

The Efficiency of Earth-Fault Protection with the Criterion of Reactive Power of Signals' Third Harmonic

Authors

Lubomir Marciniak
Mateusz Piątek

Keywords

earth-fault protection, third harmonics, reactive power criterion, high-resistance short-circuit detection

Abstract

Medium voltage grid earth fault protection effectiveness in the detection of arc faults with a large transition resistance can be significantly improved by using the criterion of reactive power of the third harmonic of current and voltage zero symmetrical components. The paper presents a model of such a criterion-based protection, with analytical equations to calculate the protection settings, and results of tests of the protection effectiveness in an MV network with natural asymmetry and harmonic distortions. It has been shown that with the criterion of reactive power of the third harmonic of voltage and current zero components, the arc, stationary, and non-stationary line-to-earth short circuits with a very high transition resistance – above 50 kΩ can be detected in cable lines, and above 100 kΩ in overhead lines.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019404

Received by editor: 19.02.2020

Received in revised form: 20.03.2020

Accepted: 31.03.2020

Published online: 15.05.2020

Introduction

Single-phase line-to-earth short circuits are the most common faults in medium voltage (MV) grids. A significant part of these faults are high-resistance short circuits with a high or very high resistance at the fault location R_F , amounting to from a few to several dozen kΩ [1–3]. The characteristic features of such short circuits are often:

- nonlinearity
- non-stationarity
- occurrence of a wide frequency spectrum.

High-resistance short circuits are not detected by classic (directional and admittance) earth fault protections based on the use of basic harmonics of current and voltage zero symmetrical components I_0 i U_0 , for the following reasons:

- too small measurement values (currents are often less than error currents, and voltage U_0 – less than starting voltage)
- fault non-stationarity.

Therefore, new ways of detecting this type of short circuit are sought, based on the use of higher harmonics, wavelet transform, statistical functions, and artificial neural networks [1–10]. A promising way to improve the high-resistance short-circuit detection efficiency is the use of higher harmonics in voltage

and current zero component waveforms [1–3, 9–11]. The presence of higher harmonics is a characteristic feature of high-resistance short-circuits [1, 10, 11]. Their main source is non-linear short-circuit resistance R_F . There are mainly odd harmonics with numbers 3, 5, 7 and 9. Their content is particularly high in short circuits with a short circuit arc. Most suitable for effective line-to-earth short circuit detection are the third harmonics of earth fault currents and residual voltage [10, 11], especially the reactive power of these harmonics. It reaches the highest values in relation to the power of other harmonics. This power has directional properties and is positive in the earth fault line and negative in healthy lines, which is a short circuit identification prerequisite. It occurs both in stationary (cyclical) and non-stationary (intermittent) earth faults. It can be used as the protection criterion in grids with any neutral point operation.

The use of reactive power of the third harmonics as the earth-fault protection criterion was underestimated due to difficulties in the protection's technical implementation and its power setting estimation. Today, thanks to the spread of microprocessor technology and digital signal processing, the implementation of such protection is simple. Also, its settings can be relatively easily

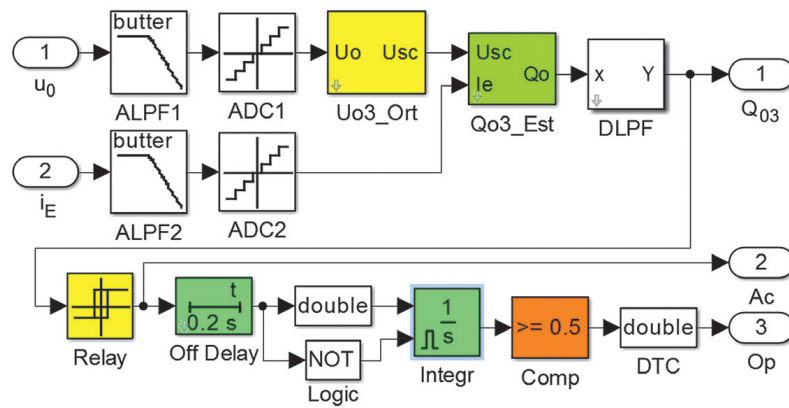


Fig. 1. The earth fault protection model developed in Matlab Simulink

estimated, and the high-resistance short-circuit detection effectiveness evaluated.

Protection model

Fig. 1 shows a model of the digital earth-fault protection with the criterion of reactive power of the third harmonic of zero sequence current and voltage component developed in the Matlab Simulink program to test the high-resistance short circuit detection effectiveness. It is a model with a hierarchical structure, consisting of masked function blocks. Its essential elements are: orthogonalization block $Uo3_Ort$, estimation block $Qo3_Est$, and the set of blocks implementing decision functions. These include: comparator with *Relay* type hysteresis, logical inertia *Off Delay*, time delay system (integrator *Integr*, comparator *Comp* and logical element *NOT*).

Signals of zero sequence components of voltage u_0 and earth fault current $i_E = 3i_0$ (i_0 – line current's zero sequence component) are pre-filtered in analogue low-pass filters *ALPF1* and *ALPF2*, and then digitized (sampling and quantizing) in converters *ADC1* and *ADC2*. In the $Uo3_Ort$ block, the orthogonal components of the residual voltage third harmonic are calculated. For this purpose, the Fourier algorithm of digital correlation of a signal with sine and cosine functions in the one fundamental harmonic period-long processing window was used. In the $Qo3_Est$ block, the orthogonal components of the third harmonic of earth fault current I_E , and reactive power Q_{03} are calculated. This power is additionally low-pass filtrated in digital filter *DLPF*. In the protection model the commonly used sampling frequency $f_p = 1000$ Hz was adopted. To limit the spectral characteristics of the signals to the Nyquist frequency, 4th order Butterworth filters with the cut-off frequency of 350 Hz were used.

The orthogonal components of the voltage third harmonic are calculated using economic recursive algorithms [12]:

$$U_{03c}(n) = U_{03c}(n-1) + \frac{\sqrt{2}}{N} \left[u_0(n) \cos\left(\frac{6n\pi}{N}\right) - u_0(n-N) \cos\left(6\pi \frac{n-N}{N}\right) \right] \quad (1)$$

$$U_{03s}(n) = U_{03s}(n-1) + \frac{\sqrt{2}}{N} \left[u_0(n) \sin\left(\frac{6n\pi}{N}\right) - u_0(n-N) \sin\left(6\pi \frac{n-N}{N}\right) \right] \quad (2)$$

where: U_{03c} , U_{03s} – orthogonal components of the third harmonic of the zero voltage component, u_0 – voltage input, $N = f_p/f_1 = 20$ – number of samples in the single-fundamental harmonic period-long window, n – current sample number.

Similarly, the orthogonal components of the third earth fault current harmonic are determined. Reactive power is estimated based on the well-known algorithm:

$$Q_{03} = U_{03c} I_{E3s} - U_{03s} I_{E3c} \quad (3)$$

where: I_{E3c} , I_{E3s} – orthogonal components of the third earth fault current harmonic.

The reactive power is additionally smoothed to reduce oscillations during intermittent short circuits. A low-pass filter with a Hanning window with the number of coefficients $N_{LP} = 2N = 40$ was used.

Signal Q_{03} is compared in the *Relay* block with threshold value Q_{nast} :

$$Ac = (Q_{03} > Q_{nast}) \quad (4)$$

High $Ac = 1$ signal from the comparator output means activation of the protection. To ensure unambiguous fault detection, logical inertia and time delay were also used. Logical inertia (*Off Delay* block) allows detecting intermittent short circuits. It consists in extending the duration of the Ac signal from the comparator by T_{OD} . The signal at the output of the *Off Delay* block becomes continuous if the time interval between successive pulses from the *Relay* comparator does not exceed the T_{OD} interval. To detect an occasional intermittent short circuit, $T_{OD} \geq 0.2$ s should be assumed. Short circuits with arc igniting in large time intervals, even 0.2 s, may appear in a compensated grid with slight compensation mismatch $s \leq 0.05$ in high voltage arc ignitions $U_z \approx U_{fmax}$ (U_{fmax} – phase voltage amplitude), due to the slow, almost exponential increase of the return voltage envelope at the arcing gap [7]. To exclude erroneous protection activations due to switching interference, time delay T_{del} (elements *Integr* and *Comp* in Fig. 1) was used. This delay should be at least 2.5 times longer than T_{OD} . In practice, this means that $T_{del} \geq 0.5$ s.

Protection setting evaluation

The effectiveness of the protection's high-resistance short-circuit detection depends mainly on power setting Q_{nast} . It is obvious that power Q_{nast} must be greater than the asymmetry power of the third harmonics with an adequate safety margin:

$$Q_{nast} \geq k_b Q_{03as} = k_b \text{Im}(\underline{U}_{03as} \underline{I}_{E3as}^*) \quad (5)$$

where: \underline{U}_{03as} – phasor of the third harmonic asymmetry voltage, \underline{I}_{E3as}^* – coupled phasor of the third harmonic of the earth fault current in the line, k_b – security factor.

Asymmetry power Q_{03as} depends on the content of the third harmonic in the supply voltages k_3 and on the asymmetry of line-to-earth capacities of individual lines and the entire grid [13]. In the general case, analytical evaluation of the asymmetry power leads to very complex relationships. This power can be approximated by a simple relationship, using the simplified compensated MV grid diagram shown in Fig. 2. The diagram includes: a symmetrical third harmonic source with voltage $\underline{E}_3 = k_3 \cdot E$, where E means the phase voltage of the power source, system inductance L_s , Petersen coil inductance and resistance L_{cp} i R_{cp} , residual admittances of the separated line \underline{Y}_{01Li} and admittances of the rest of the grid \underline{Y}_{02Li} ($i = 1, 2, 3$). It was assumed that only asymmetry of the shunt parameters – capacity C_{0Li} and conductance G_{0Li} occurs in the grid. The often encountered type of asymmetry of the residual capacitance and conductance of L1-L3 phases, corresponding to the triangular arrangement of overhead line conductors, was considered:

$$\begin{aligned} C_{0L1} &= C_0 + \Delta C_0 / 2; & C_{0L2} &= C_0 - \Delta C_0; & C_{0L3} &= C_0 + \Delta C_0 / 2; \\ G_{0Li} &= d_0 \omega_0 C_{0Li}; & (i &= 1, 2, 3) \end{aligned} \quad (6)$$

where: $C_0 = C_0 - C_{0L2}$ – maximum deviation of L2 phase capacity from the average capacity C_0 , G_{0Li} – line-to-earth conductances of individual grid phases; ω_0 – angular frequency of the fundamental harmonic, $d_0 = G_0 / \omega_0 C_0$ – grid attenuation factor for the fundamental harmonic.

Asymmetry of the separated line was similarly defined, assuming the share of line capacity C_{01} in total grid capacity C_0

is $\alpha = C_{01} / C_0$, and the maximum deviation of the line capacity is ΔC_{01} .

