

Technical Risk Management in the Process of Planning Distribution Grid Development

Authors

Bogdan Czarnecki
Piotr Zieliński

Keywords

risk management, distribution grid, development planning

Abstract

Risk management requires quantification of threats in terms of the probability of the threat occurring, and consequences resulting from the critical occurrences. The greatest threat is posed by the events with a high probability and at least major consequences, as well as events with considerable consequences and at least major probability. In this context, risk management involves undertaking steps aimed at lowering the probability of threatening occurrences and/or minimisation of potential consequences. In the case of risk management related to HV grid development, the most important threat is grid overloads.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016206

1. Introduction

Power system operators raise funds for the development and modernization of transmission and distribution infrastructure through tariffs approved by the President of the Energy Regulatory Office. One of the goals of the ERO President is to prevent excessive increases in energy prices, and one of the relevant measures is limiting the resources allocated by operators for development of their grid assets. Therefore, the operators have limited funds available for capital expenditures, which in turn forces the optimisation of their allocation. Since such funds available to operators for grid modernization may be insufficient compared to the needs, their suboptimal allocation is associated with a risk of deterioration in the distribution service's quality and reliability. Risk management requires quantifying threats in terms of the probability and consequences of their occurrence. The greatest threat is posed by events with a high probability and at least medium consequences, as well as those with large consequences and at least medium probability. The greatest threat area is highlighted in red.

Risk management involves undertaking steps aimed at lowering the probability of threatening occurrences and/or prevention (minimisation) of potential consequences.

In the case of risk management related to HV grid development, the most important threat is grid overload related to incomplete grid topology. One of the grid development planning tasks

Effects	Critical	5	10	15	20	25
	Serious	4	8	12	16	20
	Medium	3	6	9	12	15
	Small	2	4	6	8	10
	Minor	1	2	3	4	5
		Very low	Low	Medium	High	Very high
Probability						

Tab. 1. Risk matrix

is to warrant the energy supply reliability at minimum costs. Implementation of these two contradictory objective functions requires the capex project scope optimisation¹ and consideration of planning the system's development and planning grid operation as interrelated processes².

With growing consumer demand for power and the capacity of connected conventional and renewable sources, the grid operation reliability can be achieved by either: a) eliminating the effects of hazards at the system development planning stage through investment in grid assets, b) minimizing the probability of critical events at the system operations management by identifying and avoiding the coincidence of events constituting a threat to the system.

¹ The aim of a capex project is to maximize the benefits from spending limited financial resources.

² Due to the fact that the optimisation of investment decisions at the development planning stage may result in restrictions (conditions) of the grid operations.

2. Technical risk management

One of the development planning tasks is to ensure grid operation reliability and optimise the allocation of investment resources (improvement of investment performance indicators [PLN/reliability_of_supply_improvement]). Grid reliability deterioration with growing consumer demand for power and the capacity of connected sources, renewable in particular, may be prevented by:

1. investment in grid assets and system extension; there is a risk associated with the optimisation of conflicting objective functions: to increase grid operation safety and to minimise the investment in system expansion (risk of the project scope's over- or under-estimation in relation to the real needs)
2. to minimise the risk of critical events or their effects through:
 - a) identification of external factors posing a threat to the grid operation safety, for example a coincidence of selected grid component outages with the level of consumer demand for power or power output to the system from local generation (e.g. wind farms)
 - b) identification of a zero-investments method of avoiding threats – coordination of grid component outages with forecasts of external risk factors, accomplished at the grid operation planning and running stage. Planned outages represent 95% of the grid component outage duration. Their coordination taking into account external factors that contribute to overloads (e.g. demand for power), allows eliminating the risk of overload
 - c) identification of alternative actions for system modernization that offset external risk factors, e.g. consumer load management techniques or wind farms output curtailments.

The decision to abandon or postpone a capex project in favour of alternative measures will later result in the need to adjust the rules of grid operation and planning. Treating the processes of grid development planning and of grid operation planning and running in an integrated way allows allocating investment resources in the areas where no alternative risk avoidance measures are available. Grid investments risk management (determination of the optimal scope and sequence of investments) requires a qualitative and quantitative description of the probability of causes, and the extent of threats to the system's reliable operation, which enables a comparison of costs and benefits. As a result, projects may be selected for postponing, where there are alternative zero-investment measures to counter the risks, and investments may be prioritised based on performance indicators determined on the basis of capital expenditures and estimated avoided threats. A tool for quantitative assessment of the threats to energy supply reliability is the *probabilistic power flow* methodology.

3. Calculation methodology

Deterministic analyses, based on which power grid development is planned, have many constraints preventing a quantitative

description of the system performance in a long-term horizon (15 years), in particular:

1. power flows are calculated for a few arbitrarily selected power system conditions, with assumed power demand in particular HV grid nodes, power output from REs to grid, and grid topology. In fact, the system performance is associated with the occurrence of various combinations of load and generation in individual HV grid nodes and their coincidence with individual grid component outages
2. are based on many simplifying assumptions and do not fully reflect power system's operating conditions, in particular:
 - a) some of the assumptions and conditions are overly conservative, e.g. the assumption of areal RES generation close to 100% of installed capacity, or of rated lines capacities (regardless of weather conditions). Making investment decisions on the basis of such assumptions can lead to the project's oversizing, and thus reducing future grid infrastructure utilization rates
 - b) some of the assumptions may be overly optimistic, in particular – the adopted demand for power may not correspond to the extreme loads recorded by SCADA³, the number of simultaneous grid component outages often exceeds the N-1 contingences (for selected cases N-2) taken into account in deterministic analyses. Investment decisions based on such assumptions may prove to be insufficient, and the financial consequences of re-modernisation may prove higher than the cost of extending the original project scope prior to the decision
3. deterministic analyses do not allow to specify the probability of threats to system operation, and therefore they do not allow assessing whether other alternative to investment methods of preventing overload⁴ are a better solution from the technical and/or financial point of view.

To avoid the above power system performance assessment limitations, probabilistic analysis should be applied. These authors propose the Monte Carlo method, used for mathematical modelling of processes too complex for analytical definition. The modelling is based on a random choice of values characterizing the process, selected in accordance with the probability distribution, which must be known. Grid operation is modelled using multiple repeated power flow calculations taking into account the daily and seasonal variations in consumer demand for power, output from power sources connected to HV and MV grids, and grid topology. Variability of operating conditions is modelled randomly based on the statistics developed on data from SCADA systems, while maintaining the correlation between them (e.g. daily-seasonal changes in demand for power in particular nodes and their groups, or power output to grid from single wind farms and their groups, depending on their location). Due to the very large number of results from multiple repeated power flow calculations, they can be analysed by statistical methods only. Probabilistic analysis produces probability distributions of the occurrence of a specific grid operating condition, in particular

³ Accordingly, minimum in the off-peak and maximum at the peak.

