych struktur SEE i szczególnych miejsc instalowania. Ilustrację typowych takich struktur podano na rys. 18. Przypadek pierwszy (rys. 18a) dotyczy struktury wzdłużnej, która składa się z dwu słabo połączonych podsystemów. W tej strukturze przy każdym zakłóceniu prowadzącym do utraty synchronizmu SEE w sposób naturalny dzieli się na dwa podsystemy pracujące asynchronicznie. Najlepszym miejscem do podziału SEE są linie powiązań obu podsystemów. W zabezpieczeniach odległościowych tych linii należy uruchomić funkcje zabezpieczeń rozcinających. Po zidentyfikowaniu obrotu asynchronicznego obu podsystemów spowodują one otwarcie wyłączników linii powiązań i rozpad SEE na dwa podsystemy. Automatyka regulacji mocy i częstotliwości, wspierana przez automatykę SCO, musi doprowadzić do ustalenia bilansu mocy w każdym z rozdzielonych podsystemów. Szczególne kłopoty mają miejsce, gdy jeden z podsystemów jest eksporterem, a drugi importerem dużej mocy. Wtedy po rozcięciu w jednym podsystemie musi dojść do działania SCO, a w drugim podsystemie

do wyłączeń części generatorów. Restytucja SEE musi polegać na wyrównaniu częstotliwości i załączeniu linii powiązań z udziałem kontroli synchronizmu oraz kąta załączenia (ang. *synchrocheck*).

Przypadek drugi (rys. 18b) dotyczy struktury z półwyspem. Jest to struktura bardzo podobna do pierwszej. Różnica polega jednak na tym, że w pierwszej strukturze obie części były porównywalne, zaś w strukturze drugiej półwysp jest znacznie mniejszy od pozostałej części SEE. Tutaj można zastosować zabezpieczenia rozcinające na granicy półwyspu i pozostałej części SEE. Restytucja przebiega tak samo jak w strukturze wzdłużnej.

Przypadek trzeci (rys. 18c) dotyczy sytuacji, w której kilka lub kilkanaście wewnętrznie dobrze połączonych (zwartych) podsystemów jest połączonych relatywnie słabymi połączeniami międzysystemowymi. Jest to dość typowa sytuacja, w której sąsiednie kraje połączyły swoje systemy pojedynczymi liniami wymiany międzynarodowej. Słabość powiązań międzysystemowych może tu powodować, że po niektórych zakłóceniach dochodzi do kołysań asynchronicznych w liniach wymiany. Zainstalowane tam zabezpieczenia rozcinające po zidentyfikowaniu zadanej liczby cykli asynchronicznych mogą podać sygnał na otwarcie wyłączników linii wymiany i rozcięcie SEE. Po podzieleniu SEE automatyka regulacji mocy i częstotliwości poszczególnych podsystemów, wspierana działaniem automatyki SCO, doprowadza każdy podsystem do stanu zbilansowania. Restytucja polega tu na wyrównaniu częstotliwości i kolejnym załączeniu linii wymiany z kontrolą synchronizmu i kąta załączenia.

Literaturę dotyczącą przykładów zastosowania zabezpieczenia rozcinającego w rzeczywistych systemach podano w raporcie [16].

Wewnątrz zwartego podsystemu połączonego mocną siecią wielokrotnie zamkniętą nie ma żadnego naturalnego podziału SEE na wyspy. Było to omówione przy opisywaniu rys. 15. Na rysunku tym pokazano, że przy zwarciu F1 system rozpada się wzdłuż przekroju A1-A1, zaś przy zwarciu F2 wzdłuż zupełnie innego przekroju A2-A2. Nie ma więc stałych miejsc, w których można by instalować zabezpieczenia rozcinające poprawnie dzielące SEE na wyspy niezależnie od miejsca zwarcia.

Funkcje zabezpieczeń rozcinających nie powinny być uruchamiane wewnątrz podsystemów zwartych o mocnych wewnętrznych połączeniach siecią przesyłową wielokrotnie zamkniętą.

By podział zwartego podsystemu na wyspy miał sens techniczny (z punktu widzenia stabilności SEE, jak i bilansów mocy ewentualnych wysp po podziale) musiałyby być wykonywane dynamicznie dla danego zakłócenia, z oceną stabilności SEE wykonywaną w czasie rzeczywistym oraz z dynamicznie wykonaną oceną bilansu mocy ustalanych wysp. Takie analizy musiałyby być wykonywane centralnie przy założeniu pełnej identyfikacji dynamicznej całego SEE. Być może będzie to możliwe w dalekiej przyszłości. Obecnie nie jest to jeszcze możliwe zarówno ze względów technicznych (infrastruktura telekomunikacyjna), jak i z powodu braku odpowiednich algorytmów decyzyjnych

(identyfikacja dynamiczna dużego SEE i analiza stabilności w czasie rzeczywistym). Problem dynamicznego podziału SEE na wyspy utrudnia także fakt, że aktualnie, w wyniku oddziaływania rynku energii oraz coraz większej liczby niespokojnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe), bilanse poszczególnych obszarów ulegają dużym i szybkim zmianom.