Analysis of this grid using the theory of symmetrical components, carried out as in [14] for another type of asymmetry, allowed obtaining parametric relationships for the estimation of asymmetry voltage \underline{U}_{0as} , earth-fault current \underline{I}_{Eas} and reactive power of line asymmetry Q_{03as} for the third harmonics of zero sequence symmetrical components in the normal grid operation condition:

$$\underline{U}_{0as} = \frac{E e^{j\varphi_3} k_3 k_s \Delta C_0 (d_{03} + j)(1 + j\sqrt{3})}{4 C_0 (d_{03} - j s_3)} \quad (7)$$

$$\underline{I}_{Eas} = \frac{3 E e^{j\varphi_3} k_3 k_s \omega_0 n_h (d_{03} + j)(1 + j\sqrt{3})}{4} \left[\frac{\alpha (d_{03} + j) \Delta C_0}{d_{03} - j s_3} - \Delta C_{01} \right] \quad (8)$$

$$Q_{03as} = \frac{3 E^2 k_3^2 k_s^2 n_h \omega_0 \Delta C_0 (d_{03}^2 + 1)(\alpha \Delta C_0 + s_3 \Delta C_{01})}{4 C_0 (d_{03}^2 + s_3^2)} \quad (9)$$

where: $E = U_n / \sqrt{3}$ – rated phase voltage of the power source, U_n – rated grid voltage, φ_3 – initial angle of L1 phase voltage of the third harmonic source, k_3 – third harmonic share in supply voltages in pu, k_s – factor accounting for the system inductance effect, s_3 – third harmonic compensation mismatch factor, d_{03} – damping factor for the third harmonic, $n_h = 3$ – harmonic number.

Factors k_s , s_3 and d_{03} are determined by:

$$k_s = 1 / (1 - n_h^2 \omega_0^2 L_s C_0) \quad (10)$$

$$s_3 = (s + 1) / (k_s n_h^2) - 1 \quad (11)$$

$$d_{03} \cong d_0 / n_h = d_0 / 3 \quad (12)$$

where: $s = [1 / (\omega_0 L_{cp}) - 3 \omega_0 C_0] / (3 \omega_0 C_0)$ – fundamental harmonic compensation mismatch.

Formulas (9–12) allow to assess the asymmetry power for any line in the switching substation, and with consideration of (5) also the settings of individual lines' protections.

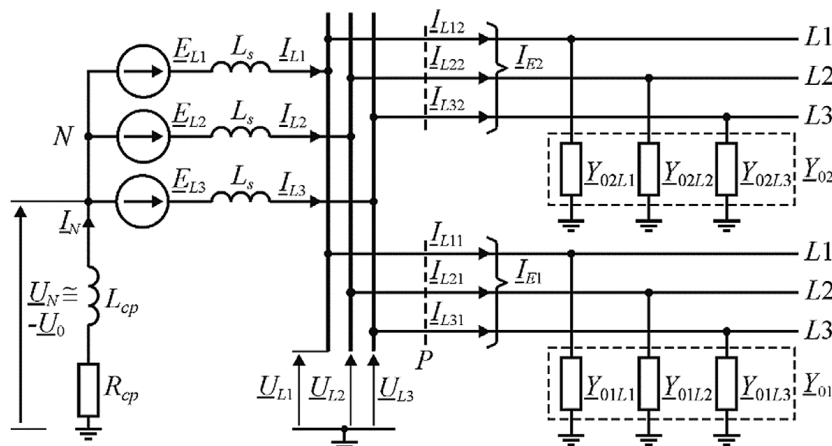


Fig. 2. Simplified grid diagram for asymmetry analysis

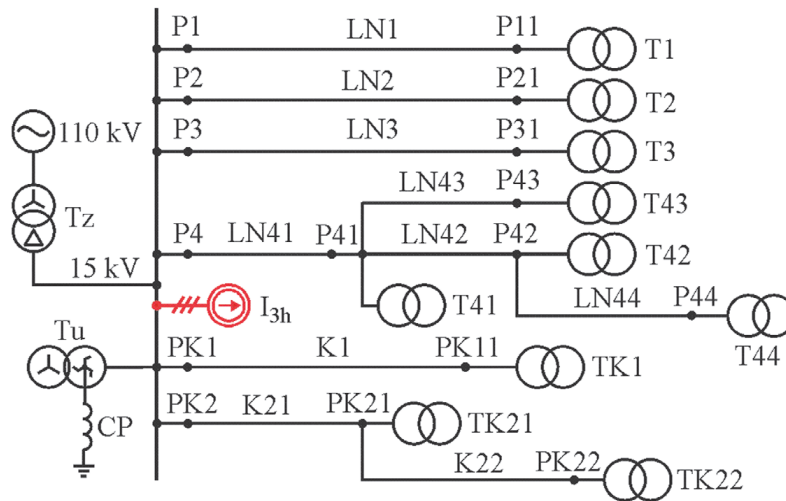


Fig. 3. General diagram of the modelled MV grid

Protection tests

The protection model was subjected to extensive tests to analyse its effectiveness. The model of a compensated 15 kV grid of four overhead lines and two cable lines (Fig. 3) was used for the tests. Capacity for the grid's zero sequence component is $C_0 = 5.73 \mu\text{F}$, which corresponds to total capacitive current $I_{C5} = 46.8 \text{ A}$. Listed in Tab. 1 are the lengths of individual lines l and the shares α in the capacitive current of these lines. The grid model takes includes the natural asymmetry of overhead line capacity $\Delta C_{0i\%} = 5.045\%$ ($i = 1-4$), which makes the entire grid's capacity asymmetrical $\Delta C_{0\%} = 0.78\%$. Also, the supply voltages' distortion with higher harmonics, mainly the third harmonic, was included to explain its impact on the protection performance. The maximum allowable content of the third harmonic was assumed at 5% [15]. The required third harmonic content in phase voltages was obtained by forcing the current flow through the system impedance from the 3-phase current source I_{3h} emulating a nonlinear receiver. Nonlinear short-circuit resistance R_F was modelled as a serial circuit consisting of arc resistance R_{arc} [16–19] and transition resistance R_p . The arc model [17, 18] was used with the following parameters: ignition voltage $U_z = 10 \text{ kV}$, voltage in the arc column in the conduction state $U_k = 1000 \text{ V}$, resistance in the conduction state $R_1 = 0.1 \Omega$, time constant $\tau = 0.1 \text{ ms}$. The protection performance was tested during short circuits at various points of the grid, marked in Fig. 3, and after changes in transition resistance R_p in a wide range – from low-resistive to high-resistive short-circuits.

Initially, using formula (9), reactive powers of line asymmetry Q_{03as} were determined. They were estimated from the least favorable, due to protection settings, grid operating conditions with no short-circuit: maximum percentage of the third harmonic in supply voltages $k_{3\%} = 5\%$, exact compensation $s = 0$. The calculated powers Q_{03as} are listed in Tab. 1, they coincide with the simulation tests results of with the accuracy of 5%. This is evidenced by the power waveforms in the pre-short-circuit condition shown in Fig. 4.

Simulation studies have shown that during arc faults, with the simultaneous occurrence of a very high transition resistance

Line	LN1	LN2	LN3	LN4	K1	K2
l [km]	30	50	70	53	15	17
α	0.023	0.038	0.054	0.041	0.396	0.449
Q_{03as} [mvar]	6.786	11.3	15.8	11.99	-25.1	-28.5
Q_{nast} [mvar]	13.6	22.6	31.7	24	20	20

Tab. 1. Line lengths l , shares in the grid capacity α , asymmetry powers Q_{03as} and protection settings Q_{nast}

of 50 k Ω , there may be a significant increase, even by 73%, in the positive asymmetry power in healthy LN1–LN4 overhead lines. Taking into account the above observation, safety factor $k_b = 1.73$ should be adopted to determine the overhead line protection settings from (5). In the simulation tests $k_b = 2$ was adopted. On cable lines, however, there is a further increase in negative powers, which is confirmed by the reactive power waveforms in lines K1 and K2 in Fig. 4. The protection setting for cable lines could be arbitrarily small, because in the normal operation condition there is a negative asymmetry power. In practice, however, positive power should be expected due to the error (unbalance) of the zero sequence current component filter. After using Ferranti transformers, the current unbalance error caused by unequal coupling of phase conductors does not exceed 0.5% and therefore the protections can be set at $Q_{nast} = 20 \text{ mvar}$. The protection settings for all lines are listed in Tab. 1.

Detailed simulation tests have shown that the protection selectively detects short-circuits, low-resistance and high-resistance alike, in any overhead or cable line, regardless of the short circuit location in the line (distance from the substation). Fig. 5 shows an example of the detection course of a low-resistance and high-resistance short-circuits at point P41 ($l = 10 \text{ km}$ from the substation) in LN4 overhead line, and Fig. 6 – at point PK1 ($l = 0 \text{ km}$) in cable line K1. The short-circuit detection examples in Fig. 5 and Fig. 6 were obtained in the grid overcompensated to $s = 0.1$ and with the high percentage of the third harmonic in phase voltages $k_{3\%} = 5\%$. At the short circuit at point P41, the LN4 line protection was activated (signal $Ac_4 = 1$) and tripped (signal $Op_4 = 1$ at time

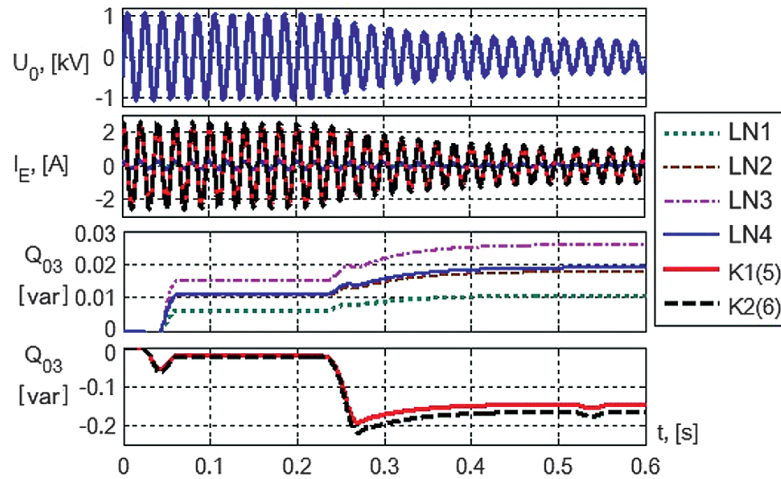


Fig. 4. Waveforms of voltage U_0 , currents I_E and reactive powers Q_{03} in a grid with natural asymmetry before short circuit ($t < 0.22$ s) and at an arc fault ($t > 0.22$ s) of phase L1 on the substation buses: $R_p = 50$ k Ω , $k_{3\%} = 5\%$, $s = 0$

