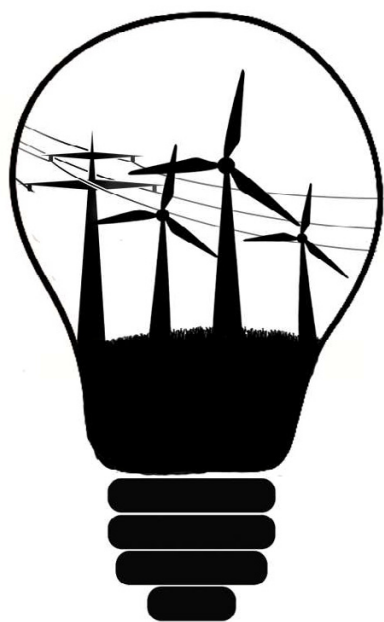




Politechnika  
Wroclawska



# GPW

Generacja  
Przesył  
Wykorzystanie



# **Generacja – Przesył – Wykorzystanie**

## **GPW 2015**

*Praca zbiorowa*  
*pod redakcją Macieja Gwoździewicza*



Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej  
Wrocław 2015

*Recenzenci*

Waldemar Rebizant  
Andrzej Hachoł  
Maciej Gwoździewicz  
Marta Bątkiewicz-Pantuła,  
Tomasz Czapka  
Grzegorz Tarchała

Wydano na podstawie dostarczonych materiałów

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej książki zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody wydawcy i właścicieli praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2015

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ  
Wybrzeże Stanisława Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław  
<http://www.oficyna.pwr.edu.pl>; e-mail: [oficwyd@pwr.edu.pl](mailto:oficwyd@pwr.edu.pl)

ISBN 978-83-7493-925-6



## *Spis treści*

Przemysław BELKA

CHARAKTERYSTYKI PRĄDÓW OGRANICZONYCH BEZPIECZNIKÓW  
W UKŁADACH ROZDZIELCZYCH nn ..... 5

Michał BEREŹNICKI

PORÓWNANIE FORMUŁ STOSOWANYCH W PREDYCKJI STRAT  
ENERGII W MATERIAŁACH MAGNETYCZNYCH..... 18

Paweł CIEŚLAK, Marek KURKOWSKI

ANALIZA HARMONICZNYCH PRĄDU ZASILANIA ODBIORÓW  
ENERGII ELEKTRYCZNEJ O PRĄDZIE ZNAMIONOWYM  $\geq 16$  A..... 24

Tomasz DEMIDOWICZ

OCENA ZASAD DOBORU STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH  
DO ZASILANIA OBIEKTÓW PRZEMYSŁOWYCH ..... 33

Tomasz DROZDOWSKI

NOWOCZESNE WYMAGANIA NORM I PRZEPISÓW  
DLA ROZDZIELNIC NN NA PRZYKŁADZIE ASPEKTU WERYFIKACJI  
GRANICZNYCH PRZYROSTÓW TEMPERATURY ..... 41

Krzysztof HABELOK

ZWIĘKSZENIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ OBIEKTÓW  
UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ POPRZEZ ZASTOSOWANIE  
NADAŻNEGO UKŁADU KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ NA  
PODSTAWIE POMIARÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
I PARAMETRÓW SIECI ZASILAJĄCEJ..... 50

Michał JASIŃSKI, Łukasz JASIŃSKI, Marek JASIŃSKI

POTRZEBA ANALIZY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
W KOPALNIACH RUD MIEDZI..... 61

Dominika KACZOROWSKA, Laura JASIŃSKA

GENERACJA ROZPROSZONA – WSTĘP DO ANALIZY SPRAWNOŚCI  
SYSTEMU FOTOWOLTAICZNEGO NA BAZIE  
MONOKRYSTALICZNYCH KRZEMOWYCH OGNIW PV ..... 68

Jakub KASPRZYK, Joanna WDOVIK

WSTĘP DO ANALIZY WPŁYWU KOLEI DUŻYCH PRĘDKOŚCI NA  
SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY ..... 75

Amadeusz KISZKOWIAK	
STEROWNIKI PLC W ŻYCIU CODZIENNYM.....	84
Patryk KLIMKOWSKI	
REALIZACJA DYDAKTYCZNEO PANELU STERUJĄCEGO PRACĄ UKŁADU NAPĘDOWEGO Z SILNIKIEM INDUKCYJNYM.....	90
Piotr NOWAK	
ZABEZPIECZENIE RÓŻNICOWE TRANSFORMATORA 220/15 kV.....	98
Mateusz PIĄTEK	
ACTUAL METHODS FOR REDUCING LOSSES IN THE SYSTEM AND PROVIDE ENERGY IN THE FUTURE.....	114
Agnieszka PIEKARSKA	
ELEKTROPORACJA W PROCESIE PRODUKCJI WINA .....	130
Tomasz RUSINOWICZ	
ZASTOSOWANIE OPRAW LEDOWYCH W EWAKUACYJNYM OŚWIETLENIU AWARYJNYM.....	135
Janusz SIWIK	
ZASTOSOWANIE TERMOGENERATORÓW DO HARVESTINGU ENERGII.....	140
Gracjana SKWIRA	
ANALIZA ENERGOCHŁONNOŚCI PRZENOŚNIKÓW TAŚMOWYCH .....	148
Mateusz TOMCZYK, Piotr NOWAK	
OMÓWIENIE ROZWIĄZAŃ MAŁYCH ELEKTROWNI WIATROWYCH STOSOWANYCH W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH PROPONOWANYCH PRZEZ PRODUCENTÓW .....	155
Danylo BONDAREKO, Eduard HERMAN	
SYNTHESIS OF CONTROL SYSTEM FOR DELTA ROBOT AND POSITIONING CALCULATION .....	165

Przemysław BELKA\*

## **CHARAKTERYSTYKI PRĄDÓW OGRANICZONYCH BEZPIECZNIKÓW W UKŁADACH ROZDZIELCZYCH nn**

Artykuł prezentuje możliwości ograniczania prądów zwarciovych trójfazowych. Przedstawiono wartości prądów zwarciovych trójfazowych symetrycznych bez ograniczenia, sposoby odczytywania charakterystyk prądów ograniczonych na przykładzie dwóch popularnych producentów bezpieczników. Na końcu zamieszczono, krótki przykład projektowy.

### **1. PRĄDY ZWARCIOWE PRZY ZWARCIU TRÓJFAZOWYM**

#### **1.1. WYKORZYSTANIE W PROJEKTOWANIU**

Problematyka ograniczania prądów zwarciovych jest wykorzystywana przede wszystkim przez projektantów branży elektrycznej. Do doboru aparatury pod względem jej zdolności zwarciovej należy wykonać obliczenia uwzględniające najgorszy przypadek, którym jest zwarcie trójfazowe w wybranych miejscach obwodu elektrycznego. Obliczenia wykonuje się według zaleceń normy PN-IEC 60909, z której wynika, że prąd początkowy przy zwarciu trójfazowym oblicza się z zależności:

$$I_P'' = \frac{cU_N}{\sqrt{3}Z_K}, \quad (1)$$

gdzie:

$I_P''$  – prąd zwarciovy początkowy,  $c$  – współczynnik napięciowy (tabela 1),  $U_N$  – napięcie znamionowe,  $Z_K$  – impedancja zastępcza zgodna obwodu zwarciowego.

Przy doborze aparatury niskonapięciowej dla napięcia znamionowego 230/400 V, wykonując obliczenia zgodne z wzorem (1), należy przyjąć współczynnik  $c=1,0$ , co jest

---

\* Politechnika Wrocławska, Akademickie Koło SEP przy Politechnice Wrocławskiej, 50-372 Wrocław, ul. Janiszewskiego 8, przemek.rak@gmail.com

zgodne z tabelą 1. Przy obliczeniach zwarciovych parametr  $Z_K$  wynika z mocy zwarciowej systemu elektroenergetycznego, mocy transformatora, rodzaju oprzewodowania oraz miejsca zwarcia.

Tabela 1. Wartości współczynników napięciowych  
Table 3. Parameter c of voltage ratio

Napięcie znamionowe $U_N$	Wartość współczynnika c do obliczania prądu zwarciowego	
	największego	najmniejszego
Niskie, do 1kV - 230/400 V -inne napięcia	1,00 1,05	0,95 1,00
Wysokie, ponad 1kV	1,10	1,00

## 1.2. WARTOŚCI PRĄDÓW ZWARCIOWYCH PRZY ZWARCIACH TRÓJFAZOWYCH

W zależności od typu projektowanego obiektu należy przyjąć różne algorytmy obliczeniowe:

- obiekty mieszkalne, lokale handlowe, obiekty znajdujące się daleko od stacji transformatorowej – moc przyłączeniowa zwykle do 50 kW. W tym przypadku zabezpieczenie główne nie przekracza wartości 80 A, a prądy zwarcia trójfazowego nie przekraczają 6 kA, która jest parametrem typowym dla ogólnodostępnej aparatury modułowej,
- obiekty przemysłowe.

W przypadku obiektów mieszkalnych, lokali handlowych lub innych, położonych daleko od stacji transformatorowej po otrzymaniu technicznych warunków przyłączenia często pojawia się zapis, że do obliczeń należy przyjąć maksymalną wartość skuteczną prądu zwarciowego o wartości 10 kA w miejscu przyłączenia do sieci, nawet jeżeli z obliczeń wynika niższa wartość. Jest to zabezpieczenie dystrybutora energii elektrycznej z myślą o rozbudowie sieci. Opisane wartości według warunków technicznych Tauron Wrocław.

Najczęściej stosowane transformatory w stacjach przez zawodową energetykę na terenie Dolnego Śląska posiadają moc 630 kVA.

Dla obiektów przemysłowych najczęściej projektuje się zakładową stację transformatorową, której moc mieści się w przedziale od 630 kVA do 1600 kVA. Często stosuje się układ dwóch transformatorów pracujących równolegle, co zwiększa moc zwarciową układu.

Zestawienie (tabela 2) zawiera wartości skuteczne prądów zwarciovych w czasie zwarcia trójfazowego na szynach dolnego napięcia transformatorów SN/nn. Do obliczeń

impedancji transformatora przyjęto typowy parametr  $u_k=6\%$ . Przekładnia napięć 21/0,4 kV. Przy obliczeniach projektowych upraszcza się obliczenia i przyjmuje się wartości typowe dla danej grupy produktów.

Tabela 2. Wartości prądów zwarciovych trójfazowych na zaciskach dolnego napięcia transformatora  
Table 2. The values of short-circuit three phase currents on lower voltage transformer clamps

Moc transformatora 20/0,4kV	$I_{p.}''$ [kA]	$I_{PS}''$ [kA]
630 kVA	15,2	14,5
800 kVA	19,2	18,3
1000 kVA	24,1	22,6
1250 kVA	30,1	27,8
1600 kVA	38,5	34,8
2x 630kVA – praca równoległa	30,3	28,0

gdzie:

$I_{p.}''$  – prąd zwarcia trójfazowego bez uwzględnienia mocy zwarciowej systemu elektroenergetycznego;  $I_{PS}''$  [kA] – prąd zwarcia trójfazowego z uwzględnieniem mocy zwarciowej 250 MVA systemu elektroenergetycznego – najczęściej spotykany parametr zgodnie z technicznymi warunkami przyłączenia do sieci Tauron oddział Wrocław.

Skutki przepływu prądów zwarciovych trójfazowych (tabela 2), mogą prowadzić do różnych uszkodzeń aparatury, z tego powodu należy zaprojektować odpowiednią z uwzględnieniem odpowiedniej zdolności zwarciowej.

## 2. WYTRZYMAŁOŚĆ ZWARCIOWA

### 2.1. PARAMETRY PRODUKOWANEJ APARATURY

Każdy aparat i osprzęt elektryczny posiada określoną zdolność zwarciową. Przy projektowaniu zabezpieczeń odbiorów należy wziąć pod uwagę wartość prądu zwarciowego trójfazowego na zaciskach rozdzielnic elektrycznej. Jeżeli naszym zabezpieczeniem jest wyłącznik instalacyjny to jego zdolność zwarciowa nie może być mniejsza niż wartość prądu zwarciowego trójfazowego na zaciskach rozdzielnic elektrycznej. Przy projektowaniu podstaw bezpiecznikowych z wkładkami topikowymi należy brać pod uwagę nie

tylko zdolność zwarciovą aparatury, ale też bezpiecznika. W tabeli 3 przedstawiono typowe wartości zdolności zwarciowej wybranej aparatury niskonapięciowej popularnych producentów. Warto zwrócić uwagę, że firma Cooper należy do grupy Eaton.

Tabela 3. Zdolności zwarciove wybranej aparatury niskonapięciowej  
Table 3. The short-circuit current capability selected low voltage products

Rodzaj aparatury	Zdolność zwarciova eksploatacyjna	Producent
<b>Aparatura modułowa</b>		
Wyłączniki nadprądowe CLS6	6 kA	Eaton
Wyłączniki nadprądowe FAZ	10 kA / 15 kA* <sup>1</sup>	Eaton
Wyłączniki nadprądowe PLHT	15-25 kA* <sup>2</sup>	Eaton
Wyłącznik różnicowoprądowy CFI6	6 kA* <sup>3</sup>	Eaton
Rozłącznik bezpiecznikowy Z-SLS/CB	50 kA	Eaton
<b>Rozłączniki i wyłączniki mocy</b>		
Rozłącznik bezpiecznikowy LTS	50-80 kA* <sup>4</sup>	Eaton
Wyłącznik LZM1/LZM2	18 kA / 36 kA* <sup>5</sup>	Eaton
Wyłącznik NZM1/NZM2	50 kA	Eaton
<b>Bezpieczniki</b>		
Wkładka topikowa D0	50 kA	Cooper
Wkładka topikowa NH	120 kA	Cooper

<sup>1</sup> 10 kA przy zastosowaniu w budownictwie, 15 kA przy zastosowaniu w przemyśle

<sup>2</sup> w zależności od wartości prądu znamionowego

<sup>3</sup> przy dobezpieczeniu wkładką topikową o prądzie znamionowym do 63 A

<sup>4</sup> w zależności od prądu znamionowego

<sup>5</sup> 18 kA przy zastosowaniu w budownictwie, 36 kA przy zastosowaniu w przemyśle

### 3. OGRANICZANIE PRĄDÓW ZWARCIOWYCH

#### 3.1. ZALETY OGRANICZANIA PRĄDÓW ZWARCIOWYCH

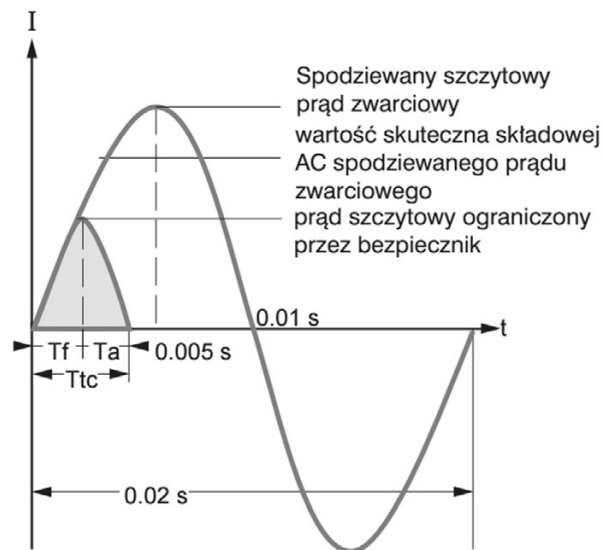
Bezpieczniki oraz wybrane wyłączniki mocy posiadają zdolność ograniczania prądów, co jest ich jedną z największych zalet.

Działanie ograniczające ma kilka istotnych korzyści:

- ogranicza mechaniczne i termiczne skutki prądu przetężeniowego,
- ogranicza skalę i czas trwania spadku napięcia spowodowanego prądem przetężeniowym,
- bezpieczniki ograniczające mogą być precyzyjnie i łatwo dobierane, nawet do warunków zwarciovych.

#### 3.2. SPOSÓB OGRANICZANIA PRĄDU

Ograniczenie prądu następuje do 5 ms. (rysunek 1.) W wyniku przepalania się topika obserwuje się ograniczenie mocy zwarciowej.



$T_f$ : czas przedlukowy

$T_a$ : Czas trwania luku

$T_{tc}$ : Całkowity czas wyłączenia zwarcia

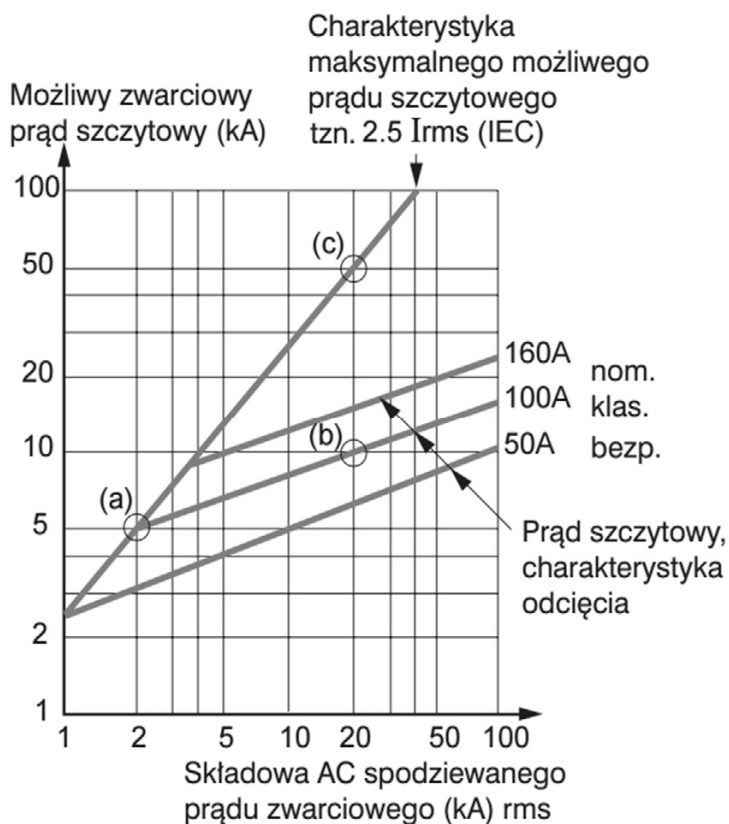
Rys. 1. Ograniczenie prądu przez bezpiecznik [5]

Fig. 1. Limiting short-circuit current by fuse [5]

Przepuszczony przez bezpiecznik prąd jest ograniczony. Zjawisko to występuje w momencie kiedy spodziewana wartość prądu zwarciovego znajduje się na przecięciu zgodnie z charakterystyką (rysunek 4).

### 3.3. CHARAKTERYSTYKA PRĄDÓW OGRANICZONYCH PRZEZ BEZPIECZNIK

Odczytywanie charakterystyk prądów ograniczonych jest samo w sobie nietrudne, jednak najwięcej trudności możemy napotkać podczas interpretacji wyników.



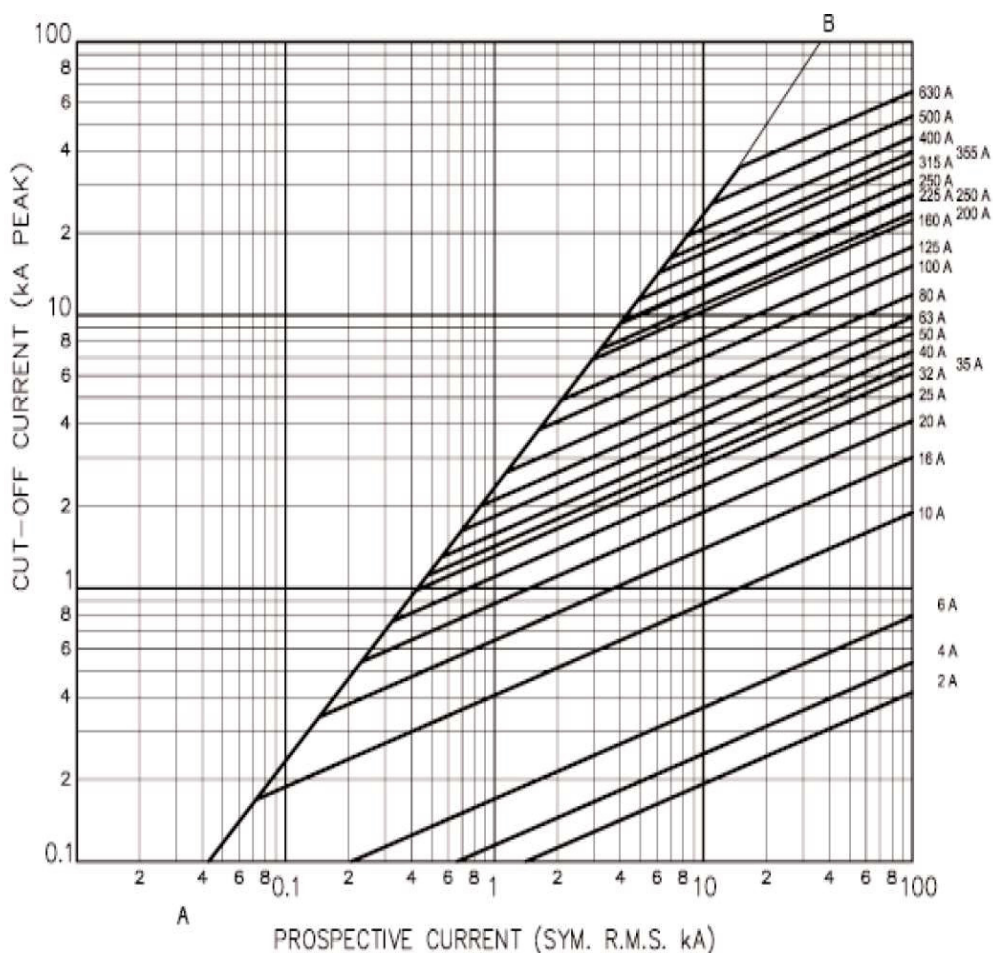
Rys. 2. Ogólna charakterystyka prądów ograniczonych [5]  
Fig. 2. General characteristic of limiting short-circuit current [5]

Rysunek 2 przedstawia uproszczoną charakterystykę prądów ograniczonych:

- oś horyzontalna (X) przedstawia wartość skuteczną spodziewanego prądu zwarciovego wyrażoną w kA,
- oś wertykalna (Y) przedstawia wartość szczytową prądu ograniczonego wyrażonego w kA przez bezpiecznik,



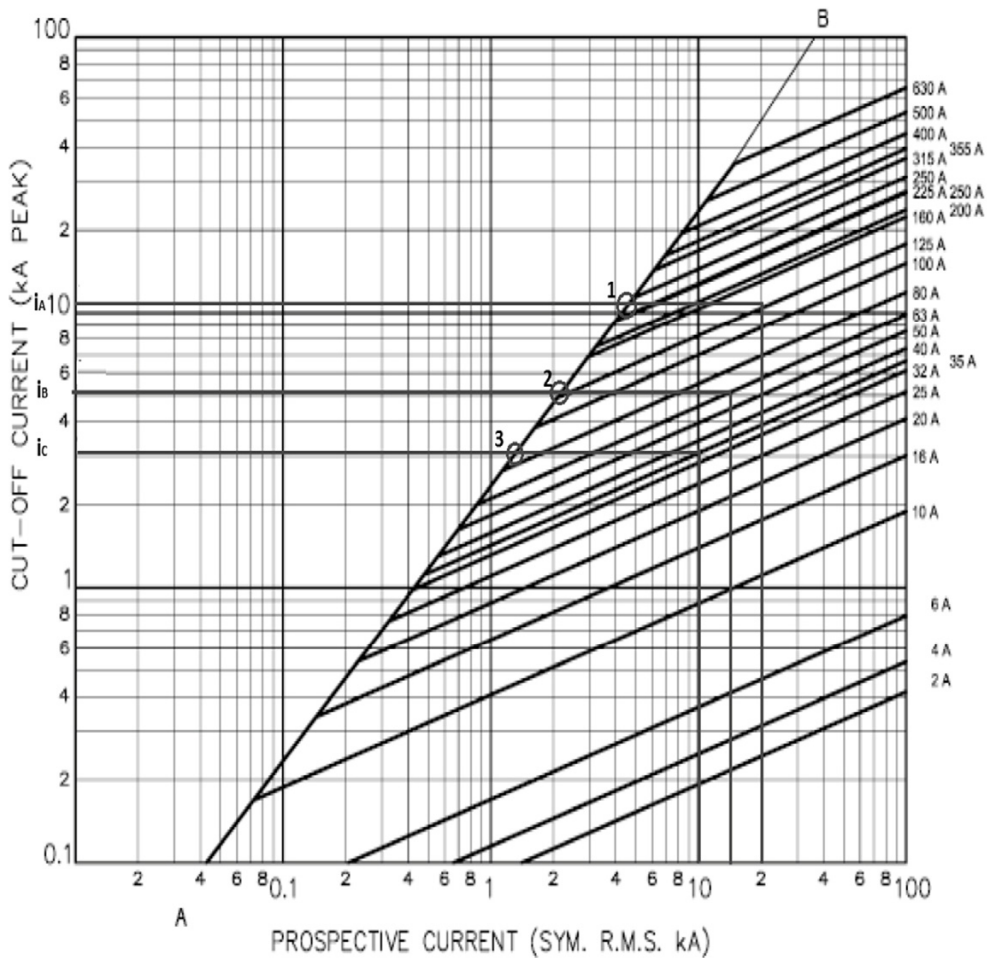
- krzywe z prądami znamionowymi bezpieczników 50 A, 100 A, 160 A są charakterystykami odcięcia,
- punkt przecięcia (a) określa minimalną wartość skuteczną prądu zwarciovego, od którego następuje ograniczenie,
- punkt przecięcia (b) określa na osi horyzontalnej (Y) wartość szczytową prądu ograniczonego – 10 kA przy spodziewanej wartości skutecznej prądu zwarciovego 20 kA dla wkładki bezpiecznikowej o prądzie znamionowym 100 A,
- punkt przecięcia (c) określa na osi horyzontalnej (Y) wartość szczytową prądu bez ograniczenia przez bezpiecznik – 50 kA przy spodziewanej wartości skutecznej prądu zwarciovego 20 kA.



Rys. 3. Przykładowa charakterystyka prądów ograniczonych dla wkładek topikowych NH gG 500V wyprodukowanych przez firmę Cooper [4]

Fig. 3 Limited short-circuit current characteristic for NH gG 500V fuses produced by Cooper [4]

Przykładowa charakterystyka prądów ograniczonych dla wkładek topikowych nożowych typu NH o charakterystyce gG (rysunek 3) zawiera krzywe dla bezpieczników o prądach znamionowych od 6 A do 1250 A wyprodukowanych przez firmę Cooper. Przyjmuje się, że dla wkładek topikowych o prądach większych od 1250 A nie występuje ograniczanie prądu.



Rys. 4. Przykładowa charakterystyka prądów ograniczonych dla wkładek topikowych NH gG 500V wyprodukowanych przez firmę Cooper, z określeniem ograniczonych prądów zwarciovych [4]

Fig. 4 Limited short-circuit current characteristic for NH gG 500V fuses produced by Cooper, with presented limited currents [4]

Odczytując charakterystykę prądów ograniczonych należy wziąć pod uwagę, że oś wertykalna (Y) przedstawia wartość szczytową prądu ograniczonego. Do obliczenia zdolności zwarciowej łączeniowej aparatury należy skorzystać z wzorów (2), (3):

$$i_o'' = \sqrt{2}\chi I_k'' \quad (2)$$

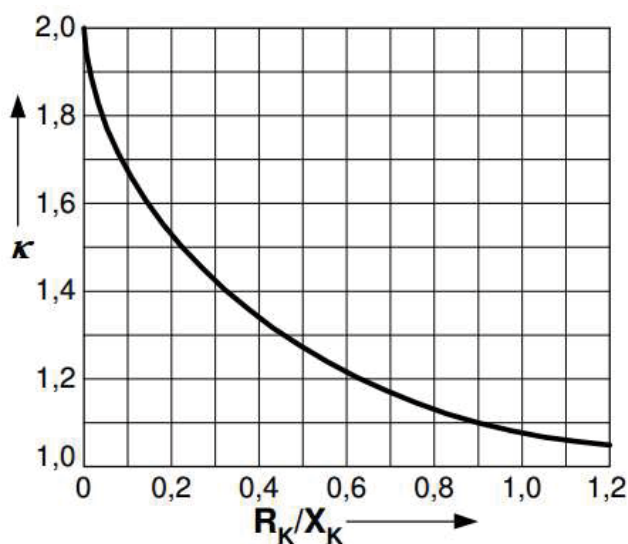
$$I_o'' = \frac{i_o}{\sqrt{2}\chi} \quad (3)$$

gdzie:

$\chi$ - współczynnik udaru,  $i_o$  – wartość szczytowa prądu zwarciowego,  $I_o''$  - wartość skuteczna prądu ograniczonego.