Niestety, wielu autorów publikacji dotyczących systemu zabezpieczeń związanego z kołysaniami mocy szermuje sugestiami szerokiego i powszechnego stosowania zabezpieczeń rozcinających. W publikacjach tych pojawiają się nawet stwierdzenia, że lepiej jest doprowadzić do podziału sieci na wyspy niż do wyłączenia generatora. Słuszność takiego stwierdzenia jest ograniczona jedynie do struktur SEE pokazanych na rys. 18. W zwartych podsystemach o mocnych powiązaniach sieciowych jest to pogląd absolutnie błędny.

W SEE o zwartej strukturze w stanach awaryjnych należy dążyć do zachowania sieci przesyłowej w możliwie nienaruszonym stanie, nawet kosztem wyłączenia części generatorów.

Wynika to z faktu, że w razie rozpadu sieci na dużym terytorium jej odtworzenie (restytucja) jest bardzo kłopotliwe i wymaga długotrwałych działań dyspozytorskich. Natomiast jeśli utrzymana zostanie praca sieci przesyłowej, ponowne załączenie bloków wytwórczych nie stanowi problemu. Zakłada się przy tym oczywiście, że awaryjnie wyłączane bloki wytwórcze mogą pracować na potrzeby własne i ich ponowne wprowadzenie do SEE wymaga tylko zamknięcia wyłącznika bloku i zwiększenia mocy.

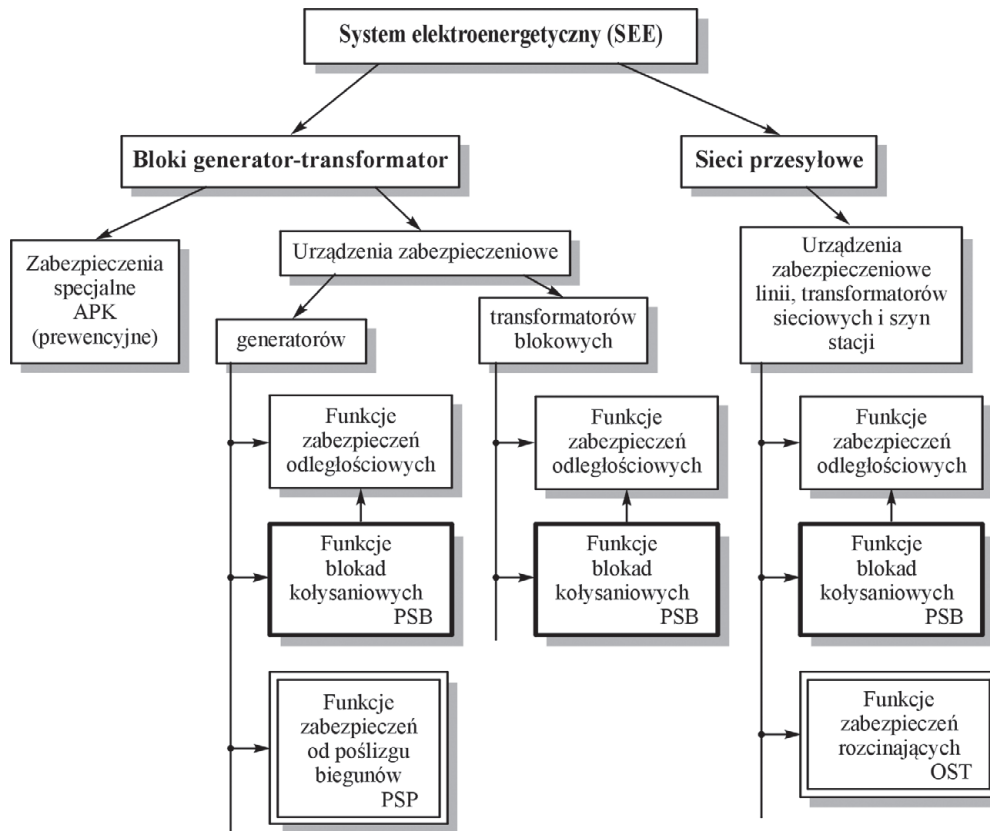
## 7. System zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy

Wszystkie wyżej omówione zabezpieczenia związane z kołysaniami mocy trzeba traktować jako system zabezpieczeń wymagający jednolitego podejścia w skali całego SEE.