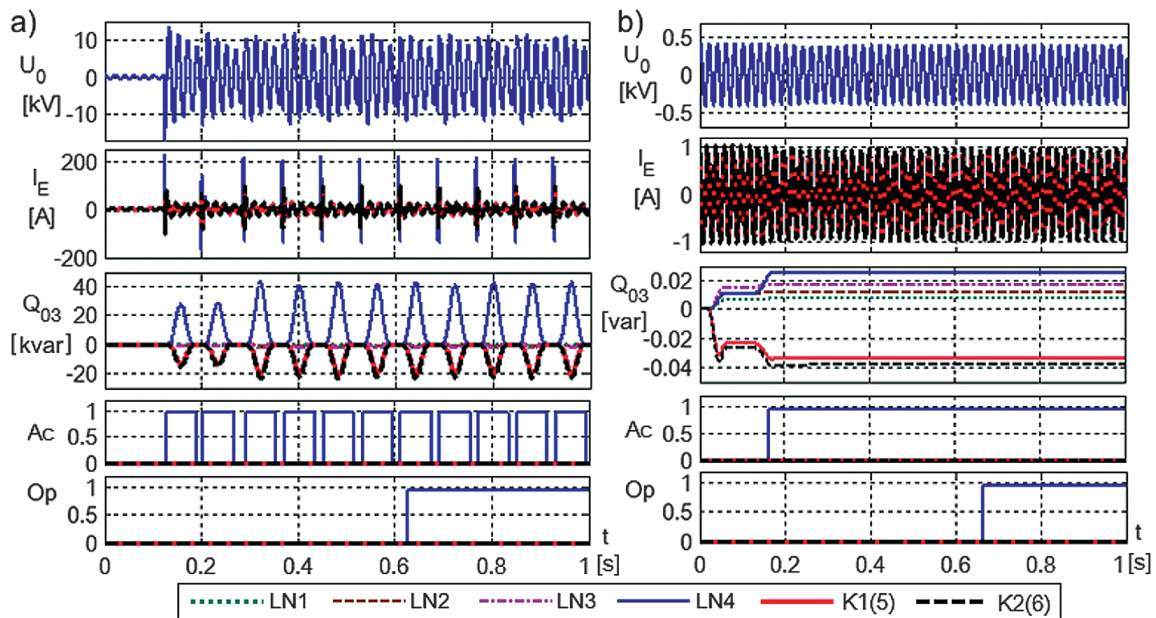


Fig. 5. Signal waveforms in protections at a short circuit at point P41 of line LN4: a) $R_p = 1$ Ω , b) $R_p = 400$ k Ω

$t > 0.6$ s), and at point PK1 (Fig. 6) only the K1 line protection is activated (signal $Ac_5 = 1$) and thus a short circuit is detected in the K1 cable line (signal $Op_5 = 1$).

At a low-resistance short circuit the arc ignition occurs sporadically. Reactive power signals Q_{03} are discontinuous and, as a consequence, the protection activation signals are also discontinuous. However, with the logical inertia, the protections operate properly. Reactive power of the earth-fault line is positive and reaches huge values up to several dozen kvar. Reactive powers of healthy lines are always negative and the asymmetry of grid parameters does not affect the protection performance. It is completely different at a high resistance short-circuit. Reactive power is very small and positive in overhead lines and negative in cable lines. Their values clearly depend on the grid parameters asymmetry.

It follows from comparison of Fig. 5 and Fig. 6 that the protection effectiveness in overhead and cable lines is fundamentally different. In an overhead line with a large margin in relation to the protection power setting a short circuit with resistance $R_p = 400$ k Ω is detected, whereas in a cable line – a short circuit with resistance $R_p = 60$ k Ω .

Listed in Tab. 2 are the maximum transition resistances R_p , at which the line protections perform properly at short-circuits at specified grid points. They were determined from simulation for a grid with isolated neutral point ($s = -1$), an undercompensated grid ($s = -0.1$), an exactly compensated grid ($s = 0$) and an overcompensated grid ($s = 0.1$) with a large third harmonic share $k_{3\%} = 5\%$ in supply voltages. Also, maximum R_p values were determined in an overcompensated grid without harmonic distortion ($k_{3\%} = 0\%$). The R_p values in Tab. 2 refer to short-circuits in phase L1.

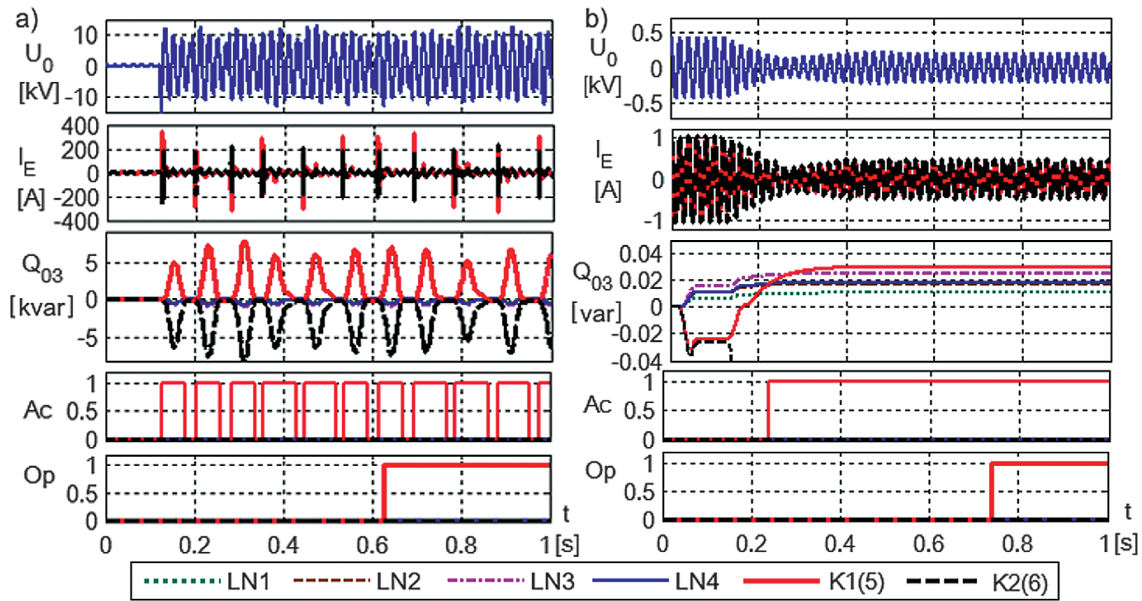


Fig. 6. Signal waveforms in protections at a short circuit at point PK1 of line K1: a) $R_p = 1 \Omega$, b) $R_p = 60 \text{ k}\Omega$

These results testify to the very high efficiency of high-resistance short-circuit detection by the proposed protection. In overhead lines, short circuits with transition resistance from 177 k Ω to 717 k Ω can be detected. In cable lines with a large proportion of line capacity ($\alpha > 0.4$), short-circuits with significantly lower resistance R_p , however not lower than 55 k Ω can be detected. Short circuits with such high transition resistances can be detected, provided that resistance at the short circuit location R_F before each arc ignition (in the pre-arc condition) is many times greater than R_p . Compensation mismatch and short circuit location have a relatively small impact on the short circuit detection effectiveness.

It can be concluded from the data in Tab. 2 that the protection performance is significantly affected by harmonics in the supply voltages. In a distortion-free grid ($k_{3\%} = 0\%$) the maximum transition resistance in overhead lines is generally several times lower, and in cable lines much higher than in a grid with distortions ($k_{3\%} = 5\%$). This is conditioned by the protection's initial polarization with the asymmetry power. In an overhead line it is positive, and in cable line – negative. Therefore, for the protection activation at a short circuit in an overhead line, less arc-generated power is needed than for a short circuit in a cable line. When supply voltages are not distorted with harmonics, there is no polarizing power of asymmetry. Therefore, the effectiveness of protection on overhead lines is lower and is higher on cable lines. Protection efficiency is significantly affected by the number of the earth-faulted phase, as evidenced by the data in Tab. 3. The differences result from angular shifts between the asymmetry power and the power generated by the fault arc.

The protection shows high efficiency of the short-circuit detection also after changing the grid configuration, for example by a line outage. In a grid with isolated neutral, it can detect short circuits in any line in a system with two lines operating. This is proved by the results of the maximum transition resistance, detected at several points of the grid consisting of lines LN4 and

	k_3 [%]	5					0
		-1	-0.1	0	0.1	0.1	
Point	l [km]	R_p [k Ω]					
P1	0	549	589	690	717	168	
P12	30	386	379	619	578	170	
P2	0	371	410	442	458	128	
P21	50	374	417	452	465	132	
P3	0	296	331	347	360	107	
P31	70	192*	190*	267	177	110	
P4	0	354	391	420	436	124	
P41	10	344	370	420	434	125	
P42	25	335	355	419	431	126	
P43	30	330	347	418	429	126	
P44	33	332	350	418	430	126	
PK1	0	76	70	67	66	103	
PK11	15	78	71	68	67	104	
PK2	0	66	59	56	55	97	
PK21	10	67	60	57	56	98	
PK22	17	68	61	58	57	98	

* – arc ignition voltage $U_z = 9.5 \text{ kV}$

Tab. 2. Maximum resistance R_p that limits the protection operating range

	s	R_p [k Ω]					
		-1			0.1		
Earth-faulted phase		L1	L2	L3	L1	L2	L3
P41		344	397	404	434	466	462
PK11		78	84	95	67	72	83

Tab. 3. Maximum transition resistance depending on the earthed phase number during short circuits at points P41 and PK11

K2 only, listed in Tab. 4. The protection can also operate effectively in a compensated grid consisting of two lines, provided that the share of the faulted line in the grid capacity does not exceed a certain maximum value α_{\max} , above which the earth-fault current for the third harmonic will be inductive. This share can be estimated from:

$$\alpha_{\max} = 1 - (1 + s) / 9 \quad (13)$$

Assuming the maximum overcompensation $s = 0.1$, the result is $\alpha_{\max} = 0.88$. For example, in the grid with lines LN4 and K2 operating, the lines' share ratios will be, respectively, $\alpha_4 = 0.083$ and $\alpha_{K2} = 0.917$. Therefore, in the LN4 overhead line high-resistance short-circuits can be detected, while in the K2 line no short-circuits can be detected by this method.

The protection is sensitive to switching operations in the grid. Only the line, on which the switching operations are performed, is so sensitive. Fig. 7 shows an example of the protection response to an off-and-on sequence of a line LN43 section with T43 transformer. After switching off at time $t_w = 0.2$ s and after switching on at time $t_z = 0.5$ s the comparator $Relay_4$ of the LN4 line protection is activated. However, the protection does not trip, because it is prevented by logical delay and time delay. The protection will be activated twice with back-up in time T_{OD} , however it will not trip because the interval between pulses is longer than logical delay $t_z - t_w > T_{OD}$. However, the time delay prevents the protection tripping under the impact of single disturbing pulses.

At high-resistance short-circuits, the zero components of currents and voltages are very small. Their third harmonics are even smaller – below 1 V of the voltage and several milliamperes of the current. High resolution converters are needed to measure them. Simulation studies have shown that 20-bit converters are recommended. Using lower resolution converters, such as 12-bit, may cause erroneous protection tripping due to the accumulation of quantization errors. Such converters can be used, however, provided that only the third harmonics of the zero-sequence current and voltage

Point	P4	P41	P42	P43	P44	PK2	PK21	PK22
R_p [kΩ]	$s = -1$	296	297	297	293	294	21	22
	$s = 0.1$	333	335	335	334	335	no detection	

Tab. 4. Maximum transition resistance R_p , limiting the protection operation in the grid with two lines LN4 and K2

components are to be digitized, which should be pre-separated by analogue bandpass filters.

Conclusions

High-resistance line-to-earth short circuit in a medium voltage grid can be detected by a directional protection with the criterion of reactive power of the third harmonics of symmetrical zero sequence voltage and current components.

