

Practical Ways to Improve SAIDI and SAIFI Power Supply Reliability Indicators in an MV Grid

Authors

Piotr Janiszewski
 Jan Sawicki
 Janusz Kurpas
 Maciej Mróz

Keywords

SAIDI, SAIFI indicators, power grid operation reliability, automatic control coordination

Abstract

Based on a mathematical model of an existing MV network and analysis of its failures, remedies to improve SAIDI and SAIFI reliability indicators are proposed. Factors are identified and described that significantly affect electricity supply interruptions' duration, frequency of their occurrence, and the number of not supplied recipients. A methodology is proposed for a relatively quick location of the failure site, isolation of the damaged grid element, and restoration of the supply of as many recipients as possible, considering the specificity of grids in mountainous areas. By simulation of potential failures based on the deterministic reliability model (DRM), the effectiveness of the adopted solutions is demonstrated in the perspective of a dozen years or so.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018105

Received: 19.04.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 31.08.2018

1. Introduction

When an MV grid's traditional operation analysis (component loads, voltages) verifies its proper performance, but power supply reliability indicators still deviate from their expected values, many methods can be found to prevent and limit the effects of electricity outages and the frequency of their occurrences. They may be divided into:

1. Traditional methods – that assume shortening the length of line strings (by building new outgoing feeders from existing HV/MV substations and/or building new 110 kV/SN transformation points) and installing more and more automatic controls in the depth of the grid, mainly to enable isolation of the damaged grid element – most often cutting off the branch, which is the reason for switching off the whole line string.
2. Deterministic methods of reliability model (DRM), which are based on a detailed analysis of a representative set of electricity supply interruptions (scheduled and emergency), and then based on the identified factors significantly affecting their duration, frequency and the number of the then non supplied recipients, proposing a methodology enabling for

the fastest possible location of the failure, isolation of the damaged grid element, and recovery of the supply of as many recipients as possible.

As experience of distribution grid operators (DSOs) shows, the methods described in point 1 require significant capital expenditures, and the capex projects not always satisfactorily improve the reliability indicators.

Now it is necessary to look for other means that, with lower investment outlays, will effectively improve the power reliability indicators. Investment decisions should be preceded by simulations of potential failures on an appropriate mathematical model (DRM) of the analysed grid, considering the proposed solutions. These, in turn, should be effective in the long-term perspective.

2. Analysed MV grid characteristics

The MV grid, which needs an improvement of its reliability indicators, lies in beautiful foothill areas, which, despite many positive natural aspects, are not favourable for power operation. Snowfall, hard rime and frequent foehn winds typical for the area cause mechanical damage to the lines. Winding mountain roads prevent quick access of power emergency services to switching

points and/or damaged line sections. In the end, the mountainous terrain itself and the very scattered development in this area forces routing power lines along mountain valleys, which considerably extends grid connections.

The area analysed in this study, powered from 12 110 kV/MV substations through over 110 line strings, has an area of over 2,700 km². In their clear majority, except for a few towns where there are cable networks, rural areas are powered by overhead lines. Because of historical conditions related to the difficulty of building HV lines in this area, there is a two-voltage, 15 and 30 kV, grid there. Line strings that are interwoven today do not make the grid flow management any easier.

Despite all these disadvantages, the traditional MV grid performance analysis (based on power flows) in normal states has verified the proper operating conditions. There are no threats due to overloading 110 kV/MV grid elements and/or transformers. Apart from isolated cases, no areas with undervoltage were found.

The grid's performance in post-failure states is somewhat different. A dozen or so grid areas have been identified, which either cannot be two-side supplied at all (physical lack of connections), or the existing connections do not guarantee maintaining the required electricity quality parameters.

3. Multi-aspect analysis of the effects of electricity supply interruptions

It was assumed for the purposes of identifying factors affecting electricity supply interruption durations and frequency in the analysed area that an almost two-year period in which several hundred events occurred in the analysed area would be representative. Further in the paper the elements analysed in the model (DRM) are presented in detail.

3.1. Qualitative and quantitative analysis of MV line strings

All line strings, to which individual events were assigned and their individual power supply reliability indicator was determined, were arranged in the sequence of the indicator's descending values. A certain regularity was observed in line with the well-known Pareto principle, which consists in the fact that a small group of line strings causes a key increase in the SAIDI reliability index, while the impact of the remaining very large group of strings is small.

More precisely, ca. 30% of all line strings accounted for an over 90% share in the global reliability index in the analysed area. The remaining group of strings (about 70%) contributed to 10% of the global reliability index. It was therefore concluded that detailed analysis of only 30% of the strings with the largest share in the global reliability index would suffice.

In the next step of the analysis the numbers of shutdowns (scheduled and emergency) were compared for the sample of 10 overhead lines with a relatively low SAIFI indicator, including 5 strings with low and 5 with high SAIDI indicators. Long and short line strings were selected for the analysis, with many and few recipients alike.

String	No. of recipients	Total length [km]	Total shutdowns	Shutdowns per km	Shutdowns per 1000 recipients
C1_15kV	2032	32.956	7	0.21	3.44
C2_15kV	1016	14.980	10	0.67	9.84
C3_15kV	821	24.971	22	0.88	26.80
C4_15kV	539	10.975	10	0.91	18.55
C5_15kV	362	8.557	10	1.17	27.62
C6_30kV	2061	146.017	81	0.55	39.30
C7_30kV	2733	42.981	25	0.58	9.15
C8_15kV	3057	61.584	70	1.14	22.90
C9_30kV	5371	82.411	99	1.20	18.43
C10_30kV	4160	62.690	114	1.82	27.40

Strings with low SAIDI
Strings with high SAIDI

Tab. 1. Comparison of shutdown numbers (scheduled and emergency) in selected line strings

The following conclusions may be drawn from the analysis results:

1. The ratios of the shutdown number to the string's length and to the number of recipients supplied from it are similar in the low and high SAIDI strings – there are no significant differences
2. The SAIDI indicator depends on neither the string length nor the number of receivers supplied – it is strongly dependent on the string's logical structure i.e. its reconfigurability
3. The SAIFI indicator does not indicate too many shutdowns per recipient, while if concurrent with a high SAIDI indicator would suggest long durations of individual shutdowns depriving many consumers of supply.

3.2. Analysis of connectivity and speed of switching operations

Another element of the analysis was checking the recorded switching operations. The purpose of the analysis was to assess the switches' performance and to determine the switching operations' durations. In total, more than 1,500 operations such as opening and closing individual switches in the analysed MV grid have been checked.

The following operations were found:

- with no communication problems: switch responds to dispatcher command within expected time
- with minor communication problems: dispatcher's repeated commands or reporting requests are responded to within a few minutes only
- unsuccessful: dispatcher's repeated commands or reporting requests are eventually responded to by switching over to manual operation, which indicated an intervention of an operating crew.

In addition, we identified:

- cases where the dispatcher sent a command to close/open a switch, even though it had already been closed/opened – probably there were problems with the switch status reporting

String	Switch symbol	Type	No. of switchings	Correct switching		Incorrect switching		t min [s]	t max [s]
				Quantity	Average duration [s]	Quantity	Average duration [s]		
C15	Ł-01	Disconnecter	38	38	19.6	0	–	5.3	92.3
	Ł-10	Disconnecter	21	7	18.0	14	1006.7	5.0	9417.0
	Ł-11	Disconnecter	23	12	24.0	11	484.6	11.4	3345.0
	Ł-21	Disconnecter	17	12	22.6	5	860.6	11.4	2834.0

Tab. 2. Number and durations of switching operations in selected grid string

• very short switching operation durations (in extreme cases even 0.003 s) and reverse order of recorded events (open/close signals) – record delays and no prioritisation of data logging. In Tab. 2 example results of the switching performance analysis (number and duration of switching operations in selected line strings).