⁴ For example, the coordination of planned outages with external grid operation conditions (weather, volatility of demand for power).

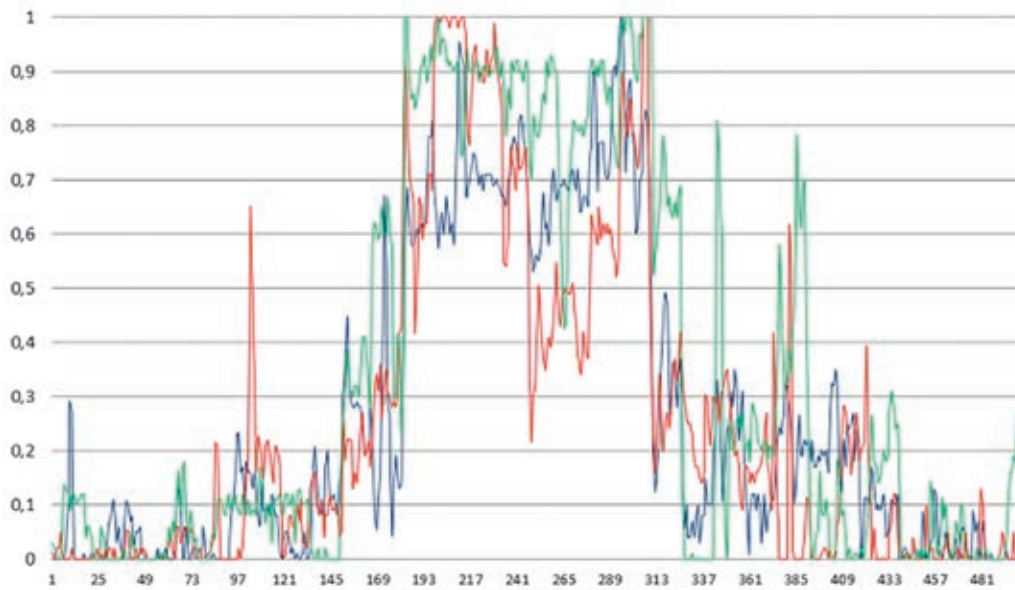


Fig. 1. Pseudo-random time series of group of wind farms generation

of power flows through individual grid components. Statistical analysis of likely overloaded grid components allows investigating the correlation between the occurrences of overload and of certain grid conditions: individual grid component outages, nodal and areal customer demand for power, wind farm power outputs, etc.

Power flow model inputs (outages, loads, generation) can be drawn, in accordance with the probability distribution of their occurrence, or obtained from a pseudo-random generator of load and generation sequences. The second option allows for tracking grid condition sequences (e.g. consecutive at sub-area conditions occurring at 15-minute intervals, resulting from the peak power demand and from variable wind generation output), which makes it possible to assess, for instance, single overload duration or analysis of the operation of energy storage with a given capacity, interoperable with a wind farm (storage charging and discharging process).

4. Risk measures

As already mentioned, planned outages account for approx. 95% of the total grid component outage duration. Their mutual coordination and correlation with other overload occurrence favouring factors will effectively offset the risk of threats to grid performance. The following summarizes the features, which are critical in the opinion of these authors, which allow one to assess the feasibility of coordinating outages with grid operating conditions in order to avoid overload and to evaluate the purpose and scope of the grid's necessary upgrade and extension.

1. The average annual energy at risk of being not distributed due to overload.
Energy, the transfer of which makes a grid component being overloaded⁵, depending on the duration of overloads in the year and their magnitudes. A large amount of energy at risk

of being not transferred (in relation to the total annual energy transmitted by the line) is a prerequisite for placing the line high in the ranking of the grid investment list.

2. The average annual duration of a grid component's overloads. Long overload duration may attest to threats related to outages of multiple grid components or the sensitivity to grid operating conditions (power demand, local generation). Both causes will make the grid component outages coordination difficult, which is a prerequisite for rank the component highly among those in need of upgrade.
3. Average duration of a single overload of a grid component's. This parameter can be determined by a pseudo-random generator of load and generation sequences, and by taking into account the duration of a single outage of individual grid components. If the average duration of a single overload is short, it is a prerequisite to lower the component's position in the ranking of items for upgrade. If the analysis resolution ≤ 15 min, any overload with such duration may be omitted.
4. Number of grid components, the outage of which makes the analysed line overloaded.
The higher the number, the more difficult it will be to coordinate the planned outages. A similar analysis should be carried out for pairs of out of order grid components. It has been observed that there are pairs of components, the separate outages of which are not critical (do not cause overload), but their concurrent outage may lead to overload of other lines. Such pairs should be specified in the grid operating guidelines as prohibited outage combinations.
5. Nodal and/or areal customer demand for power, at which the tested grid component gets overloaded.

A factor that allows for coordination of outages correlated with energy consumer behaviours. If a relationship is observed between the demand for power, outages of certain

⁵ And as a consequence the risk of failure to supply energy to the end users.

grid components and overloads of other grid components, risk management requires one to forecast power demand and to develop an outage plan that takes them into consideration.

6. Nodal and/or areal local generation output at which the tested grid component gets overloaded, as in the case of demand for power, forecasts of wind and solar generation output are required, based on numerical weather forecast, for operating coordination of outages.

5. Risk analysis tools

In deterministic analysis of power grid development, the first items to be considered are the grid components that get overloaded. Upgrade decisions are made on the basis of the maximum overloads recorded in N-1 states without taking into account the expected values of energy at risk of being not transfer, average annual overload duration, etc. In risk analyses by probabilistic methods the first items to consider are those grid components the outage of which makes another grid component overloaded. An example list of lines that get overloaded due to the local generation output, while the tested grid component is disconnected, is shown in Tab. 2, which contains the durations [h/a] of line overload at terms of a given grid component's outage and areal generation output. The overload magnitude is irrelevant in this case, because an excess over the line load carrying capacity has a binary (0/1) nature. For determination of the local areal generation the grid area associated with the tested component must be defined. It is proposed to assume that the area associated with a disconnected component includes the grid nodes, in which a generation (or load) change results in a corresponding change in the power flow through the tested line. Local areal generation means the power output to the grid from the sources (e.g. wind farms) connected in the area, expressed as a percentage of the sources' installed capacity.