To determine the actual capabilities of such protection, its model was built in the Matlab Simulink program and subjected to simulation tests on a compensated 15 kV grid model. In the protection model the third harmonics of zero-sequence voltage and current components were used, separated by the single-period Fourier algorithm. The grid model included the natural asymmetry of overhead line capacities and the third harmonic in supply voltages. Complex arc short circuits with dynamic arc resistance and transition resistance were modelled.

Detailed simulation tests have shown that the protection selectively detects short circuits in a grid with harmonic distortions and is effective at low-resistance and high-resistance short-circuits alike. Short circuits with transition resistance from 55 kΩ to 717 kΩ are detected, depending on the short circuit location and compensation mismatch. Short-circuits in overhead lines are definitely more effectively detected, because of the protection's initial positive polarization by asymmetry power. In a grid with supply voltages undistorted and with the same protection settings, short-circuits with several times less resistance are detected in overhead lines, and in cable lines with a much higher resistance than in a grid with distortions.

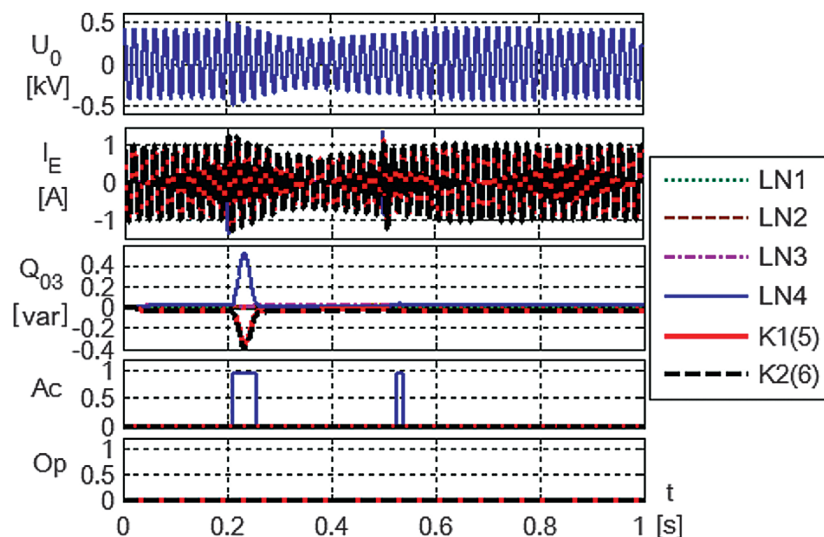


Fig. 7. Protection responses to switching off ($t_w = 0.2$ s) and switching on ($t_z = 0.5$ s) a line LN43 section

The protection can operate effectively in a grid with isolated neutral point, as well as in a compensated grid. It is resistant to grid configuration changes, provided that its settings are selected for the least-favourable asymmetry case. It can operate properly even when two lines are live. However, in a compensated grid this is possible, provided that the protected line share in the grid capacity is much smaller than $\alpha_{\max} = 0.88$. For short circuit detection in a compensated grid, it is not necessary to force the active current component and to use the active current forcing system. For intermittent arc fault detection, logic inertia with delay $T_{OD} \geq 0.2$ s should be applied to the protection. The protection should operate with a delay not less than $T_{del} \geq 2.5 T_{OD} = 0.5$ s, to prevent erroneous tripping due to switching interference. Due to the very small measurement values at a high-resistance short-circuit, it is necessary to use high-resolution ADC converters. It is advisable to use 20-bit converters.

REFERENCES

- Hänninen S., Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication, and location. Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
- Sedighzadeh M., Rezazadeh A., Elkalashy N.I., Approaches in high impedance fault detection. A chronological review, *Advances in Electrical and Computer Engineering*, Vol. 10/3, 2010, pp. 114–128.
- Benner C.L., Russell B.D., Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 33/3, 1997, pp. 635–640.
- Elkalashy N.I., Lehtonen M., Tarhuni N.G., DWT and Bayesian technique for enhancing earth fault protection in MV network, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 15–18 March, 2009.
- Elkalashy N.I. et al., Bayesian selectivity technique for earth fault protection in medium-voltage networks, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 25/4, 2010, pp. 2234–2245.
- Elkalashy N.I., Lehtonen M., Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks, *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE)*, Vol. 1/2, 2009, pp. 89–93.
- Marciniak L., Impulsowo-prądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć [Impulse-current and wavelet criteria of resistive and arc earth fault identification in the medium voltage networks], Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, *Monografie*, No. 273, 2013.
- Marciniak L., Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks, Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems MEPS’10”, paper 09.1, Wrocław, 20–22 September, 2010.
- Marciniak L., Piątek M., Detection of high resistance earth faults in medium voltage networks using higher harmonics, Electric Power Engineering (EPE), 18th International Scientific Conference, 17–19 May 2017.
- Marciniak L., Piątek M., Identification of high-resistance earth faults in medium voltage networks using higher harmonics, *Acta Energetica*, No. 1/30, 2017, pp. 50–57.
- Kim C.J., Russell B.D., Harmonic behavior during arcing faults on power distribution feeders, *Electric Power Systems Research*, Vol. 14/3, 1988, pp. 219–225.
- Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A., Digital signal processing in power system protection and control, Springer, London, 2011.
- Marciniak L., Piątek M., The influence of the network asymmetry on the settings and sensitivity of an earth fault protection using higher harmonics. E3S Web Conferences, Vol. 84, Paper 02008, 2019.
- Marciniak L., Ocena parametrów asymetrii dla składowej zerowej w sieci średniego napięcia [Assessment of asymmetry parameters for zero sequence component in the medium voltage network], *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, No. 67, 2019, pp. 39–42.
- PN-EN 50160:2010P. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych [Supply voltage parameters in public distribution grids], Warsaw, PKN, 2010.
- Kizilcay M., Pniok T., Digital simulation of fault arc in power system, *ETEP*, Vol. 1/1, 1991, pp. 55–60.
- Marciniak L., Model of the arc earth-fault for medium voltage networks, *Central European Journal of Engineering*, Vol. 1/2, 2011, pp. 168–173.
- Marciniak L., Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink [Implementations of the arc earth faults model in programs PSCAD and Matlab/Simulink], *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 88, No. 9a, 2012, pp. 126–129.
- Sawicki A., Racjonalizacja modeli hybrydowych łuku elektrycznego [Rationalization of hybrid electric arc models] *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 93, No. 11, 2017, pp. 198–203.

Lubomir Marciniak

Częstochowa University of Technology

e-mail: lubmar@el.pcz.czest.pl

A graduate of the Electronics Department of the Moscow Power Engineering Institute (1980), he obtained his doctoral degree at his home university (1986), and then the post-doctoral (habilitation) degree at the Faculty of Electrical Engineering of Częstochowa University of Technology (2014). Since 1980 he has worked at the Institute of Electrical Engineering of Częstochowa University of Technology, currently as a professor. His research interests include automatic protections in power systems, short circuit localization, grid and protection modelling, and research of their performance in transition states. Author or co-author of more than 100 publications and some patents.

Mateusz Piątek

Częstochowa University of Technology

e-mail: mateusz.piatek2015@gmail.com

A graduate with a master's degree in Electrical Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology in Gliwice (2015). In the same year, he commenced 3rd degree studies at the Institute of Power Engineering at Warsaw University of Technology. His research interest focuses on automatic protections in power systems.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Skuteczność zabezpieczenia ziemnozwarciowego wykorzystującego kryterium mocy biernej trzeciej harmonicznej sygnałów

Autorzy
Lubomir Marciniak
Mateusz Piątek

Słowa kluczowe
zabezpieczenie ziemnozwarciowe, trzecie harmoniczne, kryterium mocy biernej, detekcja zwarcь wysokorezystancyjnych

Streszczenie

Znaczną poprawę skuteczności działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach średnich napięć, w zakresie wykrywania zwarcь łukowych z udziałem dużej rezystancji przejścia, można uzyskać za pomocą kryterium mocy biernej trzeciej harmonicznej składowych symetrycznych zerowych prądu i napięcia. W pracy przedstawiono model zabezpieczenia wykorzystującego takie kryterium, załączono równania analityczne do obliczania nastaw tego zabezpieczenia oraz wyniki badań skuteczności jego działania w sieci SN z naturalną asymetrią i zniekształceniami harmonicznymi. Wykazano, że zastosowanie mocy biernej trzeciej harmonicznej składowych zerowych napięcia i prądu pozwala wykrywać zwarcia doziemne łukowe, stacjonarne i niestacjonarne, o bardzo dużej rezystancji przejścia – powyżej 50 kΩ na liniach kablowych i powyżej 100 kΩ na liniach napowietrznych.

Data wpływu do redakcji: 19.02.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 20.03.2020

Data akceptacji artykułu: 31.03.2020

Data publikacji online: 15.05.2020

Wstęp

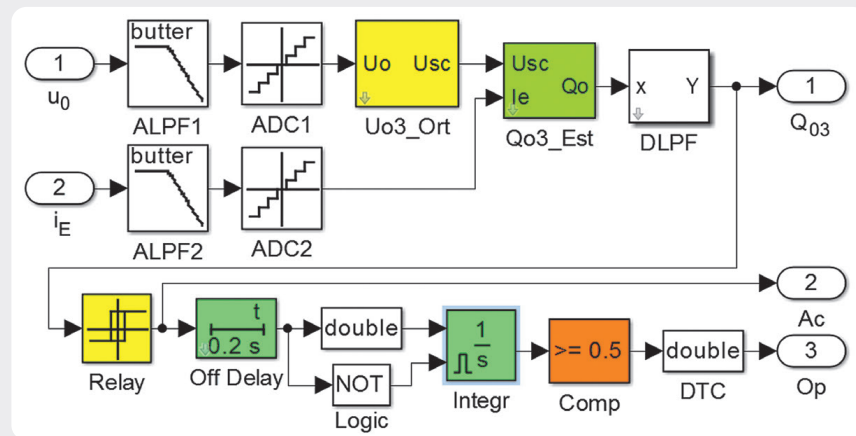
Zwarcia 1-fazowe doziemne są najczęstszymi zwarciami w sieciach średnich napięć (SN). Znaczna część tych zwarcь to tzw. zwarcia wysokorezystancyjne o dużej lub bardzo dużej rezystancji w miejscu zwarcia R_F , przyjmującej wartości od kilku do kilkudziesięciu kΩ [1–3]. Charakterystycznymi cechami takich zwarcь są często:

- nieliniowość
- niestacjonarność
- występowanie szerokiego spektrum częstotliwości.

Zwarcia wysokorezystancyjne nie są wykrywane przez klasyczne zabezpieczenia ziemnozwarciowe (kierunkowe i admitancyjne), bazujące na wykorzystaniu podstawowych harmonicznych składowych symetrycznych zerowych prądu i napięcia I_0 i U_0 , z powodów:

- zbyt małych wartości wielkości pomiarowych (prądy są często mniejsze od prądów uchybowych, a napięcie U_0 – mniejsze od napięcia rozruchowego)
- niestacjonarności zwarcia.