Based on the switching operations analysis, the following observations were made:

1. Significant number of correct operations for all switches, which indicates their physical soundness
2. Large number of incorrect operations in relation to correct ones, which indicates high communication uncertainty/instability
3. Possible local communication problems – common problem for the Ł-10, Ł11 and Ł-21 switch groups (Tab. 2) geographically close to each other.

The analysis of switching operations allowed one to formulate the following general conclusions for the audited switching operations:

1. Average duration all correct operations was 13 s
2. Average duration of operations with communication irregularities was ca. 10 minutes
3. The maximum recorded operation duration was nearly 4 hours
4. Correct and incorrect operations interleaved for all switches
5. Most switches experienced communication problems at least several times
6. Statistically, every second day there were smaller or larger communication problems.

3.3. Analysis of power system automatic protection performance

The next analysed element was the performance of power system's automatic protections. In this case, the purpose of the analysis was to assess the regularity of operation of the switching points installed in the grid and equipped with power system's automatic protections.

It was found as a result of the analysis:

- multiple cases of incorrect order of recloser openings
- cases of complete recloser inactivity (and of opening the breaker in the line bay instead) – erroneous information for the dispatcher and often a loss of several dozen minutes to search for damage in a wrong branch on which the recloser is installed.

Fig. 1 shows an example of the lack of protection selectivity resulting from wrong protection settings.

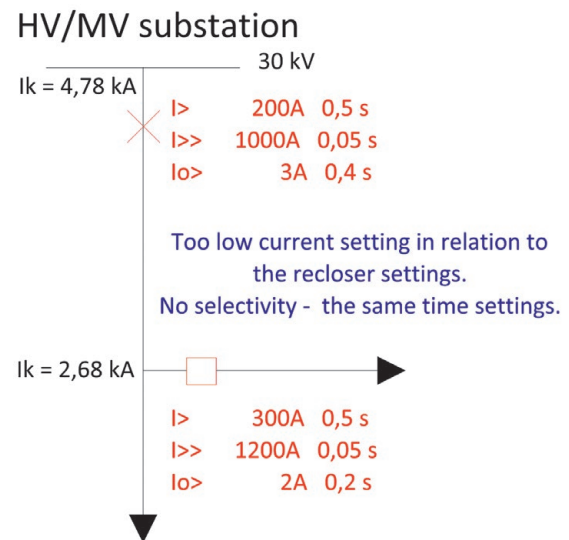


Fig. 1. Example of lack of protection selectivity

3.4. Switches deployment

As part of this study, the MV grid topology was also analysed. In the first step, in order to check switches' deployment, locations of the switches on trunk lines were analysed.

It has been repeatedly found:

- cases of over 4 km long trunk line sections supplying even more than 1000 recipients – that couldn't be two-side powered
- disconnection of many recipients (over 1000) for a long repair time (ca. 2–3 hours), which largely increased the SAIDI indicator.

Fig. 2 shows examples. Fig. 2. Examples of switches deployment on trunk line: marked in red is the trunk line section with no switches that can cut the line string.

Next, the switches deployment on branches was analysed. Multiple cases were found of switches placement directly upstream of a single MV/LV, where there is no switch at the beginning of the substation supplying section, and the section's length is considerable. Damage to this type of section, instead of cutting off power from a single MV/LV substation, isolates a larger portion of the grid/more recipients. Fig. 3 shows examples: the lack of a switch at the beginning of the branch marked in yellow makes it necessary to switch off the entire branch supplying over 250 recipients. Installation of an additional manually controlled switch will limit the number of disconnected recipients to ca. 30.