In the presented example the outage of grid line L^{W_n} is associated with the overload of lines L^{P_1} to L^{P_4} , but only at a large wind power output over 70% of the temporary utilization of the

installed capacity. Correlating the component's planned outage with the generation output forecast for the next day will allow one to avoid the upgrade of line L^{P_1} to L^{P_4} ⁶. At the same time it may be necessary to upgrade line L^{P_i} , if (resulting from the coordination) outages L^{W_n} will take place when the wind generation is less than 40% of the installed capacity of farms in the area⁷. If overloads occur throughout the entire 0% to 100% range of the areal generation, it means that their occurrence is not dependent on the areal generation and that there is not possible to coordinate outages because of weather conditions. Based on the performance statistics of a wind farm group it may be determined for how many hours per year (by seasons and times of day) its wind generation exceeds the permissible level because of the overload of line L^{P_1} to L^{P_4} , and how it can disrupt the outage planning process, in particular: for how much (percentage) of the grid works duration no works may be performed on line L^{W_n} , and what is the relationship between the shortened time available for outage of component L^{W_n} and the total annual duration of outage L^{W_n} , required for normal operation. The coordination of component outages may be complemented with a decision to lower wind farm outputs. To assess the reasons for such output lowering, a wind farm group's long run production lost costs (over the time by which the lines upgrade has been postponed) should be compared with the avoided upgrade costs. Such WF lost annual output may be relatively easily quantified. Due to the fact that the WF output in an area is strongly correlated, the longest duration should be selected of the overload of all lines in successive brackets of the WF's power output to the system, multiplied by WF capacity installed in the area, and the difference [FW power bracket – 60% (no overload)]. In the present example, it will be annually:

$$E_U = P_{INST} \cdot \sum_{i=1}^n (70\% - 60\%) \cdot 7 + (80\% - 60\%) \cdot 14 + (90\% - 60\%) \cdot 5 + (100\% - 60\%) \cdot 2 \tag{1}$$

where:

P_{INST} – wind farm capacity installed in the area.

Overloaded component	Electricity at risk of being not transfer [MWh/a]	Annual outage duration [h/a]	Local areal generation											
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
$LP1$	2.9	13	–	–	–	–	–	–	–	–	–	10	3	0
$LP2$	4.4	32	–	–	–	–	–	–	–	–	6	11	4	1
$LP3$	2	6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4	2
$LP4$	5.4	41	–	–	–	–	–	–	–	–	7	14	5	1
LPi		60	30	20	10	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Total		152												

Tab. 2. Overloads of grid components L^{P_i} associated with outage of component L^{W_n}

⁶ Provided that the outage of line L^{W_n} is the only cause for the occurrence of overloads of these components.

⁷ This upgrade is all the more justified, because it results from insufficient transmission capacities dedicated to the needs of energy consumers – component overloads result from lack of local generation, probably at high demand for power.

The result is $5.8 \text{ [h]} * P_{INST} \text{ [MW]} = 5.8 P_{INST} \text{ [MWh/a]}$. As shown in the above example, it will not be the sum of the energy at risk of being not transfer by all lines L^{P_1} to L^{P_4} , because the generation reduction to 60% will eliminate overload in all lines. The agreed scope of the coordination of outages of component L^{W_n} , reducing the overload of line L^{P_1} to L^{P_4} , will be included in the analysis of grid upgrades' order of the execution. Similar considerations should be carried out for the overloads arising from consumer demand for power. In this case, the outages coordination shall be complemented with load management programs (demand reduction at system operator request).

The deliverable is an agreed list of outages of component L^{W_n} , coordinated with coordinated with external grid operation conditions. If for component L^{W_n} no coordinated list of outages could be agreed upon, the option of building a new line L^{W_m} parallel to L^{W_n} should be considered. It is assumed that at least one of the lines will be in operation. The criterion for the choice between building a new line L^{W_m} (if technically feasible) and upgrading all components L^{P_1} to L^{P_4} is the capital expenditure. It should be borne in mind that the selection algorithm of upgrade scope L^{P_1} to L^{P_i} admits options of incomplete elimination of overloads, while the construction of a new line eliminates them completely. Subjected to similar analysis should be all components L^{W_n} , the outages of which give rise to overloading other grid components. If for overloaded component L^{P_i} successfully agreed upon has been the coordination of all overload causing outages L^{W_1} to L^{W_n} , the upgrade may be postponed. Other overloaded components, for which the coordination of all outages has not been successfully agreed upon, should be arranged in order of their upgrades' importance in such a way that the invested funds are spent in the most effective manner. Example data for the analysis is compiled in Tab. 3, which contains a percentage breakdown of the total energy at risk of being not transfer by intervals specified by overload magnitudes. Possible upgrade scopes are the discrete values resulting from changes in operating temperature or conductor cross-section⁸.

The investment efficiency measure is an index determined as the ratio of total cost of grid reinforcement in reference to energy recovered (production lost in the zero-investment option, which will be recovered after the project completion):

$$w \frac{k}{i} = \frac{K m_i^k + c \cdot K Z_i^{k+}}{c \cdot \sum_n \sum_k E_{P,i}^{n,k}} \quad (2)$$

where:

$w \frac{k}{i}$ – efficiency ratio of investment in upgrade of line i in option k ,

C – grid asset life time [years],

$K m_i^k$ – cost of reinforcement of line i in option k ,

$K Z_i^{k+}$ – cost of energy at risk of not being transferred through line i (cost of not carried out reinforcement of line i above option k),

$E_{P,i}^{n,k}$ – energy recovered through reinforcement line i at outage of component n , which may be transmitted upon completion of upgrade k ,

n – number of switched-off grid component

i – number of overloaded line,

k – line i upgrade option that warrants a certain increase of load carrying capacity,

Cost $K Z_i^{k+}$ of the abandoned upgrade of line i above option k is related with energy at risk of no-transfer¹⁰ and is a kind of penalty for the system operator for failure to transmit the required energy. The sum of capital expenditures and abandoned reinforcement costs constitute the total cost incurred by the operator. Energy recovered (transmitted) $E_{P,i}^{n,k}$ is an gain.

Index $w \frac{k}{i}$ illustrates the effectiveness of capex outlays in time horizon c . Cost of abandoned upgrade of line i above option k may be determined as function:

$$K Z_i^{k+} = f(E_{N,i}^{n,k}, C_K) \quad (3)$$

where:

$E_{N,i}^{n,k}$ – electricity not transmitted by line i at outage of

Overloaded component	Electricity at risk of no-transfer [MWh/a]	Total annual overload duration [h/a]	Average single overload duration	Electricity at risk of no-transfer, depending on overload magnitude											
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
LW1	2.9	13		47%	24%	20%	6%	3%	1%						
LW2	4.4	32		56%	27%	13%	3%	1%							
LW3	2	6		63%	26%	5%	5%								
LW4	5.4	41		32%	25%	17%	11%	6%	5%	3%	1%				
LWn		60													
Total		152		44%	25%	16%	7%	4%	2%	1%	0%				

Tab. 3. Overloads of grid component L^{P_i} associated with outages of grid components L^{W_n}

⁸ For example, an increase from 40°C to 60°C or 80°C of the of the operating temperature of a 240 mm² conductor results in an increase in its load carrying capacity in summer, respectively to 170% and 200% of the original capacity.

⁹ Upgrade option means here the transmission capacity increase from the upgrade.