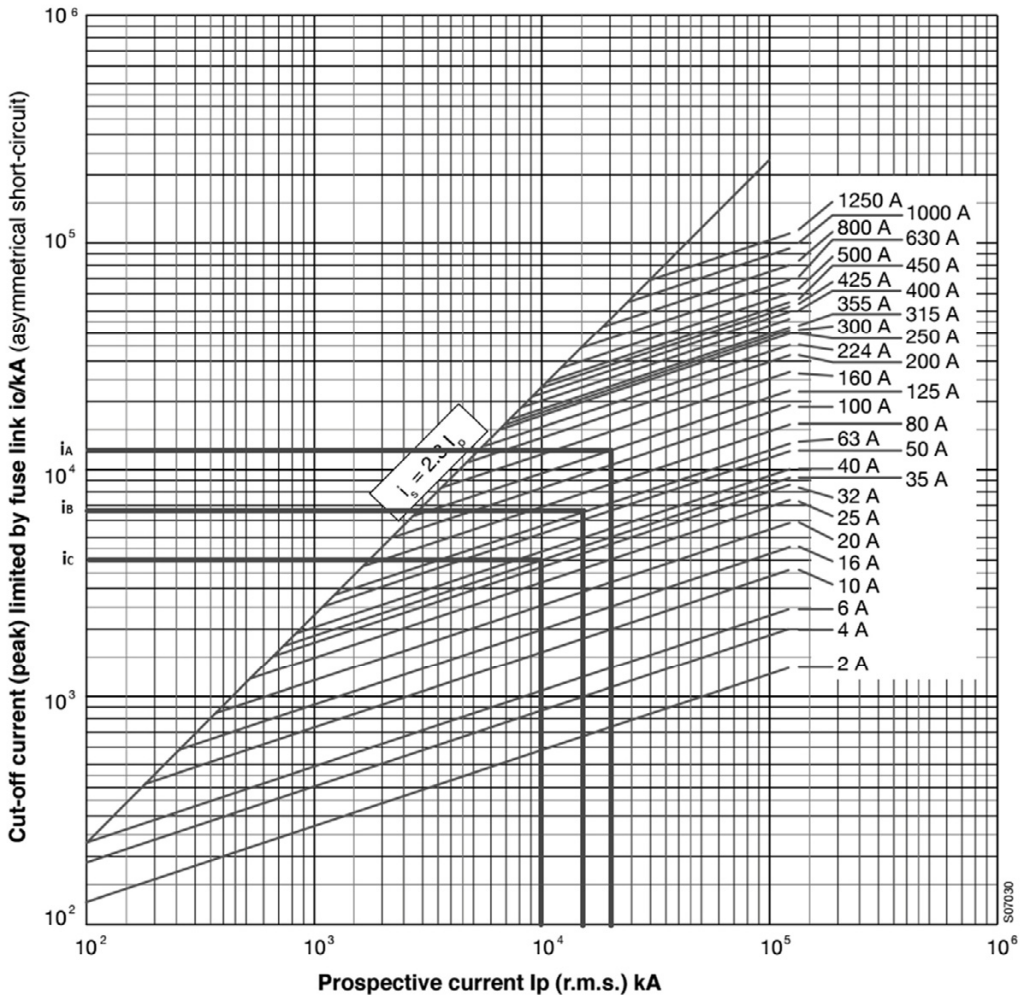
Współczynnik udaru można odczytać z wykresu (rysunek nr 5). Do założeń projektowych mamy możliwość przyjęcia najgorszego przypadku, czyli  $\chi = 1$ . Upraszczając wzór (2) otrzymujemy:

$$I_o'' = \frac{i_o}{\sqrt{2}} \quad (4)$$



Rys. 5. Wykres parametrów współczynnika udaru w zależności od ilorazu rezystancji i reaktancji [2]

Fig. 5. Characteristic of peak parameter according to quotient of the resistance and reactance [2]



Rys. 6. Przykładowa, pełna charakterystyka prądów ograniczonych dla wkładek topikowych NH gG 500V wyprodukowanych przez firmę ABB, z oznaczeniem osi a, b, c  
 Fig. 6 Limited short-circuit current characteristic for NH gG 500V fuses produced by ABB, with marking the a, b, c parameters

Otrzymane wartości prądów ograniczonych dla wkładek do 63 A z dwóch charakterystyk (rysunki 4, 6) różnią się między sobą o około 30%. Na tej podstawie można stwierdzić, że dla wkładek w zakresie do 125 A, lepiej ograniczają bezpieczniki firmy Cooper. Warto zauważyć, że charakterystyka firmy ABB jest mało czytelna za sprawą mało szczegółowych oznaczeń na osi horyzontalnej (Y).

Tabela 4. Odczytane z charakterystyk (rys. 4, rys. 6) i obliczone wartości prądów  
 Table 4. Read from characteristics (fig. 4, fig. 6) and calculated circuit values

Bezpiecznik	$I_p$ [kA]	$i_o$ [kA] wg rys.4	$i_o$ [kA] wg rys.6	$I_o$ [kA] wg rys.4	$I_o$ [kA] wg rys.6
gG 35A	10	3,0	4,0	2,1	2,8
gG 63A	15	5,0	6,5	3,5	4,6
gG 125A	20	10,2	10,2	7,8	7,8

gdzie:

$I_p$  - spodziewana wartość skuteczna zwarciovego prądu trójfazowego,  $i_o$  - wartość szczytowa prądu ograniczonego,  $I_o$  - wartość skuteczna prądu ograniczonego obliczona wg wzoru (4).

Należy zauważyć, że w przypadku doboru aparatury pod kątem zdolności zwarcioviej przyjęcie gorszych warunków jest prawidłowe i wskazane. Zespolecie dwóch charakterystyk ma na celu przede wszystkim przedstawienie sposobu odczytywania z nich wartości prądów ograniczonych. Jest to umiejętność niezwykle cenna - pozwala na uzasadnione ekonomicznie oszczędności oraz dalszą koordynację selektywności zabezpieczeń.

## 4. PRZYKŁAD PROJEKTOWY

### 4.1. ZAŁOŻENIA

Należy dokonać doboru aparatury dla obwodów odpływowych w rozdzielnicy oddziałowej. Zasilanie z transformatora SN/nn 21/0,4 kV,  $u_k=6\%$ ,  $S=630$  kVA. Przy obliczeniach przyjąć moc zwarciovą systemu elektroenergetycznego na poziomie 250 MVA. Zabezpieczenie główne rozdzielnicy gG 63A. Prąd zwarciovym trójfazowy (tabela 2)  $I_p=14,5$  kA. Pominąć impedancję okablowania okablowaniu.

### 4.2. TYPY APARATURY

Do naszych rozważań przyjęto aparaturę produkcji Eaton, wkładki topikowe firmy Cooper. Należy dobrać wyłączniki instalacyjne oraz rozłącznik główny rozdzielnicy.

### 4.3. PARAMETRY ZWARCIOWE APARTURY

Do naszych rozważań założymy, zastosowanie aparatury zgodnie z wymaganiami norm przyjętych dla budownictwa mieszkalnego. Najważniejszym parametrem dla wyłączników instalacyjnych będzie  $I_{CN}$  - znamionowa zdolność łączeniowa, natomiast dla

rozłączników głównych  $I_{CN}$  – znamionowa zdolność łączeniowa oraz  $I_{CM}$  – znamionowy załączalny szczytowy prąd zwarcioowy.

#### 4.4. DOBÓR APARATURY

Zgodnie z założeniami projektowymi prąd ograniczony na zaciskach rozdzielnicy odpływowej (tabela 4):

- $i_o=5,0$  kA,
- $I_o=3,5$  kA.

Sprawdzam dobór wyłączników instalacyjnych typu CLS6 producenta Eaton (tabela 2):

$$\begin{aligned} I_{CN} &\geq I_o, \\ 0 \text{ kA} &\geq 3,5 \text{ kA} \end{aligned} \quad (5)$$

Dobór prawidłowy.

Sprawdzam dobór rozłączników izolacyjnych typu DVM160A producenta Eaton:

$$\begin{aligned} I_{CN} &\geq I_o, \\ 2,5 \text{ kA} &\geq 3,5 \text{ kA} \end{aligned} \quad (6)$$

Dobór prawidłowy.

$$\begin{aligned} I_{CN} &\geq I_o, \\ 5 \text{ kA} &\geq 5,0 \text{ kA} \end{aligned} \quad (7)$$

Dobór prawidłowy.

## 5. WNIOSKI

Przyjęty rozłącznik do założeń projektowych w rozdziale 4. jest zaprojektowany w taki sposób, aby w przypadku zwarcia bezpośrednio za rozłącznikiem np. na szynach rozdzielnicy odpływowej, można było bezpiecznie załączyć aparat. Jest to sytuacja rzadko spotykana, jednak uwzględnia najgorszy przypadek.

Prawidłowe posługiwanie się charakterystykami prądów ograniczonych bezpieczników jest ważną umiejętnością i powinna być stosowana przy projektowaniu instalacji elektrycznych. Należy pamiętać, że ograniczony prąd zwarcioowy jest ważny przy zachowaniu selektywności, która jest wymagana Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury. Odpowiedni dobór aparatury pozwoli na zachowanie odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa obsługi oraz uzasadnione ekonomicznie oszczędności. W artykule zawarto opis doboru aparatury tylko i wyłącznie pod kątem zdolności zwarciowej. Należy pamiętać, że jest to tylko wybrana część projektowania.

## LITERATURA

- [1] KACEJKO P, MACHOWSKI J., *Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, wydanie III*. W: WNT, Warszawa, 2012
- [2] *Jak odczytywać charakterystykę prądu ograniczonego?* Dostępne w internecie: [www.jeanmueller.pl](http://www.jeanmueller.pl)
- [3] *Katalog wkładek nożowych ABB [online]*. Dostępne w internecie: [www.abb.com.pl](http://www.abb.com.pl)
- [4] *Katalog wkładek nożowych Cooper [online]*. Dostępne w internecie: [www.eaton.pl](http://www.eaton.pl)
- [5] *Poradnik inżyniera elektryka Schneider Electric [online]*. Dostępne w internecie [www.schneider-electric.pl/](http://www.schneider-electric.pl/)

### CUT-OFF CURRENT CHARACTERISTICS FOR FUSES IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEMS

The article presents the possibility of limiting the short-circuit three phase. It presents the values of three phase short-circuit currents without limitation, ways of reading cut-off characteristics for example of two popular manufactures of fuses. At the end is a simple design example.

Michał BEREŹNICKI\*

## **PORÓWNANIE FORMUŁ STOSOWANYCH W PREDYCKJI STRAT ENERGII W MATERIAŁACH MAGNETYCZNYCH**

W pracy przedstawiono formuły używane do opisu strat energii w miękkich materiałach magnetycznych oraz zaprezentowano wyniki wstępnej analizy porównawczej ich zastosowania w opisie rozproszenia energii. Współczynniki modeli wyznaczono w oparciu o analizę regresji nieliniowej. Oceny dokładności przewidzianych strat dokonano na podstawie błędu średniokwadratowego procentowego. Analizie poddano blachę orientowaną, nieorientowaną, materiał nanokrystaliczny i amorficzny. Obliczeń dokonano dla częstotliwości w zakresie do 500 Hz.

Stwierdzono, że formuły jednoskładnikowe i dwuskładnikowe nie są sobie równoważne - dokładność przewidywanych przez nie strat energii zależy od rodzaju analizowanego materiału jak również warunków magnesowania. Stwierdzono również, że dla badanych materiałów formuły dwuskładnikowa i trójskładnikowa są sobie równoważne.

### 1. WSTĘP

W ostatnich latach obserwuje się stale rosnący popyt na energię elektryczną. Przykładowo w Polsce prognozuje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w 2030 r. do 167,6 TWh, wobec 119,4 TWh w roku 2010. Sprostanie tym przewidywaniom wymaga wszechstronnych i skoordynowanych działań zmierzających do racjonalizacji gospodarki energetycznej. Dzisiejsza nauka oferuje nam wiele kierunków rozwoju w tej dziedzinie. Jednym z nich jest projektowanie wysoko efektywnych przetworników energii elektrycznej zapewniających zmniejszenie strat energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Do poprawy sprawności i zmniejszenia energochłonności maszyn elektrycznych obligują nas również akty normatywne Komisji Europejskiej.

Materia wykazuje się zdolnością do przenoszenia energii oraz do jej absorpcji. Oznacza to, że dla określonego celu transformacji, istnieje różnica w ilości energii dostarczonej i oddanej z układu, przyjętej w technice nazywać stratami. W maszynach elektrycznych

---

\* Politechnika Częstochowska, Instytut Elektroenergetyki, al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa



podstawowym źródłem strat energii jest jej rozproszenie w uzwojeniach oraz w obwodzie magnetycznym. W projektowaniu i analizie pracy magnetowodów urządzeń elektrycznych podstawowym parametrem jest stratność materiału magnetycznego. Jej wartość zwykle podawana jest w katalogach producentów materiałów dla określonych wartości indukcji. W predykcji strat energii w miękkich materiałach magnetycznych stosowanych w budowie magnetowodów urządzeń elektrycznych stosowane są formuły empiryczne i teoretyczne.

W pracy zaprezentowano równania wykorzystywane w predykcji strat energii w materiałach magnetycznych miękkich i przedstawiono wstępne wyniki analizy statystycznej dla określenia dokładności szacowanych stratności przy ich stosowaniu.

## 2. OPIS ANALIZOWANYCH FORMUŁ

Równanie Steinmetza, którego opisu dokonano w pracy [5], jest empirycznym wyrażeniem jednoskładnikowym, przedstawiającym stratność jako iloczyn parametru  $c$ , częstotliwości  $f$  z wykładnikiem  $\alpha$ , oraz indukcji  $B$  z wykładnikiem  $\beta$ :

$$p = cf^\alpha B^\beta \quad (1)$$

Formuła dwuskładnikowa (2) została wyprowadzona w oparciu o twierdzenie Poyntinga [1] i jest wyrażeniem, w którym pierwszy składnik odpowiedzialny jest za straty histerezy, drugi za straty pochodzące od prądów wirowych tzw. straty klasyczne [1, 2, 3]:

$$p = p_h + p_w = c_h f B^2 + c_w f^2 B^2 \quad (2)$$

Trzeci stosowany obecnie opis strat energii w materiale magnetycznym jest dokonywany w oparciu o statystyczny formalizm Bertottiego [2]:

$$P = P_h + P_w + P_a = c_h B_m^2 f + c_w B_m^2 f^2 + c_a B_m^{3/2} f^{3/2} \quad (3)$$

gdzie poszczególne składniki tego wyrażenia są związane w kolejności ze stratami histerezy  $P_h$ , stratami wynikającymi z prądów wirowych bez uwzględnienia struktury domenowej materiału  $P_w$  oraz stratami anomalnymi związanymi z istnieniem w materiale magnetycznym domen magnetycznych  $P_a$ .

Skalą najmniejszą jest skala o wymiarach szerokości domen magnetycznych, która odpowiedzialna jest za straty histerezy, gdzie na skutek skoków Berkhausena mikroprądy wirowe generowane są w obszarze ściany domenowej. Druga składowa  $P_w$ , zwana klasyczną, odpowiedzialna jest za makroskopowy rozkład prądów wirowych i jest skalą o wymiarach próbki materiału. Trzecia składowa  $P_a$  odpowiada skali domen magnetycznych, w której w wyniku wzajemnych oddziaływań generowane są prądy wirowe odpowiedzialne za straty anomalne [6].

### 3. WYNIKI OBLICZEŃ

Współczynniki regresji formuł wyznaczono z wykorzystaniem programu Origin w oparciu o iteracyjny algorytm Levenberga-Marquardta [4]. Za kryterium oceny dokładności prognozowanych strat energii przyjęto wartość błędu średniokwadratowego procentowego:

$$MSPE = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^s \left( \frac{\hat{y}_s - y_s}{y_s} \right)^2 100 \quad (4)$$

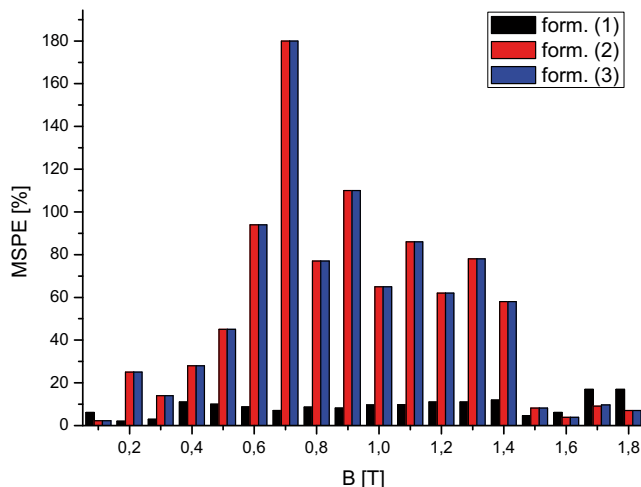
gdzie:  $MSPE$  oznacza błąd średniokwadratowy procentowy,  $S$  liczbę obserwacji w prognozie,  $\hat{y}_s$  jest wartością prognozowaną,  $y_s$  oznacza wartość obserwowaną.

Analizie poddano blachę orientowaną, nieorientowaną, materiał nanokrystaliczny typu Finemet i amorficzny typu Metglas. Obliczeń dokonano dla określonych warunkach magnesowania:

- blacha orientowana: częstotliwości 1–500 Hz oraz indukcji w zakresie 0,1–1,8 T,
- blacha nieorientowana: częstotliwości 1–500 Hz oraz indukcji w zakresie 0,1–1,5 T,
- Metglas: częstotliwości 10–400 Hz oraz indukcji w zakresie 0,1–1,2 T,
- Finemet: częstotliwości 10–400 Hz oraz indukcji w zakresie 0,1–1,2 T.

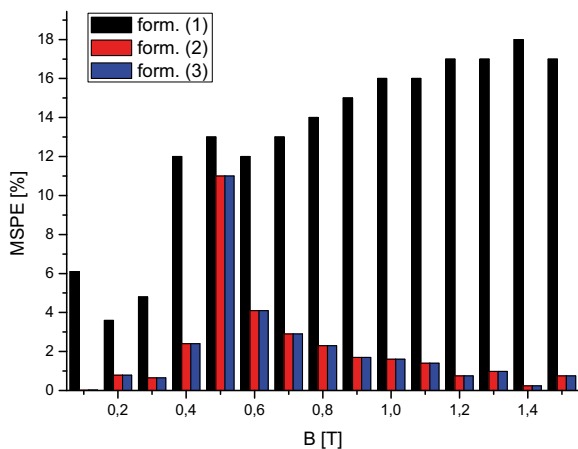
Pomiary wykonano wykorzystując komputerowy układ pomiarowy MAG-RJJ2.0, zgodnie z obowiązującymi standardami IEC 60404-2, 60404-6. Błąd pomiaru strat całkowitych przez układ pomiarowy nie przekracza 3%.

Na wykresach przedstawione zostały wyniki obliczeń procentowego błędu średniokwadratowego w funkcji indukcji dla trzech rozważanych formuł. W przypadku blachy orientowanej o zawartości krzemu 3% najmniejszy błąd predykcji uzyskano wykorzystując formułę jednoskładnikową (rysunek 1).

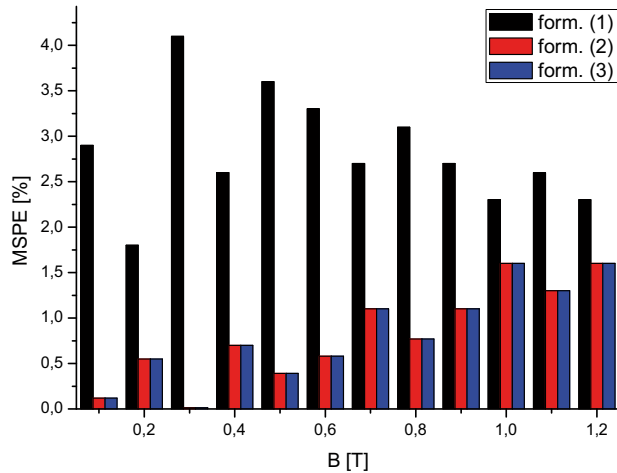


Rys. 1. Porównanie średniokwadratowego błędu procentowego – blacha orientowana  
 Fig. 1. Comparison of the mean square percentage error - oriented steel sheet

Dla blachy nieorientowanej o zawartości krzemu 3% oraz materiału amorficznego Metglas najmniejszy błąd predykcji uzyskano wykorzystując formułę dwuskładnikową i trójskładnikową (rysunki 2, 3).

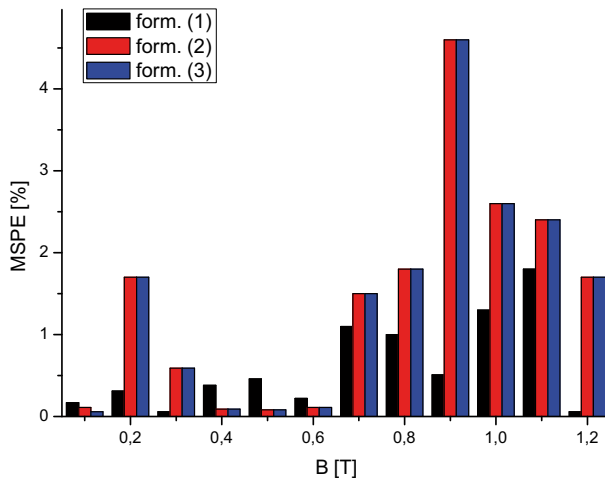


Rys. 2. Porównanie średniokwadratowego błędu procentowego – blacha nieorientowana  
 Fig. 2. Comparison of the mean square percentage error – non-oriented steel sheet



Rys. 3. Porównanie średniokwadratowego błędu procentowego – Metglas  
 Fig. 3. Comparison of the mean square percentage error – Metglas

Dla materiału nanokrystalicznego Finemet nie można wskazać formuły prognozującej straty z mniejszym błędem (rysunek 4).



Rys. 4. Porównanie średniokwadratowego błędu procentowego – Finemet  
 Fig. 4. Comparison of the mean square percentage error – Finemet

#### 4. WNIOSKI

Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że formuły jedno- i dwuskładnikowe nie są sobie równoważne. Najmniejszy błąd predykcji dla blachy nieorientowanej i materiału Metglas otrzymano stosując formułę dwuskładnikową i trójskładnikową, dla blachy orientowanej stosując formułę jednoskładnikową. Dla materiału Finemet określenie dokładniejszej formuły nie jest jednoznaczne – warunkowane od wartości indukcji. Dla materiału Finemet i Metglas wartość procentowego błędu średniokwadratowego każdej z analizowanych formuł nie przekracza 5%.

Dla badanych materiałów stosując za kryterium oceny dokładności wartość błędu średniokwadratowego procentowego stwierdzono, że formuły dwuskładnikowa i trójskładnikowa są sobie równoważne.

#### LITERATURA

- [1] BARRANGER J., Hysteresis and eddy-current losses of a transformer lamination viewed as an application of the Poynting Theorem. NASA Technical Note, D-3114, 1965.
- [2] BERTOTTI G., Hysteresis in magnetism, Academic Press, San Diego (1998).
- [3] JORDAN H., Die ferromagnetischen konstanten für schwache wechselfelder. Elektr. Nach. Techn., vol. 1, p. 8, 1924.
- [4] MARQUARDT D.W. An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters. Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics, 11(2):431-441, 1963.
- [5] STEINMETZ C., On the law of hysteresis. Proceedings of the IEEE, vol. 72, no. 2, pp. 197–221, 1984.
- [6] SZYGLÓWSKI J., Nowoczesne materiały magnetycznie miękkie - wybrane właściwości. Seria Monografie 269, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej 2013.

#### COMPARISON OF FORMULAS USED IN PREDICTION ENERGY LOSSES IN MAGNETIC MATERIALS

Theoretical and empirical formulas were used to determine the energy loss of soft magnetic materials used in the construction of magnetic cores of electrical devices. The paper presents the formulas used to describe the energy loss in soft magnetic materials and presents the results of a preliminary comparative analysis of their use in the description of energy dissipation. The coefficients of the models were determined based on nonlinear regression analysis. Evaluation of the accuracy provided for losses was based on the mean square error percentage. The author investigated plate oriented, non-oriented, nanocrystalline and amorphous materials. The calculations were performed for the frequency range up to 500 Hz. It was found that one- and two-component formulas are not created equivalent - precision predicted by energy loss depends on the structure of the material analyzed as well as the conditions of magnetization. It was also found that the binary and ternary formulas are equivalent for the investigated materials.

Paweł CIEŚLAK, Marek KURKOWSKI\*

## **ANALIZA HARMONICZNYCH PRĄDU ZASILANIA ODBIORÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ O PRĄDZIE ZNAMIONOWYM $\geq 16$ A**

W artykule opisano źródła oraz skutki występowania harmonicznych prądów zasilania odbiorników energii elektrycznej. Omówiono wymagania przepisów ustalających wymogi dla odbiorników. Przedstawiono współczynniki określające prądy odkształcone. Dokonano analizy zapisów normy PN-EN 61000-3-12: 2012 [1], dotyczącej odbiorników o prądzie znamionowym  $I \geq 16$  A, w której określone zostały limity poszczególnych harmonicznych jak i wartości maksymalne współczynników odkształcenia prądu. Przedstawiono wymagania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej opracowanej przez dystrybutorów energii elektrycznej [2], określającej m.in. parametry jakości energii elektrycznej. Analizowana instrukcja została opracowana w 2013 roku na podstawie zapisów ustawy Prawo energetyczne [3]. W części badawczej zaprezentowano wyniki pomiarów harmonicznych prądów zasilania przykładowej instalacji elektrycznej. Przeprowadzono także ocenę współczynników określających zawartość harmonicznych.

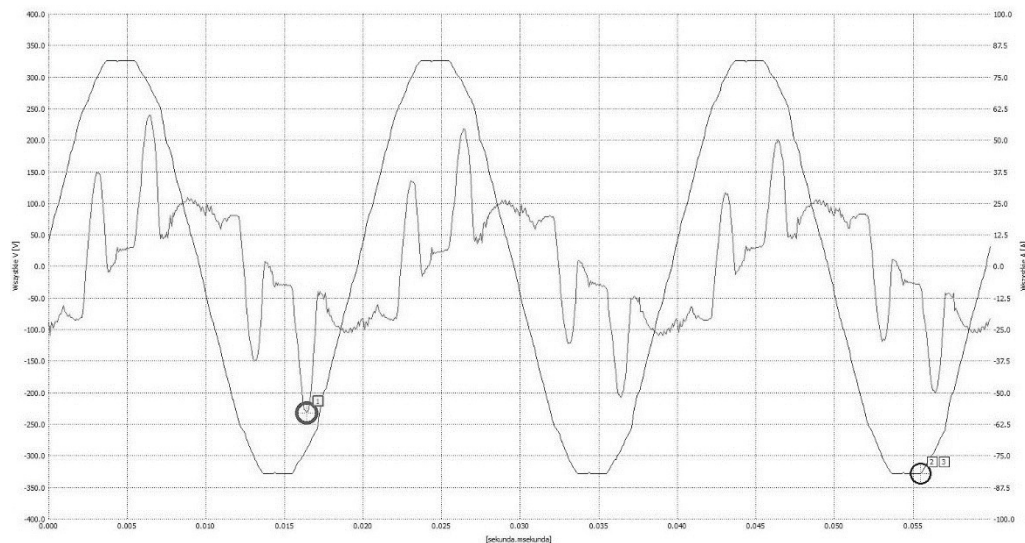
### **1. WPROWADZENIE**

Jednym z bardzo istotnych problemów energetyki jest zapewnienie odpowiedniej jakości energii elektrycznej. Z jednej strony obserwujemy malejącą ilość wahań i zapadów napięcia, z drugiej zaś rosnący problem z dużą zawartością harmonicznych w napięciu i prądzie [rysunek 1] generowanych przez zwiększającą się ilość odbiorników nieliniowych, takich jak przekształtniki, przemienniki i prostowniki energoelektroniczne, kompensatory, odbiorniki elektroniczne, oprawy wyładowcze i LED. Rolę w odkształceniu napięcia pełnią także źródła prądotwórcze oparte o energoelektroniczne przekształtniki stosowane w niektórych rodzajach elektrowni odnawialnych. Występowanie zwiększonych odkształceń prądu, pociąga za sobą negatywne skutki zarówno techniczne jak i eko-

---

\* Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa

nomiczne: nagrzewanie się urządzeń elektrycznych, spadki wytrzymałości izolacji, zakłócenia pracy aparatury zabezpieczającej, wzrost przepływu mocy biernej oraz dodatkowych stratach w żelazie i uzwojeniach. Ocenę odkształcenia prądu zasilania realizuje się poprzez wyznaczenie [1] współczynników przedstawionych we wzorach (1-4).