W związku z tym poszukiwane są nowe sposoby wykrywania tego typu zwarcь, oparte na wykorzystaniu wyższych harmonicznych, transformaty falkowej, funkcji statystycznych i sztucznych sieci neuronowych [1–10]. Obiecującym sposobem poprawy skuteczności wykrywania zwarcь wysokorezystancyjnych jest zastosowanie wyższych harmonicznych w przebiegach składowych zerowych napięcia i prądów [1–3, 9–11]. Obecność wyższych harmonicznych jest cechą charakterystyczną zwarcь wysokorezystancyjnych [1, 10, 11]. Ich głównym źródłem jest nieliniowa rezystancja zwarcia R_F . Występują przede wszystkim nieparzyste harmoniczne o numerach 3, 5, 7 i 9. Ich wartość jest szczególnie duża podczas zwarcь z udziałem łuku zwarciowego. Do skutecznego wykrywania zwarcь doziemnych najbardziej nadają się trzecie harmoniczne



Rys. 1. Model zabezpieczenia ziemnozwarciowego opracowany w programie Matlab Simulink

prądów doziemnych i napięcia zerowego [10, 11], zwłaszcza moc bierna tych harmonicznych. Osiąga ona największe wartości w stosunku do mocy innych harmonicznych. Moc ta ma własności kierunkowe i jest dodatnia na linii doziemionej oraz ujemna na liniach zdrowych, co stanowi wstępny warunek rozpoznawania zwarcia. Występuje ona zarówno podczas zwarcь doziemnych stacjonarnych (cyklicznych), jak i niestacjonarnych (przerywanych). Może być ona stosowana jako wielkość kryterialna zabezpieczenia w sieciach o dowolnym sposobie pracy punktu neutralnego.

Wykorzystanie mocy biernej trzecich harmonicznych w charakterze wielkości kryterialnej w zabezpieczeniach ziemnozwarciowych było niedoceniane z powodu trudności w realizacji technicznej zabezpieczenia oraz szacowania nastawy mocy rozruchowej. Obecnie, dzięki upowszechnieniu się techniki mikroprocesorowej i cyfrowego przetwarzania sygnałów, realizacja takiego

zabezpieczenia jest prosta. Można także stosunkowo prosto oszacować jego nastawy oraz ocenić skuteczność wykrywania zwarcь wysokorezystancyjnych.

Model zabezpieczenia

Na rys. 1 przedstawiono model cyfrowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego, wykorzystującego kryterium mocy biernej trzeciej harmonicznej składowych zerowych prądu i napięcia, opracowany w programie Matlab Simulink do badań skuteczności wykrywania zwarcь wysokorezystancyjnych. Jest to model o strukturze hierarchicznej, składający się z zamaskowanych bloków funkcyjnych. Jego zasadniczymi elementami są: blok ortogonalizacji $Uo3_Ort$, blok estymacji $Qo3_Est$ oraz zespół bloków realizujących funkcje decyzyjne. Należą do nich: komparator z histerezą typu *Relay*, inercja logiczna *Off Delay*, układ opóźnienia czasowego (integrator *Integr*, komparator *Comp* i element logiczny *NOT*).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Sygnały składowej zerowej napięcia u_0 i prądu doziemnego $i_E = 3i_0$ (i_0 – składowa zerowa prądu linii) są wstępnie filtrowane w analogowych filtrach dolnoprzepustowych ALPF1 i ALPF2, a następnie digitalizowane (próbkiwanie i kwantowanie) w przetwornikach ADC1 i ADC2. W bloku U_{03_Ort} obliczane są składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej napięcia zerowego. W tym celu zastosowano algorytm Fouriera korelacji cyfrowej sygnału z funkcjami sinus i cosinus w oknie przetwarzania o długości jednego okresu podstawowej harmonicznej. W bloku Q_{03_Est} obliczane są składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej prądu doziemnego I_E oraz moc bierna Q_{03} . Moc ta jest dodatkowo poddana filtracji dolnoprzepustowej w filtrze cyfrowym DLPF. W modelu zabezpieczenia przyjęto powszechnie stosowaną częstotliwość próbkowania $f_p = 1000$ Hz. Do ograniczenia charakterystyk widmowych sygnałów do częstotliwości Nyquista zastosowano filtry 4 rzędu Butterwortha o częstotliwości odcięcia 350 Hz. Składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej napięcia są obliczane z zastosowaniem oszczędnych algorytmów rekursywnych [12]:

$$U_{03c}(n) = U_{03c}(n-1) + \frac{\sqrt{2}}{N} \left[u_0(n) \cos\left(\frac{6n\pi}{N}\right) - u_0(n-N) \cos\left(6\pi \frac{n-N}{N}\right) \right] \quad (1)$$

$$U_{03s}(n) = U_{03s}(n-1) + \frac{\sqrt{2}}{N} \left[u_0(n) \sin\left(\frac{6n\pi}{N}\right) - u_0(n-N) \sin\left(6\pi \frac{n-N}{N}\right) \right] \quad (2)$$

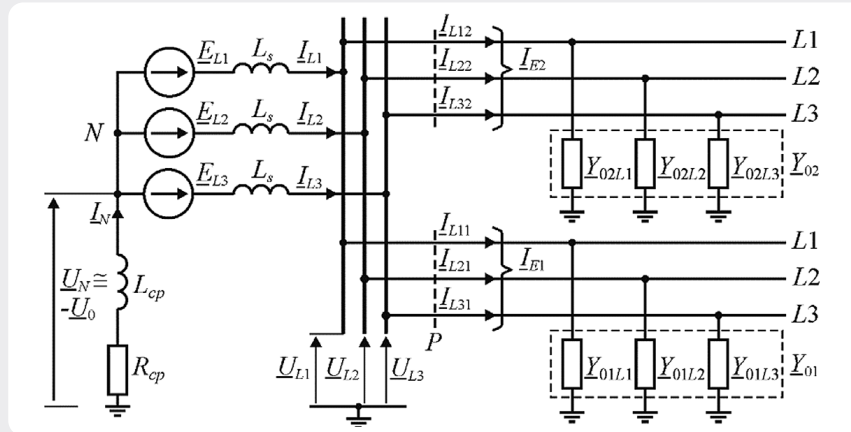
gdzie: U_{03c} , U_{03s} – składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej składowej zerowej napięcia, u_0 – sygnał wejściowy napięcia, $N = f_p/f_1 = 20$ – liczba próbek w oknie jednookresowym podstawowej harmonicznej, n – numer bieżącej próbki. Podobnie określa się składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej prądu doziemnego. Moc bierna jest szacowana na podstawie powszechnie znanego algorytmu:

$$Q_{03} = U_{03c} I_{E3s} - U_{03s} I_{E3c} \quad (3)$$

gdzie: I_{E3c} , I_{E3s} – składowe ortogonalne trzeciej harmonicznej prądu doziemnego. Moc bierna jest dodatkowo wygładzana w celu ograniczenia oscylacji podczas zwarc przerywanych. Zastosowano filtr dolnoprzepustowy z oknem Hanninga, o liczbie współczynników $N_{LP} = 2N = 40$. Sygnał Q_{03} jest porównywany w bloku $Relay$ z wielkością progową Q_{nast} :

$$Ac = (Q_{03} > Q_{nast}) \quad (4)$$

Stan wysoki sygnału $Ac = 1$ z wyjścia komparatora oznacza aktywację (pobudzenie) zabezpieczenia. Aby zapewnić jednoznaczność detekcję zwarc, zastosowano dodatkowo inercję logiczną i opóźnienie czasowe. Inercja logiczna (blok $Off Delay$) pozwala



Rys. 2. Uproszczony schemat sieci do analizy asymetrii

wykrywać zwarcia przerywane. Polega ona na wydłużeniu czasu trwania sygnału Ac z komparatora o T_{OD} . Sygnał na wyjściu bloku $Off Delay$ staje się ciągły, jeżeli odstęp czasowy między kolejnymi impulsami z komparatora $Relay$ nie przekracza interwału T_{OD} . Żeby wykryć zwarcia przerywane występujące sporadycznie, należy przyjąć $T_{OD} \geq 0,2$ s. Zwarcia z łukiem zapalającym się w dużych odstępach czasowych, nawet 0,2 s, mogą się pojawić w sieci kompensowanej z niewielkim rozstrzosem kompensacji $s \leq 0,05$ w przypadku wysokonapięciowych zapłonów łuku $U_z \approx U_{fmax}$ (U_{fmax} – wartość amplitudowa napięcia fazowego), z powodu powolnego, prawie eksponencjalnego narastania obwiedni napięcia powrotnego na przerwie połukowej [7]. W celu wyłączenia błędnych działań zabezpieczenia pod wpływem zakłóceń łączeniowych zastosowano zwłokę czasową T_{del} (elementy $Integer$ i $Comp$ na rys. 1). Zwłoka ta powinna być co najmniej 2,5 razy większa od T_{OD} . W praktyce oznacza to, że $T_{del} \geq 0,5$ s.

Ocena nastawy zabezpieczenia

Skuteczność zabezpieczenia w zakresie wykrywania zwarc wysokorezystancyjnych zależy głównie od wartości nastawy mocy rozruchowej Q_{nast} . Jest oczywiste, że moc Q_{nast} musi być większa od mocy asymetrii dla trzecich harmonicznych z odpowiednim zapasem bezpieczeństwa:

$$Q_{nast} \geq k_b Q_{03as} = k_b \text{Im}(U_{03as} I_{E3as}^*) \quad (5)$$

gdzie: U_{03as} – fazy trzeciej harmonicznej napięcia asymetrii, I_{E3as}^* – fazy sprzężony trzeciej harmonicznej prądu doziemnego linii, k_b – współczynnik bezpieczeństwa. Moc asymetrii Q_{03as} zależy od zawartości trzeciej harmonicznej w napięciach zasilających k_3 oraz od asymetrii pojemności doziemnych poszczególnych linii i całej sieci [13]. W ogólnym przypadku analityczna ocena mocy asymetrii prowadzi do bardzo złożonych zależności. Moc tę można aproksymować prostą zależnością, korzystając z uproszczonego schematu skompensowanej sieci SN, przedstawionego na rys. 2. Schemat uwzględnia: symetryczne źródło trzeciej harmonicznej o napięciu $E_3 = k_3 \cdot E$, gdzie E oznacza napięcie fazowe

źródła zasilania, indukcyjność systemu L_s , indukcyjność i rezystancję cewki Petersena L_{cp} i R_{cp} , admittance zerowej wydzielonej linii Y_{01Li} oraz admittance pozostałej części sieci Y_{02Li} ($i = 1, 2, 3$). Założono, że w sieci występuje wyłącznie asymetria parametrów poprzecznych – pojemności C_{0Li} i konduktancji G_{0Li} . Rozpatrzone często spotykany typ asymetrii pojemności i konduktancji zerowych faz L1–L3, odpowiadający trójkątnemu rozmieszczeniu przewodów linii napowietrznych:

$$C_{0L1} = C_0 + \Delta C_0 / 2; \quad C_{0L2} = C_0 - \Delta C_0; \quad C_{0L3} = C_0 + \Delta C_0 / 2; \quad G_{0Li} = d_0 \omega_0 C_{0Li}; \quad (i = 1, 2, 3) \quad (6)$$

gdzie: $\Delta C_0 = C_0 - C_{0L2}$ – maksymalne odchylenie pojemności fazy L2 względem pojemności średniej C_0 , G_{0Li} – konduktancje poszczególnych faz sieci względem ziemi; ω_0 – częstotliwość kąta podstawowej harmonicznej, $d_0 = G_0 / \omega_0 C_0$ – współczynnik tłumienia sieci dla podstawowej harmonicznej.