### 7.1. Struktura systemu zabezpieczeń

Z kołysaniami mocy związany jest system zabezpieczeń, którego strukturę przedstawiono na rys. 19. W celu uproszczenia zagadnienia na rysunku tym założono istnienie tylko nowoczesnych, cyfrowych urządzeń zabezpieczeniowych, w których poszczególne zabezpieczenia występują jako funkcje zabezpieczeniowe. Funkcje te mogą, ale też nie muszą być aktywowane przez użytkownika. W skład omawianego systemu zabezpieczeń wchodzi:

- a) zabezpieczenia specjalne APK, przeciwdziałające utracie synchronizmu generatorów, nazywane automatyką przeciwkołysaniową
- b) funkcje blokad kołysaniowych PSB zabezpieczeń impedancyjnych generatorów
- c) funkcje zabezpieczeń generatorów od poślizgu biegunów PSP (pracy asynchronicznej przy załączonym wzbudzeniu)
- d) funkcje blokad kołysaniowych PSB zabezpieczeń odległościowych bloków generator-transformator
- e) funkcje blokad kołysaniowych PSB zabezpieczeń odległościowych linii, transformatorów sieciowych i w sprzęgłach szyn stacji



Rys. 19. Podział zabezpieczeń i ich funkcji związanych z kołysaniami mocy

f) funkcje zabezpieczeń od pracy asynchronicznej w sieci OST, nazywane funkcjami zabezpieczeń rozcinających sieć lub, przez analogię do zabezpieczeń generatorów, także zabezpieczeniami od poślizgu biegunów.

W literaturze opisującej zabezpieczenia związane z kołysaniami mocy stosowane są rozmaite skróty. Firma ABB używa następujących oznaczeń: PSD – funkcja detekcji kołysania mocy (ang. *power swing detection*), PSB – blokada lub funkcja blokady kołysaniowej (ang. *power swing blocking*), PSP – zabezpieczenie lub funkcja zabezpieczenia generatorów od poślizgu biegunów (ang. *pole slip protection*), PSP – zabezpieczenie lub funkcja zabezpieczenia elementów sieci (linie i transformatory), służąca do rozcinania sieci przy poślizgu biegunów (ang. *pole slip protection*), czyli w stanie pracy asynchronicznej. W oznaczeniach firmy ABB skrót PSP występuje dwukrotnie. Jest taki sam dla generatorów, jak i elementów sieci, co nie jest wygodne i może być mylące. Aby takich pomyłek nie było, autorzy grupy roboczej Power System Relaying Committee of IEEE Power Engineering Society proponują w [8], aby dla zabezpieczeń służących do rozcinania sieci stosować oznaczenie OST (ang. *out-of-step tripping*). Takie też oznaczenie przyjęto na rys. 19.

Jest oczywiste, że dobór nastawień wszystkich funkcji wchodzących w skład omawianego systemu zabezpieczeń powinien być wzajemnie skoordynowany w myśl jakiejś wspólnej koncepcji ochrony SEE. Koncepcja ochrony SEE nazywana jest w języku angielskim „filozofią ochrony”. Według

wspomnianej grupy roboczej IEEE filozofia ta sprowadza się do następujących ogólnych wytycznych:

Ochrona SEE przed skutkami kołysań mocy polega na skutecznym blokowaniu zabezpieczeń w trakcie kołysań synchronicznych i asynchronicznych za pomocą funkcji PSB oraz skutecznej ochronie przed długotrwałą pracą asynchroniczną, przez zastosowanie dla generatorów zabezpieczeń od poślizgu biegunów PSP oraz zabezpieczeń rozcinających sieć OST, powodujących dzielenie sieci na zbilansowane wyspy.

Dokładne omówienie koncepcji nastawień całego systemu zabezpieczeń, związanego z kołysaniami mocy (ang. *out-of-step protection system*), podano w raporcie [16]. Raport ten zawiera ponad 200 stron i trudno go na potrzeby artykułu dokładnie omawiać. Trzeba jednak powiedzieć, że stosowanie poszczególnych zabezpieczeń omawianego systemu ma sens tylko wtedy, gdy jasno przyporządkowane są zadania poszczególnych zabezpieczeń i są one wzajemnie selektywne, to znaczy każde z nich wykonuje tylko swoje zadanie w swoim zakresie działań.