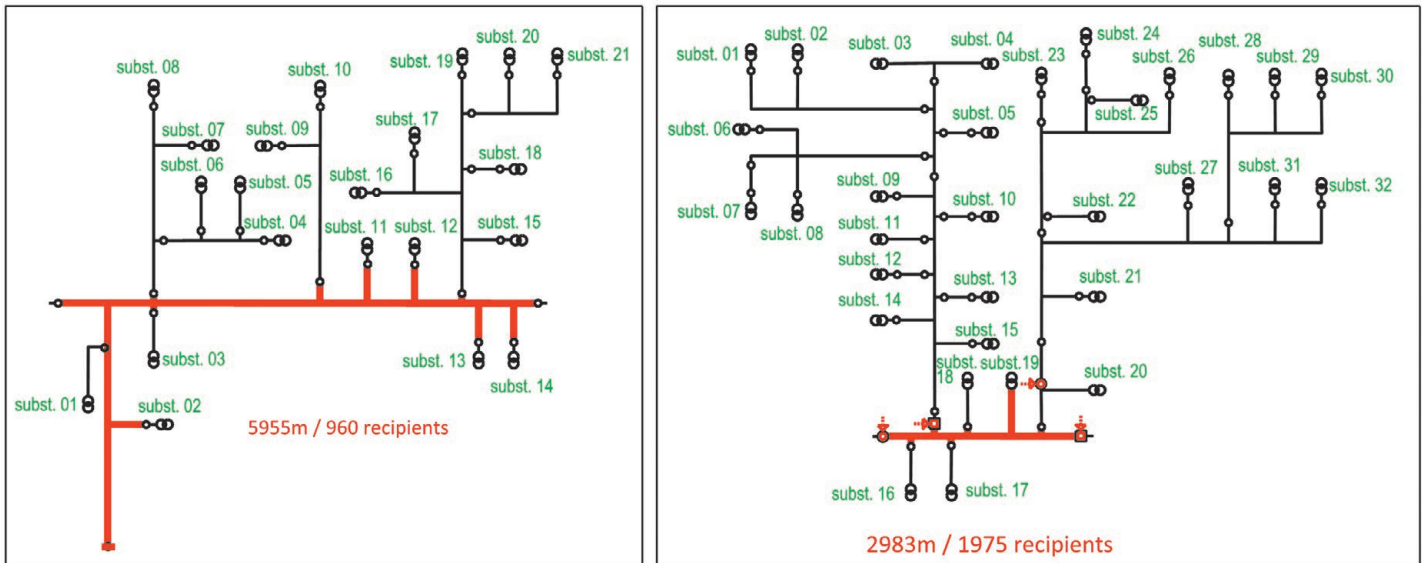


Fig. 2. Examples of switches' deployment in long trunk line

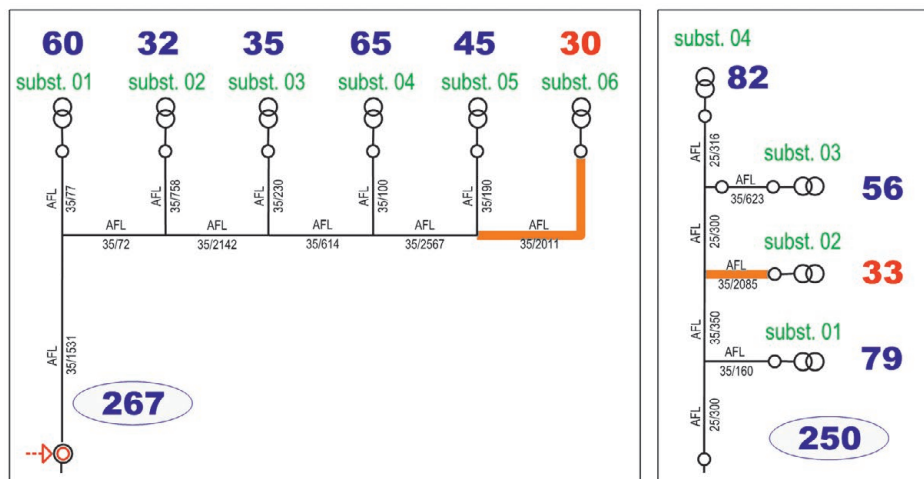


Fig. 3. Examples of lack of switch at the beginning of branch longer than 500 m

3.5. Two-side supply of branches

Another of MV network topology aspect analysed in the study was the feasibility of branches' two-side supply. The purpose of the analysis was to check whether all significant branches (with many recipients) could be two-side supplied. In the analysed network multiple cases of one-side supplied large (in terms of the number of recipients) branches were identified. Fig. 4 shows examples of branches supplying ca. 1500 recipients, which cannot be two-side powered.

4. Proposed remedies – the target grid model

As a result of the analysis of the electricity supply interruption effects described in detail in point 3, it was found that the MV grid's reliability can be significantly improved only by simultaneously fulfilling the following conditions:

1. Damage location, i.e. isolation of the damaged line section within 3 minutes

2. Maximum number of recipients non-supplied after the damaged grid section isolation ca. 250
3. Maximum average duration of the normal grid operation recovery, i.e. repair of the damaged grid section 180 minutes
4. Ongoing improvement of the power grid's technical condition and activities aimed at gaining independence from harmful weather phenomena.

With a view to the MV grid's logical complexity and the need to support its operator, it was considered necessary to implement an FDIR system, which will result in:

- automatic detection of fault location
- automatic isolation of damaged grid section
- automatic reconfiguration of MV grid (limiting the number of non-supplied recipients and minimising the number of other recipients' disconnections).

What is more, in the context of the identified communication issues and the need to implement automatic systems, access to two independent digital communication systems, i.e. own

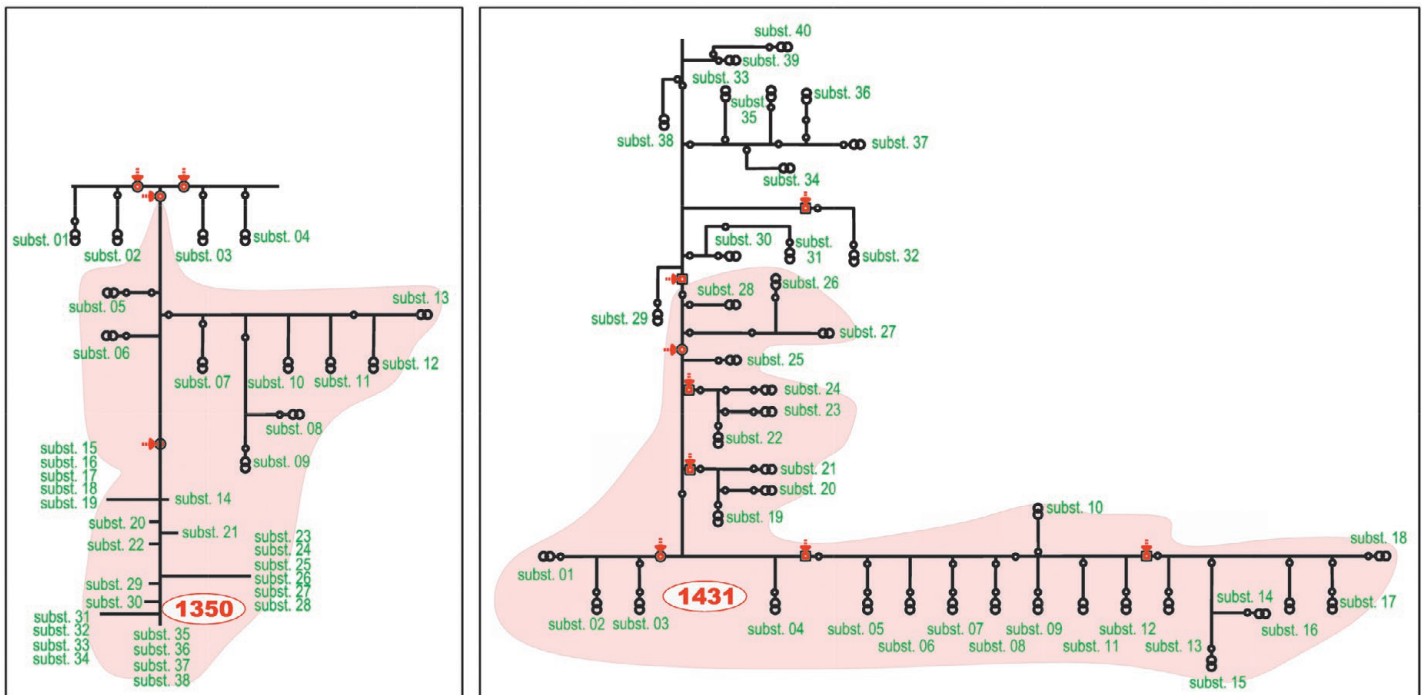


Fig. 4. Examples of branches supplying more than 1000 recipients that cannot be two-side powered

Tetra	3G and/or LTE
<p>Advantages</p> <ul style="list-style-type: none"> Reliable communication proven for at least a dozen or so years Guarantee of communication channel accessibility (emergency power supply 36 hours after the failure) High reliability of information provision to and from automatic controls Data transfer rate (average time of such operation <1 s) <p>Disadvantages</p> <ul style="list-style-type: none"> Packet data transmission (quantitative restrictions) Large capital expenditures for launching the system 	<p>Advantages</p> <ul style="list-style-type: none"> Ability to send a large amount of information (e.g. reading event logs or remote device reconfiguration) Large scope of available system uses (e.g. transfer of video files from operational units in the field to command centres) Lower (compared to TETRA) capital expenditures <p>Disadvantages</p> <ul style="list-style-type: none"> Public operator (uncertainty of access to the communication channel – emergency power supply, network occupancy) No data transfer prioritisation Lower signal quality/strength at night

Tab. 3. Advantages and disadvantages of TETRA and 3G/LTE systems

TETRA system and public broadband 3G and/or LTE network, was considered crucial. In Tab. 3 the most important, according to the authors, pros and cons of proposed communication systems are listed.

The analysis allowed identifying other measures of improving the analysed MV grid reliability, including:

- construction of a new HV/MV substation
- construction of new connections to provide two-side supply of ca. 5 km (obligatory for branches supplying more than 500 recipients, and suggested for branches supplying 250–500 recipients)
- upgrade of existing line sections (ca. 15 km)
- installation of ca. 500 new switching points, including ca. 200 manually operated
- improved coordination of existing protections.