Rys. 1. Fragment rejestrowanego podczas badań przebiegu prądu i napięcia

Fig. 1. Fragment of registered current and voltage waveform

Najważniejsze parametry określające jakość prądu w sieci elektroenergetycznej to:

- 1) *Harmonic ratio (HR<sub>l</sub>)* - współczynnik udziału h-tej wyższej harmonicznej w prądzie:

$$HR_l = \frac{I_h}{I_1} 100\% \quad (1)$$

gdzie:  $I_1$  – składowa podstawowa,  $I_h$  – składowa h-tego rzędu,

- 2) *Total harmonic current (THC)* – wartość skuteczna składowych harmonicznych prądu w zakresie do 2 do 40:

$$THC = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}, \quad (2)$$

- 3) *Partial weighted harmonic current (PWHC)* – częściowo ważona wartość skuteczna składowych harmoniczných prądu w zakresie do 14 do 40:

$$PWHC = \sqrt{\sum_{n=14}^{40} nI_n^2}, \quad (3)$$

- 4) *Total harmonic distortion (THD<sub>I</sub>)* – całkowity współczynnik odkształcenia prądu (odniesiony do wartości skutecznej):

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}}{I_{ref}} 100\% \quad (4a)$$

gdzie:  $I_{ref}$  – wartość skuteczna prądu,

- 5) *Total harmonic distortion (THD<sub>I</sub>)* – całkowity współczynnik odkształcenia prądu (odniesiony do składowej podstawowej):

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} I_h^2}}{I_1} 100\%. \quad (4b)$$

## 2. WYMOGI PRAWNE

Niestety pomimo rosnących problemów ze skutkami powodowanymi przez odkształcenia prądu nie istnieją regulacje prawne określające maksymalny dopuszczalny poziom emisji harmoniczných w instalacjach elektrycznych. Jeżeli potraktuje się instalację elektryczną, jako odbiornik trójfazowy niesymetryczny można określić parametry jakości energii porównując z podanymi w normie PN-EN 61000-3-12:2012 [1] lub używanych przez dystrybutorów energii elektrycznej instrukcji [2]. Norma dotyczy odbiorników trójfazowych różnego typu, w tym odbiorników niesymetrycznych. Zawarte w niej limity zależne są od wartości współczynnika zwarciovego. Limity te dotyczą zawartości nieparzystych harmoniczných od 3 do 13 rzędu a także dopuszczalną wartość współczynników odkształcenia prądu  $THD_I$  i  $PWHD_I$ . Zarówno zawartość poszczególnych harmoniczných,  $THD_I$  oraz  $PWHD_I$  liczone są stosunku do wartości skutecznej prądu  $I_{ref}$ . Zalecanie przez



dystrybutorów energii elektrycznej wymagania [2] określają limity harmonicznych nieparzystych z przedziału 3-31, liczone są one jednak w stosunku do wartości skutecznej składowej podstawowej prądu  $I_1$ . Porównanie limitów prezentuje tabela 1. Co więcej, w instrukcji [2] nie ma określonych wartości maksymalnych dla współczynników  $THD_I$  oraz  $PWHD_I$ . Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na podane wartości graniczne. Zarówno wg. normy [1] jak i instrukcji [2] dla harmonicznych 3, 5, 7, 9, 11 i 13 rzędu wartość graniczna jest podana co do wartości identycznie, choć odnosi się do współczynników  $THD_I$  liczonych w różny sposób (wzory 4a i 4b).

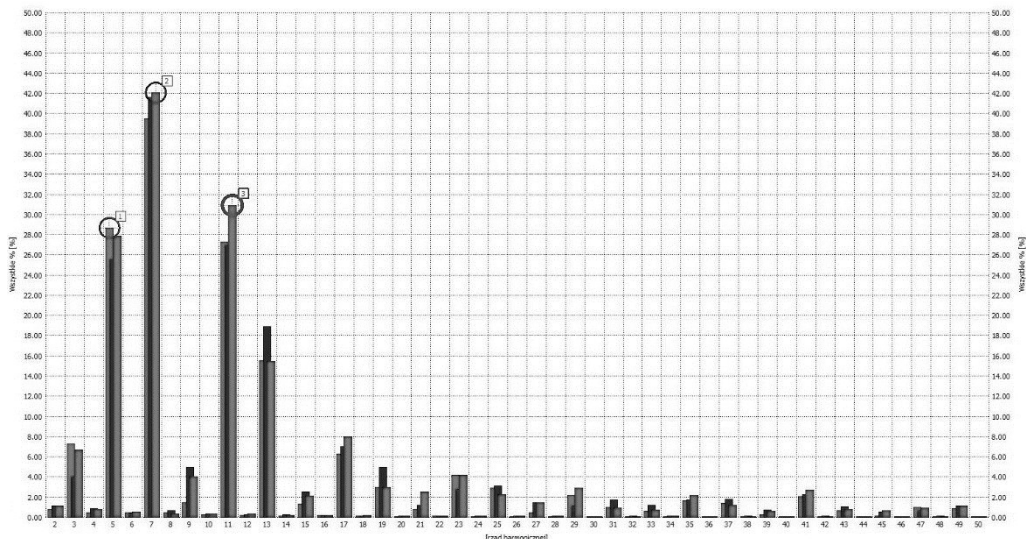
Tabela 1. Poziomy dopuszczalne wartości harmonicznych prądu dla odbiorników innych niż symetryczne odbiorniki trójfazowe wg [1] i wg [2]  
Table 1. Current emission limits for receivers other than symmetrical three-phase receivers according to [1] and [2]

Rząd harmonicznej	Dopuszczalne wartości harmonicznych prądu, $I_h/I_{ref}$ , % [1]	Dopuszczalne wartości harmonicznych prądu, $I_h/I_1$ , % [2]
3	21,6	21,6
5	10,7	10,7
7	7,2	7,2
9	3,8	3,8
11	3,1	3,1
13	2	2
15	-	0,7
17	-	1,2
19	-	1,1
21	-	$\leq 0,6$
23	-	0,9
25	-	0,8
27	-	$\leq 0,6$
29	-	0,7
31	-	0,7
$\geq 33$	-	$\leq 0,6$

### 3. WYNIKI POMIARÓW

Dokonano pomiarów parametrów elektrycznych trójfazowej instalacji elektrycznej obiektu przemysłowego zawierającego liczne zespoły elektro-maszynowe oraz układy energoelektroniczne. Wartości prądu zasilania zmierzone dla poszczególnych faz przekraczały 16 A -  $I_{L1} \geq 22$  A,  $-I_{L2} \geq 19,5$  A,  $I_{L3} \geq 18$  A. Wartość prąd w przewodzie neutralnym był nieznaczna i utrzymywała się na poziomie 1,5 A.

Zarejestrowany przebiegu prądu był w znacznym stopniu odkształcony. W odniesieniu do zapisów normy [1] jak i instrukcji dostawcy energii elektrycznej [2] przekroczenia dotyczyły znacznej części harmoniczných.



Rys. 2. Harmoniczne wyliczone względem wartości skutecznej, wg normy [1]

Fig. 2. Calculated values of harmonic currents relative to the RMS value, according to the standard [1]

Duża część harmoniczných również znacznie przekraczała dopuszczalne limity zawarte w normie [1]. Uzyskane dla poszczególných prądów fazowych wartości harmoniczných przedstawiają rysunek 2 i tabela 2.

Tabela 2. Wyznaczone wartości harmoniczných prądu dla trzech faz  
Table 2. Determined values of harmonic currents for three phases

Rząd harmoniczných	Maksymalny dopuszczalny prąd harmoniczných, $I_n/I_{ref}, \%$	Zmierzona harmoniczných w fazie L1, $I_n/I_{ref}, \%$	Zmierzona harmoniczných w fazie L2, $I_n/I_{ref}, \%$	Zmierzona harmoniczných w fazie L3, $I_n/I_{ref}, \%$
3	21,6	6,25	3,45	5,61
5	10,7	24,56	21,83	23,48
7	7,2	33,84	35,51	35,46
9	3,8	1,27	4,21	3,37
11	3,1	23,39	23	26,08
13	2	13,34	16,13	13,02

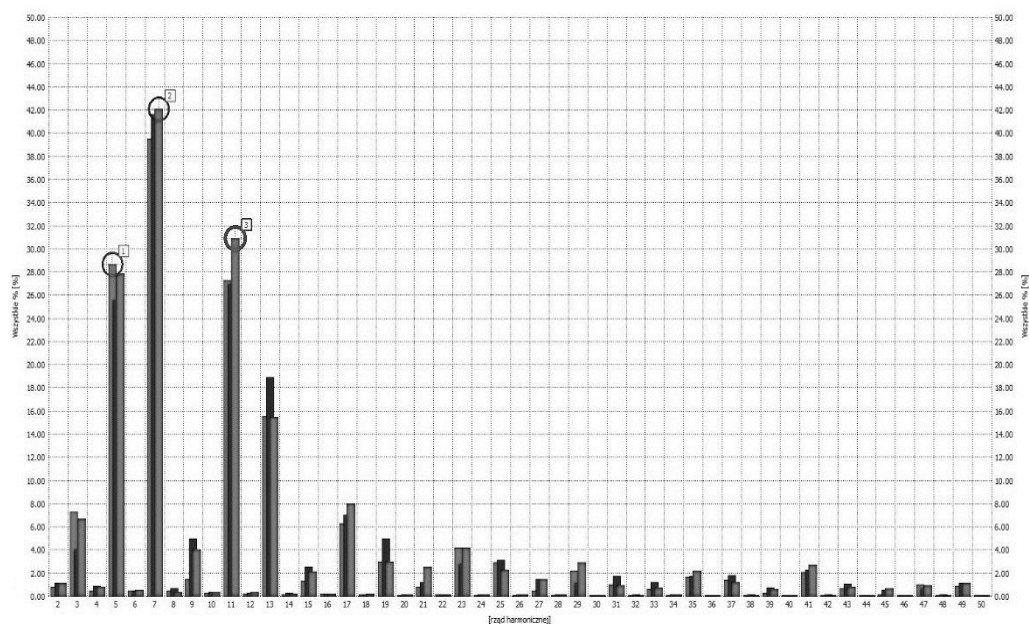
O ile wartości 3 harmoniczných spełniają określone limity [1] to już wartości 5, 7, 9, 11 i kolejnych harmoniczných znacznie je przekraczają (np. dla 1 fazy  $I_7$  jest ponad 4,5

krotnie większa niż wartość graniczna). Wartości dopuszczalne współczynników  $THD_I = THC/I_{ref}$  oraz  $PWHD_I = PWHC/I_{ref}$  dla każdej z faz nie powinny przekraczać poziomu 23% [1]. Wyznaczone dla każdego prądu fazowego wartości tych współczynników przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Poziomy dopuszczalne wartości współczynników harmonicznego odkształcenia prądu dla odbiorników innych niż symetryczne odbiorniki trójfazowe wg normy [1]

Table 3. Current emission limits for receivers other than symmetrical three-phase receivers according to the standard [1]

Faza	Wyznaczona wartość współczynników %		Dopuszczalna wartość współczynników %	
	$THD_I = THC_I / I_{ref}$	$PWHD_I = PWHC_I / I_{ref}$	$THD_I = THC_I / I_{ref}$	$PWHD_I = PWHC_I / I_{ref}$
L1	59,24	36,82	23	
L2	60,26	40,98	23	
L3	62,66	42,69	23	



Rys. 3. Harmoniczne wyliczone względem składowej podstawowej, wg instrukcji [2]

Fig. 3. Calculated values of harmonic currents relative to the basic component, according to the instruction [2]

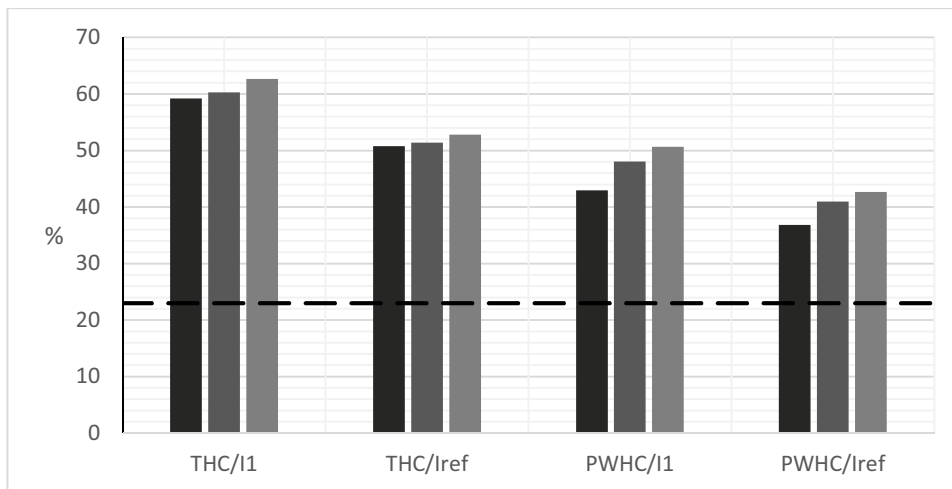
Przekroczenia limitów określonych w instrukcji [2] dotyczą również większości harmonicznych (dla każdej z faz) [tabela 4]. Wartości harmonicznych są wyznaczane dla 1 składowej  $I_1$  prądu [rysunek 3]. Oznacza to, że są one dla tych samych wartości pomiarowych większe niż wyznaczane dla wartości skutecznej  $I_{ref}$  prądów.

Tabela 4. Zestawienie wyników pomiarów harmonicznych wraz z limitami wg [2]  
Table 4. Summary of harmonic measurement results along with the limits according to [2]

Rząd harmonicznej	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, $I_n/I_1$ , %	Zmierzona harmoniczna w fazie L1, $I_n/I_1$ , %	Zmierzona harmoniczna w fazie L2, $I_n/I_1$ , %	Zmierzona harmoniczna w fazie L3, $I_n/I_1$ , %
3	21,6	7,2	4,05	6,65
5	10,7	28,64	25,59	27,85
7	7,2	39,47	41,64	42,05
9	3,8	1,47	4,94	3,99
11	3,1	27,28	26,97	30,93
13	2	15,55	18,91	15,45
15	0,7	1,33	2,48	2,06
17	1,2	6,28	7,02	7,99
19	1,1	2,94	4,96	2,99
21	$\leq 0,6$	0,8	1,21	2,49
23	0,9	4,17	2,74	4,14
25	0,8	2,89	3,07	2,27
27	$\leq 0,6$	0,47	1,44	1,46
29	0,7	2,2	1,13	2,9
31	0,7	0,96	1,7	0,96
$\geq 33$	$\leq 0,6$	0,59	1,16	0,75

O ile wartości 3 harmonicznych spełniają określone limity wyznaczone w odniesieniu do pierwszej składowej [2] to także wartości 5, 7, 9, 11 i kolejnych harmonicznych znacznie je przekraczają (np. dla 1 fazy  $I_7$  jest prawie 6 krotnie większa niż wartość graniczna. Jak widać na tym przykładzie dla tego punktu pomiarowego różnica w metodzie obliczeniowej wg [1] i [2] dała ponad 8,5% różnicy.

Jak wynika z przedstawionych powyżej wzorów również w dwojaki sposób są wyliczane współczynniki  $THD_I$  i  $PWHD_I$  raz odnoszone do wartości skutecznej prądu [1] a według [2] jedynie do składowej podstawowej. A przecież wprowadzenie  $PWHD_I$  miało na celu sprawdzenie czy wpływ harmonicznych wyższych rzędów (od 14 do 40) na wyniki został wystarczająco ograniczony i ich indywidualne poziomy nie muszą być określone. Różnice dla wyznaczonych wartości współczynników  $THD_I$  i  $PWHD_I$  przedstawia rysunek 4.



Rys. 4. Wyznaczone i dopuszczalne wartości współczynników  $THD_I$  i  $PWHD_I$ , wg [1], [2] oraz wartości dopuszczalne [1]

Fig. 4. The determined values of coefficients  $THD_I$  and  $PWHD_I$ , according to [1], [2] and the limit values [1]

Na wykresie widać znaczną różnicę dla sposobu wyliczania współczynników odkształcenia prądu  $THD_I$  i  $PWHD_I$ . Całkowite współczynniki odkształcenia prądu  $THD_I$ , liczone wg [1], dla analizowanych pomiarów oscylują wokół wartości 60%. Autorzy w przeszłości analizowali parametry instalacji [4, 5] w których  $THD_I$  wynosiło niestety 300 i więcej procent. Dla tych instalacji rozbieżność wyników wynikająca z rozbieżności metody będzie jeszcze większa.

#### 4. PODSUMOWANIE

Przedstawiona ocena umożliwi porównanie metodyki wyznaczania parametrów prądów odkształconych. Wartości harmonicznych prądów w przykładowej analizowanej instalacji przekraczają dopuszczalne poziomy zarówno zamieszczone w normie [1] jak i w instrukcji [2]. Na podstawie dokonanego porównania analizowanych przepisów stwierdzono dużą rozbieżność w wymaganiach obydwóch dokumentów.

Wydaje się wskazane, aby po przeprowadzeniu badań dla większej ilości odbiorców energii, rozpocząć proces tworzenia przepisów, które określałyby maksymalne limity dla odkształceń prądu generowanych przez daną instalację i umożliwiłyby dostawcom energii elektrycznej regulacje finansowe w tym zakresie. Dodatkowo ważnym jest, aby limity określone dla odbiorników niesymetrycznych trójfazowych zostały ujednolicone.

## LITERATURA

- [1] PN-EN 61000-3-12 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) - Część 3-12: Dopuszczalne poziomy - Dopuszczalne poziomy harmonicznych prądów powodowanych działaniem odbiorników, które mają być przyłączone do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia z fazowym prądem zasilającym odbiornika większym niż 16 A i mniejszym lub równym 75 A
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013 r.) str. 99-101
- [3] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. z późniejszymi zmianami Prawo energetyczne Dz.U. z 2012r., poz. 1059. Z 2013r., poz. 984 i poz.1238, z 2014r., poz. 457, poz. 490, poz. 900, poz. 942, poz. 11010, poz. 1662 oraz z 2015r. poz. 151, poz. 478 i poz. 942
- [4] Mirowski J., Kurkowski M., Białoń T., Pasko M.: Harmoniczne prądu w instalacjach oświetleniowych, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 91 NR 8/2015, s. 180-184
- [5] Kurkowski M., Popławski T., Mirowski J., Chlewicka M., Cieślak P.: Wyniki ekspertyz odbiorników energii elektrycznej (w tym oświetleniowych) oraz audytów instalacji elektrycznych, *materiały niepublikowane*

#### ANALYSIS OF HARMONIC CURRENTS FOR ELECTRICAL ENERGY RECEIVERS WITH $I_n \geq 16$ A

The article describes the sources and the effects of occurrence of harmonic currents for electrical receivers. Discusses the requirements of the provisions establishing the requirements for receivers. Presents the factors determining the current distortion. An analysis of the provisions of PN-EN 61000-3-12: 2012 [1] concerning receivers with rated current  $I \geq 16$  A, which defines the limits of individual harmonic and maximum values of current distortion coefficients. The requirements Operation and Maintenance Manual Distribution Network developed by the electricity distributors [2], setting out, among others, electric power quality parameters. Analyzed manual was developed in 2013 pursuant to the provisions of the Polish Energy Law [3]. The research part presents the results of measurements of harmonic currents exemplary installation of electrical power. Also conducted an assessment of factors for the content of harmonics.

Tomasz DEMIDOWICZ\*

## **OCENA ZASAD DOBORU STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH DO ZASILANIA OBIEKTÓW PRZEMYSŁOWYCH**

Zgłębiając tematykę sieci przesyłowych, zasad działania praw fizyki, spotykamy się z problematyką stacji elektroenergetycznych. Celem pracy była wszechstronna analiza rozwiązań konstrukcyjnych stacji transformatorowych pod kątem ich wykorzystania na potrzeby zasilania obiektów przemysłowych oraz porównanie rozwiązań konstrukcyjnych, prefabrykowanych stacji transformatorowych, jak również wymagań i wytycznych doboru stacji transformatorowych.

### **1. ROLA STACJI W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

Stacje Elektroenergetyczne [1] można podzielić na stacje rozdzielcze oraz stacje pracujące w systemie przesyłowym- stacje WN i NW pracujące w przedziale napięć 220 kV, 400 kV, 750 kV (obecnie w Polsce system rozdzielczy z napięciem 750 kV jest wyłączony). Stacje na napięciu 110 kV pracują w zamkniętym systemie rozdzielczo przesyłowym. Stacje pracujące w lokalnym systemie rozdzielczym pracują na napięciu 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV.

Energia elektryczna po wytwarzeniu przez generatory w elektrowniach o napięciu, które nie przekracza 25 kV zostaje przetransformowana w celu zmniejszenia strat i zwiększenia mocy przesyłowej transformowana. Jest ona podniesiona do wartości napięcia 110 kV, 220 kV lub 400 kV, a następnie zostaje wprowadzona do sieci systemu elektroenergetycznego.

W sieciach przesyłowych, rozdzielczych i przemysłowych stacje są bardzo zróżnicowane.

Jednym z głównych podziałów stacji elektroenergetycznych jest podział według roli jaką pełnią one w systemie elektroenergetycznym i są to w kolejności od elektrowni:[2]

---

\* Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny



- stacje elektrowniane - transformujące napięcie wytwarzane przez generator (średnio 25 kV) do najwyższych napięć;
- stacje transformatorowe i transformatorowo-rozdzielcze –obniżające napięcie z najwyższego na wysokie napięcia;
- główne punkty zasilające – GPZ, odbywa się tutaj zamiana napięcia z wysokich na średnie napięcie;
- stacje przemysłowe, które znajdują się w fabrykach, kopalniach itp. Zasilane są napięciem 20 kV lub 110 kV (zakłady o dużym zapotrzebowaniu na energię elektryczną).

### 1.1. SPOSÓB ZASILANIA STACJI

Układ stacji w dużym stopniu jest uzależniony od kategorii i sposobu zasilania odbiorcy. Stacje mogą być zasilane jedną lub wieloma liniami, a ich sposoby zasilania możemy podzielić na:

- a. stacje końcowe - zasilane mogą być bezpośrednio z linii lub z odczepu linii energetycznej. Są one rzadko stosowane w przemyśle i zazwyczaj są to stacje średniego napięcia (często budowane na obszarach wiejskich).
- b. stacje przelotowe zasilane z dwóch linii- jest to najczęstszy sposób zasilania stacji, głównie stosowane dla przemysłu.
- c. stacje zasilane wieloma liniami - głównie stosowane dla stacji węzłowych, taki układ zasilania ma również zastosowanie w stacjach zasilających bardzo duże fabryki przemysłowe. Mają one kilka linii niezależne zasilanych z różnych GPZ-ów, co gwarantuje dużą niezawodność zasilania w przeciwieństwie do zasilania osobnymi liniami z tego samego punktu zasilania, wtedy stopień gwarancji ciągłości zasilania jest mniejszy, ponieważ wystąpienie awarii w danym GPZ pozbawia zasilaną stację danego zakładu napięcia.

### 1.2. WYMAGANIA STAWIANE STACJOM ELEKTROENERGETYCZNYM PRZEZ ODBIORCÓW

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej podzielni są na trzy kategorie. Kryterium podziału stanowią negatywne skutki spowodowane brakiem zasilania[1]:

- Kategoria I- dla urządzeń, w przypadku których brak zasilania powoduje zagrożenie życia ludzkiego, doprowadza do zniszczenia urządzeń, hamuje proces produkcyjny powodujących olbrzymie straty lub gdy jest powodem dezorganizacji życia społecznego,
- Kategoria II- kiedy przerwa w zasilaniu przynosi duże straty (np. przestój produkcji) bądź poważnie utrudnia życie społeczne,
- Kategoria III- są to wszyscy pozostali odbiorcy, dla których przerwa w zasilaniu nie spowoduje większych strat produkcyjnych i społecznych.



Stacje projektowane są tak, aby rozwiązania zastosowane w nich spełniały warunki takie jak [2] odpowiednia niezawodność i łatwość w eksploatacji. Ważny jest również czynnik ekonomiczny (możliwie niskie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne) oraz prawidłowy dobór mocy (nie może być przewymiarowana i musi uwzględniać możliwość rozbudowy). Ponadto stacja musi być bezpieczna dla personelu obsługi oraz utrudniająca dostęp osobom trzecim do urządzeń.

Musi ona mieć również odpowiednie rezerwowanie (dotyczy to przede wszystkim kategorii I i II odbiorców).

Jednym z najważniejszych kryteriów jakie jest najistotniejsze dla inwestora. to pewność ciągłości zasilania. Istnieją bowiem zakłady przemysłowe, które są bardzo wrażliwe na przerwy w dostawie energii elektrycznej, są to między innymi kopalnie huty, fabryki chemiczne itp. w których zatrzymanie linii produkcyjnej kończy się zniszczeniem wytwarzanych produktów lub stanowi poważne zagrożenie życia lub zdrowia ludzi. Dla takich obiektów buduje się stacje zasilane przynajmniej dwoma niezależnymi liniami z różnych punktów zasilania. Linie zasilające te stacje mogą pracować w układzie zamkniętego pierścienia, co daje dużą niezawodność ciągłości zasilania danego zakładu.

## 2. ZASADY DOBORU STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH DO ZASILANIA OBIEKTÓW PRZEMYSŁOWYCH

Rozwiązania konstrukcyjne dla poszczególnych kryteriów oraz zasady ich stosowania i doboru do instalacji w stacjach do zasilania obiektów przemysłowych są ściśle ze sobą powiązane.

Najważniejsze kryteria przy doborze stacji elektroenergetycznych to:

- Kryterium mocy,
- Napięcie strony górnej transformatora,
- Pewność ciągłości zasilania,
- Konstrukcja budowy stacji do zasilania obiektów przemysłowych,
- Układy połączeń stacji do zasilania obiektów przemysłowych,
- Liczba transformatorów w stacjach używanych do zasilania obiektów przemysłowych,
- Rodzaj izolacji rozdzielni w stacjach elektroenergetycznych używanych do zasilania obiektów przemysłowych.

Klasyfikacja stacji elektroenergetycznych do zasilania obiektów przemysłowych odbywa się na wiele sposobów. W przemyśle można rozróżnić trzy podstawowe rozwiązania konstrukcyjne dla budowy stacji elektroenergetycznych : wewnętrzne, napowietrzne i kontenerowe. Ogólne kryteria jakie dana stacja musi spełniać są wspólne dla wszystkich rozwiązań konstrukcyjnych. Przy projektowaniu rozdzielni należy oprzeć się na pewnych zasadach.

Pierwszą z nich powinien być odpowiedni dobór źródeł zasilania danej stacji, rozkład szyn zbiorczych, ilość transformatorów oraz aparatury (dobór aparatury uzależniony jest głównie ze względów na cieplne i dynamiczne działanie prądów zwarciovych). Kolejną zasadą jest właściwy dobór izolacji oraz bezpiecznych odległości pomiędzy urządzeniami, a uziemionymi konstrukcjami. Odległości jakie powinny być pomiędzy elementami, które są pod napięciem, a ziemią zarówno w stacjach wewnętrznych jak w napowietrznych określają normy takie jak: PN-EN 50110-1: 2005 "Eksploatacja urządzeń elektrycznych" oraz PN-EN 50179: 1994 "Urządzenia elektroenergetyczne powyżej 1 kV prądu przemiennego." Następnie należy dobrać prawidłowo zabezpieczenia i ich nastawy (przed skutkami jakie niosą ze sobą zwarcia) oraz zminimalizować skutki wystąpienia łuku elektrycznego (rozdzielnie powinny być tak zbudowane, aby ograniczać powstanie samych łuków, a w przypadku ich powstania minimalizować straty). Ważną kwestią jest również bezpieczeństwo obsługi. W tym celu stosuje się głównie odpowiednie osłony, a nieosłonięte części urządzeń umieszcza się na odpowiednich wysokościach.

### 3. RODZAJE NAPIĘCIA ZNAMIONOWEGO STRONY GÓRNEJ STACJI

System energetyczny w Polsce jest modernizowany. Od wielu lat dąży się do ujednoczenia napięć. Mimo to dalej spotykamy linie poniemieckie oraz te stawiane w okresie PRL. Wiąże się to z tym iż w różnych miejscach można się spotkać z inną wartością napięć, zwłaszcza dotyczy się to średnich napięć. Linie np. w górach, gdzie można spotkać linie 3 kV, 6 kV. Dobrym przykładem może być sam Wrocław, gdzie mamy połowę linii średniego napięcia 10 kV, a drugą 20 kV. Stąd też przy stawianiu stacji ważne jest dokładne określenie znamionowego napięcia strony górnej stacji.

### 4. UKŁADY STACJI

W czasie projektowania stacji rozpatrywane są różne warianty połączeń obwodów głównych. Duży wpływ na wybór układów połączeń ma:

- przeznaczenie stacji (stacje do zasilania obiektów przemysłowych mają inne układy niż np. stacje końcowe czy węzłowe),
- liczba linii dochodzących do stacji oraz ilość transformatorów jak i ich dane znamionowe ( napięcie oraz moc),
- warunki zwarciove na szynach zbiorczych dla poszczególnych rozdzielni.

Bardzo ważny przy projektowaniu stacji jest także układ łączenia. Systemy i sposoby łączeń linii i transformatorów mają duży wpływ na pewność zasilania. Są dwa główne rodzaje układów stacji: szynowe i bezszynowe. Najprostsza rozdzielnica bezszynowa to

układ blokowy linia - transformator. W stacjach sieciowych stosowana jest rzadko z uwagi na małą zawodność zasilania. Zwiększenie niezawodności uzyskuje się poprzez łączenie dwóch układów blokowych w układ mostkowy, inaczej układ typu H. W rozdzielnicach z dużymi wymaganiami niezawodności stosuje się także układy z potrójnym systemem szyn zbiorczych. Wówczas dwa systemy wykorzystywane są jako robocze, trzeci zaś jest systemem rezerwowym.