¹⁰ When upgrade option k does not ensure complete elimination of line i overload.

component n , due to insufficient scope of upgrade k , C_K – penalty for failure to transmit the electricity; $E_{N,i}^{n,k} \leq E_{P,i}^{n,k}$.

The type of function describing the dependence of not transmitted electricity cost should be chosen empirically. The increase in upgrade scope will increase Km_i^k , decline Kz_i^{k+} with a concurrent increase $E_{P,i}^{n,k}$ (formula(2)). If however the function of Kz_i^{k+} determination will prefer a deep upgrade scope (large Kz_i^{k+} with relatively small $E_{P,i}^{n,k}$), this can lead to a substantial increase in capex costs, with a slight increase in „recovered“ electricity $E_{P,i}^{n,k}$ ¹¹.

6. Conclusions

Investment risk management based on stochastic analysis results involves in particular:

1. identification of the risks that can be avoided without investment, by management of planned grid component outages, and postponement of the reinforcements for which there are alternative technical solutions of reducing risk occurrence
2. optimisation of the scope of HV grid reinforcement taking into account the probability of risks occurring and their potential effects (increase or decrease in the grid reinforcement scope in relation to the results of deterministic analyses)
3. prioritization of grid reinforcements with regard to cost and grid performance improvement, for instance giving priority to the upgrade of a line moderately overloaded over a relatively long time in the year, over a line exposed to large overloading but for a short time in the year (unlikely occurrence).

As a result, improved efficiency of investment in HV grid development should be expected.

The proposed methodology allows a quantitative assessment of the risks in terms of the likelihood of occurrence of their causes and their magnitudes. The outcomes of the investment risk analyses on the basis of a grid operation's stochastic simulation include:

1. probability distributions of line loads (overloads) in terms of magnitude, duration and energy at risk of being not transfer
2. guidelines for the coordination of grid component outage planning, allowing one to avoid (reduce the occurrence probability of) overloads:
 - a) array of forbidden combinations of outages of pairs of grid components
 - b) arrays of allowed outages in functions of: areal consumer power demand and of local generation
3. guidelines for complementary actions to coordinate outages, allowing, for example, the development of load management programs (DSR):
 - a) estimated annual duration and magnitude of the reduction of power consumed by customers
 - b) one-time limitation duration (consumer's propensity to join the program)
 - c) electricity lost in the year
 - d) incidence of limitations.

Bogdan Czarnecki

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electronics at the University of Electrical Engineering in St. Petersburg (1990), graduated from MBA course at Gdańsk Foundation for Management Development (2002). Since 2000 manager of the Department of System Strategy and Development at the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His professional interest include issues related to power system development planning.

Piotr Zieliński

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1976). Manager of Development Office at ENERGA-OPERATOR SA. His professional interests include: long-term planning, engineering calculations, operational development of 110 kV grid, and reactive power management optimisation.

¹¹ As a result, a situation may occur whereby transmission capacity increase is not accompanied by expected increase in demand for power (due to the increase in energy prices containing system expansion costs), which in turn can lead to oversizing the upgrade in relation to actual needs (as projected at the stage of system development analysis).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 74–79. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Zarządzanie ryzykiem technicznym w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Bogdan Czarnecki
Piotr Zieliński

Słowa kluczowe

zarządzanie ryzykiem, sieć dystrybucyjna, planowanie rozwoju

Streszczenie

Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn zagrożenia oraz konsekwencji wynikających z zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie i co najmniej znacznych skutkach oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie. W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub minimalizację skutków wystąpienia zagrożeń. W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci.

1. Wstęp

Operatorzy systemów elektroenergetycznych pozyskują środki na rozwój i modernizację infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej poprzez taryfy zatwierdzone przez prezesa URE. Jednym z celów prezesa URE jest zapobieganie nadmiernemu wzrostowi cen energii, m.in. poprzez limitowanie środków przeznaczanych przez operatorów na rozwój majątku sieciowego. Operatorzy funkcjonują więc w warunkach ograniczonych środków inwestycyjnych, co z kolei wymusza optymalizację ich alokacji. W związku z tym, że ilość środków, którymi dysponują operatorzy na modernizację sieci, może być niewystarczająca w stosunku do potrzeb, nieoptymalna ich alokacja wiąże się z ryzykiem pogorszenia jakości i niezawodności usługi dystrybucyjnej. Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia oraz konsekwencji zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o wysokim prawdopodobieństwie i co najmniej średnich skutkach oraz zdarzenia o poważnych konsekwencjach i co najmniej średnim prawdopodobieństwie. Obszar największego zagrożenia oznaczono kolorem czerwonym.

Zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub zapobieganie (minimalizację) skutków wystąpienia zagrożeń. W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci związane z niepełną topologią sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie m.in. równoczesne zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga optymalizacji zakresu inwestycji¹

Skutki	Krytyczne	5	10	15	20	25
	Poważne	4	8	12	16	20
	Średnie	3	6	9	12	15
	Małe	2	4	6	8	10
	Niewielkie	1	2	3	4	5
		Bardzo niskie	Niskie	Średnie	Wysokie	Bardzo wysokie
Prawdopodobieństwo						

Tab. 1. Macierz ryzyka

i traktowania procesów planowania rozwoju systemu oraz planowania i prowadzenia ruchu jako powiązanych². Zapewnienie niezawodności pracy sieci, w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł konwencjonalnych i OZE, można zrealizować alternatywnie: a) eliminując skutki wystąpienia zagrożeń na etapie planowania rozwoju systemu, poprzez inwestycje sieciowe, b) minimalizując prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń krytycznych na etapie planowania i prowadzenia ruchu systemu, poprzez identyfikację i unikanie koincydencji zdarzeń tworzących zagrożenia dla pracy systemu.

2. Zarządzanie ryzykiem technicznym

Planowanie rozwoju ma za zadanie m.in. zagwarantowanie niezawodności pracy sieci oraz optymalizację alokacji środków inwestycyjnych (poprawa wskaźników efektywności inwestycji [zł/poprawa niezawodności dostaw]). Zapobieganie przyczynom obniżenia niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł, szczególnie OZE, można zrealizować poprzez:

- inwestycje sieciowe i rozbudowę systemu; powstaje ryzyko związane z optymalizacją wzajemnie sprzecznych funkcji celu: podniesienia bezpieczeństwa pracy sieci i minimalizacji kosztów inwestycyjnych rozbudowy systemu (ryzyko zawyżenia lub zaniżenia zakresu inwestycji w stosunku do rzeczywistych potrzeb)
- minimalizowanie ryzyka wystąpienia zdarzeń krytycznych lub ich skutków realizowane poprzez:
 - identyfikację czynników zewnętrznych stwarzających zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy sieci, np. koincydencja wyłączeń wybranych elementów sieci z poziomem zapotrzebowania na moc odbiorców lub mocy oddawanej do systemu przez lokalną generację (np. farmy wiatrowe)
 - identyfikację bezinwestycyjnych metod unikania zagrożeń – koordynację wyłączeń elementów sieci z prognozami zewnętrznymi czynników ryzyka, prowadzoną na etapie planowania i prowadzenia ruchu sieci. Wyłączenia planowane stanowią 95% czasu trwania wyłączeń elementów sieci. Ich koordynacja uwzględniająca czynniki zewnętrzne, przyczyniające

¹ Celem inwestycji jest maksymalizacja korzyści z wydatkowania ograniczonych zasobów finansowych.