Podobnie zdefiniowano asymetrię wydzielonej linii, zakładając, że udział pojemności linii C_{01} w całkowitej pojemności sieci C_0 wynosi $\alpha = C_{01} / C_0$, a maksymalne odchylenie pojemności linii wynosi ΔC_{01} . Analiza tej sieci z wykorzystaniem teorii składowych symetrycznych, przeprowadzona podobnie jak w [14] dla innego rodzaju asymetrii, pozwoliła uzyskać parametryczne zależności do szacowania napięcia asymetrii U_{0as} , prądu doziemnego I_{Eas} i mocy biernej asymetrii linii Q_{03as} dla trzecich harmonicznych składowych symetrycznych zerowych w stanie normalnej pracy sieci:

$$U_{0as} = \frac{E e^{j\varphi_3} k_3 k_s \Delta C_0 (d_{03} + j)(1 + j\sqrt{3})}{4 C_0 (d_{03} - j s_3)} \quad (7)$$

$$I_{Eas} = \frac{3 E e^{j\varphi_3} k_3 k_s \omega_0 n_h (d_{03} + j)(1 + j\sqrt{3})}{4 \left[\frac{\alpha (d_{03} + j) \Delta C_{01}}{d_{03} - j s_3} - \Delta C_{01} \right]} \quad (8)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

$$Q_{03as} = \frac{3E^2 k_s^2 n_h \omega_0 \Delta C_0 (d_{03}^2 + 1) (\alpha \Delta C_0 + s_3 \Delta C_{01})}{4C_0 (d_{03}^2 + s_3^2)} \quad (9)$$

gdzie: $E = U_n / \sqrt{3}$ – znamionowe napięcie fazowe źródła zasilania, U_n – napięcie znamionowe sieci, φ_3 – kąt początkowy napięcia fazy L1 źródła trzeciej harmonicznej, k_3 – udział trzeciej harmonicznej w napięciach zasilania w pu, k_s – współczynnik uwzględniający wpływ indukcyjności systemu, s_3 – współczynnik rozstrojenia kompensacji dla trzeciej harmonicznej, d_{03} – współczynnik tłumienia dla trzeciej harmonicznej, $n_h = 3$ – numer harmonicznej. Współczynniki k_s , s_3 i d_{03} określają wyrażenia:

$$k_s = 1 / (1 - n_h^2 \omega_0^2 L_s C_0) \quad (10)$$

$$s_3 = (s + 1) / (k_s n_h^2) - 1 \quad (11)$$

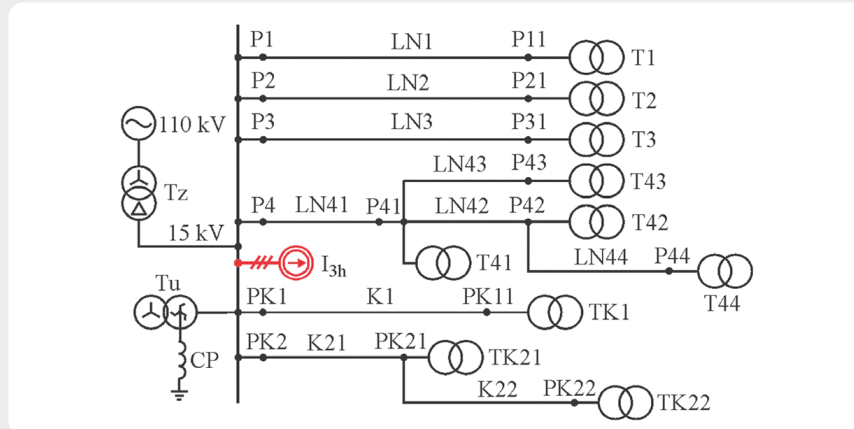
$$d_{03} \cong d_0 / n_h = d_0 / 3 \quad (12)$$

gdzie: $s = [1 / (\omega_0 L_{CP}) - 3\omega_0 C_0] / (3\omega_0 C_0)$ – rozstrojenie kompensacji dla podstawowej harmonicznej.

Wzory (9–12) pozwalają ocenić moc asymetrii dla dowolnej linii w rozdzielni, a z uwzględnieniem (5) również nastawy zabezpieczeń poszczególnych linii.

Badania zabezpieczenia

Przedstawiony model zabezpieczenia poddano intensywnym badaniom w celu wyjaśnienia skuteczności jego działania. Do badań wykorzystano model kompensowanej sieci 15 kV, zbudowanej z czterech linii napowietrznych i dwóch linii kablowych (rys. 3). Pojemność dla składowej zerowej tej sieci wynosi $C_0 = 5,73 \mu\text{F}$, której odpowiada łączny prąd pojemnościowy $I_{CS} = 46,8 \text{ A}$. W tab. 1 zamieszczono długości poszczególnych linii l i udziały α w prądzie pojemnościowym tych linii. W modelu sieci uwzględniono naturalną asymetrię pojemności linii napowietrznych $\Delta C_{01\%} = 5,045\%$ ($i = 1-4$), która powoduje asymetrię pojemności całej sieci $\Delta C_{0\%} = 0,78\%$. Uwzględniono także zniekształcenie napięć zasilania wyższymi harmonicznymi, głównie trzecią harmoniczną, w celu wyjaśnienia jej wpływu na działanie zabezpieczenia. Przy tym założono maksymalną dopuszczalną zawartość trzeciej harmonicznej równą 5% [15]. Wymaganą zawartość trzeciej harmonicznej w napięciach fazowych uzyskano w wyniku wymuszenia przepływu prądu przez impedancję systemu z 3-fazowego źródła prądowego I_{3h} , imitującego nieliniowy odbiornik. Nieliniową rezystancję zwarcia R_F zamodelowano w postaci szeregowego obwodu złożonego z rezystancji łuku R_{arc} [16–19] i rezystancji przejścia R_p . Zastosowano model łuku [17, 18] o następujących parametrach: napięcie zapłonu $U_z = 10 \text{ kV}$, napięcie w kolumnie łukowej w stanie przewodzenia $U_k = 1000 \text{ V}$, rezystancja w stanie przewodzenia $R_1 = 0,1 \Omega$, stała czasowa $= 0,1 \text{ ms}$. Działanie zabezpieczenia badano podczas zwarc w różnych punktach sieci, oznaczonych na rys. 3, oraz po wystąpieniu zmian w rezystancji



Rys. 3. Schemat ogólny zamodelowanej sieci SN

Linia	LN1	LN2	LN3	LN4	K1	K2
l [km]	30	50	70	53	15	17
α	0,023	0,038	0,054	0,041	0,396	0,449
Q_{03as} [mvar]	6,786	11,3	15,8	11,99	-25,1	-28,5
Q_{nast} [mvar]	13,6	22,6	31,7	24	20	20

Tab. 1. Długości linii l , współczynniki udziału w pojemności sieci α , moce asymetrii Q_{03as} i nastawy zabezpieczeń Q_{nast}

przejścia R_p w szerokim zakresie – począwszy od zwarc niskorezystancyjnych i na zwiarcach wysokorezystancyjnych kończąc.

Wstępnie, posługując się wzorem (9), określono moce bierne asymetrii linii Q_{03as} . Oszacowano je z najmniej korzystnych, ze względu na nastawy zabezpieczeń, warunków pracy sieci w stanie bez zwarcia: maksymalna procentowa zawartość trzeciej harmonicznej w napięciach zasilających $k_{3\%} = 5\%$, dokładna kompensacja $s = 0$. Obliczone wartości mocy Q_{03as} zamieszczono w tab. 1, są one zbieżne z wynikami badań symulacyjnych z dokładnością 5%. Dowodzą tego przebiegi mocy w stanie przedzwarciovym przedstawione na rys. 4. Badania symulacyjne wykazały, że podczas zwarc łukowych, z jednoczesnym występowaniem bardzo wysokiej rezystancji przejścia rzędu 50 k Ω , może dojść do znacznego wzrostu, nawet o 73%, dodatknych mocy asymetrii na zdrowych liniach napowietrznych LN1–LN4. Z uwzględnieniem powyższego spostrzeżenia, do określania nastaw zabezpieczeń linii napowietrznych w zależności (5) należy przyjmować współczynnik bezpieczeństwa $k_b \geq 1,73$. Podczas badań symulacyjnych przyjęto $k_b = 2$. Na liniach kablowych natomiast następuje dalszy wzrost ujemnych wartości mocy, co potwierdzają przebiegi mocy biernych linii K1 i K2 na rys. 4. Nastawa zabezpieczeń dla linii kablowych mogłaby być dowolnie mała, gdyż w stanie normalnej pracy występuje ujemna moc asymetrii. W praktyce jednak należy się liczyć z dodatnią mocą spowodowaną uchybem (niezrównoważeniem) filtra składowej zerowej prądu. Po zastosowaniu przekładników Ferrantiego błąd niezrównoważenia prądowego, spowodowany

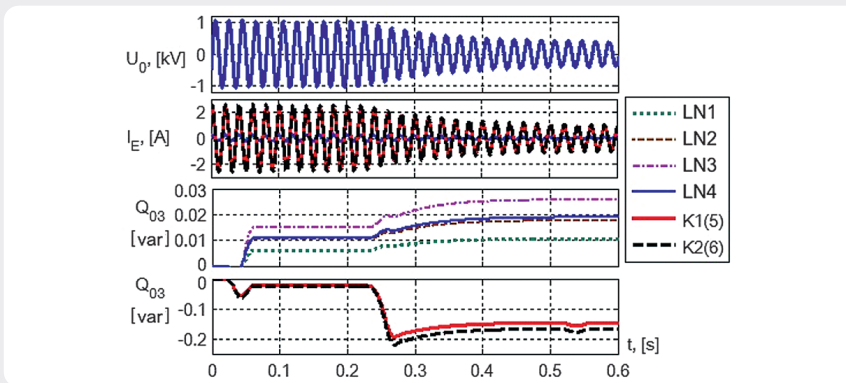
niejednakowym sprzężeniem przewodów fazowych, nie przekracza 0,5% i w związku z tym w zabezpieczeniach można zastosować nastawę $Q_{nast} = 20 \text{ mvar}$. Nastawy zabezpieczeń wszystkich linii zamieszczono w tab. 1.

Szczegółowe badania symulacyjne wykazały, że zabezpieczenie wykrywa selektywnie zwarcia, zarówno niskorezystancyjne, jak wysokorezystancyjne, na dowolnej linii napowietrznej lub kablowej, niezależnie od położenia zwarcia na linii (odległości od stacji). Na rys. 5 przedstawiono przykład przebiegu detekcji zwarcia niskorezystancyjnego i wysokorezystancyjnego w punkcie P41 ($l = 10 \text{ km}$ od stacji) linii napowietrznej LN4, a na rys. 6 – w punkcie PK1 ($l = 0 \text{ km}$) linii kablowej K1. Przedstawione na rys. 5 i 6 przykłady detekcji zwarcia uzyskano w sieci przekompensowanej w stopniu $s = 0,1$ i z dużym udziałem procentowym trzeciej harmonicznej w napięciach fazowych $k_{3\%} = 5\%$. Podczas zwarcia w punkcie P41 dochodzi do aktywacji (sygnał $Ac_4 = 1$) i zadziałania zabezpieczenia linii LN4 (sygnał $Op_4 = 1$ w chwili $t > 0,6 \text{ s}$), a w przypadku zwarcia w punkcie PK1 (rys. 6) aktywuje się tylko zabezpieczenie linii K1 (sygnał $Ac_5 = 1$) i tym samym zostaje wykryte zwarcie na linii kablowej K1 (sygnał $Op_5 = 1$).