## 5. LICZBA TRANSFORMATÓW

Transformatory są jednym z najważniejszych elementów stacji elektroenergetycznej. Odpowiedni dobór transformatorów do stacji elektroenergetycznych zaczyna się od ustalenia ich liczby oraz łącznej mocy znamionowej biorąc pod uwagę przekładnię transformatorów, sposób regulacji napięcia, grupę połączeń transformatora, napięcia zwarcia transformatora, przeciążalność i wytrzymałość transformatora podczas zwarcia. Zazwyczaj masa całkowita i moc akustyczna są pomijane. Dobór liczby i parametrów transformatorów jest powiązany ściśle z kryterium mocy, oraz z wyborem układu danej stacji. Podstawą do doboru parametrów są obliczenia gospodarcze, które powinny zawierać:

- nakłady inwestycyjne jakie trzeba ponieść na budynki, teren, urządzenia stacji
- koszty utrzymania ruchu na stacji,
- koszty ponoszone przez straty mocy oraz energii biernej i czynnej wywołaną
- transformacją i przesyłem,
- koszty straty w produkcjach jakie wywołają ewentualne zakłócenia/przerwy w dostawie energii,
- plany rozwojowe – zazwyczaj bierzemy pod uwagę wzrost jaki może być w ciągu około 5 lat.

Dobór odpowiedniego transformatora jest też zależny od napięcia strony górnej transformatora. Duże zakłady przemysłowe zazwyczaj zasilają się stacjami 110 kV. Mniejsze obiekty przemysłowe są zasilane głównie stacjami o znormalizowanym średnim napięciu.

Najważniejszymi parametrami transformatora są[7]:

moc znamionowa- daje nam informacje jakie jest maksymalne obciążenie.

- grupy połączeń
- napięcie oraz wytrzymałość zwarcia -określana i badana przez producenta
- sposoby chłodzenia suche- chłodzone powietrzem naturalnie lub wymuszonymi ruchami poprzez wentylatory; chłodzenia olejowe -gdzie obwód magnetyczny i uzwojenia są zanurzone w dielektryku (oleju transformatorowym) i tu transformatory olejowe mogą być chłodzone powietrzem albo wodą.

Aby zmniejszyć spadki napięć w sieciach rozdzielczych SN instaluje się transformatory o niskich napięciach zwarcia równych około 4%. Transformatory należy tak dobrać, aby ich moc i ilość pokrywały największe zapotrzebowanie jakie może być spodziewane (z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności) w warunkach normalnych, natomiast w przypadku zasilania fabryk ,gdzie wymagana jest duża niezawodność zasilania zapewnienie ciągłości zasilania podczas zakłóceń. W praktyce dobiera się jednostki większe niż zapotrzebowanie, nie tylko z tego powodu, iż obciążenie może się zwiększyć, ale także z powodu takiego, że sprawność transformatora najskuteczniejsza jest przy pracy około 70% obciążenia danego transformatora. Spotyka się następujące rodzaje stacji [4]:

- stacje jednotransformatorowe- najczęściej występujące na obszarach wiejskich. W stacjach miejskich i przemysłowych takie rozwiązanie wymaga zastosowania rezerwowego zasilania po stronie niskiej. Dla tego typu stacji stosuje się najczęściej układ blokowy transformator - linia,
- stacje dwutransformatorowe- głównie stosowane dla stacji zasilanych dwoma różnymi liniami. Takie stacje budowane są głównie dla przemysłu i przeważnie dla stacji transformatorowo – rozdzielczych,
- stacje wielotransformatorowe - głównie są to stacje trzytransformatorowe, buduje się je w kilku przypadkach między innymi, gdy dwa transformatory o maksymalnej mocy nie zapewniają potrzeb odbioru lub gdy jest duża zmienność obciążenia, gdzie można wyłączyć okresowo transformatory nieobciążone. Stacje wielotransformatorowe stosuje się również wtedy, gdy występują w zakładach urządzenia zasilane różnymi napięciami.

## 6. RODZAJ IZOLACJI W POLACH

W tych wszystkich rodzajach pól stosuje się wyłączniki głównie w dwóch typach izolacji: izolacji SF6 oraz w izolacji próżniowej. W chwili obecnej odchodzi się od izolacji olejowych ze względu na małą wytrzymałość na prądy zwarciaowe. Są produkowane tylko jako części zamienne do istniejących już rozwiązań.

Aktualnie wszystkie rozdzielnice stosowane w stacjach elektroenergetycznych są prefabrykowane i wykonywane: w izolacji SF6 lub powietrznej. Każde zastosowanie ma swoje wady i zalety. W stacjach do zasilania obiektów przemysłowych najczęściej stosuje się izolacje powietrzną lub SF6. Rozdzielnie w izolacji powietrznej wymagają więcej miejsca w stacji, ale dla obsługi prowadzenie konserwacji, czynności eksploatacyjnych jest dużo wygodniejsze. Izolacja SF6 jest bardziej trwała i bezobsługowa jednak ze względu na rozmiary dla obsługi jest gorsza w eksploatacji.

W praktyce ze względu na wymiary są najczęściej stosowane rozdzielnie z izolacją SF6. Wykonanie rozdzielni w izolacji SF6 pozwala znacznie zmniejszyć obszar jaki zajmuje ona w stacji.

## 7. AUTOMATYKA ZABEZPIECZENIOWA STOSOWANA NA STACJI

Na stacjach stosowana jest różnego rodzaju automatyka, podstawowe automatyki to:

- SZR – Samoczynne Załączenie Rezerwy- automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia napięcia lub zaniku napięcia,
- LRW – Lokalna Rezerwa Wyłącznika – układu automatyki stacyjnej, który w przypadku niezadziałania wyłącznika, samoczynnie wyłączy grupę rezerwujących go wyłączników,
- ARN – Automatyczna Regulacja Napięcia – automatyka przeznaczona do utrzymywania stałego poziomu napięcia w sieci elektrycznej za pomocą transformatora wyposażonego pod obciążeniowy przełącznik zaczepów,
- SPZ – Samoczynne Ponowne Załączenie – automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego na wyłącznik bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranej czasu po przejściu tego przełącznika w stan otwarcia.

## 8. PODSUMOWANIE

Oceniając zasadność i kryteria doboru można dojść do wniosku, że każda stacja wymaga odpowiedniego podejścia i zaprojektowania. Nie ma gotowych kryteriów określających bezwzględnie np. że odbiorca Kategorii I musi mieć taką stację wykonaną w takich specyfikacjach. Są pewne zależności, które przedstawione zostały punkcie 2.1 na nich wzoruje się większość projektantów, dotyczą one ilości transformatorów, typu konstrukcji, jak i rodzaju budowy. Zasady wypracowywane są na przestrzeni lat i stają się dobrym kierunkowskazem dla projektanta. Natomiast są pewne przypadki, dla których nie ma wyartykowanych rozwiązań np. izolacja rozdzielni, gdzie aktualnie stare rozwiązania wyparte zostały przez nowe, które wynikają z postępów technologicznych. Podsumowując głównie przyjęte rozwiązania bazują na doświadczeniu projektantów, jak i użytkowników stacji. Układy, ilość transformatorów, sposoby połączeń, miejsca w sieci stanowią znane od wielu lat kryteria, a sposoby izolacji pól rozdzielczych, wyłączników przeszły kilka modyfikacji głównie za sprawą zastosowania izolacji SF<sub>6</sub>.

## LITERATURA

- [1] - H. Markiewicz, T. Beldowski; "Stacje i Urządzenia Elektroenergetyczne"; Wydanie drugie zmienione, WNT; Warszawa 1992r.
- [2]- W. Dołęga; "Stacje elektroenergetyczne." OWPWr; Wrocław 2007r.
- [3]- W. Kotlarski, J. Grad; "Aparaty i Urządzenia Elektryczne" WSiP; Warszawa 2013
- [4]- A. Kanicki, J. Kozłowski; "Stacje Elektroenergetyczne"; WPL; Łódź 2004
- [5]- E. Musiał ;"Urządzenia elektryczne" WSiP; 1991r.
- [6]- Czasopismo Elektroinfo; Księgarnia techniczna; (nr 12/2011)
- [7]- Czasopismo Elektroinfo; Księgarnia techniczna; (nr 126 (7/8.2014)
- [8]- <http://revico.pl/>
- [9]- <http://www.abb.pl/>

## ASSESSMENT OF PRINCIPLES SELECTION OF POWER STATIONS TO POWER THE INDUSTRIAL FACILITIES

During my exploration through the aspects of industrial grids, laws of physics and my own practical experience I met with problematic aspects of electrical substations. Therefore it was my purpose to prepare a comprehensive analysis of different approaches to transformer stations design for industry. Generally it is my purpose to prepare a comparison of electrical substations design, prefabricated transformer substations as well as to take a look on requirements and guidelines ground the issues of transformer substations selection.

Tomasz DROZDOWSKI\*

## **NOWOCZESNE WYMAGANIA NORM I PRZEPISÓW DLA ROZDZIELNIC NN NA PRZYKŁADZIE ASPEKTU WERYFIKACJI GRANICZNYCH PRZYROSTÓW TEMPERATURY**

W artykule przedstawiono obowiązujące obecnie w Polsce normy i przepisy dotyczące rozdzielnic niskiego napięcia. Omówiono ogólną charakterystykę rozdzielnic oraz sposoby sporządzania świadectwa weryfikacji konstrukcji, wraz z przykładem dotyczącym sposobów weryfikacji granicznych przyrostów temperatury poszczególnych elementów rozdzielnicy niskiego napięcia. Istotnym celem artykułu jest przybliżenie czytelnikowi dynamiki zmian obowiązujących nas przepisów oraz uzmysłowienia konieczności ich stosowania.

### 1. WSTĘP

Historia normalizacji w zakresie rozdzielnic i instalacji niskiego napięcia sięga XIX wieku, gdy w 1896 roku niemiecka organizacja VDE opracowała pierwsze wytyczne dotyczące rozdzielnic sterowniczych i zasilających. Wraz z upływem lat i postępem techniki pojawiały się nowe regulacje i wytyczne, aż w 1973 roku powstał pierwowzór obowiązującej jeszcze do niedawna normy IEC 60439, której główne założenia cały czas pozostawały niezmiennie. Rozwój techniki wymusił jednak dokonania ponownego spojrzenia na opracowane dotychczas założenia, stąd też w roku 2009 opublikowana została pierwsza wersja obowiązującej obecnie normy IEC 61439 [4].

---

\* Politechnika Wrocławska, Akademickie Koło SEP przy Politechnice Wrocławskiej, 50-372 Wrocław, ul. Janiszewskiego 8

## 2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA ROZDZIELNIC NISKIEGO NAPIĘCIA

Pod nazwą rozdzielnic elektrycznej rozumiemy zespół urządzeń elektroenergetycznych składający się z aparatury rozdzielczej, zabezpieczeniowej, pomiarowej, sterowniczej i sygnalizacyjnej wraz z szynami zbiorczymi, połączeniami elektrycznymi, elementami izolacyjnymi, jak również konstrukcją mechaniczną i osłonami. Jej głównym zadaniem jest rozdział energii elektrycznej oraz łączenie i zabezpieczanie linii, obwodów zasilających i odbiorczych.

Rozdzielnica elektryczna zbudowana jest z tzw. pól, czyli wydzielonych funkcjonalnie części, przeznaczonych do realizacji określonego zadania (pole zasilające, odbiorcze, pomiarowe, sprzęgłowe itp.).

Wszystkie rozdzielnice elektryczne powinny się charakteryzować prostotą i przejrzystością układów połączeń oraz budową zapewniającą:

- bezpieczeństwo obsługi,
- dogodną eksploatację, (łatwe i bezpieczne wykonanie wszelkiego rodzaju połączeń),
- łatwy montaż i konserwację,
- możliwość rozbudowy,
- niewielkie koszty,
- małe gabaryty.

Wymienione wymagania są często częściowo przeciwstawne, przez co konstrukcja danej rozdzielnic jest zawsze wynikiem kompromisu oraz wyboru danego rozwiązania dla sprecyzowanych warunków sieciowych, środowiskowych, eksploatacyjnych itd.

W zależności od konstrukcji i sposobu wykonania osłon części będących pod napięciem rozdzielnic niskiego napięcia są wytwarzane jako:

- tablicowe,
- skrzynkowe,
- szafowe:
  - szkieletowe,
  - bezszkieletowe,
  - jednoczłonowe,
  - dwuczłonowe,
  - przedziałowe,
  - bezprzedziałowe.



Rozróżniamy również dwie podstawowe technologie systemu rozdzielnic: tradycyjną i modułową.

Rozdzielnice wykonane w tradycyjnej technologii charakteryzują się tym, że aparatura jest zazwyczaj zlokalizowana w ramie z tyłu obudowy, a urządzenia kontrolne (mierniki, lampy, przyciski itp.) są zamontowane na przedniej osłonie tablicy rozdzielnic. Rozmieszczenie komponentów w obudowie wymaga wcześniejszego rozpatrzenia wymiarów każdego pojedynczego elementu, jego podłączenia i odstępów wymaganych do zapewnienia bezpiecznego i bezproblemowego działania.

Rozdzielnice modułowe wykonywane są pod kątem specyficznych przypadków. Składają się z modułów funkcjonalnych (np. wysuwanych lub wtykowych), w których zainstalowana jest aparatura zabezpieczeniowa, pomiarowa itp., co gwarantuje szczególnie wysoki poziom niezawodności, jak również bardzo szybką możliwość wymiany aparatury.

Do najważniejszych parametrów rozdzielnic zaliczamy:

- prąd roboczy,
- prąd zwarciovowy,
- stopień ochrony przed dotykiem i przenikaniem wody,
- stopień ochrony przed uderzeniem,
- klasa ochronności,
- sposób montażu,
- podejście kabla zasilającego,
- odejście odpływów,
- rezerwa,
- rodzaj drzwi,
- materiał,
- formy wygrodzień,
- możliwość rozbudowy.

Na szczególną uwagę zasługują tutaj wartości prądów roboczych oraz zwarciovowych, gdyż to na ich podstawie dobierane są aparaty, szyny, kable oraz przewody. Przykładowo duża ilość aparatów oraz prądy robocze rzędu 250 A wymuszają stosowanie mostów szynowych [3].

### 3. SPORZĄDZANIE ŚWIADECTWA WERYFIKACJI KONSTRUKCJI

Znane z obowiązującej dotychczas serii EN 60439 pojęcia pełnego i częściowego zakresu badań zostały wycofane, zamiast nich dla każdej nowej rozdzielnic musi zostać przeprowadzona tzw. weryfikacja konstrukcji.

Wymagania dotyczące wszystkich niskonapięciowych urządzeń rozdzielczych i sterujących dotyczące bezpieczeństwa osób i urządzeń opisuje seria norm IEC/EN 61439, przedstawiona w tabeli 1.

Zgodność konstrukcji z wymaganiami normy przeprowadza się poprzez wykonanie szerokiego zakresu szczegółowych weryfikacji oraz udokumentowaniu ich w świadectwie weryfikacji. Poszczególne weryfikacje przeprowadzane są zwykle za pomocą określonych badań i testów opartych na reprezentatywnych wzorcach, matematycznych metod obliczeniowych lub poprzez porównanie ze zbadanymi zestawami rozdzielnic i sterownic nn. Normy dzielą przy tym odpowiedzialność za wyprodukowanie zestawu rozdzielnic na pierwotnego producenta (oryginalnego, który opracował dany system) oraz producenta wyrobu (firma, która produkuje i wprowadza do obrotu gotowy do eksploatacji zestaw).

Tabela 1. Seria norm opisujących rozdzielnice [2]  
Table 1. Series of standards describing switchgears [2]

Oznaczenie/Data Wydania	Tytuł
IEC/EN 62208:2012-07-01	Puste obudowy dla zestawów rozdzielnic i sterownic – wymagania ogólne.
IEC/TR 61439-0:2013-04	Raport Techniczny: Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 1: Postanowienia ogólne.
IEC/EN 61439-1:2012-07-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 1: Postanowienia ogólne.
IEC/EN 61439-2:2012-07-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej (PSC).
IEC/EN 61439-3:2013-06-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 3: Rozdzielnice rozdzielnic tablicowe przeznaczone do obsługiowania przez osoby postronne (DBO).
IEC/EN 61439-4:2013-10-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na placu budowy (ACS).
IEC/EN 61439-5:2011-11-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 5: Zestawy do dystrybucji mocy w sieciach publicznych.
IEC/EN 61439-6:2013-07-01	Zestawy rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia. Część 6: Systemy przewodów szynowych

Do udokumentowania zgodności typu lub systemu zestawów rozdzielnic nn z wymaganymi normami służy świadectwo weryfikacji. Pełna i szczegółowa dokumentacja poszczególnych weryfikacji konstrukcyjnych dla rozdzielnic opracowanych przez producenta pierwotnego (wraz ze wszystkimi raportami z badań i protokołami) musi być sporządzona przez niego samego. Dodatkowo producent jest zobligowany do dokonania archiwizacji wymienionej wyżej dokumentacji przez okres co najmniej 10 lat.

W celu potwierdzenia weryfikacji konstrukcji w stosunku do producenta przekazanie całej szczegółowej dokumentacji nie jest wymagane, zamiast niego wystarczy natomiast zestawienie weryfikacji właściwości spełnianych przez zestaw rozdzielnic, czyli potwierdzających, że połączone komponenty urządzenia poprawnie ze sobą pracują.

Należy jednak pamiętać, że badanie poszczególnych urządzeń lub komponentów nie zastępuje w pełni weryfikacji konstrukcji. Przykładowo, do weryfikacji granicznych przyrostów temperatury musi zostać wykazany prąd znamionowy i współczynnik korekcyjny obciążenia danego obwodu elektrycznego, który jest rzeczywiście osiągalny zarówno dla producenta, jak i użytkownika. Podanie prądów znamionowych poszczególnych komponentów nie jest wystarczające, ponieważ w każdym przypadku mogą zostać pominięte wpływy otoczenia oraz innych elementów konstrukcyjnych.

#### 4. DOSTĘPNE MOŻLIWOŚCI DOKONANIA WERYFIKACJI

Świadectwo weryfikacji konstrukcji pełni rolę dokumentacji potwierdzającej spełnienie wymagań obowiązującej normy IEC/EN 61439-1:2012-07-01 weryfikującej trzynaście cech określających dane parametry rozdzielnic, co przedstawiono w tabeli 2.

Należy jednocześnie pamiętać, że dla określonych przypadków weryfikacji szczegółowych może być wymagane dokonanie dodatkowych weryfikacji w danych podkategorjach danej cechy. Jeśli podstawowy zakres weryfikacji jest wystarczający informacja taka powinna zostać podana w świadectwie, wraz z powołaniem na potwierdzającą to normę [1,2,5].

Tabela 2. Sposoby weryfikacji poszczególnych cech rozdzielnic [2]  
Table 2. Verification methods of switchgear attributes [2]

Numer	Cecha	Dostępna Możliwość Weryfikacji		
		Badanie	Porównanie z Wzorcem	Ocena/Kalkulacja
1	Wytrzymałość Materiałów i Części	TAK	NIE	zależy od rodzaju badania
2	Stopień Ochrony IP	TAK	NIE	TAK
3	Odstępy Izolacyjne	TAK	NIE	NIE
4	Odstępy Powierzchniowe	TAK	NIE	NIE
5	Ochrona Przed Porażeniem Elektrycznym Oraz Ciągłość Przewodów Ochronnych	TAK	zależy od rodzaju badania	NIE
6	Przyłączenie Urządzeń Łączeniowych i Komponentów	NIE	NIE	TAK
7	Wewnętrzne Obwody Elektryczne i Połączenia	NIE	NIE	TAK
8	Zaciski Dla Kabli Zewnętrznych	NIE	NIE	TAK

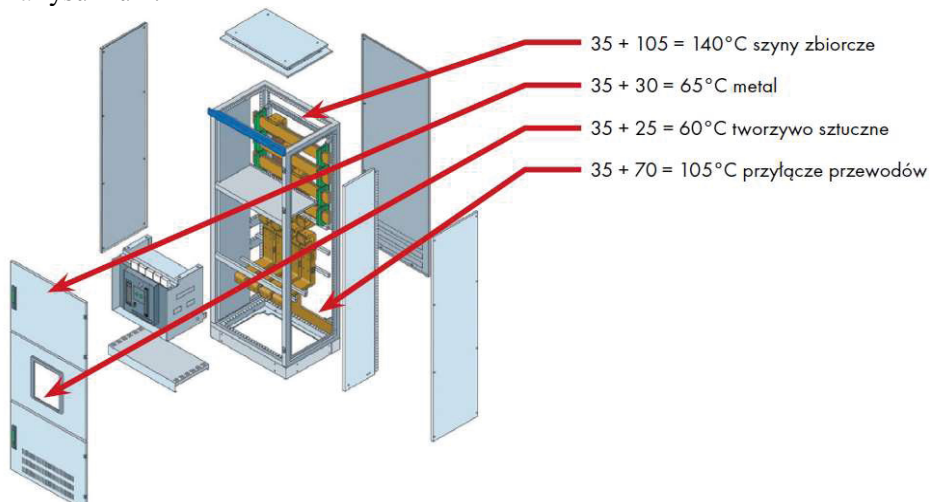
9	Właściwości Dielektryczne	TAK	NIE	zależy od rodzaju badania
10	Graniczne Przyrosty Temperatury	TAK	TAK	TAK
11	Wytrzymałość Zwarciova	TAK	TAK	NIE
12	Kompatybilność Elektromagnetyczna	TAK	NIE	TAK
13	Działanie Mechaniczne	TAK	NIE	NIE

## 5. OMÓWIENIE MOŻLIWOŚCI WERYFIKACJI DANEGO PARAMETRU NA PRZYKŁADZIE GRANICZNYCH PRZYROSTÓW TEMPERATUR

Zgodnie z obowiązującymi przepisami aby obliczyć maksymalną temperaturę danego urządzenia  $T_{\max}$  należy zsumować temperaturę otoczenia  $T_{\text{otoczenia}}$  oraz temperaturę granicznie dopuszczalną  $T_{\text{graniczna}}$ , co przedstawiono w poniższym wzorze (1):

$$T_{\max} = T_{\text{otoczenia}} + T_{\text{graniczna}} \quad (1)$$

Przykłady maksymalnych temperatur wybranych elementów rozdzielnic przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Temperatury maksymalne poszczególnych elementów rozdzielnic [6]  
Fig. 1. Temperature rise limits of various switchgear components [6]

Udokumentowanie granicznych wartości przyrostów temperatury wymaga zastosowania jednego z wymienionych poniżej sposobów:

- przeprowadzenie badań,
- porównanie z konstrukcją wzorcową,
- przeprowadzenie odpowiedniej kalkulacji.

Jako rezultat przeprowadzonych badań uzyskuje się informacje o maksymalnym obciążeniu prądowym danego obwodu elektrycznego, które w zależności od warunków mogą się różnić od wartości znamionowych danej rozdzielnicy. Jest to jeden z powodów dla których wszystkie wartości graficzne przyrostów temperatury definiowanych w normie IEC/EN 61439-1:2012-07-01, zostały określone przy założeniu, że średnia temperatura otoczenia w miejscu pracy rozdzielnicy wynosi 35°C, a wartość maksymalna temperatury otoczenia nie przekracza 40°C. Zasadniczo obowiązuje zasada, że badania należy obowiązkowo wykonać dla zestawu rozdzielnic powyżej 1600 A, natomiast dla rozdzielnic o mniejszym amperażu możliwe jest użycie jednej z pozostałych dwóch dozwolonych metod.

Metoda porównania z konstrukcją wzorcową jest przeprowadzana dla zestawów rozdzielnic, sterownic, szyn zbiorczych i jednostek funkcjonalnych, wymaga jednak dostępu do odpowiednich badań źródłowych na których można oprzeć rezultaty przeprowadzonych analiz.

Metoda kalkulacji stosowana jest dla rozdzielnic o prądach znamionowych nie większych niż 1600 A i jest stosowana w przypadku zamkniętych zestawów rozdzielnic lub zestawów podzielonych ściankami działowymi. Metoda ta ma zastosowanie głównie przy rozdzielnicach o obudowach wykonanych ze stali, aluminium, odlewów żelaznych lub materiałów izolacyjnych, ponieważ wpływ materiałów oraz grubość ścianek obudowy nie pełnią istotnej roli dla równowagi temperaturowej.

przypadku wyboru metody kalkulacji ważne jest zachowanie kilku istotnych wytycznych warunkujących poprawne wykonanie weryfikacji:

- straty mocy są znane i równomiernie rozłożone na konstrukcji,
- prądy znamionowe obwodów wynoszą maksymalnie 80% wartości znamionowych prądów cieplnych urządzeń,
- cyrkulacja powietrza nie jest utrudniona i wynosi przynajmniej 1,1 krotności otworów wylotowych powietrza,
- istnieją nie więcej niż trzy poziome podziały z otworami powietrza do 50% przekroju przedziału,
- przewody przewodzące prądy powyżej 200 A należy tak poprowadzić, aby powstały minimalne straty histerezy i prądów wirowych.

W przypadku dokonywania weryfikacji przyrostów temperatury dla nietypowych zestawów rozdzielnic należy brać pod uwagę następujące warunki:

- typ i jednostka funkcjonalna muszą być takie same jak dla odpowiednika podanego w założeniach badania,
- obliczenia całkowite mogą być lepsze lub równe, lecz nie mniejsze niż te określone w założeniach badania,
- ilość obwodów i wartości prądów odpływów mogą być mniejsze lub równe sprawdzonej ilości podanej przez producenta,
- w przypadku wymiany aparatury na nową, nowe urządzenie musi być podobne do pierwotnego pod kątem wielkości, strat mocy itp.

Dobrą wiaomością jest fakt, że koszty powstające z zastosowania nowej normy nie różnią się istotnie od dotychczasowych kosztów badań. Kalkulacja granicznych przyrostów temperatury dla urządzeń do 1600 A pozostaje niezmienną, a dla urządzeń do 630 A ulega nawet uproszczeniu.

Obecnie norma prowadzi producenta przez poszczególne etapy, aż do zakończenia procesu przygotowywania wymaganej dokumentacji. Producent, który prawidłowo zrealizuje nowe wytyczne nie będzie miał problemów z udowodnieniem, że jego produkt może być użytkowany bezpiecznie i niezawodnie [1, 2, 5, 6].

## 6. PODSUMOWANIE

W artykule omówiono aktualnie obowiązujące przepisy dotyczące sposobów weryfikacji konstrukcji rozdzielnic niskiego napięcia. Celem autora było przybliżenie istoty zagadnienia oraz zwrócenie uwagi na konieczność stosowania wytycznych z norm w praktyce, tak aby oddane do użytku urządzenia zawsze gwarantowały bezpieczną i niezawodną możliwość użytkowania.

## LITERATURA

- [1] KUCZYŃSKI K., *Nowe wymagania dla rozdzielnic nn*, Elektroinfo, Warszawa, MEDIUM, 2015, 133, 44-46.
- [2] KUCZYŃSKI K., *Nowe wymagania norm dotyczących rozdzielnic i sterownic nn (część 1.)*, Elektroinfo, Warszawa, MEDIUM, 2015, 131, 20-23.
- [3] MARKIEWICZ H., *Instalacje elektryczne*, Warszawa, WNT, 2000, 231-256.
- [4] PRZYBECKI Ł., *Nowa norma PN-EN 61439 w praktyce*, Elektroinstalator, Warszawa, Instalator Polski Sp. z o.o., 2014, 10/2014.
- [5] SCHELL M., *Budowa rozdzielnic i sterownic zgodnie z normą. Zastosowanie EN 61439*, Biblioteka techniczna Rittal 2013, 2013.
- [6] SCHRACK TECHNIK *PN-EN 61439 Rozdział energii*, [www.schrack.pl](http://www.schrack.pl).

MODERN SWITCHGEAR STANDARDS EXPLAINED  
ON AN EXAMPLE OF TEMPERATURE RISE LIMITS

An article describes switchgear standards in Poland. It contains informations about switchgear general characteristic and ways of preparing verification documentation, along with an example describing this issue on temperature rise limits criteria. It was also very important to exemplify the pace of changes in standards and to remind ourselves how necessary they are.

Krzysztof HABELOK\*

## **ZWIĘKSZENIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ OBIEKTÓW UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ POPRZEZ ZASTOSOWANIE NADAŻNEGO UKŁADU KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ NA PODSTAWIE POMIARÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I PARAMETRÓW SIECI ZASILAJĄCEJ**

Racjonalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej jest istotnym czynnikiem wpływającym na zmniejszenie energochłonności obiektów użyteczności publicznej a w konsekwencji przyczynia się do zmniejszenia wydatków związanych ich eksploatacją. Jedną z metod umożliwiających wybór odpowiedniego rozwiązania jest pomiar jakości energii elektrycznej i parametrów sieci, na podstawie którego można zoptymalizować koszty oraz wyeliminować czynniki mogące powodować awarię w systemie elektroenergetycznym.

W artykule przedstawiono możliwości kompensacji mocy biernej indukcyjnej oraz zmniejszenia wpływu harmonicznych wyższych rzędów na przykładzie obiektu użyteczności publicznej. W poniższej pracy przedstawiono również koncepcję, dobór oraz wykorzystanie układu kompensacji mocy biernej indukcyjnej w celu zwiększenia efektywności energetycznej obiektu.

### 1. WSTĘP

Konsumpcja energii elektrycznej w Polsce stale wzrasta [1], dlatego konieczne jest racjonalne zarządzanie jej zużyciem, zarówno w dużych obiektach przemysłach, jak i obiektach użyteczności publicznej. Jednym z czynników determinujących efektywność urządzeń elektrycznych jest jakość energii elektrycznej. Problematyka jakości energii

---

\* Artykuł powstał w ramach działalności "Koła Energetyków" przy Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Opiekun Koła: dr inż. Michał Szewczyk



elektrycznej dotyczy wielu dziedzin elektrotechniki. Poczynając od modelowania zjawisk, analizę zaburzeń ze strony elektroenergetyki, poprzez określanie źródeł zaburzeń, środków poprawy z wykorzystaniem układów energoelektronicznych skończywszy na metrologii elektrycznej w postaci pomiarów jakości energii elektrycznej.