² Ze względu na fakt, że optymalizacja decyzji inwestycyjnych na etapie planowania rozwoju może skutkować ograniczeniami (uwarunkowaniami) prowadzenia ruchu sieci.

się do powstawania przeciążeń (np. zapotrzebowanie na moc), pozwala na wyeliminowanie ryzyka wystąpienia przeciążeń

- c) identyfikację działań alternatywnych dla modernizacji systemu, niwelujących zewnętrzne czynniki ryzyka, np. wykorzystanie technik zarządzania obciążeniem odbiorców lub optymalizacja zakresu ograniczania mocy FW na żądanie operatora systemu.

Decyzja o zaniechaniu lub odsunięciu w czasie inwestycji na rzecz działań alternatywnych będzie skutkowała późniejszą koniecznością dostosowania zasad planowania i prowadzenia ruchu. Traktowanie procesów planowania rozwoju sieci oraz planowania i prowadzenia ruchu w sposób zintegrowany pozwala na alokację środków inwestycyjnych w obszarach, gdzie nie są dostępne alternatywne dla inwestycji środki unikania ryzyka.

Zarządzanie ryzykiem inwestycji sieciowych (określenie optymalnego zakresu i hierarchizacja ważności) wymaga jakościowego i ilościowego opisu prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn oraz wielkości zagrożeń dla niezawodnej pracy systemu, umożliwiającego porównanie nakładów i efektów. W konsekwencji można wskazać inwestycje do odsunięcia w czasie, dla których istnieją alternatywne bezinwestycyjne środki przeciwdziałania zagrożeniom, oraz dokonać hierarchizacji inwestycji w oparciu o wskaźniki efektywności, wyznaczane na podstawie nakładów inwestycyjnych i oszacowanych co do wielkości unikniętych zagrożeń. Narzędziem pozwalającym na ilościową ocenę zagrożeń dla niezawodności dostaw energii jest metodyka probabilistyczna (ang. *probabilistic power flow*).

3. Metodyka obliczeń

Analizy deterministyczne, na których podstawie wykonuje się plany rozwoju sieci elektroenergetycznej, posiadają wiele ograniczeń uniemożliwiających ilościowy opis pracy systemu w horyzoncie długookresowym (do 15 lat), w szczególności:

- rozpływy mocy wykonywane są dla kilku arbitralnie wybranych stanów systemu elektroenergetycznego, przy założonych: zapotrzebowaniu na moc w węzłach sieci WN, mocy oddawanej do sieci przez OZE, topologii. W rzeczywistości praca systemu jest związana z występowaniem różnych kombinacji obciążeń i generacji w poszczególnych węzłach sieci WN oraz ich koincydencji z włączeniami poszczególnych elementów sieci
- opierają się na wielu upraszczających założeniach i nie odzwierciedlają w pełni warunków pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności:
 - część z przyjmowanych założeń i warunków jest nadmiernie konserwatywna, np. zakładanie obszarowej generacji OZE bliskiej 100% mocy zainstalowanej lub przyjmowanie obciążalności linii jako wartości statycznych (pomijanie wpływu

warunków atmosferycznych na obciążalności linii). Podejmowanie decyzji inwestycyjnych na podstawie takich założeń może prowadzić do przewymiarowania planowanych inwestycji, przez co obniżenia przyszłych wskaźników wykorzystania infrastruktury sieciowej

- część z przyjmowanych założeń może być nadmiernie optymistyczna, w szczególności przyjęte wielkości zapotrzebowania na moc mogą nie odpowiadać skrajnym wartościom obciążeń rejestrowanych przez SCADA³, ilość równoczesnych wyłączeń elementów sieci często przekracza uwzględniane w analizach deterministycznych stany N-1 (dla wybranych przypadków N-2). Decyzje inwestycyjne podejmowane na podstawie takich założeń mogą okazać się niewystarczające, a skutki finansowe powtórnego rozszerzenia pierwotnego zakresu inwestycji przed jej podjęciem
- analizy deterministyczne nie pozwalają określić częstości występowania stanów zagrożenia pracy systemu, przez co nie umożliwiają oceny, czy inne, alternatywne dla inwestycji metody przeciwdziałania przeciążeniom⁴ nie są lepszym rozwiązaniem z technicznego i/lub finansowego punktu widzenia.

Chcąc uniknąć powyższych ograniczeń dla oceny pracy systemu elektroenergetycznego, należy zastosować analizy probabilistyczne. Autorzy proponują metodę Monte Carlo, wykorzystywaną do matematycznego modelowania procesów zbyt złożonych do analitycznego zdefiniowania. Modelowanie polega na losowym wyborze wielkości charakterystycznych proces, a losowanie wielkości charakterystycznych proces dokonywane jest zgodnie z rozkładem prawdopodobieństwa, który musi być znany. Modelowanie pracy sieci polega na wielokrotnym powtarzaniu obliczeń rozptylowych z uwzględnieniem dobowo-sezonowej zmienności zapotrzebowania na moc odbiorców generacji przyłączonej do sieci WN i SN oraz topologii sieci. Zmienność warunków pracy jest modelowana probabilistycznie w oparciu o statystyki opracowane na podstawie danych z systemów SCADA, z zachowaniem korelacji pomiędzy nimi (np. dobowo-sezonowe zmiany zapotrzebowania na moc w GPZ i grupach GPZ lub moc oddawana do sieci przez pojedyncze farmy wiatrowe i grupy farm, w zależności od ich rozmieszczenia). Ze względu na bardzo dużą liczbę wyników otrzymanych na skutek wielokrotnego przeprowadzenia obliczeń rozptylowych, ich analiza jest możliwa wyłącznie metodami statystycznymi. Wynikami analizy probabilistycznej są rozkłady prawdopodobieństwa wystąpienia konkretnych stanów pracy sieci, w szczególności przepływów mocy przez poszczególne elementy sieci. Dla przeciążających się elementów sieci analiza statystyczna pozwala na zbadanie korelacji pomiędzy występowaniem przeciążeń i występowaniem określonych stanów

sieci: wyłączeń poszczególnych elementów, węzłowym i obszarowym zapotrzebowaniem odbiorców na moc, mocy oddawanych do sieci przez farmy wiatrowe itd.