### 7.2. Przykłady nieselektywnego działania EAZ w trakcie kołysań mocy

Selektywność omawianego systemu zabezpieczeń należy rozpatrywać, biorąc pod uwagę zadania przypisane poszczególnym zabezpieczeniom. Zadania poszczególnych zabezpieczeń (lub funkcji zabezpieczeniowych) w omawianym systemie (rys. 19) są następujące:

1. APK ma przeciwdziałać utracie synchronizmu w przypadkach rzeczywistego zagrożenia stabilności SEE.
2. Zabezpieczenia generatorów od poślizgu biegunów PSP mają spowodować wyłączenie generatorów w przypadku nieskutecznego działania APK, czyli po dojściu do utraty synchronizmu. Wyłączenie powinno odbyć się po zadanej liczbie obrotów asynchronicznych pod kontrolą kąta wyłączenia, w drugiej połowie obrotu asynchronicznego.
3. Zabezpieczenie odległościowe bloku wytwórczego ma spowodować bezzwłoczne wyłączenie generatora przy zwarciu wewnątrz bloku generator-transformator lub ze zwłoką przy zwarciu na szynach lub bliskim zwarciu w sieci. Zabezpieczenie nie może działać przy synchronicznych kołysaniach mocy i nie powinno działać przy asynchronicznych kołysaniach mocy.
4. Zabezpieczenia odległościowe sieci przesyłowej mają spowodować wyłączenie odpowiedniego elementu sieci (linia, transformator) przy zwarciu w zakresie stref danego zabezpieczenia i z czasem danej strefy. Zabezpieczenie nie może działać przy kołysaniach mocy ani synchronicznych, ani asynchronicznych. Przykładem nieselektywnego działania APK jest zbędne wyłączenie części generatorów w stanach niestanowiących rzeczywistego zagrożenia utraty stabilności SEE. Innym przykładem nieselektywnego działania APK jest wyłączenie zbyt małej liczby generatorów i w rezultacie dopuszczenie do utraty

synchronizmu. W takim przypadku rolę przejmują zabezpieczenia od poślizgu biegunów PSP, które w omawianym systemie zabezpieczeń są zabezpieczeniami rezerwowymi w stosunku do zabezpieczenia specjalnego APK.

Przykładem nieselektywnego działania zabezpieczenia odległościowego bloku wytórczego jest spowodowanie wyłączenia generatora w trakcie synchronicznych lub asynchronicznych kołysań mocy. Zezwolenie na to, by zabezpieczenie odległościowe służyło do wyłączania generatora w trakcie kołysań asynchronicznych, jest nieprawidłowe z trzech powodów:

- zabezpieczenie odległościowe nie ma licznika cykli asynchronicznych
- zabezpieczenie odległościowe nie ma kontroli kąta wyłączenia
- zabezpieczenie odległościowe nie odróżnia kołysań synchronicznych od asynchronicznych i może powodować absolutnie zbędne wyłączenie generatora w trakcie kołysań synchronicznych.

W celu zapewnienia selektywności działania zabezpieczeń odległościowych bloków wytórczych trzeba je wyposażyć w blokady kołysaniowe.

Analogiczna sytuacja jest także z zabezpieczeniem impedancyjnym generatora.

Konieczność stosowania blokad kołysaniowych dotyczy także zabezpieczeń elementów sieci, a szczególnie zabezpieczeń odległościowych linii przesyłowych i transformatorów oraz zabezpieczenia w polu sprzęgła szyn stacji. Nade wszystko dotyczy to zabezpieczeń odległościowych elementów sieci wyprowadzenia mocy z elektrowni. W przypadku braku blokad kołysaniowych zabezpieczenia te mogą spowodować odłączenie elektrowni od SEE oraz zlikwidować spory fragment sieci przesyłowej, istotny dla spójności SEE i pracy pozostałych elektrowni.

### 7.3. Konceptje dotyczące systemu zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy

Stosowanie wszystkich wyżej omówionych zabezpieczeń lub funkcji zabezpieczeniowych, wchodzących w skład systemu zabezpieczeń związanego z kołysaniami mocy, powinno być wzajemnie skoordynowane w myśl wspólnej koncepcji ochrony SEE. W raportach [8, 16] wyróżniono następujące możliwe warianty.

#### A. Niekorzystanie z blokad kołysaniowych

Jest to wariant skrajny, w którym w ogóle nie wykorzystuje się funkcji PSB blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych. Wariant ten, choć wygodny, w praktyce ma bardzo istotne następujące wady:

- Po wystąpieniu kołysań mocy (synchronicznych lub asynchronicznych) może dojść do zbędnych wyłączeń elementów sieci przesyłowej i ewentualnie dalszych kaskadowych wyłączeń, a w konsekwencji nawet awarii systemowej.
- W przypadku kołysań asynchronicznych zabezpieczenie odległościowe może podać sygnał na otwarcie wyłącznika bez kontroli kąta wyłączania przy opozycji faz, co może doprowadzić do uszkodzenia wyłącznika (jeśli nie ma on odpowiedniej zdolności łączeniowej).
- W wyniku niekontrolowanych wyłączeń SEE może rozpaść się na niezbilansowane wyspy.