5. Summary, SAIDI improvement examples

The analysis of the MV grid operation structure and the electricity supply interruption effects has shown that to improve the

grid reliability indicators action in the following areas should be undertaken:

1. Upgrade and expansion of the communication system to ensure, with high signal stability, communication with switching points, even in the event of a long-lasting power supply interruption
2. Implementation of FDIR module to limit the duration of fault location, i.e. isolation of the damaged grid section to 3 minutes
3. Location of switching points. It is necessary to change the switch deployment philosophy, i.e. not only to cut off the damaged branch as quickly as possible, but also to restore the power supply as soon as possible, especially where it is already now possible
4. Construction of new line connections to ensuring reverse two-side supply for branches feeding many recipients
5. Ongoing inspection of the protections' coordination, the power grid's technical condition improvement and activities aimed at gaining independence from harmful weather phenomena.

On the assumption that all the above-described activities had been completed, they were mapped in the grid mathematical model and several dozen interruptions in the electricity supply were simulated to determine how many recipients would be deprived of the supply and how often. The simulations demonstrated the effectiveness of the deterministic reliability model (DRM) and verified the proposed remedies' sufficiency. The reliability indicators' improvement was estimated at ca. 80%.

REFERENCES

1. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., "Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii" [Comprehensive MV grid automation and monitoring as the key element to improve
2. Kornatka M., "Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności" [Automation of MV grids and the level of their reliability], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8, 2014.
3. Kornatka M., Serafin R., "Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozów w głębi sieci średniego napięcia" [Technical and economic aspects of the installation of reclosers in the depth of MV grid], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 4, 2014.
4. Czarnobaj A., Mazierski M., "Automatyzacja sieci i innowacyjne systemy dyspozytorskie a niezawodność dostaw energii elektrycznej" [Electricity supply reliability in view of grid automation and innovative dispatching systems], *Energia Elektryczna*, No. 11, 2014.
5. Kouba D. et al., "Smart improvement of distribution grid reliability", 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lyon 2015.

Piotr Janiszewski

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA
e-mail: janiszewski.piotr@epk.com.pl

Electric power engineer graduated from AGH University of Science and Technology in Krakow. Since 1999 professionally involved in the power industry. In 1999–2015 a designer in ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA. From 2015 a designer in ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA, and currently the manager of the Energy Systems Department.

Jan Sawicki

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA
e-mail: sawicki.jan@epk.com.pl

Graduated from AGH University of Science and Technology in Krakow (1975). Until 2015 in ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA, from 2015 to 2016 in ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA. Former Energy Systems Department manager, currently retired.

Janusz Kurpas

TAURON Dystrybucja SA
e-mail: janusz.kurpas@tauron-dystrybucja.pl

Director of Grid Investment and Development at TAURON Dystrybucja SA, a graduate of the Electrical Department of the Silesian University of Technology in Gliwice, an electrician – automatic protection engineer by profession.

He completed post-graduate studies in project management, holds a Master of Project Management certificate from the George Washington University School of Business and Public Management. Professionally associated with the Scientific Council at Tauron Dystrybucja. A member of SEP Association of Polish Electrical Engineers and PTPiREE Polish Power Transmission and Distribution Association. Specializes in modern management of grid assets.

Maciej Mróz

TAURON Dystrybucja SA
e-mail: maciej.mroz@tauron-dystrybucja.pl

Graduate of AGH University of Science and Technology in Kraków (2004) and of doctoral studies (2008) at this university, where he also obtained a doctoral degree in 2014. Since 2004 professionally involved in the power industry. Currently, director of assets at TAURON Dystrybucja Branch in Kraków and Tarnów. His professional interests focus on electricity supply quality and reliability, strategic management of grid assets and distribution grid planning and development. Member of working teams at PTPiREE Polish Power Transmission and Distribution Association.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Praktyczne sposoby poprawy wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI w sieci SN

Autorzy

Piotr Janiszewski
Jan Sawicki
Janusz Kurpas
Maciej Mróz

Słowa kluczowe

wskaźniki SAIDI, SAIFI, niezawodność pracy sieci, koordynacja automatyki

Streszczenie

Na podstawie modelu matematycznego rzeczywistej sieci SN oraz analizy awarii w niej występujących wskazano środki zaradcze mające na celu poprawę wskaźników niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI.

Zidentyfikowano i opisano czynniki istotnie wpływające na czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej, częstotliwość ich występowania oraz liczbę odbiorców pozostających wówczas bez napięcia. Zaproponowano metodykę pozwalającą na możliwie szybką lokalizację miejsca wystąpienia awarii, wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci oraz przywrócenie napięcia maksymalnej liczbie odbiorców, uwzględniając specyfikę sieci w terenach górzystych.

Symulując potencjalne awarie w oparciu o deterministyczny model niezawodnościowy (DMZ), wykazano poprawność przyjętych rozwiązań w kilkunastoletniej perspektywie.

Data wpływu do redakcji: 19.04.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 31.08.2018

1. Wprowadzenie

Gdy tradycyjna analiza pracy sieci SN (obciążenie elementów, poziomy napięć) potwierdza poprawność warunków jej pracy, a poziom wskaźników niezawodności zasilania ciągle odbiega od oczekiwanych wartości, można znaleźć wiele metod zapobiegania i ograniczania skutków wystąpienia przerw w dostawie energii elektrycznej i częstotliwości ich występowania. Można podzielić je na:

1. Metody tradycyjne – zakładające skracanie długości ciągów liniowych (poprzez budowę nowych wyprowadzeń z istniejących GPZ i/lub budowę nowych punktów transformacji 110 kV/SN) oraz instalację coraz to większej liczby automatyki w głębi sieci, głównie umożliwiającej wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci – najczęściej odcięcie odgałęzienia, które jest przyczyną wyłączenia napięcia w całym ciągu liniowym
2. Metody deterministycznego modelu niezawodnościowego (DMZ), których podstawą jest szczegółowa analiza przebiegu reprezentatywnego zbioru przerw w dostawie energii elektrycznej (plano- wanych, jak i awaryjnych), a następnie na podstawie zidentyfikowanych czynników istotnie wpływających na czas trwania częstotliwości ich występowania oraz liczby odbiorców pozostających wówczas bez napięcia, zaproponowanie metodyki pozwalającej na możliwie szybką lokalizację miejsca wystąpienia awarii, wyizolowanie uszkodzonego elementu sieci oraz przywrócenie napięcia maksymalnej liczbie odbiorców.

Jak pokazują doświadczenia operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD), metody opisane w pkt 1 wymagają znacznych

nakładów inwestycyjnych, a realizacja podjętych inwestycji nie zawsze w sposób zadowalający wpływa na poprawę wskaźników niezawodności.

Obecnie niezbędne jest poszukiwanie innych środków, które przy mniejszych nakładach inwestycyjnych skutecznie wpłyną na poprawę wskaźników niezawodności zasilania. Podjęcie decyzji inwestycyjnych powinno zostać poprzedzone symulacjami potencjalnych awarii na odpowiednim modelu matematycznym (DMZ) analizowanej sieci, uwzględniającym zaproponowane rozwiązania. Te zaś powinny być skuteczne w długookresowej perspektywie.

2. Charakterystyka analizowanej sieci SN

Sieć SN wymagająca poprawy wskaźników niezawodności leży na pięknych terenach podgórskich, które mimo wielu pozytywnych aspektów przyrodniczych nie są łaskawe dla prowadzenia eksploatacji sieci elektroenergetycznej. Opady śniegu, szadź oraz często występujące wiatry typu fenowego (wiatry halne), charakterystyczne dla tego obszaru, są przyczyną mechanicznych uszkodzeń linii. Kręte górskie drogi uniemożliwiają szybki dojazd pogotowienia energetycznego do punktów łącznikowych lub do objętych awarią fragmentów linii. W końcu sam teren górzisty oraz bardzo rozproszona zabudowa na tym obszarze wymusza prowadzenie tras linii energetycznych wzdłuż kotlin górskich, co w sposób istotny wydłuża połączenia sieciowe.