Jednym z powodów pogarszania się jakości energii elektrycznej jest wzrost zainstalowanych nieliniowych odbiorników w postaci zasilaczy elektronicznych, układów łagodnego rozruchu silników, oświetlenia wyładowczego oraz fluorescencyjnego oraz zaburzeń pochodzących z systemu elektroenergetycznego (SEE) [2], [5].

Zagadnienie poprawy jakości energii elektrycznej dotyczy również osób odpowiedzialnych za zarządzanie przedsiębiorstwem. Takie zabiegi jak odpowiedni dobór taryfy energii elektrycznej czy inwestycje mające na celu zmniejszenie energochłonności poprzez wyrugowanie czynników wpływających na wystąpienie awarii lub uniknięcie kar związanych z dużym poborem mocy biernej winny stanowić podstawę racjonalnego zarządzania nowoczesnym przedsiębiorstwem. Z szeregu inwestycji, jakie można poczynić w celu poprawy jakości energii elektrycznym wyróżnia się:

- ograniczenie emisji zaburzeń poprzez zastosowanie urządzeń o lepszych parametrach konstrukcyjnych, stosowanie przekształtników energoelektronicznych umożliwiających korekcję współczynnika mocy, stosowanie filtrów oraz układów kompensacyjnych,
- zwiększenie przepustowości i niezawodności SEE poprzez stosowanie linii kablowych równoległych bądź przyłączenie obiektu do systemu charakteryzującego się większą mocą zwarciovą,
- zwiększenie niezawodności zasilania poprzez zastosowanie ograniczników przepięć, układów bezprzerwowego zasilania UPS bądź odpowiedniego systemu uziemień.

Poniższa praca została podzielona na trzy sekcje. W pierwszej kolejności zostanie przedstawiona analiza jakości energii elektrycznej i parametrów sieci na przykładzie obiektu, w których właściciel ponosił koszty związane zwiększonym poborem mocy biernej. Pomiary stanowiły podstawę do zdefiniowania przyczyn zwiększonego poboru mocy biernej oraz opracowania rozwiązania umożliwiającego zredukowanie kosztów eksploatacyjnych.

W drugim rozdziale zostaną przedstawione metody doboru kompensatorów oraz wybrane rozwiązanie umożliwiające kompensacje mocy biernej indukcyjnej. W ostatnim rozdziale zostaną przedstawione korzyści ekonomiczne wynikające z implementacji dobranego układu poprawy jakości energii elektrycznych.

## 2. ANALIZA POMIARÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Przepisy regulujące dopuszczalne wartości parametrów sieci zostały zawarte w państwowych i zagranicznych normach opisujących parametry jakimi winna charakteryzować się energia elektryczna. Pierwszą z nich jest norma [3] określająca parametry napięcia

zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, kolejną jest norma PN-EN-61000 opisująca kompatybilność elektromagnetyczną. W celu scharakteryzowania parametrów sieci w badanym obiekcie wykorzystano analizator parametrów umożliwiający pomiar wielkości charakterystycznych zgodnie z klasą A.

## 2.1. JAKOŚĆ NAPIĘCIA ZASILANIA

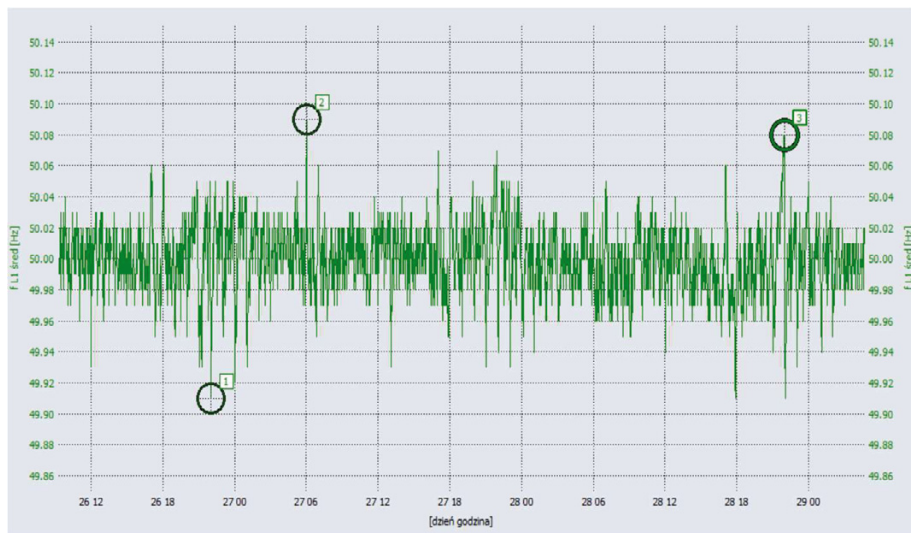
Zgodnie z normą [3] napięcie zasilania dostarczone do odbiorcy powinno mieścić się w określonych przedziałach. Otrzymane wyniki pomiarowe skonfrontowano bezpośrednio z normą [3], aby stwierdzić, czy dostarczone napięcie zasilające nie wpływa bezpośrednio na obiekt badany. W pierwszej kolejności dokonano porównania częstotliwości zasilającej. Wartość częstotliwości w całym badanym okresie spełniła dopuszczalne wartości ujęte w normie [3]. Na rysunku 1 zostały przedstawione ekstrema lokalne. Znacznikiem (1) oznaczono minimum lokalne częstotliwości na poziomie 49,9 Hz, (2) przedstawia maksimum lokalne na poziomie 50,9 Hz.

Kolejno zbadano poziom napięcia zasilającego. W okresie badanym poziom napięcia zasilającego winien mieścić się w zakresie od 207 V do 253 V. Zakres ten obejmuje 95% pomiarów 10-minutowych. Wykres czasowy napięcia zamieszczono na rysunku 2.

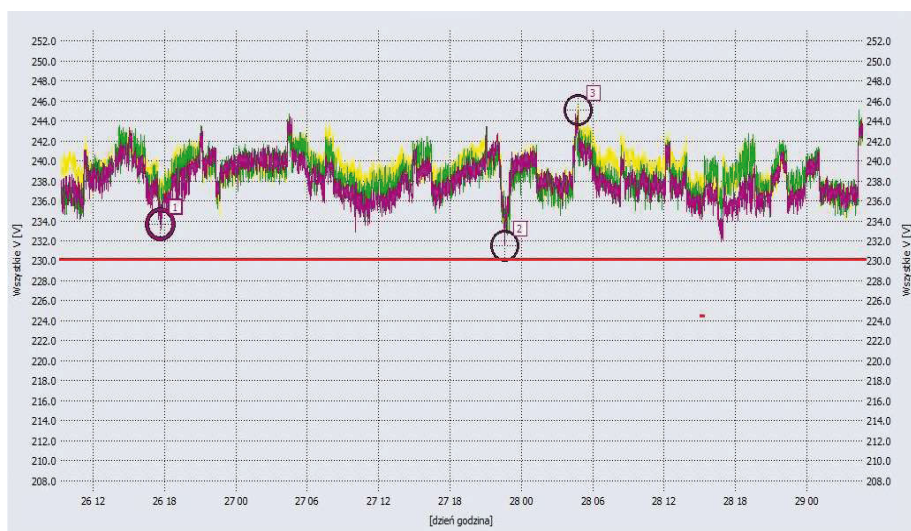
W przedstawionych poniżej wykresach kolorem żółtym oznaczona jest faza L1, zielonym – L2, fioletowym – L3.

Tabela 1. Wartość parametrów napięcia zasilającego zgodnie z normą [3]  
Table 1. The value of the voltage supply in accordance with the standard [3]

Lp	Parametr	Parametry napięcia zasilającego
1.	Częstotliwość sieci	średnia wartość częstotliwości podstawowej, mierzona przez 10 s $\pm 1\%$ (49,5-50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia -6%/+4% (47-52 Hz) przez 100% tygodnia
2.	Zmiany wartości napięcia	$\pm 10\%$ przez 95% tygodnia, 10-minutowe, średnie wartości skuteczne
3.	Szybkie zmiany napięcia	5% w warunkach normalnych 10% rzadko Plt <1 przez 95% tygodnia SN: 4% w warunkach normalnych 6% rzadko Plt <1 przez 95% tygodnia
4.	Zapady napięcia zasilającego	Większość: czas trwania <1s, głębokość <60% Lokalnie: zapady spowodowane załączeniem odbiorników: nn: 10-50%, SN: 10-15% (rys. 1)
5.	Krótkie przerwy w zasilaniu	(do 3 minut) kilkadziesiąt - kilkaset/rok 70% z nich o czasie trwania < 1 s
6	Niesymetria napięcia zasilającego	Do 2% przez 95% tygodnia, 10-minutowe, średnie wartości skuteczne, do 3% na pewnych obszarach



Rys. 1. Wartość częstotliwości napięcia zasilającego  
Fig. 1. The value of the supply voltage frequency



Rys.2. Wartość skuteczna napięcia w poszczególnych fazach  
Fig. 2. The effective voltage in the individual phases

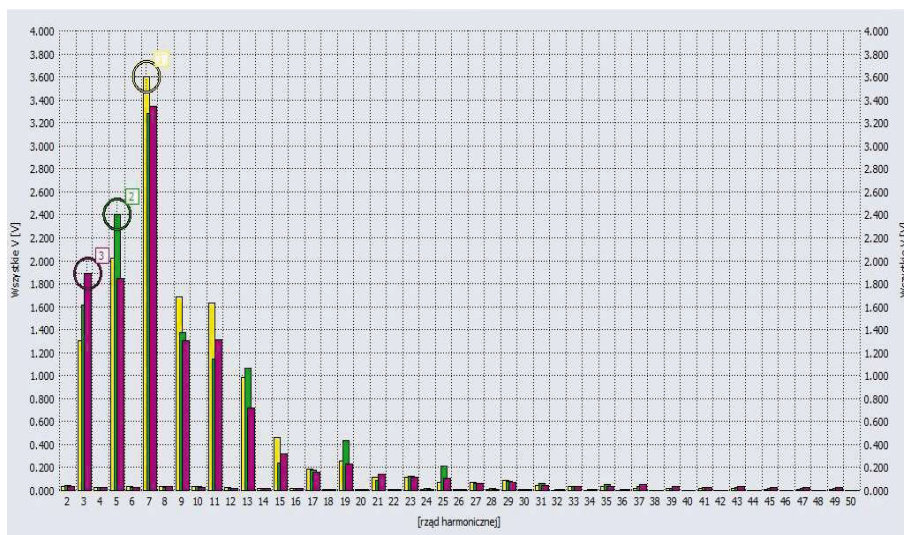
Wartość napięcia fazowego przekracza wartość napięcia znamionowego o kilka procent. Maksymalna odchyłka wynosi ok 7%, przez co można stwierdzić, iż napięcie zasilania mieści się w normie. Zwiększenie wartości nominalnego napięcia o 10% może spowodować wzrost strumienia świetlnego lamp o około 30-40% oraz zmniejszenie

żywności lamp. W przypadku eksploatacji silników indukcyjnych, trójfazowych wzrost napięcia o około 10% może powodować pracę przy nadmiernym poborze mocy oraz samoczynne wyłączenie przez zabezpieczenia silnika, natomiast zasilenie silnika asynchronicznego napięciem na poziomie  $0,9U_n$  powoduje zmniejszenie momentu obrotowego o 19% [4].

Kolejnym parametrem określającym poprawność napięcia zasilającego jest asymetria napięcia, która zgodnie z tabelą 1 winna być mniejsza niż 2%. Współczynnik asymetrii napięcia jest stosunkiem składowej przeciwnej do składowej zgodnej. Asymetria napięcia zasilającego jest zależna od: rozplywu mocy w SEE, napięcia na zaciskach generatorów, impedancji systemu. Określa symetryczność obciążenia sieci. W całym okresie badania współczynnik nie przekraczał 2%, dlatego można uznać, że pod względem asymetrii napięcie zasilania spełnia wymagania zawarte w [3].

Kolejnym czynnikiem brany pod uwagę jest współczynnik odkształcenia harmonicznego. Największy wpływ zniekształceń harmonicznych obserwuje się w przypadku maszyn wirujących, w których niesymetria napięć powoduje wytworzenie momentu przeciwbieżnego proporcjonalnego do składowej kolejności przeciwnej. Największe znaczenie mają 5 i 7 harmoniczna, które mogą powodować trudności z rozruchem silników.

Aby napięcie zasilające spełniało wymagania [3] wartość współczynnika w całym zakresie nie powinna przekraczać 8%. Na podstawie zamieszczonego poniżej wykresu czasowego można stwierdzić zgodność z [3].

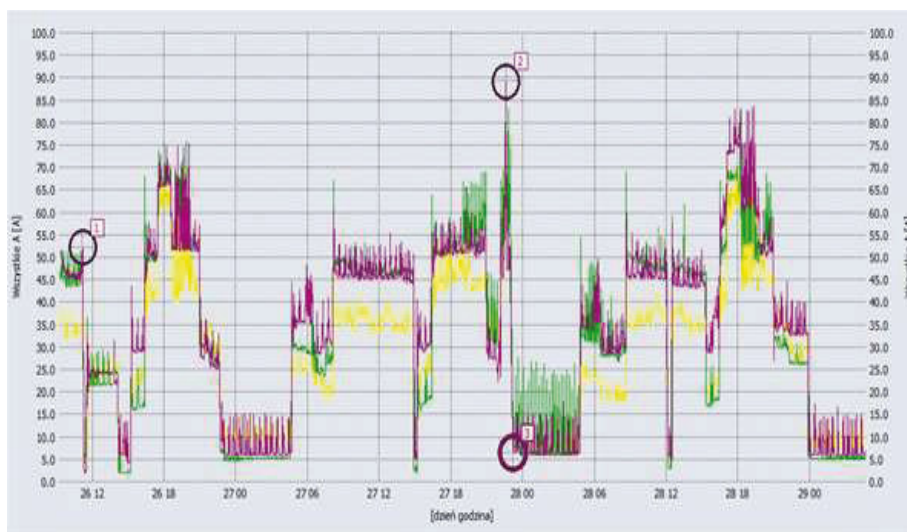


Rys. 3. Spektrum harmonicznych wyższego rzędu

Fig. 3. Spectrum of higher-order harmonics

## 2.2. WPŁYW ODBIORU NA SIEĆ

W dalszej części przeprowadzono analizę wpływu obiektu począwszy od pomiaru poboru prądu. Na podstawie pomiarów stwierdzono asymetrię obciążenia, gdzie faza L1 jest mniej dociążona niż pozostałe fazy.



Rys.4. Wykres czasowy poboru prądu w każdej z faz  
Fig. 4. Timing diagram of current consumption in each phase

Wpływ odbioru na sieć określa się na podstawie współczynnika THDI. Faza L1 jest obciążona największą liczbą odbiorników nieliniowych generujących nieparzyste harmoniczne wyższych rzędów. Niepokojące wysokie wartości harmonicznych o numerach 5 i 7, które w maszynach wirujących wywołują moment przeciwny do momentu obrotowego. Niesymetria obciążeń widoczna jest również na podstawie wartości harmonicznych podstawowych, które dla poszczególnych faz wynoszą odpowiednio: L1=28,0 A, L2=31,6 A, L3=32,9 A.

Tabela 2. Procentowe wartości poszczególnych harmonicznych wyższych rzędów  
Table 2. The percentage values of the individual higher-order harmonics

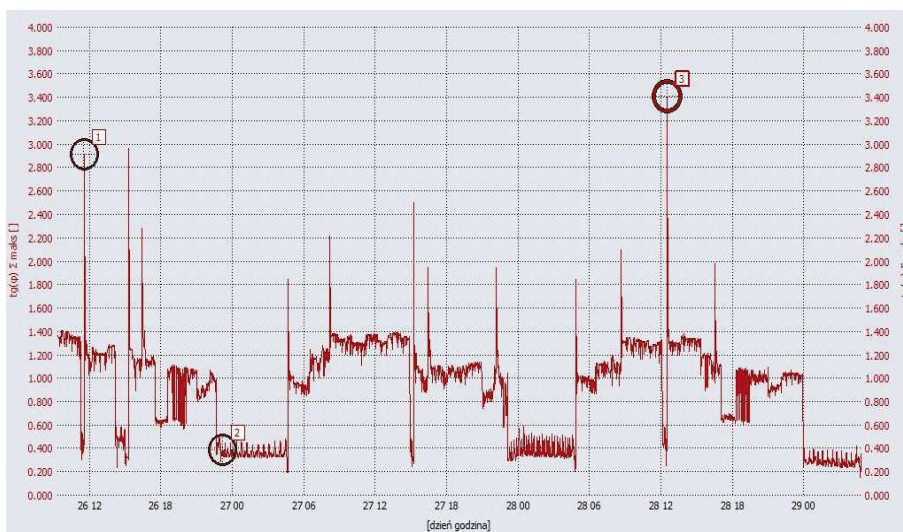
Krotność harmonicznej podstawowej	L1 %	F L2 %	L3 %
3	9,9%	2,3%	8,1%
5	8,8%	2,2%	2,4%
7	13,3%	4,6%	3,5%





Rys. 5. Wykres czasowy poboru mocy biernej  
 Fig. 5. Timing diagram of reactive power consumption

Analizując wyniki pomiarowe stwierdzono, że przyczyną problemu jest zbyt duży udział poboru mocy biernej w stosunku do mocy czynnej, który widoczny jest na rysunku 6.



Rys.6. Wykres czasowy współczynnika  $\text{tg}\phi$   
 Fig. 6. Timing diagram of factor  $\text{tg}\phi$

### 3. DOBÓR ROZWIĄZANIA

Przeanalizowanie wartości mocy czynnej, biernej oraz poznanie spektrum harmonicznych stanowi podstawę do poprawnego doboru układu kompensacyjnego. W analizowanym przypadku występuje asymetria obciążenia fazy L1, dlatego dobierając układu kompensacyjnego, należy uwzględnić jej wpływ.

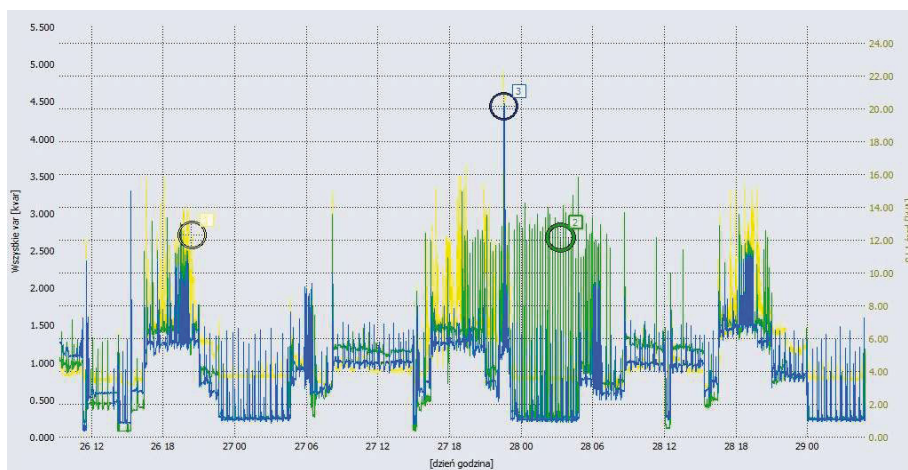
Analizowany układ jest układem trójfazowym charakteryzującym się przebiegami odkształconymi dlatego moc pozorna układu jest większa niż geometryczna suma mocy czynnej i biernej:

$$S > \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

Dla takich układów definiuje się zgodnie z teorią Budeanu moc deformacji, która można wyznaczyć na podstawie wzoru:

$$D = \sqrt{\left( \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2} \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \right)^2 - \left( \sqrt{P^2 + Q^2} \right)^2} \quad (2)$$

Moc deformacji jest jedną ze składowych mocy pozornej. Pojęcie mocy deformacji wprowadza się do oceny właściwości energetycznych w przypadkach, gdy przebiegi prądu i napięcia nie są sinusoidalne. Największa wartość mocy deformacji występuje włączenia dużych mocy – w okresie nocnym.



Rys.6. Wykres czasowy mocy deformacji  
Fig. 6. Timing diagram of deformation power

Aby poprawnie skompensować układ należy dobrać odpowiednią baterię kondensatorów wyposażoną w układ filtrów. W teorii należałoby wykonać kompensację całkowitą, jednakże ze względów ekonomicznych oraz z punktu widzenia sieci zasilającej rozwiązanie to jest mało zasadne. W celu poprawnego wyznaczenia mocy biernej definiuje się minimalny kąt przesunięcia fazowego. W tym celu określa się średnią wartość współczynnika  $tg\phi$ :

$$Q_c = P_{\max}(tg(\phi_1) - tg(\phi_2)) \quad (3)$$

gdzie:

$P_{\max}$  – moc maksymalna umowna,  $tg(\phi_1)$  – średni współczynnik mocy przed kompensacją,  $tg(\phi_2)$  – współczynnik mocy umowny.

W obliczeniach założono  $P_{\max}=45$  kW oraz  $tg(\phi_1)=1,05$ , a  $tg(\phi_2)=0,4$ . Dla poniższych danych wzór przyjmuje następującą wartość:

$$Q_c=45 \text{ kW} \cdot 0,65=29,2 \text{ kvar} \quad (4)$$

Zdefiniowanie mocy biernej kondensatora nie jest wystarczające ze względu na występowanie w układzie harmonicznych wyższych rzędów. Dodatkowo po włączeniu kondensatora zmienia się impedancja widziana od strony zacisków źródła, gdzie dla częstotliwości rezonansowej występuje rezonans szeregowy a także impedancja widziana od strony odbiornika, gdzie dla częstotliwości rezonansowej występuje rezonans równoległy, który może powodować występowanie przepięć na zaciskach odbiornika.

Wpływ harmonicznych wyższych rzędów jest negatywny z uwagi na fakt, iż reaktancja kondensatora jest odwrotnie proporcjonalna do częstotliwości prądu  $I_c$ :

$$X_c = \frac{1}{\omega c} \quad (5)$$

Na podstawie widma harmonicznych należy dobrać dawki kompensacyjne. Regułą jest dobór częstotliwości pracy jako pośrednią pomiędzy częstotliwościami mającymi najmniejszy udział w widmie pomiarowym. W analizowanym przypadku wpływ 5 i 7 harmonicznej jest stosunkowo duży, dlatego dobrano częstotliwość rezonansową równą 134 Hz. Dla tak dobranej częstotliwości określono współczynnik tłumienia z zależności:

$$p_{\%} = \left(\frac{f_n}{f_r}\right)^2 * 100 = \left(\frac{50\text{Hz}}{134\text{Hz}}\right)^2 * 100 = 14\% \quad (6)$$



Warto zauważyć, iż włączenie dławika w obwód powoduje zmniejszenie całkowitej mocy biernej baterii dla poszczególnych stopni regulacji.

#### 4. ANALIZA EKONOMICZNA

Przedstawienie opłacalności inwestycji jest jedną z podstawowych analiz jaka należy wykonać przed podjęciem decyzji implementacji rozwiązania w obiekcie. Dla przytoczonego przypadku dokonano zestawienia rachunków. Przedstawiony okres analizy obejmuje trzy miesiące. Zgodnie z taryfą C21 naliczana jest kara finansowa za przekroczenie deklarowanego współczynnika mocy. Kara uzależniona jest od pobranej mocy oraz współczynników mocy i określa się ją następująco. Niemniej jednak w środowisku naukowym uważa się, że zależność:

$$K = 3 \sqrt{\frac{1 + tg\phi_{rzeczywisty}^2}{1 + tg\phi_{wymagany}^2}} - 1 \quad (7)$$

jest nieodpowiednia, gdyż opłaty karne są zbyt wysokie w porównaniu ze skutkami [6], [7] lub są zbyt niskie w porównaniu z kosztami urządzeń kompensacyjnych [8].

Tabela 3. Dane z rozliczeń za energię elektryczną - trzy miesiące  
Table 3. Data from the settlement of electricity - three months

<b>Określenie/jednostka</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Energia czynna/MWh	9,15	8,13	7,32
tgα	0,72	1,04	0,96
Nałożona kara [zł]	540,3	1131,38	861,13

Średnią wartość mocy biernej można wyznaczyć na podstawie:

$$O_{kśś / rok} = 4 \frac{\sum_{sr}^3 P_{sr} \cdot C \cdot K}{3} = 3780 \text{zł/rok} \quad (8)$$

Na podstawie oszacowanej wartości rocznych kar finansowych określono roczne oszczędności na poziomie 4000 zł, wynikające z zastosowania kompensatorów mocy biernej. Zakładając rynkowe ceny urządzeń przeznaczonych do kompensacji mocy biernej oraz prace związane z analizą jakości energii elektrycznej oraz odpowiednim doborem urządzeń można stwierdzić, że inwestycja spłaci się po kilku latach.

W pracy przedstawiono możliwości zmniejszenia energochłonności obiektu użyteczności publicznej. Biorąc pod uwagę znaczący wzrost zainteresowania racjonalnym zarządzaniem przedsiębiorstw można oczekiwać wzrost implementacji instalacji poprawiających jakość energii elektrycznej zarówno wśród dużych inwestorów jaki i średnich firm.

#### PODZIĘKOWANIA

Korzystając z okazji pragnę serdecznie podziękować firmie DGK Energy Sp.z o.o Sp.k za możliwość zrealizowania badań oraz fachową pomoc w trakcie doboru układu kompensacji oraz BOSIR za udostępnienie informacji niezbędnych do zrealizowania analizy ekonomicznej.

#### LITERATURA

- [1] Raport Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2014.
- [2] Baranecki A., Niewiadomski M., Płatek T. Odbiorniki nieliniowe – problemy, zagrożenia, „Wiadomości Elektrotechniczne”, 3 (2004),
- [3] PN-EN 50160: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych. PKN
- [4] Antoni M. Plamitzer Maszyny Elektryczne, wydanie siódme poprawione WNT Warszawa 1982
- [5] Zbigniew Hanzelka „Jakość dostawy energii elektrycznej – zaburzenia wartości skutecznej napięcia” 978-83-7464-566-9 Kraków 2013
- [6] Szostek T.: O potrzebie zmiany obecnie stosowanych zasad rozliczeń odbiorców finalnych za pobraną energię bierną. Energetyka 1999, nr 10 Ossolineum, 1983, 449–501.
- [7] Ciura Sz., Kocot H.: Rozliczenia z odbiorcami w świetle rozporządzeń do Prawa energetycznego – realia i oczekiwania. Materiały VI Konferencji naukowo-technicznej „Rynek energii elektrycznej”. Wyd. Politechniki Lubelskiej. Lublin 1999
- [8] Bučko P.: Badania struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej.

#### IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF PUBLIC UTILITY BUILDINGS THROUGH THE USE A REACTIVE POWER COMPENSATION BASED ON MEASUREMENTS OF THE QUALITY OF ELECTRICITY AND NETWORK PARAMETERS

The article presents the possibility of inductive reactive power compensation and reduce the impact of higher order harmonics on the example of a public facility. The following paper presents the concept, selection and use of the inductive reactive power compensation in order to increase the energy efficiency facility.

Michał JASIŃSKI \*, Łukasz JASIŃSKI\*, Marek JASIŃSKI\*\*

## **POTRZEBA ANALIZY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W KOPALNIACH RUD MIEDZI**

W artykule zaprezentowano zagadnienie jakim jest jakość energii elektrycznej z perspektywy odbiorcy przemysłowego. Wskazano ogólne parametry mające wpływ na określanie stanu JEE. Wykazano zasadność wyboru O/ZG „Polkowice-Sieroszowice” jako obiektu poddawanego analizie stanu jakości energii elektrycznej. Wykazano aktualne podstawy prawne analizy parametrów JEE dla sieci zasilającej 110 kV. Wymieniono również dokładne wartości do jakich należałoby dążyć w celu podniesienia poziomu jakości energii elektrycznej. Przybliżono również działania podejmowane przez KGHM Polska Miedź S.A. w celu poprawy stanu bieżącego JEE w O/ZG „Polkowice-Sieroszowice”. Ostatecznie wskazano kierunek dalszego rozwoju w celu uzyskania energii elektrycznej o możliwie najwyższej jakości.

### **1. WSTĘP DO PROBLEMATYKI DOTYCZĄCEJ JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

W dobie intensywnego rozwoju technicznego zagadnienie jakości energii elektrycznej stało się bardzo powszechne. Aby zagłębić się w tą tematykę należy najpierw przybliżyć definicję słowa jakość. Jakość jest to „zespół cech wyróżniających danych przedmiot” [7]. Mówiąc więc o jakości energii elektrycznej zarówno literatura jak i normy czy przepisy prawne wyróżniają następujące parametry jakościowe[1, 5, 6]:

- częstotliwość sieciowa,
- wartość napięcia zasilającego,
- szybkie zmiany napięcia,
- zapady napięcia zasilającego,
- krótkie i długie przerwy w zasilaniu,

---

\* Student, Wydział Elektryczny, Politechnika Wroclawska,

\*\*Doktorant, Wydział Inżynierii Zarządzania, Politechnika Poznańska,

- przepięcia dorywcze o częstotliwości sieciowej między przewodami pod napięciem, a ziemią,
- przepięcia przejściowe między przewodami pod napięciem a ziemią
- asymetria napięcia zasilającego,
- harmoniczna i interharmoniczna napięcia,
- sygnał napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające

Zaobserwować można jak ważna w Polsce jest analiza jakościowa gdyż, zarówno rozporządzenia właściwego ministra jak również polskie normy definiują wymagania stawiane energii elektrycznej.