Z powodu tych wad wariant ten NIE jest zalecany. Trzeba jednak powiedzieć, że niektórzy operatorzy SEE nie przykładają odpowiedniej wagi do omawianego problemu i stosują ten wariant, ryzykując powstanie awarii systemowej. Dopiero gdy taka awaria wystąpi, podejmują działania zmierzające do uporządkowania całego systemu zabezpieczeń, co jest droższe od systematycznego dbania o utrzymanie niższej omówionego wariantu zalecanego.

#### B. Blokowanie wszystkich zabezpieczeń odległościowych

Jest to drugi wariant skrajny. Za pomocą funkcji PSB blokuje się wszystkie zabezpieczenia odległościowe, które mogą działać w trakcie kołysań mocy i nie stosuje się żadnych zabezpieczeń wyłączających, takich jak zabezpieczenia od poślizgu biegunów PSP oraz zabezpieczenia rozcinające sieć OST. Wariant ten również NIE może być zalecany, gdyż w przypadku wystąpienia pracy asynchronicznej nie ma żadnych szybkich zabezpieczeń, które mogłyby spowodować odłączenie generatorów pracujących asynchronicznie lub rozcięcie sieci.

#### C. Blokowanie tylko strefy drugiej i dalszych

Jest to wariant, w którym (jak poprzednio) nie stosuje się zabezpieczeń od poślizgu biegunów PSP oraz zabezpieczeń rozcinających sieć OST. Blokowanie zabezpieczeń odległościowych ogranicza się natomiast do strefy drugiej i stref dalszych. Strefy pierwszej się nie blokuje. W razie wystąpienia kołysań asynchronicznych zabezpieczenia odległościowe elementów sieci leżących blisko środka kołysań zadziałają z czasem pierwszej (nieblokowanej) strefy. Stosowanie tego rozwiązania w sieci zamkniętej jest dość ryzykowne, gdyż ma takie same wady jak wariant 1. Rozwiązanie takie można natomiast zastosować w zabezpieczeniach odległościowych bloków generator-transformator w sytuacji, gdy ich urządzenia zabezpieczeniowe nie mają funkcji zabezpieczenia od poślizgu biegunów. W takim przypadku generator pracujący asynchronicznie zostanie odłączony przez działanie zabezpieczenia odległościowego bloku. Wadą takiego rozwiązania jest fakt, że przy głębokich kołysaniach synchronicznych generator może również zostać odłączony i będzie to odłączenie bezsprzecznie zbędne. Ponadto w trakcie pracy asynchronicznej generatorów odłączenie jest bez kontroli kąta i może być przyczyną uszkodzenia wyłącznika.

#### D. Blokowanie wszystkich stref i stosowanie funkcji PSP oraz OST

W wariantcie tym:

- Wszystkie zabezpieczenia odległościowe wyposaża się w funkcje blokad kołysaniowych PSB. Do zabezpieczeń tych należy zaliczyć wyżej omówione zabezpieczenia impedancyjne i odległościowe bloków generator-transformator, zabezpieczenia odległościowe linii przesyłowych i transformatorów sieciowych oraz zabezpieczenia odległościowe w sprzęgłach szyn stacji.
- Blokadę uruchamia się dla wszystkich stref wymienionych zabezpieczeń.
- Wszystkie generatory wyposaża się w zabezpieczenia od poślizgu biegunów PSP, przy czym rekomendowane są te urządzenia zabezpieczeniowe, które mają możliwość podawania sygnału

na otwarcie wyłącznika bloku generator-transformator pod kontrolą kąta.

- W sieci przesyłowej, w miejscach z góry ustalonych na podstawie analiz stabilności SEE, instaluje się zabezpieczenia od pracy asynchronicznej w sieci OST, powodujące rozcinanie sieci na wyspy o możliwie dobrze zbilansowanej generacji i poborze mocy. Trzeba przy tym podkreślić, że decyzja instalowania zabezpieczeń rozcinających OST, a w szczególności dobór miejsc wymaga szczególnej ostrożności i wsparcia wielowariantowymi badaniami symulacyjnymi SEE.

W raporcie [8] opracowanym przez grupę roboczą IEEE wariant D jest rozwiązaniem zalecanym.