Obszar analizowany w ramach niniejszej pracy – zasilany z 12 stacji 110 kV/SN poprzez ponad 110 ciągów liniowych – ma powierzchnię ponad 2700 km². W zdecydowanej większości, poza kilkoma miejscowościami, gdzie istnieją sieci kablowe, tereny

wiejskie zasilane są z wykorzystaniem linii napowietrznych. Historyczne uwarunkowania związane z trudnością budowy na tym obszarze linii WN spowodowały, że funkcjonuje tam dwunapięciowa sieć 15 kV i 30 kV. Przeplatające się dzisiaj ciągi liniowe nie ułatwiają prowadzenia ruchu sieciowego.

Mimo wszystkich opisanych niedogodności tradycyjna analiza pracy sieci SN (oparta na rozplątaniu mocy) w stanach normalnych potwierdziła poprawność warunków pracy. Brak jest zagrożeń z powodu przeciążenia elementów sieciowych lub transformatorów 110 kV/SN. Poza pojedynczymi przypadkami nie stwierdzono obszarów z zaniżonym poziomem napięcia.

Nieco odmiennie wygląda natomiast sytuacja pracy tej sieci w stanach poawaryjnych. Zidentyfikowano kilkanaście obszarów sieci, dla których albo w ogóle nie można podać drugostronnego zasilania (fizyczny brak powiązań), albo istniejące powiązania nie gwarantują utrzymania wymaganych parametrów jakościowych napięcia.

3. Wieloaspektowa analiza skutków przerw w dostawach energii elektrycznej

Do celów identyfikacji czynników wpływających na czas trwania przerw w dostawach energii elektrycznej oraz częstotliwość ich występowania w analizowanym obszarze uznano, że istotny będzie blisko dwuletni okres, w którym wystąpiło kilkakrotnie zdarzeń na analizowanym terenie. W dalszej części szczegółowo przedstawiono analizowane w modelu (DMZ) elementy.

3.1. Analiza jakościowa i ilościowa ciągów liniowych SN

Wszystkie ciągi liniowe, dla których przypisano poszczególne zdarzenia oraz

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL

wyznaczono ich indywidualny wskaźnik niezawodności zasilania, ułożono malejąco według wartości tego wskaźnika. Zauważono pewną prawidłowość zgodną z ogólnie znaną zasadą Pareta, która polega na tym, że pewna nieliczna grupa ciągów liniowych powoduje kluczowy wzrost wskaźnika niezawodności SAIDI, podczas gdy wpływ pozostałej bardzo licznej grupy ciągów jest niewielki.

Precyzując, ok. 30% spośród wszystkich ciągów liniowych miała ponad 90% udziału w globalnym wskaźniku niezawodności na analizowanym obszarze. Pozostała liczna grupa ciągów (ok. 70%) wносиła do globalnego wskaźnika niezawodności ok. 10-proc. udział. Stwierdzono więc, że wystarczającym działaniem będzie szczegółowa analiza jedynie 30% ciągów o największym udziale w globalnym wskaźniku niezawodności.

W następnym kroku analizy wykonano porównanie liczby wyłączeń (planowanych, jak i awaryjnych) dla przykładowych 10 ciągów napowietrznych, o stosunkowo niewielkim wskaźniku SAIFI, w tym dla 5 ciągów o niskim oraz 5 o wysokim wskaźniku SAIDI. Do analizy wybrano ciągi liniowe długie, jak i krótkie, zarówno z małą, jak i dużą liczbą odbiorców.

Z przeprowadzonej analizy wynikają następujące wnioski:

1. Stosunek liczby wyłączeń do długości ciągu oraz do liczby odbiorców z niego zasilanych dla ciągów o niskim i wysokim wskaźniku SAIDI jest podobny – brak jest znaczących różnic
2. Wskaźnik SAIDI nie zależy od długości ciągu ani liczby zasilanych z niego odbiorców – jest on silnie zależny od struktury logicznej ciągu, tj. możliwości jego rekonfiguracji
3. Wartość wskaźnika SAIFI nie wskazuje na zbyt dużą liczbę wyłączeń w przeliczeniu na odbiorcę, natomiast jednocześnie duża wartość wskaźnika SAIDI sugerowałaby długie czasy poszczególnych wyłączeń pozbawiających napięcia dużą liczbę odbiorców.

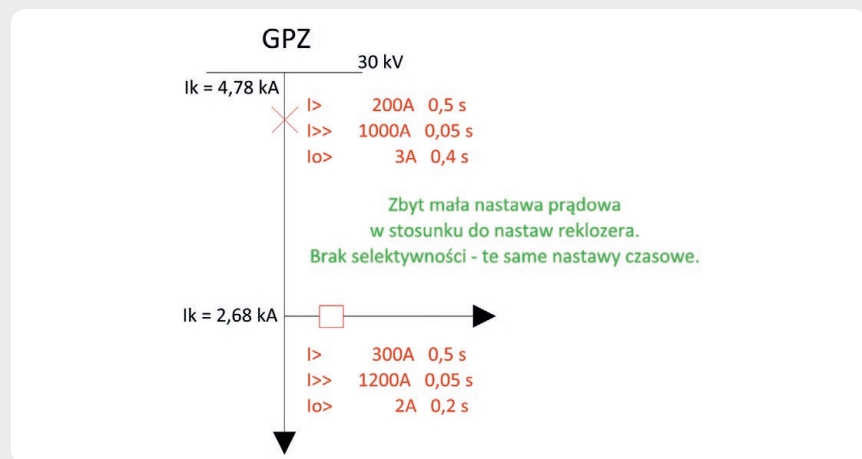
3.2. Analiza łączności i szybkości operacji łączeniowych

Kolejnym elementem przeprowadzonej analizy było sprawdzenie zarejestrowanych operacji łączeniowych. Celem analizy było wykonanie oceny prawidłowości działania łączników oraz wyznaczenie czasów operacji łączeniowych. Łącznie sprawdzono ponad 1500 operacji typu otwieranie i zamykanie poszczególnych łączników zainstalowanych w analizowanej sieci SN.

Ciąg	Liczba odbiorców	Długość suma [km]	Suma wyłączeń	Liczba zdarzeń na km	Liczba zdarzeń na tys. odbiorców
C1_15kV	2032	32,956	7	0,21	3,44
C2_15kV	1016	14,980	10	0,67	9,84
C3_15kV	821	24,971	22	0,88	26,80
C4_15kV	539	10,975	10	0,91	18,55
C5_15kV	362	8,557	10	1,17	27,62
C6_30kV	2061	146,017	81	0,55	39,30
C7_30kV	2733	42,981	25	0,58	9,15
C8_15kV	3057	61,584	70	1,14	22,90
C9_30kV	5371	82,411	99	1,20	18,43
C10_30kV	4160	62,690	114	1,82	27,40

Ciągi o niskim wskaźniku SAIDI
Ciągi o wysokim wskaźniku SAIDI

Tab. 1. Porównanie liczby wyłączeń (planowanych i awaryjnych) dla wybranych ciągów liniowych



Rys. 1. Przykład braku selektywności działania zabezpieczeń

Stwierdzono występowanie operacji:

- bez problemów z łącznością, gdzie po wysłaniu polecenia przez dyspozytora nadchodziła odpowiedź łącznika w spodziewanym czasie
- z niewielkimi problemami z łącznością, gdzie dyspozytor kilkukrotnie wysyłał polecenie lub żądanie meldunku, ale dopiero po upływie kilku minut otrzymywał odpowiedź
- nieudanych, gdy po wielokrotnym wysłaniu polecenia i żądaniu meldunku przez

dyspozytora ostatecznie nastąpiło przełączenie na pracę ręczną, co wskazywało na pracę brygady.