## 2. OBIEKT PODDAWANY ANALIZIE

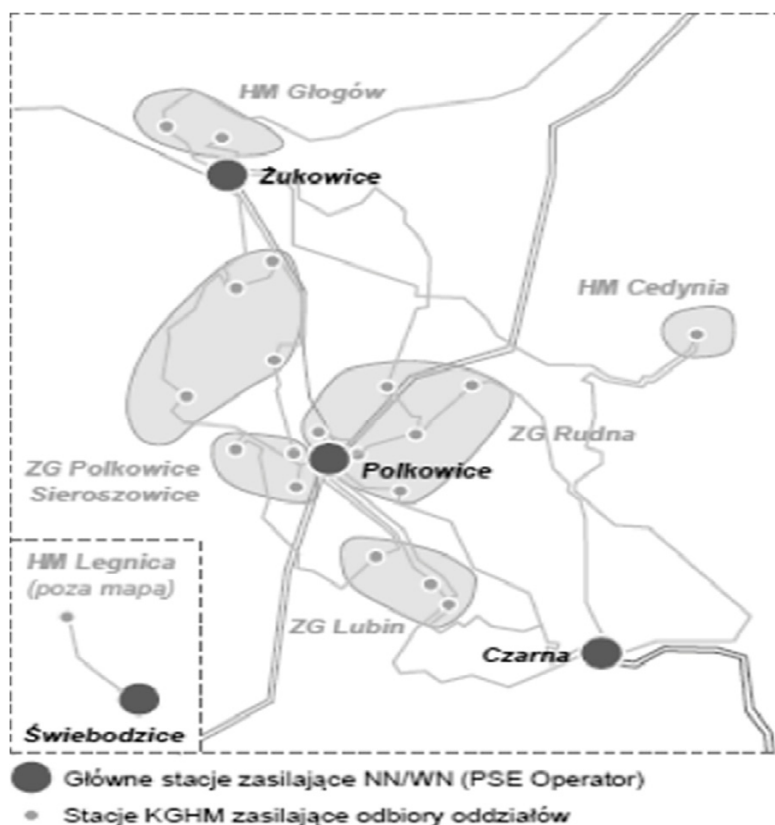
W niniejszym artykule za obiekt do analizy wybrano kopalnie rud miedzi na Dolnym Śląsku należące do KGHM Polska Miedź S.A. Firma ta, uważana jest za bardzo dużego odbiorcę energii elektrycznej (2,6 TWh rocznie) [2]. Na rysunku 1 zaprezentowano złożoność sieci zasilającej obiektu GK KGHM w energię elektryczną.

Ostatecznie wybrano do analizy jedynie obiekt Oddział Zakłady Górnicze „Polkowice-Sieroszowice”, gdyż właśnie tam sam potentat miedziowy uznał za zasadną analizę stanu jakości eklektrycznej. KGHM wykazał ten temat jako obszar do przeprowadzenia analizy przez studentów w ramach tworzenia ich prac dyplomowych. Zakres analizy tej pracy to: „Jakość energii elektrycznej, rejestracja parametrów i kryteria oceny przez przyzmat odbiorcy energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej 110 kV. Zapoznanie się problematyką jakości energii elektrycznej. Analiza zmian napięcia i zdarzeń w napięciu – zasilanie zakładów górniczych” [4]. Wybór takiej problematyki spowodowany jest realizacją strategii KGHM na lata 2015-2020, gdyż za cel postawiono optymalizację kosztów i zwiększenie poziomu bezpieczeństwa [3]. Zapewnienie energii o możliwie najkorzystniejszych parametrach zmniejsza jej zużycie oraz pozwala na dłuższą poprawną pracę maszyn, co w sposób oczywisty zmniejsza koszty ponoszone przez miedziowego potentata. Spodziewana jest także poprawa poziomu bezpieczeństwa, o czym szerzej w dalszej części artykułu.

Oddział Zakłady Górnicze „Polkowice-Sieroszowice” zasilane są bezpośrednio z sieci 110 kV, by następnie dokonać transformacji na poziom napięcia 6 kV poprzez odpowiednie transformatory obniżające. Odbiorniki zasilane są bezpośrednio na poziomie średnich napięć lub niskim napięciem pochodzącym z kolejnych transformatorów obniżających. W swojej strukturze za główne odbiorniki energii, jakie należało by wymienić przy analizie JEE uznaje się:

- maszyny wyciągowe,
- maszyny skipowe,
- przenośniki taśmowe,

- wentylatory,
- pompy.



Rys. 1. Zasilanie obiektów KG KGHM w energię elektryczną.[2]

Fig. 1. KG KGHM objects energy supply. [2]

Są to odbiorniki, które w trakcie swojego działania charakteryzują się dużą zmiennością obciążenia, niejednostajnością pracy, wymogiem stosowania szeroko pojętej elektroniki do regulacji stanów pracy[9]. To właśnie sprawia, że te maszyny wymagają energii o wysokiej jakości, ale również same obniżają tą jakość. Zapewnienie poprawnego funkcjonowania wyżej wymienionych maszyn, a zwłaszcza maszyn wyciągowych, wentylatorów oraz pomp jest niezbędne dla bezpiecznej pracy górników w kopalni. Działanie maszyn wyciągowych zapewnia zjazd i wjazd ludzi do pracy pod ziemią, zarówno w przypadku planowej pracy zmianowej jak i w przypadku zaistnienia wypadku, gdy niezbędna jest ewakuacja ludzi lub/i zjazd ekip ratunkowych. Istotne jest również utrzymanie w kopalni odpowiedniej temperatury powietrza oraz odpowiedniej zawartości tlenu w powietrzu niezbędnych w trakcie wykonywania pracy pod ziemią. Zapewnić należy również

odpowiednią pracę pomp, gdyż to one odpowiedzialne są za zabezpieczenie kopalni przed zalaniem, które niesie za sobą oczywiste niebezpieczeństwo utraty zarówno zdrowia przez górników jak również ogromne straty materialne dla firmy wydobywczej. Poprawna praca natomiast maszyn skipowych oraz przenośników taśmowych zasadna jest z ekonomicznego punktu widzenia, co również potwierdza potrzebę zapewnienia poprawnego funkcjonowania tychże maszyn. Konkludując należy zauważyć, że niezbędne jest zapewnienie energii o dostatecznie wysokiej jakości, aby zapewnić opłacalne i bezpieczne funkcjonowanie O/ZG „Polkowice-Sieroszowice”.

### 3. WYMOGI JEE DLA SIECI 110 kV

Analiza regulacji prawnych dla sieci 110 kV wymaga by energia dostarczona do stacji zasilającej O/ZG „Polkowice-Sieroszowice” tj. KPG 110 kV/6 kV charakteryzowała się następującymi parametrami[5][6]:

1. wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscu przyłączenia powinna zawierać się w przedziale 49,5 Hz – 50,5 Hz przez 95,5 %, czasu tygodnia oraz w przedziale 47 Hz – 52 Hz przez 100% czasu tygodnia,
2. w każdym tygodniu 95% średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień  $\pm 10\%$ ,
3. wskaźnik długookresowego migotania światła spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8 przez czasu 95% czasu tygodnia,
4. 10 minutowe średnie wartości skuteczne składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinny mieścić się w przedziale 0%-1% wartości składowej kolejności zgodnej przez 95% czasu tygodnia,
5. 10 minutowe średnie wartości skuteczne każdej poszczególniej harmonicznej napięcia przez 95% czasu każdego tygodnia powinny być mniejsze lub równe wartością wskazanym w tabeli 1,
6. współczynnik THD czyli współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego ma być mniejszy równy 3% przy założeniu pomiaru harmonicznych o rzędzie większym niż 40,
7. współczynnik  $\text{tg}\varphi < 0,4$ ,
8. nie wymagana jest analiza interharmonicznych oraz spełnienie wymogów dla napięcia sygnalizacji ze względu na niską częstotliwość rezonansową sieci wysokich napięć,
9. zapady i wzrosty napięcia rejestrowane są jedynie w celach statystycznych.

Wybrano wariant o bardziej restrykcyjnym podejściu do wartości, tj. wariant z wymienionego w literaturze Rozporządzenia Ministra Gospodarki (pozycja 6):

Tabela 1. Dopuszczalna zawartość harmonicznego napięcia. Opracowanie własne na podstawie[6]  
 Table 1. Limit content of voltage harmonics: Own elaboration based on[6]

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
Niebędące krotnością 3		Będące krotnością 3		rzęd harmonicznej (h)	wartość względna na- pięcia w procentach składowej podstawowej (u <sub>h</sub> )
rzęd harmonicznej (h)	wartość względna na- pięcia w procentach składowej podstawowej (u <sub>h</sub> )	rzęd harmonicznej (h)	wartość względna na- pięcia w procentach składowej podstawowej (u <sub>h</sub> )		
5, 7	2%	3	2%	2	1,5%
11, 13	1,5%	9	1%	4	1%
17, 19	1%	15, >21	0,5%	>4	0,5%
23, 25	0,7%				
>25	0,2 + (0,5 * 25/h)				

Każdorazowo wybierano bardziej restrykcyjne wartości wymagane porównując właściwe Rozporządzenie Ministra Gospodarki[6] i PN-EN 50160 [5]. Powyższe wymagania mają jednak tylko charakter informacyjny. Podawane wartości poszczególnych parametrów są tylko sugestią, gdyż każda wartość może zostać zmieniona w trakcie zawierania umowy sprzedaży, dystrybucji czy przesyłu energii elektrycznej.

#### 4. DZIAŁANIA PODJĘTE NA RZECZ POPRAWY JEE

KGHM w celu osiągnięcia możliwie jak najwyższego poziomu jakości energii elektrycznej w rejonie O/ZG „Polkowice-Sieroszowice” podjął szereg działań. W 2007 roku po awarii zasilania spowodowanej przez huragan CYRYL zaobserwowano m.in. [2]:

- potrzebę poszerzenia pasów ochronnych pod liniami 110 kV zasilającymi odbiory miedziowego potentata,
- potrzebę stosowania rezerwowych źródeł zasilania,
- potrzebę weryfikacji sposobów informowania i współpracy między służbami dyspozytorami KGHM i dystrybutora energii.

Realizacja tych działań zaowocowała zmniejszeniem ryzyka doprowadzenia do braku zasilania.

W dalszych latach za istotny kierunek obrano zwiększenie produkcji energii na terenie przedsiębiorstwa by skrócić czas przerwy w zasilaniu. W 2014 powstały więc dwa

bloki energetyczne opalane gazem w rejonie Polkowic i Głogowa. Blok parowo-gazowy w Polkowicach ma zadeklarowaną moc elektryczną o wartości ok. 42 MWe. Prowadzi to do produkcji 313 895 MWh. Natomiast blok w Głogowie jest mniejszy i dostarcza 247000 MWh. Za cel działania tych bloków należy uznać przede wszystkim spełnianie funkcji awaryjnego źródła zasilania w przypadku przerw w zasilaniu[2].

KGHM również do końca roku 2014 roku przeprowadził audyt energetyczny dotyczące kompensacji mocy biernej wraz z propozycją poprawy jakości energii. Podzielono go na 7 etapów. Podział ten jest oczywisty ze względu na wyodrębnione rejony działalności miedziowego potentata. Jednym z etapów była właśnie analiza na terenie O/ZG „Polkowice-Sieroszowice”[2].

Miedziowy potentat jako formę poszukiwania nowych rozwiązań oprócz wyznaczenia tematu do analizy przez studenta w ramach pracy dyplomowej nawiązał współpracę z AGH w Krakowie. To właśnie ta uczelnia wyższa zapoznała pracowników KGHM z problematyką JEE przeprowadzając zajęcia dydaktyczne w trakcie studiów podyplomowych „Jakość energii eklektycznej”[2][8]. Na terenie kopalni rud miedzi, pojawiła się więc wykwalifikowana kadra umiejąca uwzględniać aspekty związane z poprawą lub po prostu pogarszaniem poziomu JEE.

## 5. PODSUMOWANIE

Należy zauważyć, że sam KGHM już podjął i nadal podejmuje szereg działań na rzecz poprawy JEE. Obrane kierunki rozwoju prowadzą do coraz to większej pewności zasilania i bezpiecznej pracy w kopalniach rud miedzi. Nie można jednak powiedzieć, że zrealizowano już wszystko. W dalszych latach warto dalej inwestować w zwiększenie rezerwy mocy na wypadek awarii. Istotne również jest analizowanie stanów pracy poszczególnych urządzeń o dużym znaczeniu dla poprawnego funkcjonowania kopalni. Umożliwi to przewidzenie pewnych awarii a co za tym idzie skuteczne przeciwdziałanie już w zarodku. Odpowiednio szybka reakcja z pewnością zmniejszy ryzyko wystąpienia zwarć czy przeciążeń, co w oczywisty sposób zmniejszy prawdopodobieństwo występowania przerw w zasilaniu.

Reasumując nie można zaprzestać analizy jakości energii eklektycznej. Jest ona niezbędna dla poprawnego i bezpiecznego funkcjonowania kopalni rud miedzi. Opisane kierunki działań wraz z skutkami dodatkowo podkreślają potrzebę tychże analiz. Kończąc warty podkreślenia jest fakt, że zarówno duże firmy jak i indywidualni odbiory energii mają coraz to większą świadomość problematyki JEE, a co za tym idzie coraz częściej podejmowane są kroki w celu podniesienia jakości „towaru”[1] jakim jest energia eklektyczna.



## LITERATURA

- [1] HANZELKA Z., Jakość energii elektrycznej: wczoraj, dziś i jutro, Materiały, Twelve Electric.
- [2] KGHM POLSKA MIEDŹ S.A., Jakość energii z punktu widzenia odbiorcy przemysłowego, dostępny na dzień 29.10.2015 <http://piknik.tauron-dystrybucja.pl/SiteCollectionDocuments/materiały-2014/R-Biernacki-Jakosc-energii-z-punktu-widzenia-odbiorcy-przemyslowego.pdf>
- [3] KGHM POLSKA MIEDŹ S.A., Strategia na lata 2015-2020, dostępny na dzień 29.10.2015 [http://kgm.com/sites/kgm2014/files/20150126\\_final\\_pl\\_strategia\\_kgm\\_short.pdf](http://kgm.com/sites/kgm2014/files/20150126_final_pl_strategia_kgm_short.pdf)
- [4] KGHM POLSKA MIEDŹ S.A., Zakres tematyczny z listy wykazanej przez KGHM nr 82, dostępny na dzień [http://kgm.com/sites/kgm2014/files/20-10-2015-kgm\\_tematy\\_obowiazujace\\_do\\_iv\\_2016\\_zalacznik\\_1.xls](http://kgm.com/sites/kgm2014/files/20-10-2015-kgm_tematy_obowiazujace_do_iv_2016_zalacznik_1.xls)
- [5] PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, 2010.
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, ze zmianami 21 sierpnia 2008 r. (Dz.U. 2008 nr 162 poz. 1005).
- [7] Słownik Języka Polskiego PWN, dostępny na dzień 04.05.2015 <http://sjp.pwn.pl/szukaj/jakość.html>
- [8] WSPANIAŁY L., Inżynierowi bronili dyplomów, dostępny na dzień 29.10.2015 <http://miedziowe.pl/content/view/61957/384/>
- [9] ZAWILAK J., ZAWILAK T., Silniki eklektyczne w napędach górniczych, dostępny na dzień 29.10.2015 [www.komel.katowice.pl/ZRODLA/FULL/85/ref\\_02.pdf](http://www.komel.katowice.pl/ZRODLA/FULL/85/ref_02.pdf)

## NEED OF POWER QUALITY ANALYSIS IN CUPPER MINOR

This paper describe a problem of the power quality assessment in a copper mines. O/ZG “Polkowice-Sieroszowice” was chosen as a example of industrial energy customer to analyze a influence of energy quality on mine functioning. It presents a overview of the polish standards and law regulations connected with the power quality of 110 kV system. This paper describe how electric machines(such like hosting machines, pumps, fans) effect on safety level of people working in mines. It also presents a actions of KGHM how to solve problems with the bad quality of energy. Summary presents as a conclusion why the analysis of the power quality are important for copper mines.

Dominika KACZOROWSKA\*, Laura JASIŃSKA\*\*

## **GENERACJA ROZPROSZONA – WSTĘP DO ANALIZY SPRAWNOŚCI SYSTEMU FOTOWOLTAICZNEGO NA BAZIE MONOKRYSTALICZNYCH KRZEMOWYCH OGNIW PV**

W dobie rosnącego zainteresowania odnawialnymi źródłami energii, rośnie również popyt na różnorodne metody badawcze z tym związane. Użytkownicy chcą wiedzieć, co mogą zyskać instalując u siebie mikroinstalację i podłączając ją do sieci dystrybucyjnej. Znalezienie uprawnionego instalatora, kupno odpowiednich paneli oraz okablowania, wszystko to wiąże się z kosztami, które przyszły prosument chciałby zminimalizować. Istotnym więc jest pytanie, czy koszt inwestycji się zwróci i po jakim czasie. Przyszłe zyski nieodłącznie wiążą się z energią elektryczną, jaką możemy uzyskać z pomocą źródła. W artykule dokonano wstępnej analizy pracy systemu fotowoltaicznego na bazie monokrystalicznych krzemowych ogniw PV zainstalowanych na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej. Wyjaśniono podstawowe prawa pozwalające na pozyskanie energii z promieniowania słonecznego.

### **1. WSTĘP**

#### **1.1. EFEKT FOTOWOLTAICZNY**

Temat fotowoltaiki został poruszony już w latach 70-ych ubiegłego wieku i oznacza technologię pozwalającą na przekonwertowanie energii promieniowania słonecznego w moc elektryczną. Fakt, że możemy cieszyć się działającymi panelami fotowoltaicznymi zawdzięczamy francuskiemu fizykowi Becquerelowi, który w 1839 roku jako pierwszy zaobserwował efekt fotowoltaiczny.

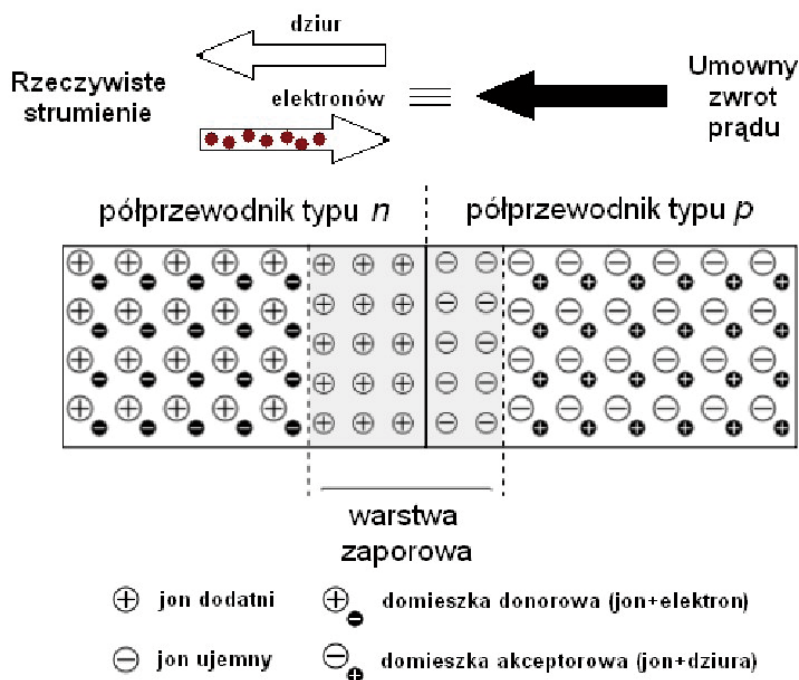
Zjawisko to polega na powstawaniu napięcia w złączu p-n po oświetleniu go wiązką światła. Te fotony, które mają energię większą od szerokości przerwy zabronionej, generują pary elektron-dziura, które stają się nośnikami ładunku elektrycznego (rysunek 1), a

---

\* Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny

\*\* Politechnika Wrocławska, Wydział Elektroniki, Mikrosystemów i Fotoniki

następnie są separowane przez pole elektryczne złącza. Nośniki mniejszościowe poruszają się w kierunku złącza, powodując wzrost przepływu prądu wstecznego, jeżeli obwód zewnętrzny jest zwarty. W przypadku obwodu rozwartego, na jego końcach pojawia się różnica potencjałów.



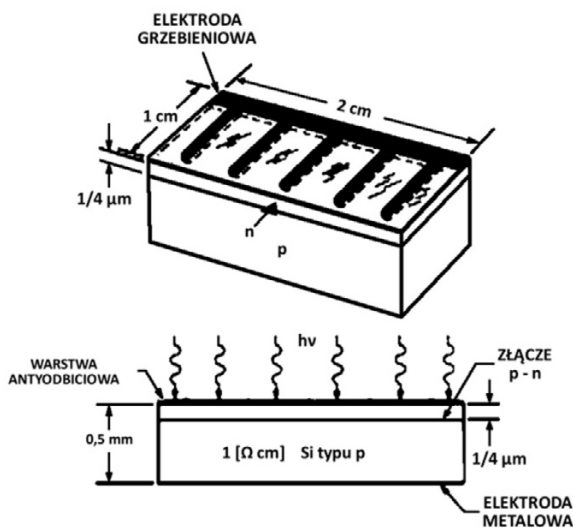
Rys. 1. Rozkład nośników w ogniwie oświetlonym [3]

Fig. 1. Electrons and holes in the p-n junction [3]

## 1.2. OGNIWA MONOKRYSTALICZNE

Obecnie najczęściej i najchętniej stosowanym materiałem do produkcji ogniw jest krzem. Zawdzięcza to rozwiniętej technologii wytwórczej, spowodowanej znaczną produkcją krzemu na potrzeby przemysłu półprzewodnikowego i elektronicznego oraz metalurgii.

Ogniwa fotowoltaiczne mogą być zbudowane z krzemu monokrystalicznego, polikrystalicznego oraz cienkowarstwowego. Ogniwa z krzemu monokrystalicznego wykonywane są z płytek o okrągłym kształcie, a następnie przycina się je w kształt kwadratów, celem jak największego upakowania na powierzchni modułu. Na rysunku 2 pokazano wygląd przykładowego ogniwa krzemowego.



Rys. 2. Ogniwo krzemowe na złączu p-n. Górny rysunek – widok z góry; dolny – przekrój poprzeczny przez złącze [2]

Fig. 2. Monocrystalline cell on p-n junction [2]

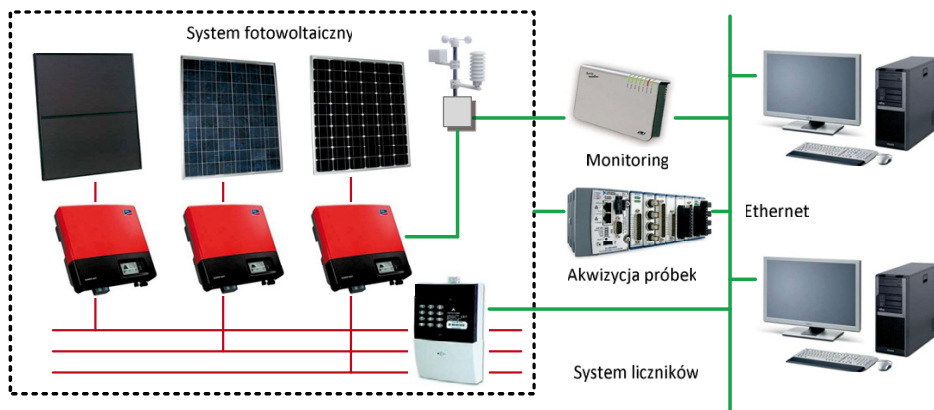
Koszt produkcji ogniw monokrystalicznych jest relatywnie wysoki, co spowodowane jest ich długotrwałą produkcją i obróbką. Cena jednak jest równoważona przez parametry, ponieważ tak wyprodukowany krzem ma szerokość przerwy zabronionej optymalną dla konwersji fotowoltaicznej i rośnie liniowo wraz z temperaturą.

## 2. BADAWCZY SYSTEM FOTOWOLTAICZNY

Omawiany Badawczy System Fotowoltaiczny znajduje się przy ulicy Plac Grunwaldzki 13 we Wrocławiu na dachu budynku D-1 i został zainstalowany przez Wydział Elektryczny Politechniki Wrocławskiej. Opiekunem i operatorem systemu jest dr hab. inż. Jacek Rezmer z Zespołu Elektrotechniki Teoretycznej Katedry Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii.

Badawczy System Fotowoltaiczny umożliwia gromadzenie danych pomiarowych, analizę danych elektrycznych (prąd napięcie, moce, itp.) oraz środowiskowych (warunki atmosferyczne) [4]. System jest wyposażony w trzy typy modułów fotowoltaicznych: monokrystaliczne, polikrystaliczne i cienkowarstwowe. Moduły mają moc rzędu 5 kW i podłączone są do sieci niskiego napięcia przez osobne inwertery.

Dane badawcze rejestrowane są on-line, a ich analizę i obserwację umożliwia specjalistyczna strona internetowa (rysunek 3).



Rys. 3. Schemat Badawczego Systemu Fotowoltaicznego [1]

Fig. 3. Diagram do photovoltaic system built at the Wrocław University of Technology [1]

### 3. WSTĘPNA ANALIZA PRACY BADAWCZEGO SYSTEMU FOTOWOLTAICZNEGO

#### 3.1. WYKRESY MOCY GENEROWANEJ PRZEZ SYSTEM

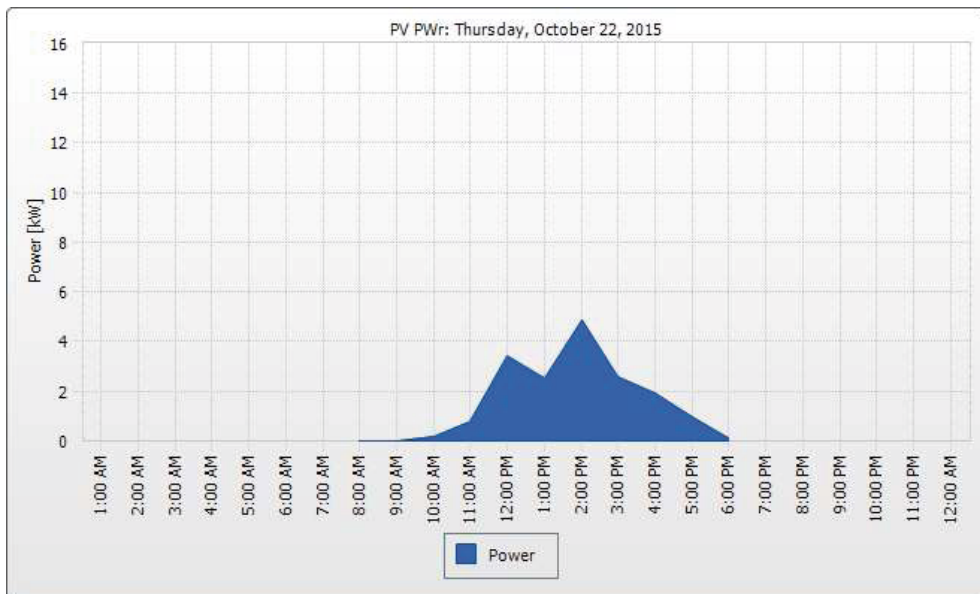
Strona internetowa Sunny Portal umożliwia obserwację on-line pracy Badawczego Systemu Fotowoltaicznego w prostej, przejrzystej postaci. Na rysunku 4. przedstawiono średnią moc wygenerowaną przez system dnia 22.10.2015r. Dzień był pochmurny, nie padało, temperatura zmieniała się w granicach 9°C - 12°C.

Sunny Portal umożliwia również obserwację wyników zbiorczych dla dłuższego okresu czasu, na przykład miesiąca (rysunek 5).

Możliwa jest również rejestracja średniej mocy wygenerowanej zarówno przez cały system, jak i przez pojedyncze moduły. Na rysunku 6 przedstawiono roczną produkcję mocy elektrycznej, z podziałem na poszczególne miesiące, przez moduł na bazie monokrystalicznych ogniw krzemowych.