Dane wejściowe do modeli rozptylowych (wyłączenia, obciążenia, generacje) mogą być losowane, zgodnie z rozkładami prawdopodobieństwa ich wystąpienia, lub uzyskiwane w wyniku działania pseudolosowego generatora sekwencji wartości obciążeń i generacji. Drugie rozwiązanie pozwala na śledzenie sekwencji stanów pracy sieci (np. następujące po sobie w 15-minutowych interwałach stany podobszaru, wynikające ze szczytowego zapotrzebowania na moc oraz ze zmiennej generacji wiatrowej), dzięki czemu możliwa staje się ocena, np. jednorazowych czasów trwania przeciążeń lub analiza pracy zasobnika energii o zadanej pojemności, współpracującego z farmą wiatrową (proces ładowania i rozładowania zasobnika).

4. Miary ryzyka

Jak już wspomniano, wyłączenia planowane stanowią ok. 95% łącznego czasu trwania wyłączeń elementów sieci. Ich wzajemna koordynacja i skorelowanie z innymi czynnikami, sprzyjającymi wystąpieniu przeciążeń, pozwoli skutecznie zniwelować ryzyko zagrożeń pracy sieci. Poniżej zestawiono krytyczne zdaniem autorów cechy pozwalające na ocenę możliwości skoordynowania wyłączeń z warunkami pracy sieci, w celu uniknięcia przeciążeń oraz oceny celowości i zakresu niezbędnych modernizacji i rozbudowy sieci.

- Średnia roczna ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem ze względu na przeciążenia
Energia, której przesłanie powoduje przeciążenie elementu sieci⁵, zależna od czasu trwania przeciążeń w roku i ich wielkości. Duża ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem (w relacji do całkowitej rocznej ilości energii przesyłanej przez dany element) jest przesłanką do umieszczenia linii wysoko w rankingu elementów sieci wymagających modernizacji.
- Średnioroczny czas trwania przeciążeń elementu sieci
Długi czas trwania przeciążeń może świadczyć o zagrożeniach związanych z wyłączeniami wielu elementów sieci lub wrażliwością na warunki pracy sieci (zapotrzebowanie na moc, lokalna generacja). Obydwie przyczyny będą utrudniały koordynację wyłączeń elementów sieci, co stanowi przesłankę do umieszczenia elementu wysoko w rankingu elementów sieci wymagających modernizacji.
- Średni czas trwania pojedynczego przeciążenia elementu sieci
Parametr ten można wyznaczyć za pomocą pseudolosowych generatorów sekwencji obciążeń i generacji oraz przy uwzględnieniu czasów jednorazowego wyłączenia poszczególnych elementów sieci. Jeżeli średni czas trwania pojedynczego przeciążenia jest krótki, jest to przesłanka do obniżenia pozycji elementu w rankingu elementów sieci do modernizacji. Jeżeli analiza jest robiona

³ Odpowiednio minimalnym w dolinie i maksymalnym w szczycie.

⁴ Na przykład koordynacja planowych wyłączeń z zewnętrznymi uwarunkowaniami pracy sieci (pogoda, zmienność zapotrzebowania na moc).

⁵ A w konsekwencji zagrożenie awarii niedostarczenia energii do odbiorcy.

z rozdzielczością ≤ 15 min, przeciążenia o takim czasie trwania można pominąć.

- Ilość elementów sieci, których wyłączenie powoduje powstawanie przeciążeń badanej linii
Im większa ich liczba, tym trudniejsze do skoordynowania będą planowane wyłączenia. Podobna analiza powinna zostać przeprowadzona dla par wyłączanych elementów sieci. Zaobserwowano, że występują pary elementów, których wyłączenie oddzielnie nie jest krytyczne (nie powoduje przeciążeń), jeżeli jednak wystąpi jednocześnie, może doprowadzić do powstawania przeciążeń. Takie pary powinny być wprowadzone do wytycznych prowadzenia ruchu sieci jako zabronione kombinacje wyłączeń.
- Poziom węzłowej i/lub obszarowego zapotrzebowania na moc odbiorców, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci
Czynnik pozwalający na koordynację wyłączeń skorelowanych z zachowaniem odbiorców energii. Jeżeli zaobserwowano związek pomiędzy zapotrzebowaniem na moc, wyłączeniem określonych elementów sieci i przeciążaniem się innych elementów sieci, zarządzanie ryzykiem wymaga w takich przypadkach wykonywania prognoz zapotrzebowania na moc i tworzenia planu wyłączeń z ich uwzględnieniem.
- Poziom węzłowej i/lub obszarowej generacji lokalnej, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci
Podobnie jak w przypadku zapotrzebowania na moc, dla operatywnej koordynacji wyłączeń wymagane są prognozy generacji wiatrowej i słonecznej, wykonywane na podstawie numerycznych prognoz pogody.

5. Narzędzia analizy ryzyka

Prowadząc deterministyczne analizy rozwoju sieci elektroenergetycznej, w pierwszej kolejności bierze się pod uwagę przeciążające się elementy sieci. Decyzje o modernizacji podejmowane są na podstawie maksymalnych zarejestrowanych przeciążeń w stanach N-1 bez uwzględnienia oczekiwanych: energii zagrożonej nieprzesłaniem, średniego rocznego czasu trwania przeciążeń itd. W analizach ryzyka prowadzonych za pomocą metod probabilistycznych proponuje się w pierwszej kolejności przeprowadzenie badań elementów, których wyłączenia powodują przeciążanie się innych elementów sieci. Przykład zestawienia linii ulegających przeciążeniom ze względu na poziom lokalnej generacji, w warunkach wyłączenia badanego elementu sieci, przedstawiono w tab. 2, która zawiera czasy [h/a], przez które występowało przeciążenie linii, przy zadanym wyłączanym elemencie sieci i poziomie generacji obszarowej. Wielkość przeciążenia nie ma w tym przypadku znaczenia, ponieważ przekroczenie dopuszczalnego obciążenia linii ma charakter dwustanowy (0/1) i jest nieakceptowalne.

Wyznaczenie poziomu obszarowej generacji lokalnej wymaga określenia obszaru sieci powiązanego z badanym elementem. Proponuje się przyjąć, że obszar powiązany z wyłączanym elementem obejmuje węzły sieci, w których zmiana generacji (lub obciążenia) powoduje adekwatne zmiany przepływu mocy przez badany element. Przez obszarowy poziom generacji lokalnej rozumiana jest moc oddawana do sieci przez źródła (np. farmy wiatrowe) przyłączone do tych węzłów sieci, wyrażona jako procent mocy zainstalowanej tych źródeł.