Dodatkowo zidentyfikowano:

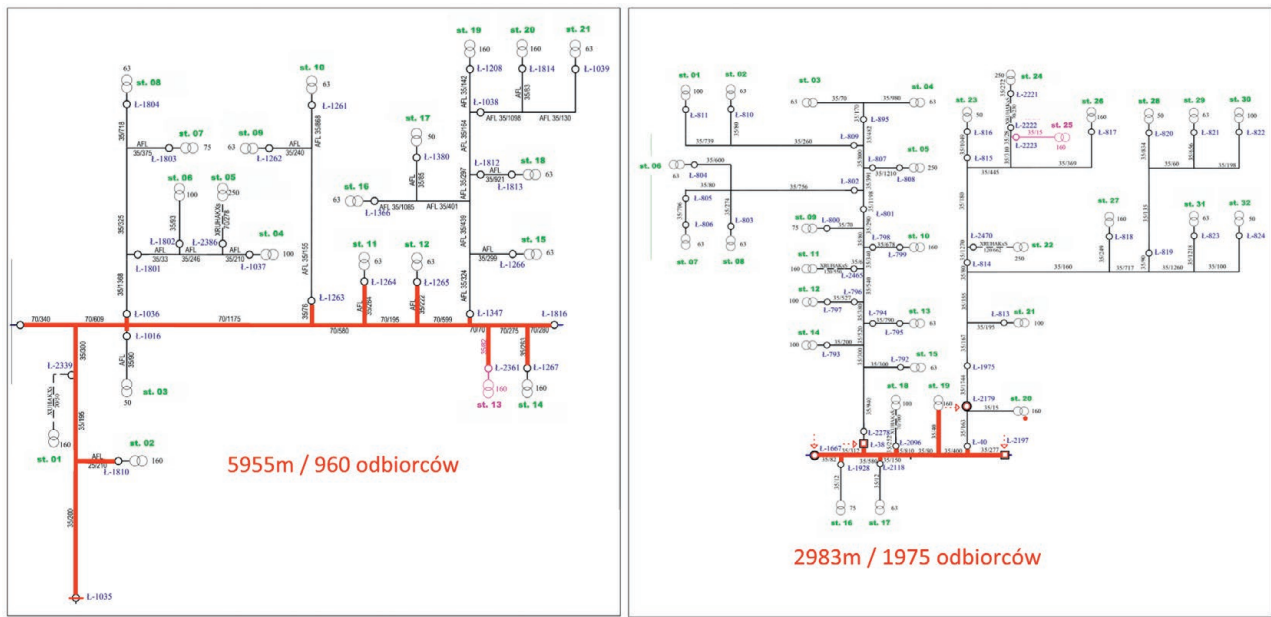
- przypadki, gdy dyspozytor wysłał polecenie zamknięcia/otwarcia łącznika, pomimo że już był on zamknięty/otwarty – prawdopodobnie występowały problemy z sygnalizacją stanu łącznika
- bardzo krótkie czasy operacji łączeniowych (w skrajnym przypadku nawet 0,003 s) oraz odwróconą kolejność

Ciąg	Symbol łącznika	Typ	Liczba działań	Działania prawidłowe		Działania nieprawidłowe		t min [s]	t max [s]
				Liczba	Średni czas [s]	Liczba	Średni czas [s]		
C15	Ł-01	Rozłącznik	38	38	19,6	0	–	5,3	92,3
	Ł-10	Rozłącznik	21	7	18,0	14	1006,7	5,0	9417,0
	Ł-11	Rozłącznik	23	12	24,0	11	484,6	11,4	3345,0
	Ł-21	Rozłącznik	17	12	22,6	5	860,6	11,4	2834,0

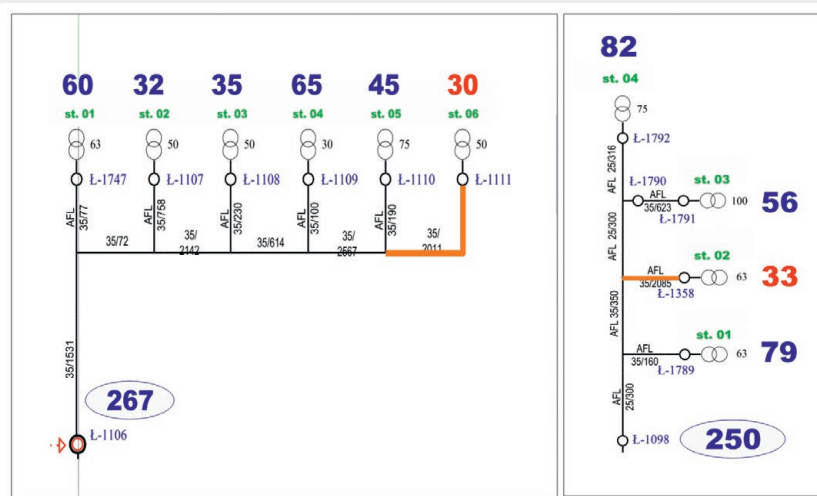
Tab. 2. Liczba i czasy operacji łączeniowych dla wybranego ciągu sieciowego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Przykłady rozmieszczenia łączników na długiej magistrali



Rys. 3. Przykłady braku łącznika na początku odgańlenia o długości przekraczającej 500 m

zapisanych zdarzeń (sygnałów otwarcia/zamknięcia) – opóźnienia zapisów oraz brak priorytetyzacji rejestracji danych.

W tab. 2 zestawiono przykładowe wyniki przeprowadzonej analizy pracy łączników (liczba i czasy operacji łączeniowych dla wybranych ciągów liniowych).

Na podstawie analizy operacji łączeniowych stwierdzono:

1. Znaczącą liczbę prawidłowych operacji dla wszystkich łączników, co świadczy o tym, że łączniki są fizycznie sprawne
2. Dużą liczbę nieprawidłowych operacji w stosunku do prawidłowych, co świadczy o dużej niepewności/niestabilności łączności
3. Możliwe lokalnie problemy z łącznością – wspólny problem dla grupy łączników

Ł-10, Ł11 i Ł-21 (tab. 2) zabudowanych geograficznie blisko siebie.

Przeprowadzona analiza operacji łączeniowych pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków ogólnych dla objętych audytem operacji łączeniowych:

1. Średni czas wszystkich prawidłowych operacji wyniósł 13 s
2. Średni czas operacji z nieprawidłowościami w łączności wyniósł około 10 min
3. Maksymalny odnotowany czas operacji wyniósł blisko 4 godz.
4. Dla wszystkich łączników przeplatały się operacje poprawne z niepoprawnymi
5. Większość łączników miała co najmniej kilkukrotne problemy z łącznością
6. Statystycznie co drugi dzień pojawiały się mniejsze lub większe problemy z łącznością.