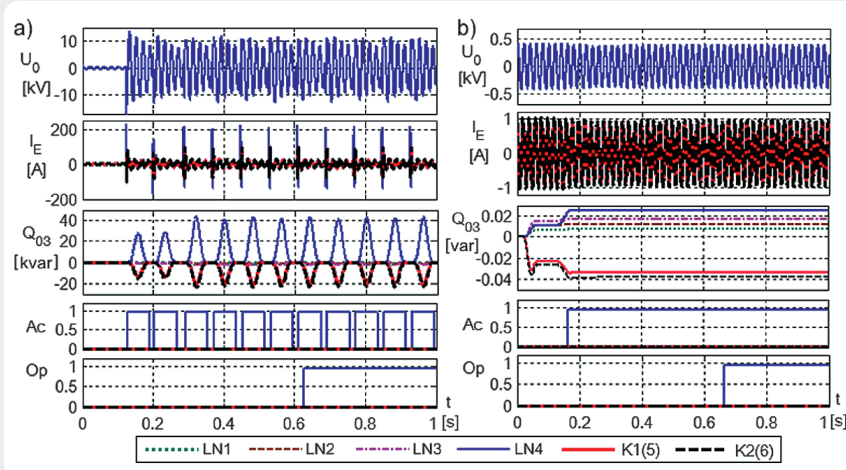
Podczas zwarc niskorezystancyjnych występują sporadyczne zapłony łuku. Sygnały mocy biernej Q_{03} są nieciągłe i w konsekwencji nieciągłe są także sygnały aktywacji zabezpieczeń. Jednak dzięki zastosowaniu inercji logicznej dochodzi do prawidłowego zadziałania zabezpieczeń. Moc bierna linii doziemionej jest dodatnia i osiąga w impulsie ogromne wartości, dochodzące do kilkudziesięciu

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

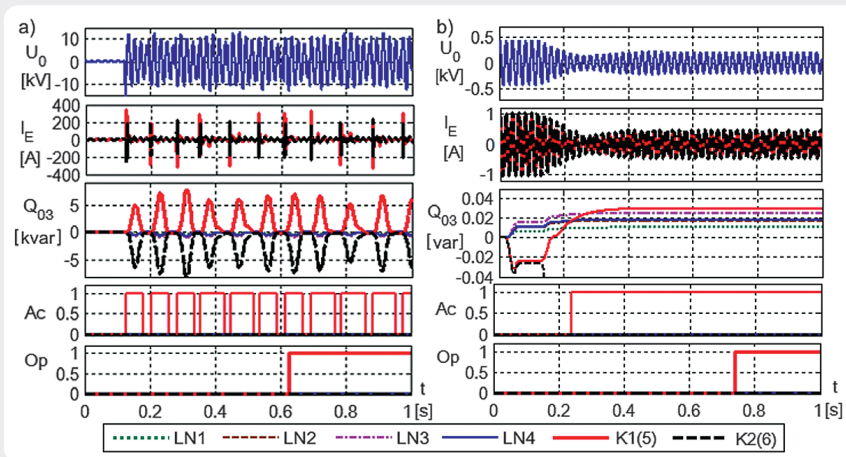
PL



Rys. 4. Przebiegi napięcia U_0 , prądów I_E oraz mocy biernych Q_{03} w sieci z naturalną asymetrią przed zwarciem ($t < 0,22$ s) i podczas zwarcia łukowego ($t > 0,22$ s) fazy L1 na szynach stacji: $R_p = 50$ k Ω , $k_{3\%} = 5\%$, $s = 0$



Rys. 5. Przebiegi sygnałów w zabezpieczeniach podczas zwarcia w punkcie P41 linii LN4: a) $R_p = 1$ Ω , b) $R_p = 400$ k Ω



Rys. 6. Przebiegi sygnałów w zabezpieczeniach podczas zwarcia w punkcie PK1 linii K1: a) $R_p = 1$ Ω , b) $R_p = 60$ k Ω

rozruchowej wykrywane jest zwarcie o rezystancji $R_p = 400$ k Ω , natomiast na linii kablowej zwarcie o rezystancji $R_p = 60$ k Ω .

W tab. 2 zamieszczono maksymalne wartości rezystancji przejścia R_p , przy których występuje prawidłowe działanie zabezpieczeń linii podczas zwarcie w wyszczególnionych punktach sieci. Określono je symulacyjnie dla sieci z izolowanym punktem neutralnym ($s = -1$), sieci niedokompensowanej ($s = -0,1$), skompensowanej dokładnie ($s = 0$) oraz przekompensowanej ($s = 0,1$) z uwzględnieniem dużego udziału trzeciej harmonicznej $k_{3\%} = 5\%$ w napięciach zasilania. Określono też maksymalne wartości R_p w sieci przekompensowanej bez zniekształceń harmonicznymi ($k_{3\%} = 0\%$). Zamieszczone w tab. 2 wartości R_p odpowiadają zwarciom w fazie L1.

Przedstawione wyniki świadczą o bardzo wysokiej skuteczności wykrywania zwarcie wysokorezystancyjnych przez proponowane zabezpieczenie. W liniach napowietrznych możliwe jest wykrywanie zwarcie o rezystancji przejścia od 177 k Ω do 717 k Ω . W liniach kablowych z dużym udziałem pojemności linii ($\alpha > 0,4$) możliwe jest wykrywanie zwarcie o znacznie mniejszej rezystancji R_p , jednak nie mniejszej niż 55 k Ω . Detekcja zwarcie o tak dużych wartościach rezystancji przejścia jest możliwa, pod warunkiem że rezystancja w miejscu zwarcia R_F przed każdym zapłonem łuku (w stanie przedłukowym) jest wielokrotnie większa od R_p . Na skuteczność wykrywania zwarcie stosunkowo niewielki wpływ ma rozstrojenie kompensacji i położenie zwarcia.

Z przytoczonych w tab. 2 danych wynika, że na działanie zabezpieczenia istotny wpływ mają harmoniczne w napięciach zasilających. W sieci bez zniekształceń ($k_{3\%} = 0\%$) maksymalna rezystancja przejścia na liniach napowietrznych jest na ogół kilkakrotnie mniejsza, a na liniach kablowych znacznie większa niż w sieci ze zniekształceniami ($k_{3\%} = 5\%$). Jest to uwarunkowane wstępną polaryzacją zabezpieczenia mocą asymetrii. W liniach napowietrznych jest ona dodatnia, a w liniach kablowych ujemna. W związku z tym do zadziałania zabezpieczenia podczas zwarcia na linii napowietrznej potrzebna jest mniejsza moc generowana przez łuk niż w zwarcie na linii kablowej. Gdy napięcia zasilające nie są zniekształcone harmonicznymi, polaryzująca moc asymetrii nie występuje. Dlatego skuteczność zabezpieczenia na liniach napowietrznych jest mniejsza, a na liniach kablowych większa.

Na skuteczność działania zabezpieczenia w istotny sposób wpływa numer fazy zwarcie, o czym świadczą dane w tab. 3. Różnice wynikają z przesunięć kątowych między mocą asymetrii i mocą generowaną przez łuk zwarcie.

Zabezpieczenie wykazuje wysoką skuteczność wykrywania zwarcie również po zmianie konfiguracji sieci, na przykład po odstawieniu jednej z linii. W sieci z izolowanym punktem neutralnym może ono wykrywać zwarcie na dowolnej linii w układzie z dwoma pracującymi liniami. Dowodzą tego wyniki maksymalnej rezystancji przejścia, wykrywanej w kilku punktach sieci złożonej tylko z linii LN4 i K2, przedstawione w tab. 4. Zabezpieczenie może także działać

kvar. Moce biernie linii zdrowych są przy tym zawsze ujemne i niesymetria parametrów sieci nie wpływa na działanie zabezpieczeń. Podczas zwarcie wysokorezystancyjnych sytuacja jest zupełnie inna. Moce biernie są bardzo małe i dodatnie na liniach napowietrznych oraz ujemne na liniach

kablowych. Ich wartości wyraźnie zależą od niesymetrii parametrów sieci. Z porównania rys. 5 i 6 wynika, że skuteczność działania zabezpieczenia na liniach napowietrznych i kablowych jest zasadniczo różna. Na linii napowietrznej z dużym zapasem w odniesieniu do wartości mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Punkt	k_3 [%]	5					0
		s	-1	-0,1	0	0,1	0,1
	l [km]	R_p [k Ω]					
P1	0	549	589	690	717	168	
P12	30	386	379	619	578	170	
P2	0	371	410	442	458	128	
P21	50	374	417	452	465	132	
P3	0	296	331	347	360	107	
P31	70	192*	190*	267	177	110	
P4	0	354	391	420	436	124	
P41	10	344	370	420	434	125	
P42	25	335	355	419	431	126	
P43	30	330	347	418	429	126	
P44	33	332	350	418	430	126	
PK1	0	76	70	67	66	103	
PK11	15	78	71	68	67	104	
PK2	0	66	59	56	55	97	
PK21	10	67	60	57	56	98	
PK22	17	68	61	58	57	98	

* – napięcie zapłonu łuku $U_z = 9,5$ kV

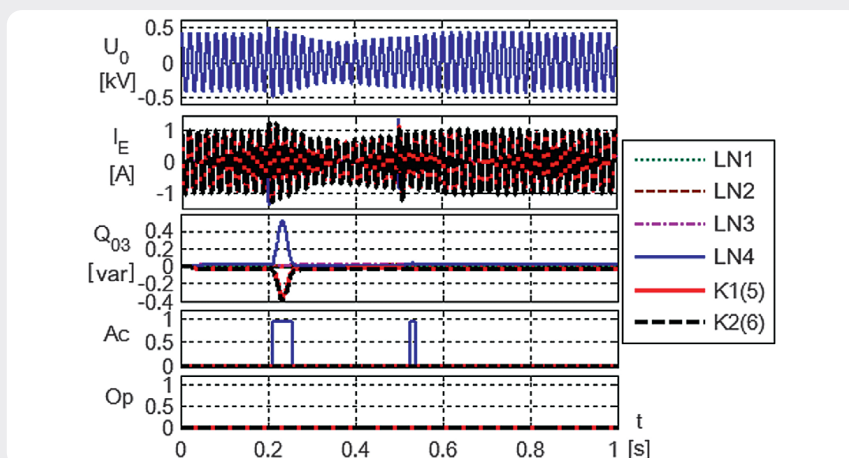
Tab. 2. Maksymalna rezystancja R_p określająca granicę działania zabezpieczenia

s	R_p [k Ω]					
	-1			0,1		
Faza doziemiona	L1	L2	L3	L1	L2	L3
P41	344	397	404	434	466	462
PK11	78	84	95	67	72	83