Dla przedstawionego przykładu wyłączeniu elementu sieci L_n^W towarzyszy przeciążanie się linii L_1^P do L_4^P , wyłącznie w warunkach dużej generacji wiatrowej, powyżej 70% chwilowego wykorzystania mocy zainstalowanej. Skorelowanie planowanych wyłączeń elementu z prognozowaną na dzień następną generacją pozwoli na uniknięcie modernizacji linii L_1^P do L_4^P ⁶. Równocześnie niezbędna może się okazać modernizacja linii L_i^P , jeżeli (na skutek koordynacji) wyłączenia L_n^W odbędą się w czasie, gdy generacja wiatrowa będzie mniejsza od 40% mocy zainstalowanej farm w obszarze⁷. Jeżeli przeciążenia występują w pełnym zakresie generacji obszarowej od 0% do 100%, oznacza to, że ich występowanie nie zależy od generacji obszarowej i nie ma potrzeby koordynacji wyłączeń ze względu na warunki meteorologiczne.

Na podstawie statystyk pracy grupy farm wiatrowych możliwe jest określenie, przez ile godzin w roku (w podziale na sezony i godziny doby) generacja wiatrowa przekracza dopuszczalny poziom ze względu na przeciążenia linii L_1^P do L_4^P oraz określenie, jak bardzo może to zakłócić proces planowania wyłączeń, w szczególności: przez jaki procent czasu pracy służb zajmujących się pracami sieciowymi nie będzie możliwe prowadzenie prac związanych z linią L_n^W oraz w jakiej relacji pozostają – skrócony czas dostępnego dla wyłączeń elementu L_n^W i łączny roczny czas wyłączeń L_n^W , wymagany ze względu na normalną eksploatację.

Działaniem komplementarnym dla koordynacji wyłączeń elementu może być również decyzja o zaniżeniu mocy farm wiatrowych. Dla oceny zasadności zaniżeń należałoby odnieść wartość produkcji utraconej grupy farm wiatrowych w okresie wieloletnim (czas, na jaki modernizacja sieci została odroczone) do kosztów unikiętych modernizacji linii. Ilościowo roczną produkcję utraconą FW jest stosunkowo łatwo określić. Ze względu na fakt, że produkcja FW w obszarze jest silnie skorelowana, należy wybrać najdłuższy czas trwania przeciążenia wszystkich linii w kolejnych przedziałach mocy oddawanej do systemu przez FW, pomnożyć przez moc zainstalowaną FW w obszarze oraz różnicę [przedział mocy FW – 60% (brak przeciążeń)]. W rozpatrywanym przykładzie będzie to rocznie:

$$E_U = P_{INST} \cdot \sum_{i=1}^n (70\% - 60\%) \cdot 7 + (80\% - 60\%) \cdot 14 + (90\% - 60\%) \cdot 5 + (100\% - 60\%) \cdot 2 \quad (1)$$

gdzie:

P_{INST} – obszarowa moc zainstalowana farm wiatrowych.

W wyniku otrzymujemy 5,8 P_{INST} [MWh]. Jak widać na powyższym przykładzie, nie będzie to suma energii zagrożonej nieprzesłaniem wszystkimi liniami L_1^P do L_4^P , ponieważ redukcja generacji do poziomu 60% zlikwiduje przeciążenia na wszystkich liniach. Uzgodniony zakres koordynacji wyłączeń elementu L_n^W , znoszący przeciążenia linii L_1^P do L_4^P , zostanie uwzględniony w analizie kolejności wykonywania modernizacji sieciowych. Analogiczne rozważania należy przeprowadzić dla przeciążeń wynikających z zapotrzebowania na moc odbiorców. W tym przypadku działaniami komplementarnymi do koordynacji wyłączeń będą programy zarządzania obciążeniem (redukcja zapotrzebowania na żądanie operatora systemu).

W efekcie otrzymuje się uzgodnioną listę wyłączeń elementu L_n^W , skoordynowaną z warunkami pracy sieci. Jeżeli dla elementu L_n^W nie udało się uzgodnić skoordynowanej listy wyłączeń, należy rozważyć opcję budowy równoległego do L_n^W nowego ciągu liniowego L_m^W . Zakłada się przy tym, że co najmniej jeden z ciągów będzie załączony. Kryterium wyboru pomiędzy nowym ciągiem liniowym L_m^W (jeżeli istnieje techniczna możliwość budowy) a modernizacją wszystkich elementów L_1^P do L_4^P jest koszt inwestycyjny. Należy przy tym uwzględnić, że algorytm wyboru zakresu modernizacji L_1^P do L_i^P dopuszcza warianty niecałkowitej likwidacji przeciążeń, podczas gdy budowa nowego ciągu liniowego znosi je całkowicie. Analogicznej analizie powinny zostać poddane wszystkie elementy L_n^W , których wyłączenia powodują powstawanie przeciążeń innych elementów sieci.

Jeżeli dla przeciążającego się elementu L_i^P udało się uzgodnić koordynację wszystkich wyłączeń L_i^W do L_m^W , powodujących przeciążenia, to jego modernizacja można odsunąć w czasie. Pozostałe elementy przeciążające się, dla których nie zdołano uzgodnić koordynacji wszystkich wyłączeń, należy uszeregować pod względem ważności przeprowadzenia inwestycji w taki sposób, by inwestowane środki były wydatkowane w sposób najbardziej efektywny. Przykład danych do analizy zestawiono w tab. 3, która zawiera procentowy podział całkowitej energii, zagrożonej nieprzesłaniem pomiędzy przedziały określone wielkościami przeciążeń. Możliwe zakresy modernizacji są wielkościami dyskretnymi, wynikającymi ze zmiany temperatur pracy lub przekroju przewodów⁸.

⁶ Pod warunkiem, że odstawienie linii L_n^W jest jedynym powodem występowania przeciążeń tych elementów.

⁷ Modernizacja ta jest tym bardziej uzasadniona, ponieważ wynika z niedostatecznych zdolności przesyłowych dedykowanych potrzebom odbiorców energii – przeciążenia elementu spowodowane są brakiem lokalnej generacji, prawdopodobnie w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc.

⁸ Dla przykładu dla przewodu 240 mm² zwiększenie temperatury pracy z 40°C do 60°C lub 80°C skutkuje latem wzrostem obciążalności odpowiednio do 170% i 200% pierwotnej obciążalności.