#### E. Blokowanie części zabezpieczeń i stosowanie funkcji PSP dla części generatorów

Jest to sytuacja, jaka ma miejsce w przypadku, gdy w trakcie rozwoju SEE operator nie realizował żadnej konkretnej koncepcji systemu zabezpieczeń związanego z kołysaniami mocy (ang. *out-of-step protection system*), a zabezpieczenia dla poszczególnych elektrowni oraz elementów sieci (linie i transformatory) były dobierane przez różnych projektantów według ich odrębnych wizji. Niestety, dotychczas była to dość powszechna praktyka w wielu krajach. Dopiero analizy awarii systemowych pokazują, że nie jest to prawidłowe i że operator SEE dla dobra bezpieczeństwa SEE musi narzucić jednolitą koncepcję. Instalowanie blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych w przypadkowo wybranych miejscach oraz zabezpieczeń od poślizgu biegunów dla części generatorów podczas wystąpienia kołysań może doprowadzić do rozpadu SEE na przypadkowe niezbilansowane wyspy. Restytucja takiego SEE jest później bardzo trudna i długotrwała. Wariant ten NIE jest zalecany.

Zalecany wariant D zapewnia selektywne działanie całego systemu zabezpieczeń związanych z kołysaniami (ang. *out-of-step protection system*). Należy tu jednak podkreślić, że zalety tego wariantu są okupione ryzykiem, o którym nie mówi się w raporcie [8], opracowanym przez grupę roboczą IEEE.

Przyjęcie wariantu D, w którym blokady kołysaniowe są zastosowane do wszystkich zabezpieczeń odległościowych i wszystkich ich stref, jest bardzo wygodne i zapewnia selektywne działanie całego systemu zabezpieczeń, ale pod warunkiem że urządzenia zabezpieczeniowe są wysokiej jakości, a ich funkcje blokad kołysaniowych nie pobudzają się zbędnie w trudnych sytuacjach.

W celu uniknięcia błędnego działania blokad kołysaniowych producenci nowoczesnych urządzeń zabezpieczeniowych wprowadzają dodatkowe kryteria (ang. *power swing logic*), pozwalające zabezpieczeniom dokładniej rozróżniać kołysania od zwarć. Te dodatkowe kryteria zwiększają niezawodność całego systemu zabezpieczeń i są bardzo istotne, szczególnie w zalecanym wariantcie D, dla którego pewne działanie blokad kołysaniowych ma kluczowe znaczenie.

Producenci nowoczesnych cyfrowych urządzeń zabezpieczeniowych deklarują, że dzięki dodatkowym kryteriom zastosowanym w ich urządzeniach ich blokady kołysaniowe są absolutnie niezawodne i działają



poprawnie również w wyżej wspomnianych trudnych sytuacjach. Czy jednak deklaracje te mają pokrycie w faktach, czy też są autorklami podaną na wyrost, trudno jest powiedzieć. Lakoniczne opisy użytych kryteriów dodatkowych nie pozwalają na dokonanie takiej oceny. Odpowiedzi na te nurtujące pytania można by uzyskać, wykonując testy laboratoryjne urządzeń zabezpieczeniowych, w oparciu o przebiegi uzyskane z symulacji i/lub rejestracji zakłóceń.

Nie mając pewności, że blokady kołysaniowe działają niezawodnie we wspomnianych wyżej trudnych sytuacjach, nie można w pełni zaakceptować wariantu 4, zalecanego w raporcie [8], opracowanym przez grupę roboczą IEEE. Zdaniem autorów opracowania [16] zawsze trzeba się liczyć ze zbędnym uruchamianiem się blokad kołysaniowych w jakichś bardzo szczególnych warunkach. Na taką okoliczność trzeba mieć w SEE zabezpieczenia, które z opóźnieniem, ale skutecznie podadzą sygnał do wyłączenia zwarcia.

Ponadto wariant D jest kosztowny, gdyż wymaga stosowania blokad kołysaniowych dla zabezpieczeń odległościowych wszystkich elementów sieci. Z niżej omówionych badań symulacyjnych wynika jednak, że dla niektórych elementów sieci (odległych od środka kołysań) blokady kołysaniowe mogą być zbędne.

Biorąc powyższe pod uwagę, autorzy opracowania [16] zalecają stosowanie wariantu D w wersji uproszczonej, polegającej na tym, że decyzje instalowania blokad kołysaniowych poparte są wykonywaniem wielowariantowych analiz przebiegu stanów nieustalonych i typowaniem miejsc, w których blokady kołysaniowe są konieczne.