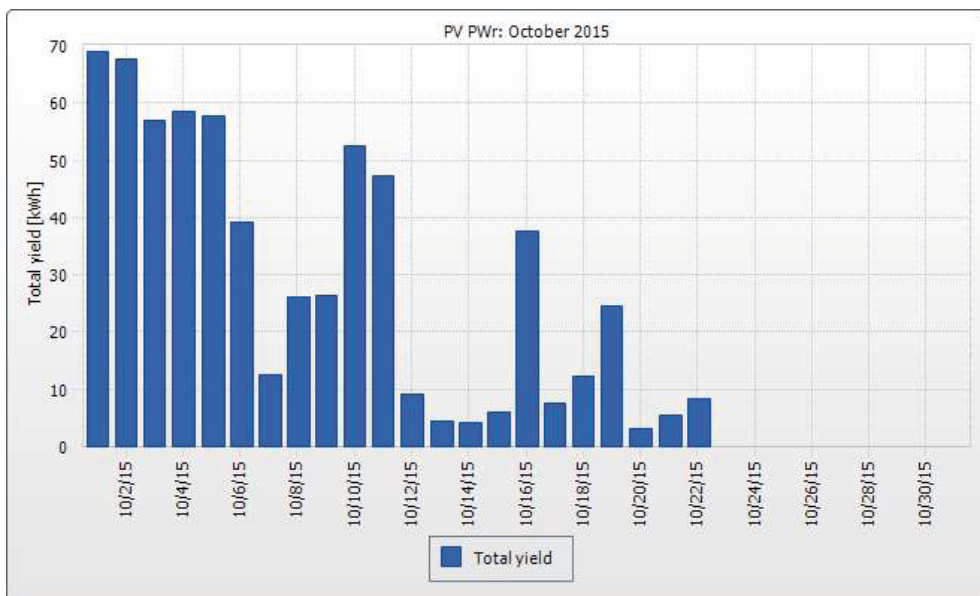
#### 3.2. PRACA MODUŁU WYBUDOWANEGO NA BAZIE MONOKRYSTALICZNYCH OGNIW KRZEMOWYCH

Uzależnienie generacji mocy elektrycznej od pory dnia oraz warunków pogodowych występujących w poszczególnych miesiącach jest cechą charakterystyczną ogniw fotowoltaicznych. Można zauważyć, że generują moc tylko w okresie od ósmej rano do szóstej popołudniu, co przekłada się na ilość wyprodukowanej mocy elektrycznej.



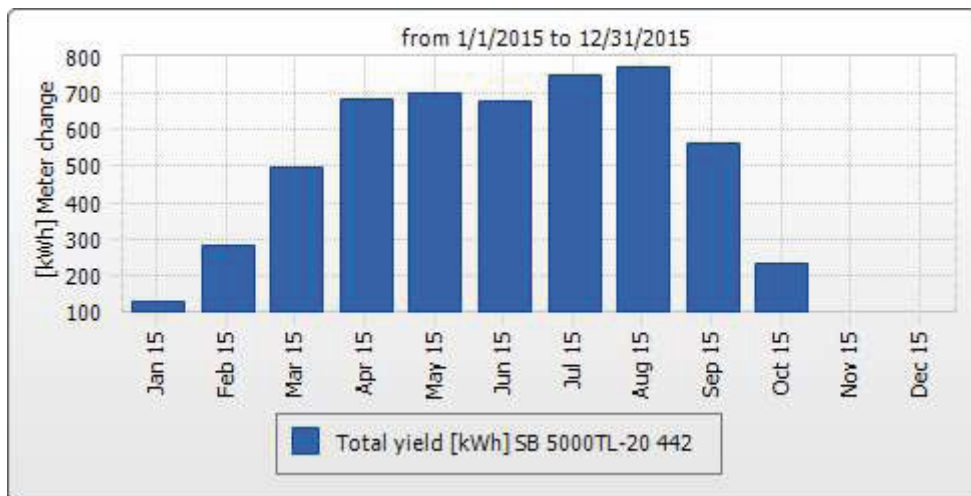
Rys. 4. Średnia moc wygenerowana przez Badawczy System Fotowoltaiczny w dniu 22.10.2015 r. [4]

Fig. 4. Power generated by the photovoltaic system which has been built at the Wrocław University of Technology on 22 October 2015 [4]



Rys. 5. Średnia moc wygenerowana w październiku 2015r. [4]

Fig. 5. Power generated on October 2015 [4]



Rys. 6. Średnia moc wygenerowana przez moduł monokrystaliczny [4]  
 Fig. 6. Power generated by the system built on the basis of monocrystalline silicon [4]

Sprawność systemu fotowoltaicznego zmienia się w zależności od pory roku. Od kwietnia do sierpnia generowana jest największa ilość mocy. Z kolei od listopada do stycznia występuje generacja najmniejsza. W rezultacie systemy fotowoltaiczne nie mogą być brane pod uwagę jako zabezpieczające źródło zasilania, ale jako dodatkowe źródło energii.

#### 4. PODSUMOWANIE

Ilość promieniowania słonecznego docierającego do Ziemi znacznie przewyższa nasze zapotrzebowanie na moc elektryczną. To oraz zwiększone przywiązanie do aspektów ekologicznych powoduje coraz większe zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii. Gwałtowny rozwój w dziedzinie materiałów i technologii produkcji ogniw i modułów fotowoltaicznych spowodował, że stały się bardziej powszechne, a zmiany ustawowe sprawiły, że dotychczasowi konsumenci mogą zostać prosumentami, biorącymi świadomy udział w życiu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Rosnące zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii i mikroinstalacjami przydomowymi sprawiło, że ważne jest dokładne zbadanie wydajności tych źródeł pod względem technicznym i ekonomicznym. Badawczy System Fotowoltaiczny zainstalowany na Wydziale Elektrycznym, oprócz pomiarów wytworzonej mocy, pozwala również na dokładną analizę oddziaływania systemu fotowoltaicznego na system elektroenergetyczny, ze szczególnym uwzględnieniem jakości energii. Umożliwia także zbadanie wpływu

awarii mikroinstalacji na system elektroenergetyczny oraz znaczenia długotrwałych narażeń środowiskowych na działanie ogniw. Dodatkowo Badawczy System daje możliwość zrobienia badań porównawczych dla różnych typów paneli.

Jednak mimo rozwoju technologii, instalacja systemu fotowoltaicznego w dalszym ciągu wiąże się z olbrzymimi kosztami. Powoduje to, że moc generowana przy pomocy zjawiska fotowoltaicznego pozostaje około pięciu razy droższa od tej samej mocy pozyskanej ze spalania paliw kopalnych.

Cały czas prowadzone są badania nad bardziej efektywnymi technologiami konwersji promieniowania słonecznego na moc elektryczną. Głośnym ostatnio osiągnięciem zostało opracowanie przez Olgę Malinkiewicz sposobu produkcji perowskitu, materiału cieńszego, niż krzem i znacznie prostszego do wytworzenia. Materiał nie nadaje się na razie do wytwarzania dużych paneli fotowoltaicznych, trwają jednak nad nim intensywne badania [5].

#### LITERATURA

- [1] HERLENDER K., REZMER J., *Badawczy System Fotowoltaiczny*: Przegląd Elektrotechniczny. 2012, R. 88, nr 12a, s. 178-180.
- [2] PŁACZEK-POPKO E., *Fizyka odnawialnych źródeł energii*, Wrocław, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2011, 100-107.
- [3] WERNER B., *Model fizyczny cienkowarstwowych modułów fotowoltaicznych II-(III)-VI pracujących w warunkach normalnych*, Wrocław, 2010, 16-31.
- [4] <https://www.sunnyportal.com/Templates/DefaultPage.aspx>, dostępny dnia 22.10.2015r.
- [5] <http://naukawpolsce.pap.pl/aktualnosci/news,399937,brakujace-ogniwo-sloneczne-polka-udoskonalila-produkcje-perowskitow.html>, dostępny dnia 22.10.2015r.

#### Distributed generation – preliminary analysis of efficiency of the photovoltaic system built on the basis of monocrystalline silicon PV cells

This paper presents a photovoltaic system work on the basis of monocrystalline silicon PV cells. The growth of interest in renewable energy makes engineers do researches about solar energy and its integration with power system. Prosumers want to know how much would it cost to install solar panels and how much energy would they get.



*kolej dużych prędkości zasilana w systemie 2x25 kV 50Hz,  
system elektroenergetyczny, asymetria zasilania*

Jakub KASPRZYK\*, Joanna WDOWIAK\*\*

## **WSTĘP DO ANALIZY WPLYWU KOLEI DUŻYCH PRĘDKOŚCI NA SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY**

W referacie przybliżono wymogi i problematykę Kolei Dużych Prędkości w systemie 2x25 kV 50 Hz, ze zwróceniem szczególnej uwagi na wybrane zagadnienia zasilania trakcji elektrycznej z krajowego systemu elektroenergetycznego. Zestawiono w postaci tabelarycznej istotniejsze parametry charakteryzujące dwa systemy zasilania – 2x25 kV 50 Hz i 3 kV DC. W jednym z punktów dokonano ogólnej charakterystyki różnych rozwiązań konstrukcyjnych transformatorów pod kątem minimalizacji niesymetrycznego obciążenia systemu elektroenergetycznego i metod ograniczania asymetrii.

### **1. WPROWADZENIE**

Rozwój techniki, większy dostęp do informacji i chęć szybszego podróżowania mają ogromny wpływ na modernizację istniejących i budowę nowych linii kolejowych. Poruszana w powyższym referacie problematyka zasilania trakcji elektrycznych znana jest już w Polsce od lat trzydziestych XX wieku, kiedy to rozpoczęto prace nad elektryfikacją Warszawskiego węzła kolejowego [16].

W pierwszej połowie dwudziestego wieku wydzieliły się dwie podstawowe grupy spośród istniejących systemów zasilania w energię elektryczną trakcji i pojazdów szynowych, były to:

System prądu i napięcia stałego, do którego należą 1,5 kV DC i 3 kV DC,

System prądu i napięcia przemiennego 15 kV 16 2/3 Hz [9],

Każdy z wymienionych systemów spełniał podstawowe zadanie, jakim jest przesyłanie energii elektrycznej pobranej z elektrowni, poprzez system elektroenergetyczny do odbiorcy, w tym przypadku zelektryfikowanego taboru kolejowego. Przy wyborze odpowiedniego systemu zasilania zwrócono uwagę na potrzebę wieloletniego użytkowania,

---

\* Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny

\*\* Politechnika Wroclawska, Wydział Mechaniczno-Energetyczny

zastosowanie urządzeń pośredniczących w przetwarzaniu energii i nowoczesność (jak na lata trzydzieste XX wieku), co zaowocowało wyborem systemu 3 kV DC [9].

Wraz z rozwojem kolei, powiązaniem z unowocześnianiem przemysłu i chęcią pokonywania ograniczeń prędkości oraz przewożenia coraz to większych ilości towarów system zasilania prądu stałego okazał się niewystarczający. Obecnie rozpowszechniony w Polsce system 3 kV DC umożliwia prowadzenie ruchu pociągów z maksymalną prędkością do około 220 – 250 km/h, dla składów o mocy 6 – 8 MW na liniach, jednakże, aby uzyskać taką prędkość do prowadzenia ruchu pociągów konieczna jest odpowiednia infrastruktura kolejowa. Krajowym przykładem linii umożliwiającej rozwinięcie prędkości 200 km/h, przy zastosowaniu systemu 3 kV DC, jest Centralna Magistrała Kolejowa [15].

Biorąc pod uwagę wydajność zasilania systemu 3 kV DC i docelowej wizji sieci Kolei Dużych Prędkości w Polsce, przystosowanych do prędkości minimum 250 – 300 km/h, samoczynnie wyłania się, jako najbardziej optymalny, oraz jak na obecne czasy nowoczesny, system 2x25 kV 50 Hz [6].

## 2. WYMOGI TECHNICZNE ZASILANIA TRAKCJI KOLEI DUŻYCH PRĘDKOŚCI

Infrastruktura kolejowa z uwagi na swoją skalę, obszar działania, oraz wpływ na krajowy system elektroenergetyczny podlega licznym uwarunkowaniom prawnym i normatywnym. Należą do nich odpowiednie dyrektywy i decyzje wywodzące się z prawa europejskiego narzucające ogólne specyfikacje mające na celu stworzenie powiązań między połączeniami i uzyskanie interoperacyjności krajowych systemów kolei dużych prędkości [1], a także krajowe rozporządzenia i ustawy regulujące techniczne standardy systemów zasilania trakcji elektrycznej KDP [12][13][11].

Na potrzeby powyższego referatu dokonano przeglądu i zestawienia wybranych parametrów elektrycznych, które przedstawiono w Tabeli 1.

Poniższe opracowanie wykonano z uwzględnieniem dwóch systemów zasilania, tj 3 kV DC i 2x25 kV 50 Hz. Pierwszy jest to istniejący w Polsce już od lat 30 dwudziestego wieku i jak na tamte czasy nowoczesny, a obecnie bardzo rozbudowany, system prądu stałego. Aktualnie w kraju długość linii zelektryfikowanych wynosi około 12 tys. km, co stanowi ponad połowę eksploatowanych linii kolejowych [2]. Natomiast drugi system - 2x25 kV 50 Hz, prądu przemiennego, jest najnowocześniejszym systemem stosowanym do zasilania KDP w obecnym czasie, który umożliwia dostarczenie odpowiedniej mocy, wynoszącej nawet do około 20 MW dla składów o prędkości 380 km/h [14][3].

W poniższym opracowaniu nie ujęto systemu 15 kV 16 2/3 Hz, ze względu na brak istniejącej w kraju kolejowej infrastruktury elektroenergetycznej, która umożliwiłaby jej dalszy rozwój [8]. System ten również jest rozwojowy, jednakże z uwagi na złożoność procesu przetwarzania energii elektrycznej, wymaga zmiany częstotliwości z 50 Hz, jaka

występuje w krajowym systemie elektroenergetycznym, na 16 2/3 Hz w trakcji zasilającej [10].

Tabela 1. Zestawienie wybranych parametrów dla różnych systemów zasilania  
Table 1. Summary of selected parameters for different power systems

Parametry	Typ systemu	
	2x25 kV 50 Hz	3 kV DC
<b>Napięcie [kV]</b>		
<b>U<sub>min2</sub></b>	17,5	2,0
<b>U<sub>min1</sub></b>	19,0	2,0
<b>U<sub>n</sub></b>	25,0	3,0
<b>U<sub>max1</sub></b>	27,5	3,6
<b>U<sub>max2</sub></b>	29,0	3,9
<b>U<sub>śp</sub></b>	22,5	2,8
<b>Prąd [kA]</b>		
<b>I<sub>nmax</sub></b>	1,5	3,2
<b>I<sub>K</sub></b>	15,0	50,0
<b>Moc [MW]</b>		
<b>PTR</b>	20-60	10-620
<b>PP</b>	42236	6
<b>Rozpiętość odcinka [km]</b>		
<b>L<sub>min</sub></b>	20,0	7,5
<b>L<sub>max</sub></b>	45,0	12,5

Poniższe wymagania mają być spełnione:

- czas trwania napięć między  $U_{min1}$  i  $U_{min2}$  nie może przekroczyć 2 min;
  - czas trwania napięć między  $U_{max1}$  i  $U_{max2}$  nie może przekroczyć 5 min;
- gdzie:

$U_n$  – napięcie znamionowe, wyznaczona wartość dla systemu,

$U_{min1}$  – najniższe napięcie trwałe,

$U_{min2}$  – najniższe napięcie nietrwałe,

$U_{max1}$  – najwyższe napięcie trwałe,

$U_{max2}$  – najwyższe napięcie nietrwałe,

$U_{śp}$  – średnie napięcie użyteczne mierzone na pantografie pojazdu szynowego,

$I_{Nmax}$  – najwyższa wartość prądu roboczego,

$I_{K''}$  – wartość prądu zwarciovego występująca w trakcji,  
 $P_{TR}$  – moc zainstalowanych transformatorów,  
 $P_P$  – moc taboru kolejowego.

### 3. ODDZIAŁYWANIE TRAKCJI ELEKTRYCZNEJ KDP NA KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

System 2x25 kV 50 Hz, w porównaniu do system 3 kV DC, w najprostszym wykonaniu jest zasilany z transformatora jednofazowego o dzielonym uzwojeniu wtórnym tak, aby po stronie wtórnej uzyskać dwa napięcia o wartości 27,5 kV oraz wyprowadzony punkt neutralny. Zastosowanie takiej konstrukcji transformatora umożliwia uzyskanie na wyjściu dwóch poziomów napięć 2x27,5 kV i 1x55kV [4][7]. Ogólny schemat podstacji zasilanej z wykorzystaniem transformatora 1-fazowego pokazano na rys. 1. Praktyczne zastosowanie powyższego układu w rezultacie skutkuje powstaniem nierównomiernego obciążenia linii trójfazowej, która odpowiada za zasilanie podstacji z systemu elektroenergetycznego. Procentową wartość wprowadzonej asymetrii możemy obliczyć stosując prostą zależność:

$$nps = \frac{S_t}{S_{K''}} \times 100\% \quad (1)$$

gdzie:

$S_t$  – moc znamionowa transformatora [MVA],

$S_{K''}$  – moc zwarciova systemu elektroenergetycznego w miejscu, w którym podstacja jest zasilana.

Przy założeniu pełnego obciążenia transformatora, tzn. uzyskaniu przez niego poboru mocy o wartości 60 MVA, szacowana wartość mocy zwarciovej na szynach zasilających podstację, przy warunku nie przekroczenia 1% asymetrii, powinna wynosić 6 GVA[5]. Uzyskanie tak wysokiej wartości mocy zwarciovej w krajowym systemie elektroenergetycznym jest możliwe w sieciach najwyższych napięć (400 kV) oraz niektórych węzłach na poziomie 220 kV.

Wykorzystanie do zasilania trakcji elektrycznej transformatorów jednofazowych wymaga zwiększonych nakładów finansowych spowodowanych koniecznością rozbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego o nowe linie 220 kV i 400 kV, co znacząco utrudnia inwestycję i generuje dodatkowe koszty. Stosunkowo łatwiejszym rozwiązaniem zmniejszenia asymetrii jest zastosowanie transformatorów typu V. Konstrukcja takiego transformatora nie odbiega znacząco od zwykłego transformatora 3-fazowego, różnica polega na pominięciu uzwojenia znajdującego się na środkowej kolumnie rdzenia. Ogólny schemat podstacji zasilającej z wykorzystaniem transformatora typu V pokazano na rysunku 2 [7]. Wartość asymetrii przy zastosowaniu transformatorów typu V możemy wyznaczyć posługując się zależnością:

$$nps = \sqrt{3k^2 - 3k + 1} \frac{S_t}{S_{K''}} \times 100\% \quad (2)$$

gdzie  $k$  – współczynnik obciążenia.

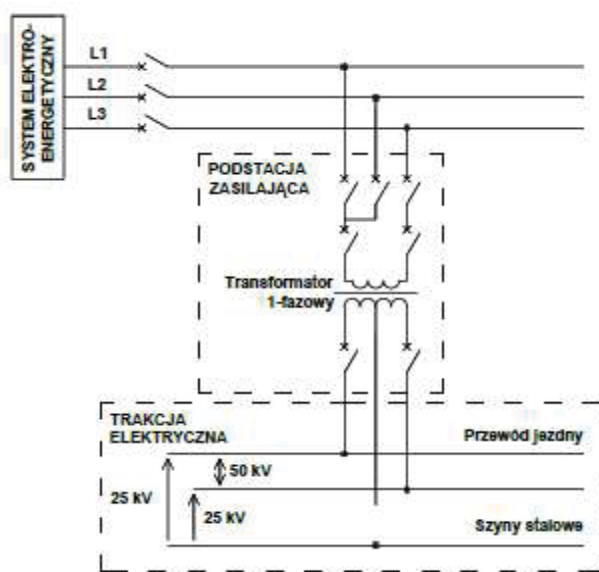
W przypadku systemu 2x25 kV możemy założyć symetryczne obciążenie uzwojeń strony wtórnej, co daje połowę wartości przypadającej dla całego transformatora:

$$k = \frac{S_{t1}}{S_t} = \frac{S_{t2}}{S_t} = 0,5 \quad (3)$$

$$nps = \sqrt{3 \times (0,5)^2 - 3 \times (0,5) + 1} \frac{S_t}{S_{K''}} \times 100\% = 0,5 \times \frac{S_t}{S_{K''}} \times 100\% \quad (4)$$

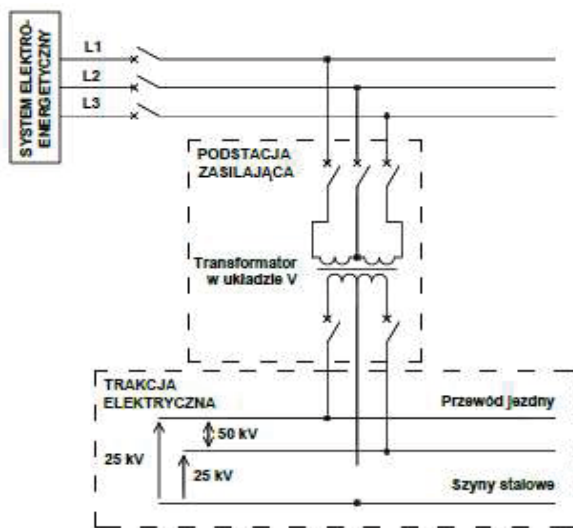
$S_{t1}$ ,  $S_{t2}$  – moc uzwojeń strony wtórnej transformatora [MVA].

Obliczona w ten sposób asymetria (nie przekraczająca 1%), zakładając podłączenie transformatora typu V o mocy 60 MVA do systemu elektroenergetycznego, wymaga mocy zwarciowej powyżej 3 GVA. Osiągnięcie takich parametrów zwarciowych możliwe jest już dla linii 220 kV i większych.



Rys. 1. Uproszczony schemat zasilania podstacji trakcyjnej w systemie 2x25 kV 50 Hz, z transformatorem 1-fazowym

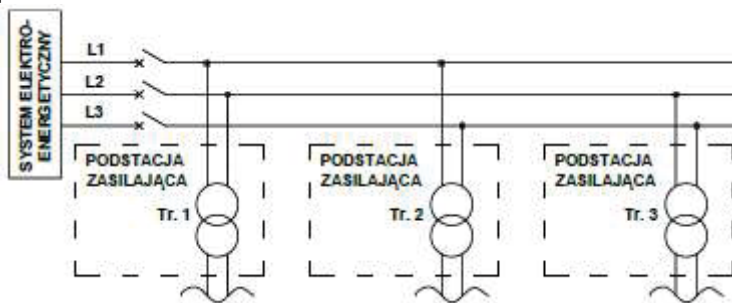
Fig. 1. Simplified diagram of a traction power substation in the system 2x25 kV 50 Hz with 1-phase transformer



Rys. 2. Uproszczony schemat zasilania podstacji trakcyjnej w systemie 2x25 kV 50 Hz, z transformatorem typu V

Fig. 2. Simplified diagram of a traction power substation in the system 2x25 kV 50 Hz, with a transformer V

Innym sposobem znacząco ograniczającym oddziaływanie podstacji trakcji KDP, jest zasilenie ich z osobnej linii WN. Jedynym kryterium koniecznym do spełnienia jest ilość transformatorów pracujących w podstacjach, która powinna wynosić  $3n$  transformatorów (dla  $n = 1, 2, 3, \dots$ ), zasilanych w sposób naprzemienny tak, aby równomiernie obciążać wszystkie fazy wydzielonej linii WN. Ideę tego rozwiązania przedstawiono na rysunku 3 [7].



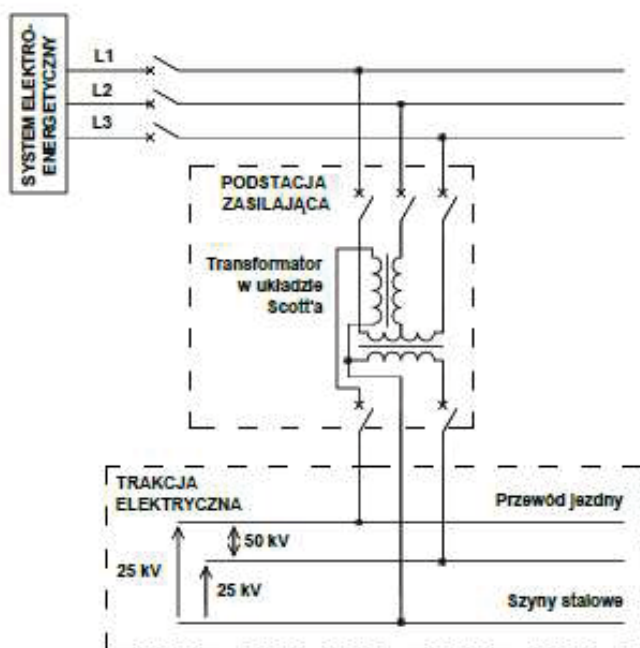
Rys. 3. Uproszczony schemat zasilania podstacji trakcyjnej w systemie 2x25 kV 50 Hz, z wykorzystaniem własnej linii zasilającej

Fig. 3. Simplified diagram of a traction power substation in the system 2x25 kV 50 Hz, using its own power supply line

Istnieje również rozwiązanie prawie całkowicie minimalizujące niesymetrię obciążenia systemu zasilającego. Możliwość taką daje zastosowanie transformatora, o specjalnej konstrukcji, w tak zwanym układzie Scott'a rysunku 4, co w przypadku symetrycznego obciążenia uzwojeń strony wtórnej dla współczynnika  $k = 0,5$  (2), określa wartość asymetrii, jako bliską zeru:

$$nps = (2k - 1)^2 \times \frac{S_t}{S_{K''}} \times 100\% \quad (5)$$

Ta znacząca zaleta powyższego rozwiązania daje możliwość zasilenia podstacji z bardzo rozbudowanego systemu 110 kV, o stosunkowo niewielkiej mocy zwarciowej. Do wad tego rozwiązania, poza zwiększonym kosztem wynikającym ze szczególnej budowy transformatora, dochodzi kąt przesunięcia wektorów napięć strony wtórnej wynoszący  $90^\circ$  [7]. W prawdzie możliwe jest uzyskanie dwóch napięć o wartości 27,5 kV na zaciskach transformatora, lecz składowa wypadkowa rysunku 5 wynosi około 39 kV, co przekłada się na zwiększone straty na przesył energii przez trakcję kolejową do autotransformatorów.



Rys. 4. Uproszczony schemat zasilania podstacji trakcyjnej w systemie 2x25 kV 50 Hz, z transformatorem w układzie Scott'a

Fig. 4. Simplified diagram of a traction power substation in the system 2x25 kV 50 Hz, with a transformer in the sys-day Scott

#### 4. PODSUMOWANIE

Zamiary budowy kolei dużych prędkości, zasilanych w systemie 2x25 kV 50 Hz, muszą być poprzedzone szczegółowymi analizami, które w swym zakresie powinny obejmować nie tylko szacowany pobór mocy przez tabor i potrzeby własne kolei, rozptył mocy w systemie elektroenergetycznym, ale również możliwe niekorzystne oddziaływanie na pracę krajowego systemu elektroenergetycznego wynikające z niesymetrycznego obciążenia i znaczących cyklicznych skoków mocy, na poziomie megawatów, powodowanych zmianą sekcji zasilania przejeżdżającego, z dużą prędkością, pociągu.

Wieloletnie plany rozwoju i modernizacji krajowego systemu elektroenergetycznego powinny w sposób szczególny uwzględnić możliwość powstania kolei dużych prędkości, a także ich przyszłościową rozbudowę.

W przypadku szczególnie niekorzystnych punktów zasilania podstacji, patrząc z perspektywy systemu elektroenergetycznego, istnieje możliwość zminimalizowania oddziaływania trakcji elektrycznej na krajowy system elektroenergetyczny, jednakże takie rozwiązanie generuje zwiększone koszty inwestycyjne.

Na dalsze opracowanie oczekują prognozy ekonomiczne zawierające w sobie szczegółowe dane dotyczące budowy różnych wariantów KDP i ich wieloletnia eksploatacja.

#### LITERATURA

- [1] DYREKTYWA RADY 96/48/WE z dnia 23 lipca 1996 r. w sprawie interoperacyjności transeuropejskiego systemu kolei dużych prędkości, 20.
- [2] Forum Kolejowe Railway Business Forum. ELEKTROENERGETYKA KOLEJOWA. Warszawa, luty 2011, 9.
- [3] Forum Kolejowe Railway Business Forum. ELEKTROENERGETYKA KOLEJOWA. Warszawa, luty 2011, 34.
- [4] ŁADNIAK L. Transformacja napięć i prądów w układach zasilania trakcji kolei dużych prędkości. Logistyka. 2010, nr 6, s. 1979-1990.
- [5] ŁADNIAK L. Wpływ układu połączeń transformatora trakcyjnego na niesymetrię napięć zasilających. Pojazdy Szynowe. 2011, nr 3, s. 72-75.
- [6] MASTER PLAN DLA TRANSPORTU KOLEJOWEGO W POLSCE DO 2030 ROKU, Ministerstwo Infrastruktury, str. 80.
- [7] ROJEK A. Wybrane problemy związane z zastosowaniem w Polsce systemu zasilania trakcji elektrycznej 2x25 kV 50 Hz. Problemy Kolejnictwa 2012 – Zeszyt 155, 60-71.
- [8] ROJEK A. Zagadnienia systemów zasilania linii dużych prędkości. Problemy Kolejnictwa 2006 – Zeszyt 146, 107-122.
- [9] SZELAĞ A. Infrastruktura elektroenergetyki trakcyjnej kolei dużych prędkości. INFRASTRUKTURA TRANSPORTU 6/2009, 28-31.
- [10] SZELAĞ A. Systemy zasilania linii kolejowych dużych prędkości jazdy. W: Technika, 5-6 2005, 80-90.



- [11] PN-EN 50160:2010 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [12] PN-EN 50163:2006. ZASTOSOWANIA KOLEJOWE – Napięcia zasilania systemów trakcyjnych.
- [13] PN-EN 50388:2012. ZASTOSOWANIA KOLEJOWE – System zasilania i tabor – Warunki techniczne koordynacji pomiędzy systemem zasilania (podstacja) i taborem w celu osiągnięcia interoperacyjności.
- [14] <http://m.infobus.pl> stan z dnia 30.10.2015.
- [16] <http://ztu.ime.pw.edu.pl> stan z dnia 30.10.2015.