Tab. 3. Maksymalna rezystancja przejścia w zależności od numeru fazy doziemionej podczas zwarcia w punktach P41 i PK11

Punkt	R_p [k Ω]	P4	P41	P42	P43	P44	PK2	PK21	PK22
		$s = -1$	296	297	297	293	294	21	22
	$s = 0,1$	333	335	335	334	335	brak detekcji		

Tab. 4. Maksymalna rezystancja przejścia R_p , ograniczająca działanie zabezpieczenia w sieci z dwoma liniami LN4 i K2



Rys. 7. Odpowiedzi zabezpieczeń na operacje wyłączenia ($t_w = 0,2$ s) oraz załączenia ($t_z = 0,5$ s) odcinka linii LN43

skutecznie w sieci kompensowanej złożonej z dwóch linii, pod warunkiem że udział linii uszkodzonej w pojemności sieci nie przekracza pewnej maksymalnej wartości α_{\max} , powyżej której prąd doziemny dla trzeciej harmonicznej będzie miał charakter indukcyjny. Udział ten można oszacować z zależności:

$$\alpha_{\max} = 1 - (1 + s) / 9 \quad (13)$$

Przyjmując maksymalne przekompensowanie $s = 0,1$ uzyskamy $\alpha_{\max} = 0,88$. Przykładowo w sieci z czynnymi liniami LN4 i K2 współczynniki udziałów linii wyniosą odpowiednio $\alpha_4 = 0,083$ i $\alpha_{K2} = 0,917$. W związku z tym na linii napowietrznej LN4 jest możliwe wykrywanie zwarcia wysokorezystancyjnych, natomiast na linii K2 nie jest możliwe wykrywanie żadnych zwarcia tą metodą.

Opisane zabezpieczenie jest wrażliwe na operacje łączeniowe w sieci. Wrażliwość dotyczy wyłącznie tej linii, na której dokonywane są operacje łączeniowe. Na rys. 7 przedstawiono przykład reakcji zabezpieczenia na sekwencję wyłącz-załącz fragmentu linii LN43 razem z transformatorem T43. Po wyłączeniu w chwili $t_w = 0,2$ s oraz po załączeniu w chwili $t_z = 0,5$ s pobudza się komparator $Relay_4$ zabezpieczenia linii LN4. Zabezpieczenie jednak nie działa, gdyż zapobiega temu opóźnienie logiczne i zwłoka czasowa. Zabezpieczenie pobudzi się dwukrotnie z podtrzymaniem na czas T_{OD} , jednak do zadziałania nie dojdzie, gdyż odstęp między impulsami jest większy od opóźnienia logicznego $t_z - t_w > T_{OD}$. Natomiast zwłoka czasowa przeciwdziała zadziałaniu zabezpieczenia pod wpływem pojedynczych impulsów zakłócających.

Podczas zwarcia wysokorezystancyjnych składowe zerowe prądów i napięć są bardzo małe. Jeszcze mniejsze są trzecie harmoniczne tych wielkości – napięcia poniżej 1 V i prądy rzędu kilku miliamperów. Do ich pomiaru potrzebne są przetworniki o wysokiej rozdzielczości. Badania symulacyjne wykazały, że wskazane są przetworniki 20-bitowe. Stosowanie przetworników o mniejszej rozdzielczości, na przykład 12-bitowych, może powodować błędne działanie zabezpieczenia na skutek kumulacji błędów kwantyzacji. Zastosowanie takich przetworników jest jednak możliwe, pod warunkiem że digitalizowane będą wyłącznie trzecie harmoniczne składowych zerowych prądu i napięcia, które należy wstępnie wydzielić za pomocą analogowych filtrów pasmowoprzestupowych.

Wnioski

Zwarcia doziemne wysokorezystancyjne w sieciach średnich napięć mogą być wykrywane za pomocą zabezpieczeń kierunkowych, wykorzystujących kryterium mocy biernej trzecich harmonicznych składowych symetrycznych zerowych napięcia i prądu linii.

W celu określenia realnych możliwości takiego zabezpieczenia zbudowano jego model w programie Matlab Simulink i poddano go badaniom symulacyjnym z wykorzystaniem modelu kompensowanej sieci 15 kV. W modelu zabezpieczenia

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 62–70. When referring to the article please refer to the original text.

PL

wykorzystano trzecie harmoniczne składowych zerowych napięcia i prądów wydzielane za pomocą jednookresowego algorytmu Fouriera. W modelu sieci uwzględniono naturalną asymetrię pojemności linii napowietrznych oraz trzecią harmoniczną w napięciach zasilania. Modelowano złożone zwarcia łukowe z udziałem rezystancji dynamicznej łuku i rezystancji przejścia.

Szczegółowe badania symulacyjne wykazały, że zabezpieczenie selektywnie wykrywa zwarcia w sieci ze zniekształceniami harmonicznymi i jest skuteczne zarówno podczas zwarć niskorezystancyjnych, jak i wysokorezystancyjnych. Wykrywane są zwarcia o rezystancji przejścia od 55 kΩ do 717 kΩ, zależnie od położenia zwarcia i rozstrojenia kompensacji. Zdecydowanie większa skuteczność wykrywania zwarć występuje na liniach napowietrznych, co wynika ze wstępnej dodatniej polaryzacji zabezpieczenia mocą asymetrii. W sieci bez zniekształceń napięć zasilających i przy tych samych nastawach zabezpieczeń na liniach napowietrznych wykrywane są zwarcia o kilkakrotnie mniejszej rezystancji, a na liniach kablowych o znacznie większej rezystancji niż w sieci ze zniekształceniami. Zabezpieczenie może działać skutecznie w sieci z izolowanym punktem neutralnym, jak i w sieci kompensowanej. Jest odporne na zmiany konfiguracji sieci, pod warunkiem że jego nastawy dobrano dla najmniej korzystnego przypadku asymetrii. Może działać prawidłowo nawet podczas pracy dwóch linii. Jednak w sieci kompensowanej jest to możliwe, pod warunkiem że udział zabezpieczanej linii w pojemności sieci jest znacznie mniejszy od $\alpha_{\max} = 0,88$. Do wykrywania zwarć w sieci kompensowanej nie jest potrzebne wymuszanie składowej czynnej prądu i stosowanie układu AWSC. Do wykrywania zwarć łukowych przerywanych należy stosować w zabezpieczeniu inercję logiczną z czasem opóźnienia $T_{OD} \geq 0,2$ s. Zabezpieczenie powinno działać z opóźnieniem nie mniejszym niż $T_{del} \geq 2,5 T_{OD} = 0,5$ s, aby zapobiec błędnym zadziałaniom pod wpływem zakłóceń łączeniowych.

Ze względu na bardzo małe wielkości pomiarowe, występujące podczas zwarć wysokorezystancyjnych, niezbędne jest

stosowanie przetworników ADC o wysokiej rozdzielczości. Wskazane jest stosowanie przetworników 20-bitowych.

Bibliografia

- Hänninen S., Single phase earth faults in high impedance grounded networks. Characteristics, indication and location. Technical Research Centre of Finland, Espoo 2001.
- Sedighzadeh M., Rezazadeh A., Elkalashy N.I., Approaches in high impedance fault detection. A chronological review, *Advances in Electrical and Computer Engineering* 2010, Vol. 10/3, s. 114–128.
- Benner C.L., Russell B.D., Practical high-impedance fault detection on distribution feeders, *IEEE Transactions on Industry Applications* 1997, Vol. 33/3, s. 635–640.
- Elkalashy N.I., Lehtonen M., Tarhuni N.G., DWT and Bayesian technique for enhancing earth fault protection in MV network, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, s. 15–18 March, 2009.
- Elkalashy N.I. i in., Bayesian selectivity technique for earth fault protection in medium-voltage networks, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2010, Vol. 25/4, s. 2234–2245.
- Elkalashy N.I., Lehtonen M., Advancing DWT-Bayesian technique for earth fault protection in MV networks, *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE)* 2009, Vol. 1/2, s. 89–93.
- Marciniak L., Impulsowo-prądowe i falkowe kryteria identyfikacji zwarć doziemnych rezystancyjnych oraz łukowych w sieciach średnich napięć, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, *Monografie* 2013, nr 273.
- Marciniak L., Wavelet criteria for identification of arc intermittent faults in medium voltage networks, Proceedings of the International Symposium „Modern Electric Power Systems MEPS'10”, paper 09.1, Wrocław, 20–22 September, 2010.
- Marciniak L., Piątek M., Detection of high resistance earth faults in medium voltage networks using higher harmonics, *Electric Power Engineering (EPE)*, 18th International Scientific Conference, 17–19 May 2017.
- Marciniak L., Piątek M., Identification of high-resistance earth faults in medium voltage networks using higher harmonics, *Acta Energetica* 2017, No. 1/30, s. 50–57.
- Kim C.J., Russell B.D., Harmonic behavior during arcing faults on power distribution feeders, *Electric Power Systems Research* 1988, Vol. 14/3, s. 219–225.
- Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A., Digital signal processing in power system protection and control, Springer, London, 2011.
- Marciniak L., Piątek M., The influence of the network asymmetry on the settings and sensitivity of an earth fault protection using higher harmonics. E3S Web Conferences, Vol. 84, Article 02008, 2019.
- Marciniak L., Ocena parametrów asymetrii dla składowej zerowej w sieci średniego napięcia, *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 2019, nr 67, s. 39–42.
- PN-EN 50160:2010P. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, Warszawa, PKN, 2010.
- Kizilcay M., Pniok T., Digital simulation of fault arc in power system, *ETEP* 1991, Vol. 1/1, s. 55–60.
- Marciniak L., Model of the arc earth-fault for medium voltage networks, *Central European Journal of Engineering* 2011, Vol. 1/2, s. 168–173.
- Marciniak L., Implementacje modeli łuku ziemnozwarciowego w programach PSCAD i Matlab/Simulink, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, R. 88, nr 9a, s. 126–129.
- Sawicki A., Racjonalizacja modeli hybrydowych łuku elektrycznego, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, R. 93, nr 11, s. 198–203.

Lubomir Marciniak

dr hab. inż., prof. uczelni
Politechnika Częstochowska
e-mail: lubmar@el.pcz.czest.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Moskiewskiego Instytutu Energetycznego (1980), uzyskał tytuł doktora na swojej macierzystej uczelni (1986), a następnie doktora habilitowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Częstochowskiej (2014). Od 1980 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Częstochowskiej, obecnie na stanowisku profesora. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, lokalizacją zwarć, modelowaniem sieci i zabezpieczeń oraz badaniami ich działania w stanach przejściowych. Jest autorem i współautorem ponad 100 publikacji i kilku patentów.

Mateusz Piątek

mgr inż.
Politechnika Częstochowska
e-mail: mateusz.piatek2015@gmail.com

Ukończył studia magisterskie ze specjalizacją elektroenergetyka na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej w Gliwicach (2015). Tego samego roku rozpoczął studia III stopnia w Instytucie Elektroenergetyki na Politechnice Częstochowskiej. Obszar jego zainteresowań wypełnia elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.