### 8. Badania symulacyjne

W raporcie [16] opisano wyniki badań symulacyjnych dla modelu wielomaszynowego systemu testowego. Z omawianej analizy wynikają następujące wnioski:

1. Nie dla wszystkich linii przesyłowych potrzebne są blokady kołysaniowe zabezpieczeń odległościowych. Określenie linii, dla których blokady kołysaniowe są potrzebne, wymaga jednak wykonania szczegółowej analizy przebiegu impedancji w trakcie kołysań na płaszczyźnie zmiennych zespolonych.
2. Wykonując analizy stabilności, należy obserwować przebiegi impedancji nie tylko w liniach bliskich miejsca zwarcia. Obserwacje trzeba prowadzić w dość szerokim obszarze. Wynika to z faktu, że po wyłączeniu linii zwartej zmieniają się warunki stabilności nawet dość odległych elektrowni i to one mogą wypadać z synchronizmu w pierwszej kolejności.
3. Nie można podać jako reguły, że blokady są konieczne dla linii wyprowadzenia mocy z elektrowni. Zabezpieczenia odległościowe niektórych linii wyprowadzenia mocy z elektrowni nie muszą mieć blokad kołysaniowych. Wewnątrz sieci przesyłowej mogą istnieć linie, dla których wymagane są blokady kołysaniowe zabezpieczeń odległościowych.
4. Często w trakcie zwarcia trajektoria impedancji zbliża się lub wchodzi do stref pomiarowych zabezpieczenia odległościowego, mimo że z lokalizacji zwarcia

nie wynika, aby strefy te miały być pobudzone. Takie wnikiennie impedancji do stref pomiarowych wynika ze zmiany kąta obciążenia w trakcie zwarć likwidowanych z długim czasem.

5. Często po wyłączeniu zwarcia trajektoria impedancji nie wyskakuje poza charakterystykę detektora kołysań. W takiej sytuacji blokada oparta na pomiarze szybkości przejścia między charakterystyką detektora kołysań a charakterystyką rozruchową zabezpieczenia nie działa poprawnie.
6. Instrukcje nastawiania zabezpieczeń odległościowych radzą stosowanie dalekich zasięgów członów rozruchowych, dobranych jak najbliższej impedancji ruchowej. Jeśli zabezpieczenie odległościowe jest wyposażane w blokadę kołysaniową, to takie podejście nie jest prawidłowe, gdyż szeroki zasięg członu rozruchowego jest niekorzystny z punktu widzenia poprawności działania blokady kołysaniowej, opartej na szybkości zmian impedancji i pomiarze czasu przejścia impedancji między charakterystyką detektora kołysań a charakterystyką członu rozruchowego. Dlatego tam, gdzie wymagane są blokady kołysaniowe, nie należy dawać zbyt dużych zasięgów stref pomiarowych i zasięgu członu rozruchowego.

### 9. Podsumowanie

W SEE stosuje się zabezpieczenia specjalne, przeciwdziałające utracie synchronizmu generatorów (automatykę przeciwkołysaniową), funkcje blokad kołysaniowych zabezpieczeń impedancyjnych generatorów, funkcje zabezpieczeń generatorów od poślizgu biegunów, funkcje blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych bloków generator-transformator, funkcje blokad kołysaniowych zabezpieczeń odległościowych linii, transformatorów sieciowych i w sprzęgłach szyn stacji, funkcje zabezpieczenia od pracy asynchronicznej w sieci, nazywane funkcjami zabezpieczeń rozcinających sieć.

Wszystkie wymienione zabezpieczenia tworzą razem system zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy (ang. *out-of-step protection system*). O poprawnym stosowaniu, nastawianiu i działaniu tych zabezpieczeń z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego można mówić tylko wtedy, gdy odnośnie całego tego systemu zabezpieczeń przyjmie się jednolitą koncepcję. Odstępstwa od tej koncepcji mogą prowadzić do przypadkowego działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy i tym samym poważnej awarii systemowej.

Dojście do stanu docelowego jednolitej koncepcji systemu zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy będzie wymagało opracowania szczegółowych wytycznych eksploatacyjnych, zarówno dla sieci przesyłowych, jak i elektrowni oraz ścisłego przestrzegania tej koncepcji w trakcie modernizacji zabezpieczeń w stacjach elektroenergetycznych i elektrowniach. Oczywiście, nie da się tego zrobić od razu. Będzie to proces długotrwały, wymagający od PSE Operator dużego wysiłku i żelaznej konsekwencji w działaniu. Wysiłek ten warto jednak podjąć, gdyż sieć przesyłowa ma coraz trudniejsze

i dynamicznie zmieniające się warunki pracy i prawdopodobieństwo wystąpienia awarii systemowej jest coraz większe.

Wskazane byłoby wykonanie serii badań urządzeń zabezpieczeniowych, oferowanych aktualnie na rynku, przeprowadzonych pod kątem poprawności działania blokad kołysaniowych oraz działania tych blokad w stanach silnych przeciążeń ruchowych, przy nieskończonej dużej czasie deblokady. Badania takie nie były dotychczas przeprowadzane. Ich wykonanie dałoby lepsze rozeznanie, jakie urządzenia zabezpieczeniowe należałoby preferować dla elementów sieci wymagających użycia blokad kołysaniowych. W trakcie zakłóceń w systemie elektroenergetycznym mogą zdarzyć sytuacje, w których proste blokady kołysaniowe zawiodą. Na podstawie deklaracji producentów, bez własnych badań laboratoryjnych, trudno jest rekomendować jakiegokolwiek urządzenia.