3.3. Analiza działania automatyki sieciowej EAZ

Kolejnym analizowanym elementem było działanie automatyki sieciowej EAZ. W tym przypadku celem analizy było wykonanie oceny prawidłowości działania zainstalowanych w sieci punktów łączeniowych wyposażonych w automatykę EAZ.

W wyniku przeprowadzonej analizy stwierdzono:

- wielokrotne przypadki niewłaściwej kolejności otwierania rekozozerów
- przypadki całkowitego braku działania rekozozerów (a w zamian otwarcie wyłącznika w polu liniowym) – mylna informacja dla dyspozytora i często strata kilkudziesięciu minut na poszukiwanie uszkodzenia na niewłaściwym odgałęzieniu, na którym zabudowany jest rekozozer.

Na rys. 1 pokazano przykład braku selektywności działania zabezpieczeń wynikający ze złych nastaw zabezpieczeń.

3.4. Rozmieszczenie łączników

W ramach pracy przeprowadzono również analizę topologii sieci SN. W pierwszym kroku, w celu sprawdzenia prawidłowości rozmieszczenia łączników, przeanalizowano lokalizację łączników na liniach magistralnych.

Wielokrotnie stwierdzono:

- przypadki długich odcinków magistrali o długości przekraczającej 4 km, zasilających nawet ponad 1000 odbiorców – bez możliwości podania drugostronnego zasilania
- wyłączenia dużej liczby odbiorców (ponad 1000) na długi czas naprawy (ok. 2–3 godzin) – co powoduje duży przyrost wskaźnika SAIDI.

Na rys. 2 pokazano przykłady rozmieszczenia łączników na długiej magistrali – kolorem czerwonym zaznaczono fragment

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL

magistrali, na którym brak jest zainstalowanych łączników umożliwiających rozcięcie ciągu.

W dalszej kolejności analizie poddano rozmieszczenie łączników na rozgałęzieniach. Stwierdzono wielokrotne przypadki umieszczania łączników bezpośrednio przed pojedynczym transformatorem SN/mN w sytuacji, gdy na początku odcinka zasilającego tę stację brak jest łącznika, a odcinek ten jest znacznej długości. Uszkodzenie na tego typu odcinkach, zamiast pozbawiać napięcia pojedynczą stację SN/mN, izoluje większy fragment sieci/większą liczbę odbiorców. Na rys. 3 pokazano przykłady – brak łącznika na początku odgałęzienia zaznaczonego kolorem żółtym powoduje konieczność wyłączenia całego odgałęzienia zasilającego ponad 250 odbiorców. Instalacja dodatkowego łącznika sterowanego ręcznie ograniczy liczbę wyłączonych odbiorców do ok. 30.

3.5. Drugostronne zasilanie dla odgałęzień

Kolejnym analizowanym w pracy czynnikiem dotyczącym topologii sieci SN była możliwość drugostronnego zasilania odgałęzień. Celem analizy było sprawdzenie, czy wszystkie znaczące odgałęzienia (o dużej liczbie odbiorców) mają możliwość drugostronnego zasilania. W analizowanej sieci zidentyfikowano wielokrotne przypadki jednostronnie zasilanych dużych (pod względem liczby odbiorców) odgałęzień. Na rys. 4 przedstawiono przykłady odgałęzień zasilających ok. 1500 odbiorców, dla których brak jest możliwości podania drugostronnego zasilania.

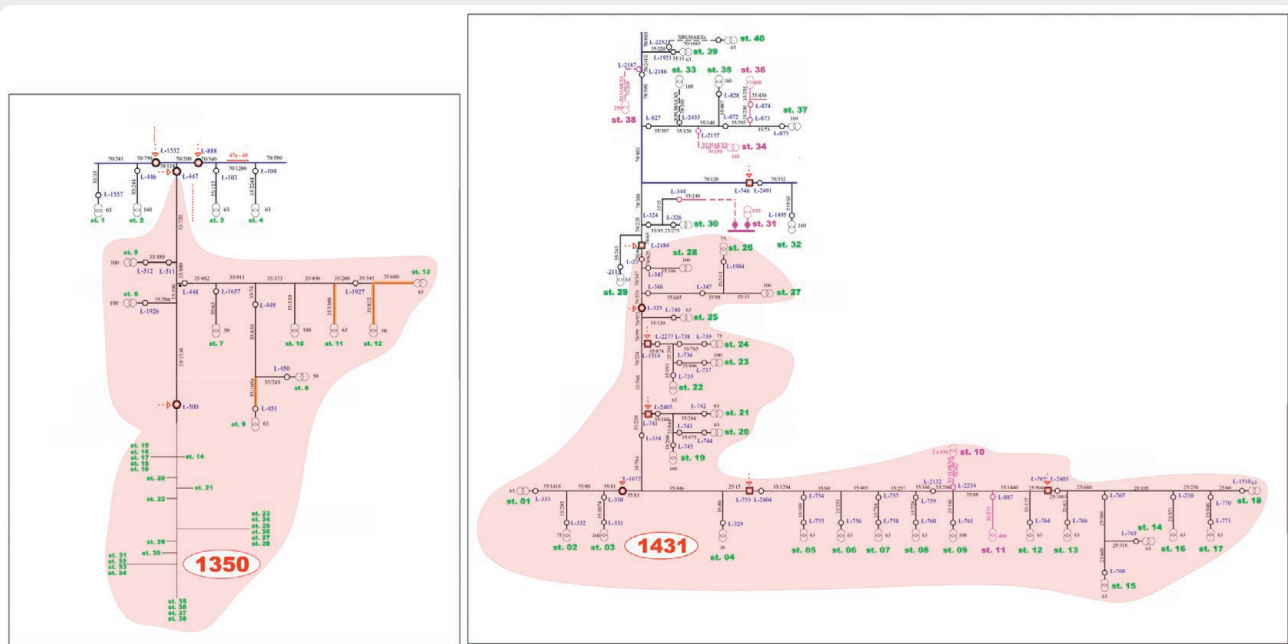
4. Propozycje środków zaradczych – docelowy model sieci

W wyniku przeprowadzanej analizy skutków przerw w dostawie energii elektrycznej, opisanych szczegółowo w rozdz. 3, stwierdzono, że osiągnięcie znaczącej poprawy niezawodności analizowanej sieci SN

możliwe jest jedynie poprzez jednoczesne spełnienie następujących czynników:

1. Ograniczenie czasu lokalizacji miejsca uszkodzenia, tj. wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci, do 3 min.
2. Ograniczenie liczby odbiorców pozostających bez zasilania po wyizolowaniu uszkodzonego odcinka sieci, do ok. 250
3. Przywrócenie układu normalnego pracy sieci, tj. naprawa uszkodzonego odcinka sieci i zasilanie wszystkich odbiorców, w średnim czasie nieprzekraczającym 180 min.
4. Systematyczna poprawa stanu technicznego sieci elektroenergetycznej oraz działania zmierzające do uniezależnienia się od zjawisk pogodowych powodujących jej uszkodzenia.