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Czas trwania przeciążeń w roku [h/a]	Obszarowy poziom generacji lokalnej											
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
LP_1	2,9	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	3	0
LP_2	4,4	32	-	-	-	-	-	-	-	-	6	11	4	1
LP_3	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2
LP_4	5,4	41	-	-	-	-	-	-	-	-	7	14	5	1
LP_i		60	30	20	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma		152												

Tab. 2. Zestawienie przeciążeń elementów sieci LP_i związanych z wyłączeniem elementu LW_n

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Łączny czas przeciążeń w roku [h/a]	Jednorazowy średni czas przeciążeń	Energia zagrożona nieprzesłaniem w zależności od wielkości przeciążeń											
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
LW_1	2,9	13		47%	24%	20%	6%	3%	1%						
LW_2	4,4	32		56%	27%	13%	3%	1%							
LW_3	2	6		63%	26%	5%	5%								
LW_4	5,4	41		32%	25%	17%	11%	6%	5%	3%	1%				
LW_n		60													
Suma		152		44%	25%	16%	7%	4%	2%	1%	0%				

Tab. 3. Zestawienie przeciążeń elementu sieci LP_i związanych z wyłączeniami elementów sieci LW_n

Miarą efektywności inwestycji jest wskaźnik wyznaczany jako stosunek łącznych kosztów modernizacji i zaniechania modernizacji do energii odzyskanej (zagrożonej nieprzesłaniem w wariancie bezinwestycyjnym, którą uda się przesłać po wykonaniu inwestycji):

$$w_i^k = \frac{Km_i^k + c \cdot Kz_i^{k+}}{c \cdot \sum_n \sum_k E_{P,i}^{n,k}} \quad (2)$$

gdzie:

w_i^k – wskaźnik efektywności inwestycji polegającej na modernizacji linii i w wariancie k ;⁹
 Km_i^k – koszt wyłączenia linii i w wariancie k , Kz_i^{k+} – koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k (koszt nieprzesłania wymaganej ilości energii), $E_{P,i}^{n,k}$ – energia zagrożona nieprzesłaniem liną i przy wyłączeniu elementu n , której przesłanie będzie możliwe po zrealizowaniu wariantu modernizacji k , i – numer przeciążającej się linii, n – numer wyłączanego elementu sieci, k – wariant modernizacji linii o numerze i gwarantujący wzrost zdolności przesyłowych o określonej wartości, c – czas życia inwestycji sieciowej [lata].

Koszt Kz_i^{k+} zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k jest związany z energią zagrożoną nieprzesłaniem¹⁰ i jest rodzajem kary dla operatora systemu za nieprzesłanie wymaganej ilości energii. Suma nakładów inwestycyjnych i kosztów zaniechań inwestycji konstytuują łączny koszt poniesiony przez operatora. Energia odzyskana (przesłana) $E_{P,i}^{n,k}$ stanowi korzyść. Wskaźnik w_i^k obrazuje efektywność wydatkowania środków inwestycyjnych w horyzoncie czasowym c . Koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej wariantu k może być wyznaczany jako funkcja:

$$Kz_i^{k+} = f(E_{N,i}^{n,k}, C_K) \quad (3)$$

gdzie:

$E_{N,i}^{n,k}$ – ilość nieprzesłanej energii liną i przy wyłączeniu elementu n , ze względu na niedostateczny zakres modernizacji k , C_K – kara na nieprzesłanie energii; $E_{N,i}^{n,k} \leq E_{P,i}^{n,k}$.

Rodzaj funkcji opisującej zależność kosztów niedostarczenia energii powinien zostać dobrany empirycznie. Wzrost zakresu inwestycji spowoduje wzrost Km_i^k , spadek Kz_i^{k+} , przy równoczesnym wzroście $E_{P,i}^{n,k}$

(wzór (2)). Jeżeli jednak funkcja wyznaczenia Kz_i^{k+} będzie preferowała głęboki zakres inwestycji (znaczna wartość Kz_i^{k+} przy stosunkowo niewielkiej $E_{N,i}^{n,k}$), może to prowadzić do znacznego wzrostu kosztów inwestycyjnych, przy nieznacznym przyroście energii „odzyskanej” $E_{P,i}^{n,k}$ ¹¹.

6. Wnioski

Zarządzanie ryzykiem inwestycji na podstawie wyników analiz stochastycznych polega w szczególności na:

1. identyfikacji zagrożeń, których można uniknąć bezinwestycyjnie przez zarządzanie planowymi wyłączeniami elementów sieci i odsunięcie w czasie inwestycji, dla których istnieją alternatywne techniczne rozwiązania obniżenia prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń
2. optymalizacji zakresu modernizacji lub rozbudowy sieci WN z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń i ich potencjalnych skutków (zwiększenie lub zmniejszenie zakresu inwestycji w stosunku do wyników analiz deterministycznych)
3. priorytetyzacji inwestycji ze względu na koszty i poprawę wskaźników

⁹ Przez wariant modernizacji rozumie się przyrost zdolności przesyłowych w stosunku do stanu przed modernizacją.

¹⁰ W przypadku, gdy wariant modernizacji k nie zapewnia całkowitej likwidacji przeciążeń linii i .

¹¹ W efekcie możliwe jest doprowadzenie do sytuacji, w której wzrostowi zdolności przesyłowych nie towarzyszy prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc (ze względu na wzrost cen energii zawierających koszty rozbudowy systemu), co w efekcie może prowadzić do przewymiarowania inwestycji w stosunku do rzeczywistych (prognozowanych na etapie analiz rozwoju systemu) potrzeb.

funkcjonowania sieci, polegającej np. na udzielaniu pierwszeństwa modernizacji linii przeciążającej się w niewielkim stopniu przez stosunkowo długi czas w roku, przed linią mogącą się znacznie przeciążyć przez krótki czas w roku (niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia).

W efekcie należy oczekiwać poprawy efektywności inwestowania w rozwój sieci WN. Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn i wielkości zagrożeń. Wynikiem analiz

ryzyka zakresu inwestycji prowadzonych na podstawie stochastycznych metod symulacji pracy sieci są:

1. rozkłady prawdopodobieństwa obciążeń (przeciążeń) linii w kategoriach wielkości, czasu trwania i energii zagrożonej nieprzesłaniem
2. wytyczne dotyczące koordynacji planowania wyłączeń elementów sieci, pozwalające na unikanie (zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia) przeciążeń:
 - a) tablica zabronionych kombinacji wyłączeń par elementów sieci
 - b) tablice dozwolonych wyłączeń w funkcjach: obszarowego zapotrzebowania

na moc odbiorców oraz poziomu generacji lokalnej

3. wytyczne dotyczące działań komplementarnych dla koordynacji wyłączeń, pozwalających na przykład na konstruowanie programów zarządzania obciążeniem (DSR):
 - a) szacunkowy roczny czas i wielkość redukcji mocy pobieranej przez odbiorców
 - b) jednorazowy czas ograniczeń (skłonność odbiorcy do przystąpienia do programu)
 - c) wolumen energii utraconej w roku
 - d) częstość występowania ograniczeń.

Bogdan Czarnecki

mgr inż., MBA

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Uniwersytetu Elektrotechnicznego w Petersburgu (1990), absolwent studiów MBA Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów (2002). Od 2000 roku jest kierownikiem Zakładu Strategii i Rozwoju Systemu w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się m.in. zagadnieniami związanymi z planowaniem rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Piotr Zieliński

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność elektroenergetyka. Zatrudniony w ENERGA-OPERATOR SA na stanowisku kierownika Biura Rozwoju. Obszar jego zainteresowań zawodowych obejmuje m.in.: planowanie długoterminowe, obliczenia inżynierskie, operacyjny rozwój sieci elektroenergetycznej 110 kV oraz optymalizację gospodarki mocą bierną.