W artykule omówiono problemy dotyczące systemu zabezpieczeń, związane z kołysaniami mocy, i przedstawiono koncepcję, która pozwoli zmniejszyć ryzyko powstania awarii systemowej oraz zwiększyć bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. Koncepcję tę potwierdzono za pomocą symulacji komputerowej pracy zabezpieczeń w systemie testowym. Analogiczną analizę należy wykonać dla krajowego systemu elektroenergetycznego.

### Bibliografia

1. Machowski J., Selektywność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część I, Kołysania mocy i zabezpieczenia od poślizgu biegunów, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, nr 3, s. 32–37.
2. Machowski J., Selektywność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część II, Zabezpieczenia odległościowe i ich blokady, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, nr 4, s. 31–36.
3. Machowski J., Selektywność działania zabezpieczeń w trakcie kołysań mocy w systemie elektroenergetycznym, część III, Zabezpieczenia rozcinające sieć przesyłową i systemy zabezpieczeń związanych z kołysaniami mocy, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 2, s. 41–47.
4. Machowski J., Bialek J., Bumby J., *Power System Dynamics. Stability and Control*, John Wiley & Sons, Chichester, New York 2008.
5. Machowski J., *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
6. Biały T., Dobroczycki A., Dytry H., Lubośny Z., Machowski J., Tomica M., Romantowska K., Wróblewska S., Wójcik A., *Zasady doboru i nastawiania zabezpieczeń elementów systemu elektroenergetycznego wysokiego napięcia*, Biblioteka Operatora Systemu Przesyłowego, Warszawa 2010.
7. Zydanowicz J., *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, t. I–III, WNT, Warszawa 1979.
8. Power swing and out-of-step considerations on transmission lines, A report to the



- Power System Relaying Committee of IEEE Power Engineering Society [online], <http://www133.pair.com/psrc/> (Published Reports/Line protections).
9. Mooney J., Fischer N., Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems, Scheitzer Engineering Laboratories, Inc. Copyright©SEL, 2005, 20050920, TP6228-01.
  10. Berdy J., Application of out-of-step blocking and tripping relays, GER-3180.
  11. Berdy J., Out-of-step protection for generators, GER-31790.
  12. Tziouvaras D.A., Daqing H., Out-of-step protection fundamentals and advancements, Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference, 30 March – 1 April 2004, Posted online: 2004-10-04 11:46:49.0.
  13. Paunescu D. i in., Out of step protection in modern power networks, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  14. Hou D., Tziouvaras D.A., Out-of-step protection enhancements, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  15. Troskie H.J., Impact of long duration faults on out-of-step protection, Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5–8 April 2004, Posted online: 2004-12-13 08:36:15.0.
  16. Machowski J., Smolarczyk A., Brzeszczak L., Opracowanie zasad nastaw blokad kołysaniowych zabezpieczeń pod kątem odbudowy systemu, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej, praca badawczo-rozwojowa zlecona przez PSE-Operator SA, umowa nr SR/RB/IS/008/05.
  17. Machowski J., Elastyczne systemy przesyłowe – FACTS, *Przegląd Elektrotechniczny* 2002, nr 7.
  18. Machowski J., Automatyka przeciwkołysaniowa APK przeciwdziałająca pracy asynchronicznej generatorów synchronicznych, część I, Algorytmy restytucyjne, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2005, nr 4, s. 29–37.
  19. Machowski J., Automatyka przeciwkołysaniowa APK przeciwdziałająca pracy asynchronicznej generatorów synchronicznych, część II, Algorytmy prewencyjne, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, nr 1, s. 35–41.

---

Artykuł ten jest zmodyfikowaną wersją trzech artykułów [1, 2, 3], opublikowanych w latach 2006–2007 w czasopiśmie „Automatyka Elektroenergetyczna”. Artykuł ten jest publikowany także w materiałach XV Ogólnopolskiej Konferencji „Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce” 2012.

### Jan Machowski

prof. dr hab. inż.  
 Politechnika Warszawska  
 e-mail: jan.machowski@ien.pw.edu.pl

Jest profesorem zwyczajnym na Politechnice Warszawskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują analizę, zabezpieczenia i sterowanie systemów elektroenergetycznych. Jest współautorem podręcznika „Power System Dynamics. Stability and Control” (Dynamika systemu elektroenergetycznego. Stabilność i sterowanie), wydanej przez J. Wiley (2008).