Mając na uwadze złożoność logiczną struktury sieci średniego napięcia oraz konieczność wsparcia operatora sieci uznano, że niezbędna jest implementacja systemu FDIR, dzięki któremu nastąpi:



Rys. 4. Przykłady odgałęzień zasilających ponad 1000 odbiorców z brakiem możliwości podania drugostronnego zasilania

Tetra	3G i/lub LTE
<p>Zalety</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pewny, sprawdzony przez co najmniej kilkanaście lat system łączności • Gwarancja dostępności do kanału komunikacyjnego (zasilanie awaryjne 36 godzin od chwili wystąpienia awarii) • Wysoka pewność dostarczenia informacji do i z elementu automatyki • Szybkość przesyłania danych (średni czas takiej operacji < 1 s) <p>Wady</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pakietowa transmisja danych (ograniczenia ilościowe) • Duże nakłady inwestycyjne na uruchomienie systemu 	<p>Zalety</p> <ul style="list-style-type: none"> • Możliwość przesyłania dużej liczby informacji (np. odczyt dzienników zdarzeń lub zdalna rekonfiguracja urządzenia) • Duże perspektywy wykorzystania systemu (np. możliwość przesyłania plików wideo od jednostek operacyjnych w terenie do centrów dowodzenia) • Niższe (w stosunku do TETRY) koszty inwestycyjne <p>Wady</p> <ul style="list-style-type: none"> • Publiczny operator (brak pewności dostępu do kanału komunikacji – zasilanie awaryjne, zajętość sieci) • Brak priorytetyzacji przesyłu danych • Zaniżona jakość/moc sygnału w nocy

Tab. 3. Wady i zalety systemów TETRA i 3G/LTE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 45–50. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- automatyczne wykrycie miejsca zwarcia
- automatyczna izolacja uszkodzonego odcinka sieci
- automatyczna rekonfiguracja sieci SN (ograniczenie liczby odbiorców pozostających bez napięcia i zminimalizowanie liczby wyłączeń pozostałym odbiorcom).

Co więcej, za kluczowy – w kontekście zidentyfikowanych trudności z łącznością oraz konieczności implementacji systemów automatycznych – uznano dostęp do dwóch niezależnych systemów łączności cyfrowej, tj. własnego systemu w standardzie TETRA oraz publicznej szerokopasmowej sieci 3G i/lub LTE. W tab. 3 przedstawiano najistotniejsze, zdaniem autorów, wady i zalety proponowanych systemów łączności. Przeprowadzona analiza pozwoliła na sformułowanie pozostałych środków wpływających na poprawę niezawodności analizowanej sieci SN:

- budowa nowego GPZ
- budowa nowych powiązań dla zapewnienia drugostronnego zasilania ok. 5 km (dla odgałęzień zasilających więcej niż 500 odbiorców – obligatoryjnie; dla odgałęzień zasilających 250–500 odbiorców – sugerowane)
- modernizacja istniejących odcinków liniowych (ok. 15 km)
- zabudowa ok. 500 nowych punktów łącznikowych, w tym ok. 200 sterowanych ręcznie
- poprawa koordynacji pracy istniejących zabezpieczeń.

5. Podsumowanie, przykłady poprawy wskaźnika SAIDI

Przeprowadzona analiza struktury pracy sieci SN oraz skutków przerw w dostawie energii elektrycznej wskazała, że poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci wymaga podjęcia działań w następujących obszarach:

1. Modernizacji i rozbudowy systemu łączności zapewniającego, przy wysokiej stabilności sygnału, komunikację z punktami łączeniowymi – nawet w przypadku wielogodzinnej przerwy w dostawie napięcia zasilającego
2. Wdrożenia modułu FDIR ograniczającego czas lokalizacji miejsca uszkodzenia, tj. wyizolowania uszkodzonego odcinka sieci, do 3 min
3. Lokalizacji punktów łącznikowych. Konieczna jest zmiana filozofii zabudowy łączników, tj. nie tylko należy jak najszybciej odciąć uszkodzone odgałęzienie, ale również jak najszybciej przywrócić zasilanie – w szczególności tam, gdzie jest to już dzisiaj możliwe
4. Budowy nowych powiązań liniowych zapewniających drugostronne zasilanie dla odgałęzień zasilających dużą liczbę odbiorców
5. Systematycznej kontroli koordynacji zabezpieczeń, poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej oraz działań zmierzających do uniezależnienia się od zjawisk pogodowych powodujących jej uszkodzenia.

Zakładając wykonanie wszystkich wyżej opisanych czynności, odwzorowano je w modelu matematycznym sieci oraz

wykonano symulację kilkudziesięciu przerw w dostawach energii elektrycznej, badając liczbę odbiorców oraz częstotliwość, z jaką pozbawiani są oni napięcia. Przeprowadzone symulacje wykazały skuteczność deterministycznego modelu niezawodnościowego (DMZ) oraz potwierdziły wystarczalność zaproponowanych środków zaradczych. Poprawę wskaźników niezawodności oszacowano na poziomie ok. 80%.

Bibliografia

1. Kubacki S., Świdorski J., Tarasiuk M., Kompleksowa automatyzacja i monitorowanie sieci SN kluczowym elementem poprawy niezawodności i ciągłości dostaw energii, *Acta Energetica* 2012, nr 1/10.
2. Kornatka M., Automatyzacja pracy sieci średniego napięcia a poziom ich niezawodności, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 8.
3. Kornatka M., Serafin R., Techniczne i ekonomiczne aspekty instalowania reklozów w głębi sieci średniego napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, nr 4.
4. Czarnobaj A., Mazierski M., Automatyzacja sieci i innowacyjne systemy dyspozytorskie a niezawodność dostaw energii elektrycznej, *Energia Elektryczna* 2014, nr 11.
5. Kouba D. i in., Smart improvement of distribution grid reliability, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lyon 2015.

Piotr Janiszewski

mgr inż.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

e-mail: janiszewski.piotr@epk.com.pl

Elektroenergetyk, absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Od 1999 roku zawodowo związany z branżą energetyczną. W latach 1999–2015 pracownik ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA na stanowisku projektant. Od 2015 roku pracownik ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA na stanowisku projektant, a obecnie kierownik Pracowni Systemów Energetycznych.

Jan Sawicki

mgr inż.

ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

e-mail: sawicki.jan@epk.com.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Do 2015 roku pracował w firmie ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA, od 2015 do 2016 roku w ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA. Był kierownikiem Pracowni Systemów Energetycznych, obecnie na emeryturze.

Janusz Kurpas

mgr inż.

TAURON Dystrybucja SA

e-mail: janusz.kurpas@tauron-dystrybucja.pl

Dyrektor ds. inwestycji i rozwoju sieci w TAURON Dystrybucja SA, absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach, z zawodu elektryk – automatyk zabezpieczeniowy.

Ukończył studia podyplomowe z zarządzania projektami, posiada certyfikat Masters of Project Management George Washington University School of Business and Public Management. Zawodowo związany z Radą Naukową przy Tauron Dystrybucja. Członek SEP i PTPiREE. Specjalizuje się w nowoczesnym zarządzaniu majątkiem sieciowym.

Maciej Mróz

dr inż.

TARUON Dystrybucja SA

e-mail: maciej.mroz@tauron-dystrybucja.pl

Absolwent Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (2004) i studiów doktoranckich (2008) na tej uczelni, gdzie również uzyskał stopień naukowy doktora w 2014 roku. Od 2004 roku zawodowo związany z branżą energetyczną. Obecnie dyrektor ds. majątku w TAURON Dystrybucja Oddział w Krakowie i Tarnowie. Jego zainteresowania zawodowe skupiają się wokół jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, zarządzania strategicznego majątkiem sieciowym oraz planowania i rozwoju sieci dystrybucyjnych. Członek zespołów roboczych przy Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.