## INTRODUCTION TO THE ANALYSIS OF THE IMPACT OF HIGH-SPEED RAIL ON THE POWER SYSTEM

In the article presents problems connected with the influence of high-speed rail on the power system and possible solutions to improve the symmetry of the network load. Summarizes the important parameters characterizing electrical power system 2x25 kV 50 Hz.

Amadeusz KISZKOWIAK\*

## **STEROWNIKI PLC W ŻYCIU CODZIENNYM**

Sterowniki PLC są coraz częściej spotykane i wykorzystywane w życiu codziennym. Są to proste urządzenia, które łatwo przystosować do naszych potrzeb. Na pierwszy rzut oka jest ciężko znaleźć zastosowanie dla sterownika, jednak przy głębszym zastanowieniu, można zaproponować wiele przykładów ich wykorzystywania. Możliwość zastosowania sterowników PLC w dzisiejszych czasach, ogranicza tak naprawdę tylko nasza wyobraźnia. W artykule przedstawiono sposoby zastosowania sterowników w życiu każdego z nas oraz krótki opis działania takiego sterownika.

Jednak zanim sterowniki PLC zagościły w naszych domach, to historia ich powstania sięga, aż końca lat sześćdziesiątych XX wieku. W tamtych czasach radzono sobie na zasadzie odpowiedniego połączenia styczników i przekaźników. Na początku sterowniki objęły rynek Stanów Zjednoczonych i Niemiec. Dopiero pod koniec lat siedemdziesiątych trafiły one do Polski, a w roku 1977 Zakład Automatyki Przemysłowej MERA ZAP w Ostrowie Wielkopolskim podjął się produkcji pierwszego w Polsce PLC.

### **1. WSTĘP**

Programowalny Sterownik Logiczny (PLC, ang. Programmable Logic Controllers) to nic innego jak uniwersalne urządzenie mikroprocesorowe wykorzystywane głównie przy pracy technologicznej, tzn. do sterowania pracą maszyn jak i urządzeń. Sterownik PLC należy do szeroko rozumianej rodziny komputerów, od innych sterowników komputerowych wyróżnia go jednak cykliczny obieg pamięci programu, analizowanie stanów wejściowych, wyjściowych oraz podejmowanie decyzji według wgranego algorytmu i upodobień użytkownika.

Podział sterowników PLC jest dość ciężki do sprecyzowania. Wszystko zależy od przeznaczenia danego sterownika jak i od producenta. Można jednak je podzielić ze względu na budowę, tzn. niektóre są zbudowane z jednego bloku (tzw. kompaktowe), w którym są moduły wejść, wyjść jak i zasilanie (np. Siemens S7-2xx). Inne jednak można

---

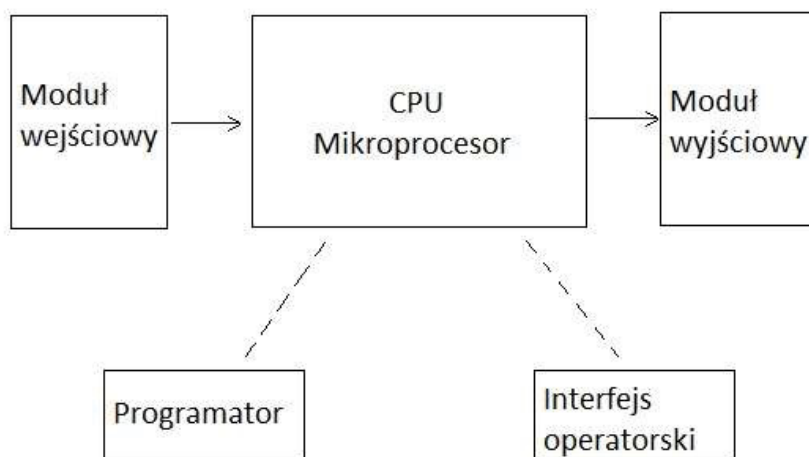
\* Politechnika Wroclawska, Akademickie Koło SEP przy Politechnice Wroclawskiej,  
ul. Janiszewskiego 8, 50-372 Wrocław, a.kiskowskiak@gmail.com

konstruować na podstawie określonych modułów dołączanych do modułu głównego. Przykładem takiego sterownika może być również Siemens, lecz z rodziny S7-3xx. Sterowniki o budowie modułowej są wykorzystywane do bardziej skomplikowanych procesów, ze względu na większą ilość wejść i wyjść jak i możliwości ich łatwego rozbudowania.

## 2. STRUKTURA STEROWNIKA PLC

### 2.1. BUDOWA STEROWNIKA PLC

Każdy sterownik, niezależnie czy jest zaawansowany czy prosty, zbudowany jest z modułów sygnałów wejściowych, jednostki centralnej CPU oraz modułu sygnałów wyjściowych.



Rys. 1. Uproszczona struktura budowy sterownika PLC

Fig. 1. The simplified structure of the construction PLC

Jako sygnały wejściowe rozumiane są różnego rodzaju sygnały cyfrowe jak i sygnały analogowe, przetworzone na systemy zrozumiałe dla CPU sterownika. Sygnałami sterującymi mogą być urządzenia typu przełącznik, włącznik, wyłącznik, czujniki temperatury, ruchu itp.

Sygnały wyjściowe ze sterownika dochodzą do elementów wykonawczych, tzn. różnego rodzaju pompy, zawory pneumatyczno-elektryczne jak i zaworów hydrauliczno-elektrycznych, styczniki silników itd. Oczywiście zanim dany sygnał trafi do konkretnego

urządzenia wykonawczego, jest on odpowiednio wysterowany poprzez algorytm wgrany do mikroprocesora.

## 2.2. PROGRAMOWANIE

Program do wykonania przez sterownik PLC można napisać w kilku dostępnych językach. Wyróżnia się LD (Ladder Diagram), FBD (Function Block Diagram), ST (Structured Text), IL (Instruction List), SFC (Sequential Function Chart). Każdy z tych języków różni się od siebie graficznie jak i stylem pisania. Najprostszym z nich i najbardziej przejrzystym moim zdaniem jest język LD. Składa się on z blozków, które odpowiednio połączone dają nam funkcje AND, OR, XOR, NOR, NAND. Po za blozkami podstawowymi posiada również blozki odpowiadające za czasowe opóźnienie załączenia/wyłączenia sygnału, za zliczanie sygnałów, wykrywanie zbocza opadające jak i narastającego. Każdy sterownik konkretnego producenta różni się od pozostałych. Różni się także środowisko programistyczne zależnie od sterownika PLC, co niesie za sobą inne oznaczenia modułów wejść, wyjść jak i używanych funkcji.

## 3. INTELIGENTNY BUDYNEK

Ostatnimi czasy coraz częściej słyszy się i spotyka systemy do inteligentnego domu bądź budynku. Po za wszystkimi środowiskami produkcyjnymi to właśnie inteligentny budynek jest idealnym otoczeniem dla naszego sterownika PLC. Rzeczy, które możemy tam wykonać jest niezliczenie wiele. Ograniczeniem jest wyłącznie wyobraźnia projektanta.

Jednym z podstawowych przykładów systemu inteligentnego budynku jest system automatycznie zamykanych żaluzji. Pod wejście sterownika najlepiej jest podłączyć czujnik światła, który wykryje nam, kiedy stanie się już ciemno na zewnątrz. Sygnał z czujnika dotrze do procesora, który dzięki odpowiedniemu algorytmowi przekaże sygnał pod konkretne wyjście ze sterownika PLC, wyposażonego w serwomechanizm opuszczania rolet. Idąc dalej, rolety mogą się również opuszczać podczas wykrycia sygnału z uzbrojonego alarmu lub podczas nie wykrycia ruchu w żadnym z pomieszczeń poprzez czujniki ruchu.

Czujniki ruchu montowane łącznie z systemem alarmowym, można również wykorzystać do oświetlenia pomieszczeń. Taki system pozwoliłby na sporą oszczędność energii elektrycznej, ponieważ gdybyśmy wychodzili z pokoju i przez 3-5min czujnik nie wykryłby ruchu, to automatycznie gasiłby światło. Jedyne problemy polegałyby na momencie, kiedy chcemy iść spać. Rozwiązanie to można obejść poprzez odpowiednio zamontowany układ do wykrywania kłaśnień, bądź poprzez przełącznik, który pozwoliłby nam na wyłączenie tego systemu. Każdy z tych układów można oczywiście zrealizować bezpośrednio w sterowniku PLC.

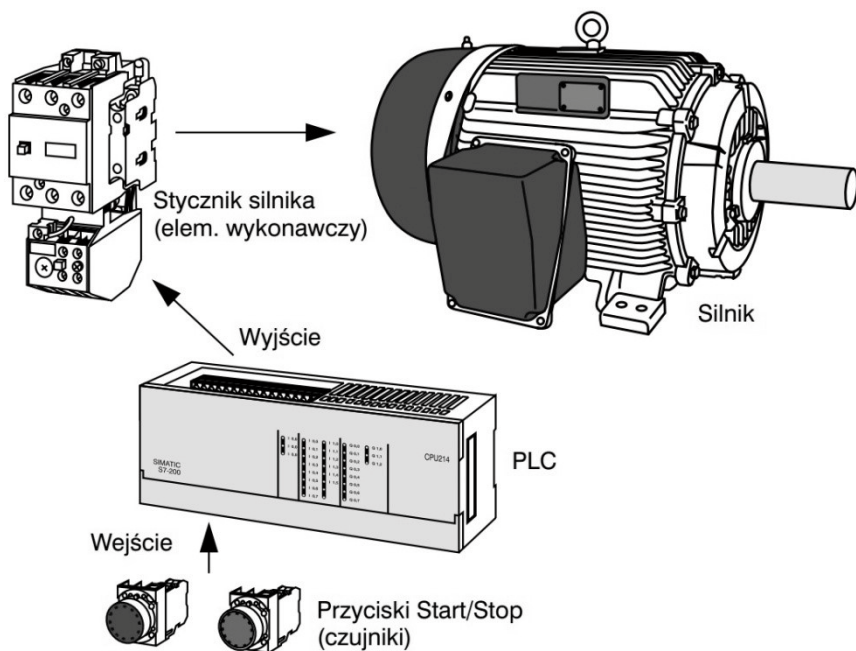
Oczywiście podczas projektowania należy też pamiętać o jednej z najważniejszych rzeczy, czyli temperaturze. Nie każdy z nas lubi siedzieć w pomieszczeniach, w których jest zbyt gorąco bądź zbyt zimno. Na to wszystko inteligentny dom też ma rozwiązanie. Należy zacząć od czujników przyłączonych do wejść sterownika jak i systemów grzewczych przyłączonych odpowiednio do wyjścia sterownika PLC. Nastawianie i rozporządzanie temperaturą można podzielić na system ogólnego grzania całego budynku lub rozdzielenie grzania na konkretne pokoje. Wszystko odbywać powinno się poprzez panele do ustawiania i czytania temperatury. Panel może być jeden, przystosowany do wszystkich pomieszczeń, umieszczony w centrum budynku albo sygnał rozdzielony na kilka pomieszczeń i w każdej z nich osobny panel. Niestety ogrzewanie z jednego systemu grzewczego jest nie ekonomiczne, ponieważ tworzy to problemy z ustawieniem odpowiedniej temperatury w danym miejscu. Dla przykładu domku piętrowego, często może zdarzyć się, że temperatura jest podnoszona na parterze, aby na piętrze ogrzać pomieszczenia, pomimo iż na dole temperatura jest odpowiednia. Dlatego też bardziej wygodnym i ekonomicznym systemem jest, kiedy każde pomieszczenie ma swój panel i osobne grzanie.

Jako ostatni przykład wykorzystania sterownika PLC w budynku, chciałbym skupić się na bramie garażowej. Jest to też jeden ze standardowych przykładów wykorzystania sterownika, a mianowicie do wejść przyłączamy przyciski monostabilne, uruchamiające stycznik silnika, który przekazuje sygnał na silnik, dzięki czemu brama się podniesie. Idąc dalej, gdyby zdarzyło nam się zapomnieć o zamknięciu bramy to po uzbrojeniu alarmu powinna ona sama się zamknąć. Do tego jest potrzebna informacja w sterowniku czy brama jest otwarta czy zamknięta, dzięki zamontowanemu kontaktronowi na silniku możemy bez problemu to określić. Kontaktron należy oczywiście podpiąć pod wejścia sterownika. Przy połączeniu modułu, który odbierze nam sygnał z pilota, można to zrobić bezpośrednio z samochodu. Łącząc odpowiednio sygnały wyjściowe możemy też przy pomocy przycisku otwierania bramy garażowej, otworzyć jednocześnie bramę wjazdową do posesji.

Powyżej przedstawiono tylko kilka pomysłów na wykorzystanie sterownika PLC w domu, bądź w budynku niemieszkalnym. Używając swojej fantazji można stworzyć wszystko, nawet chowane schody, dzięki czemu można uzyskać dodatkową przestrzeń w domu.

#### 4. PLC NA ZEWNĄTRZ BUDYNKÓW

Zastosowanie sterowników PLC wewnątrz budynków jest łatwe. Na ich zewnątrz pojawiają się z tym już pewne problemy. Bo tak naprawdę gdzie można ich użyć? Chociaż na pierwszy rzut oka tego nie widzimy, to po głębszym zastanowieniu można dostrzec sporo możliwości ich wykorzystania.



Rys. 2. Schemat teoretyczny przyłączenia silnika do sterownika PLC  
 Fig. 2. A scheme of connecting the motor to the PLC

Pierwszym i najłatwiejszym zastosowaniem są elementy zdecydowanie ułatwiające nam przejście przez ulicę. Mam na myśli sygnalizację świetlną. Każda sygnalizacja jest podpięta do skrzynki sterowniczej umieszczonej nieopodal skrzyżowania. Wszystkie przyciski jak i sygnalizatory są podpięte do sterownika PLC modułowego. Dlaczego akurat modułowego? Ze względu, gdy jedno z wejść w sterowniku ulegnie uszkodzeniu, to nie trzeba wymieniać całej konstrukcji, lecz pojedynczy uszkodzony moduł. Usprawnia to zdecydowanie usunięcie awarii.

Coraz częściej na skrzyżowaniu montowany jest Inteligentny System Transportu (ITS). System ten to nic innego jak zamontowane kamery, czujniki, tablice informujące kierowców o ruchu na drodze, ale również tablice przystankowe. W samym Wrocławiu taki system działa na 220 skrzyżowaniach. System ten również ma swoją skrzynkę sterowniczą, w której znajduje się sterownik z różnymi modułami. Dzięki temu pracownik Pogotowia Sygnalizacyjnego ma dostęp do obrazu z kamer jak i podgląd do działania sygnalizacji na skrzyżowaniu.

Innym przydatnym zastosowaniem dla sterownika PLC może być użycie go przy przejazdach kolejowych. Gdy operator przejazdu kolejowego chce zamknąć rogiatkę a czujnik wykryje w polu widzenia auto, to rogiatka powinna się zatrzymać i poinformować o tym operatora. Dzięki temu opadająca rogiatka nie uszkodzi nam auta,

a operator będzie mógł szybko zareagować przed nadjeżdżającym pociągiem i spróbować uniknąć tragedii.

Kolejny przykład to iluminacja świetlna, która idealnie pasuje do funkcjonowania PLC. Mam na myśli stworzenie odpowiednich scen poprzez światło jak i ozdoby świetlne zrobione dla przykładu na święta Bożego Narodzenia, gdzie całe miasta są oświetlone. Pod wyjścia ze sterownika można podłączać kilka lampek połączonych szeregowo jak i pojedyncze światła. Takie połączenia dają nam ogrom możliwości.

Jak widać można znaleźć wiele przykładów wykorzystania sterowników PLC na zewnątrz budynków. Należy też pamiętać oczywiście o różnych bramach, szlabanach, itp., bo tam też możemy je wykorzystywać.

## 5. WNIOSKI

Można śmiało powiedzieć, że wykorzystanie sterowników PLC jest zdecydowanie szersze niż tylko w przemyśle. Powyższy artykuł pokazuje, iż każdy z nas spotyka działanie sterowników w swoim życiu codziennym, choćby przechodząc przez skrzyżowanie na światłach dla pieszych. Niektórzy mając do czynienia z inteligentnymi budynkami spotykają się z nimi jeszcze częściej. Jest to urządzenie przydatne i stosunkowo proste w użytkowaniu. Czyni to jego główną zaletą. Coraz więcej firm zajmuje się ich produkcją a wśród pionierów można wymienić: Siemens, Schneider Electric, Mitsubishi Electric czy też ABB, Astor, Omron. Każdy z nich różni się od siebie, lecz zasada działania jest identyczna. Wyroby te są na rynku Polskim już od około 40 lat i wszystko wskazuje na to, że ich pozycji nie jest w stanie nic zagrozić.

LITERATURA  
[1] OLSZEWSKI M., *Urządzenia i systemy mechatroniczne część 1.*, Warszawa., Wydawnictwo REA s.j., 2009, 219-261.

[2] Katalog, <http://ep.com.pl>

[3] Katalog, <http://plc-home.pl>

[4] Katalog, <http://www.wroclaw.pl>

## PLCs IN EVERYDAY LIFE

This article is about PLCs in our daily life. If you think you never had contact with the PLC, you are wrong. There is few examples of using PLC in home and outside the building. This article realizes you that even going to work, you encounter with the work of the PLC. With special connecting with sensors, buttons and motors, you can do whatever you want.

At the beginning we will know what they are PLCs. Next in the article we will see when we can find this things in the building and in outside. It's interesting how many uses are PLCs. Did you ever things about that, how it was before PLC? About that and many more you can read in this article. And remember that we are only limited by imagination.

Patryk KLIMKOWSKI\*

## **REALIZACJA DYDAKTYCZNEGO PANELU STERUJĄCEGO PRACĄ UKŁADU NAPĘDOWEGO Z SILNIKIEM INDUKCYJNYM**

W artykule przedstawiono cel budowy oraz zastosowanie panelu sterującego pracą zespołu napędowego z silnikiem indukcyjnym. Omówiono zawartość stanowiska laboratoryjnego oraz dokładną budowę panelu. Ponadto zaprezentowano wyniki badań przeprowadzonych z wykorzystaniem panelu.

### **1. WPROWADZENIE**

#### **1.1. SILNIKI ELEKTRYCZNE W PRZEMYSŁE**

Obecnie najliczniejszą grupę maszyn elektrycznych stanowią silniki elektryczne. Ich głównym celem jest przetwarzanie energii elektrycznej na mechaniczną. Silniki elektryczne są bardzo powszechnie stosowane w przemyśle. Zgodnie z raportem [1] dotyczącym wykorzystania maszyn elektrycznych w zakładach przemysłowych, najliczniejszą grupę stanowią silniki elektryczne prądu przemiennego. Aż 95% ankietowanych wskazało, że wykorzystuje je w swoich zakładach pracy. Ponadto z dalszych badań wynika, że najczęściej wybierane są silniki trójfazowe. W tej grupie największą popularnością cieszyły się indukcyjne silniki klatkowe. Ten rodzaj napędu jest wykorzystywany między innymi do napędzania taśmociągów, wentylacji czy pomp. Zdaniem użytkowników najważniejsze parametry techniczne i funkcjonalne brane pod uwagę przy wyborze silnika, to: niezawodność napędu, możliwość regulacji prędkości obrotowej, cenę, koszty eksploatacji i prostotę obsługi.

---

\*Politechnika Wrocławska, Katedra Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych, Stowarzyszenie Naukowe Studentów SYNCHRON



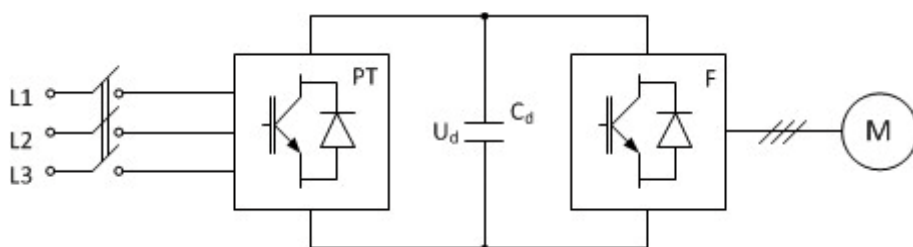
Według opinii ankietowanych można wyraźnie zaobserwować tendencje wzrostowe sprzedaży silników elektrycznych w Polsce. Dla ponad 80% dostawców silników miniony rok był bardzo udany, ponieważ zanotowali wzrost sprzedaży silników (średnio o 1015%).

## 2. OPIS STANOWISKA

### 2.1. WYKORZYSTANIE STANOWISKA

Stanowisko składające się z falownika oraz silnika, wraz z panelem operatorskim zostało umieszczone w laboratorium Automatyki Napędu w Katedrze Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej. Na Rys. 1 został przedstawiony schemat ideowy układu napędowego z silnikiem indukcyjnym oraz przemiennikiem częstotliwości. Cały zestaw będzie wykorzystywany przez studentów podczas zajęć dydaktycznych.

Na panelu można znaleźć wyprowadzenia wejść cyfrowych i analogowych falownika. Ponadto zostały na nim umieszczone symulatory wejść cyfrowych, potencjometry oraz wyprowadzenia do podłączenia enkodera i termopary. Dzięki temu rozwiązaniu studenci pracujący na tym stanowisku będą mieli zdecydowanie prostszy dostęp do wszystkich funkcji falownika, co ułatwi im możliwość własnoręcznego podłączenia wszystkich urządzeń wejściowych i wyjściowych, co zazwyczaj nie jest tak łatwo dostępne. Dodatkowo, dzięki zastosowaniu gniazd BNC, panel umożliwia połączenie pomiędzy falownikiem i innymi układami, np. procesorami sygnałowymi (DSP), np. firmy dSPACE. Ponadto na panelu jest dostępne zewnętrzne źródło zasilania o napięciu  $U = 24\text{ V}$  i prądzie maksymalnym  $I_{MAX} = 2\text{ A}$ .



Rys. 1. Schemat blokowy układu napędowego z silnikiem indukcyjnym zasilanym z przemiennika częstotliwości

Fig. 1. Block diagram of the drive system with induction motor powered by a frequency converter

## 2.2. SILNIK

Stanowisko laboratoryjne zostało wyposażone w silnik trójfazowy indukcyjny firmy LENZE MFFMAIG071-32 o mocy znamionowej 1,1 kW i prędkości znamionowej 3490 obr/min [2]. Istnieje możliwość podłączenia uzwojeń stojana w trójkąt lub gwiazdę. Wartości napięć i prądów znamionowych zależne od topologii połączenia można odczytać z tabliczki znamionowej, która została przedstawiona na Rys. 2. Silnik musi być zasilany napięciem o częstotliwości równej 120 Hz. Na wale zamontowano enkoder o liczbie 128 linii na obrót, który został wyprowadzony na panel. Dodatkowo, do zestawu napędowego, zamontowano napęd wentylatora, który uruchamiany jest za pomocą przełącznika umieszczonego na panelu sterującym.

<b>Lenze</b>		Hans-Lenze-Str. 1 31855 Aerzen Germany		DE		CE		EN60034	
3-MOT	IP 54	I.C.L. F			Hz	120			
MFFMAIG071-32C1C			C86	1581	kW	1,10			
	S1	TKO/KTY			r/min	3.490			
IG128-24V-H			Range A:		V	Y 345			—
			+10%/ -10%		Δ	200			
AU 03753196					A	Y 3,20			—
MO1575568010000173464105			1505		Δ	5,50			
					cos φ	0,77			
					η %	81,4			

Rys. 2. Tabliczka znamionowa silnika indukcyjnego  
Fig. 2. Induction motor nameplate

## 2.3. FALOWNIK

Do sterowania pracą silnika indukcyjnego na stanowisku został wykorzystany prze-miennik częstotliwości firmy LENZE serii 8400 Topline C i wersji 15.00.00. Posiada on po dwa wejścia i wyjścia analogowe oraz siedem wejść i trzy wyjścia cyfrowe [3]. Prze-miennik musi być zasilany napięciem sieciowym trójfazowym o częstotliwości 50 Hz. Na wyjściu falownika można otrzymać napięcie do 400 V o częstotliwości do 1000 Hz. Ta-bliczka znamionowa falownika została przedstawiona na rysunku 3.

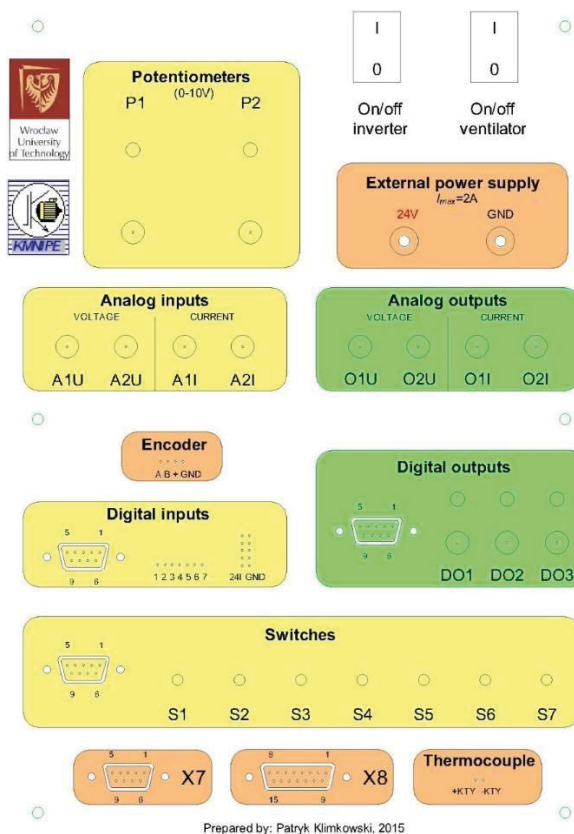
## 2.3. PANEL OPERATORSKI

## 2.3.1. PROJEKT PANELU

Projekt panelu sterującego powstał przy wykorzystaniu oprogramowania AutoCAD i został stworzony w celu zaplanowania rozmieszczenia wszystkich elementów, które zo-stały na nim umieszczone. Projekt końcowy panelu został przedstawiony na rysunku 4.



Rys. 3. Tabliczka znamionowa falownika  
Fig. 3. Inverter nameplate



Prepared by: Patryk Klimkowski, 2015

Rys. 4. Projekt panelu sterującego wykonany w programie AutoCAD  
Fig. 4. Design of the control panel made in AutoCAD

### 2.3.2. WYKONANIE PANELU

Po stworzeniu projektu rozmieszczenia wszystkich elementów, został on wydrukowany na papierze samoprzylepnym i naklejony na płytę PCV o grubości 4 mm. Rozmiar panelu odpowiada dokładnie wymiarom formatu A4. Na wierzchnią warstwę została naklejona folia ochronna, której celem jest zapobieganie uszkodzeniom mechanicznym panelu oraz ograniczenie występowania śladów użytkowania w postaci zabrudzeń i tłuszczu.

### 2.3.3. OPIS PANELU

W górnej części panelu, po prawej stronie umieszczono włącznik falownika i wentylatora. Pierwszy z nich odgrywa rolę łącznika między napięciem odniesienia 24 V oraz wejściem falownika oznaczonym RFR, co jest konieczne, aby falownik mógł pracować. Wentylator wykorzystywany do chłodzenia układu jest napędzany dodatkowym silnikiem zasilanym napięciem jednofazowym. Pod włącznikami znajdują się wyprowadzenia zewnętrznego źródła zasilania o napięciu  $U=24\text{ V}$  i prądzie maksymalnym  $I_{MAX}=2\text{ A}$ .

Po lewej stronie na górze panelu umieszczono logo Politechniki Wrocławskiej oraz Katedry Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych. Obok, na tej samej wysokości znajdują się dwa potencjometry, które należy połączyć za pomocą przewodów typu BNC z gniazdami wejść analogowych umieszczonymi poniżej. Za pomocą gniazd BNC umiejscowionych obok można połączyć wyjścia analogowe i cyfrowe z kartą pomiarową, a następnie wykorzystać je w środowisku dSPACE.

W środkowej części panelu, poniżej wejść analogowych znajdują się wyprowadzone cztery sygnały konieczne do podłączenia enkodera. Istnieje możliwość połączenia go na wejście cyfrowe oznaczone odpowiednio 1 i 2 lub 6 i 7. W zależności od wymagań oraz tego, jakie połączenie zdefiniujemy podczas konfiguracji falownika, enkoder należy odpowiednio połączyć z wyprowadzonymi poniżej wejściami cyfrowymi.

Symulator wejść cyfrowych znajdujący się w dolnej części panelu należy połączyć za pomocą kabla typu D-Sub ze znajdującym się powyżej wyprowadzeniem wejść cyfrowych z falownika. Pod przełącznikami umiejscowione zostały przedłużenia gniazd X7 oraz X8 z falownika. Pierwsze z nich jest wykorzystywane do podłączenia resolvera, natomiast złącze X8 do podłączenia enkodera. W przypadku tego stanowiska możliwe jest również podłączenie w tym miejscu termopary jako czujnika temperatury silnika, której złącza zostały wyprowadzone w prawym dolnym rogu panelu.

## 2.3.4. KOŃCOWY WYGLĄD PANELU

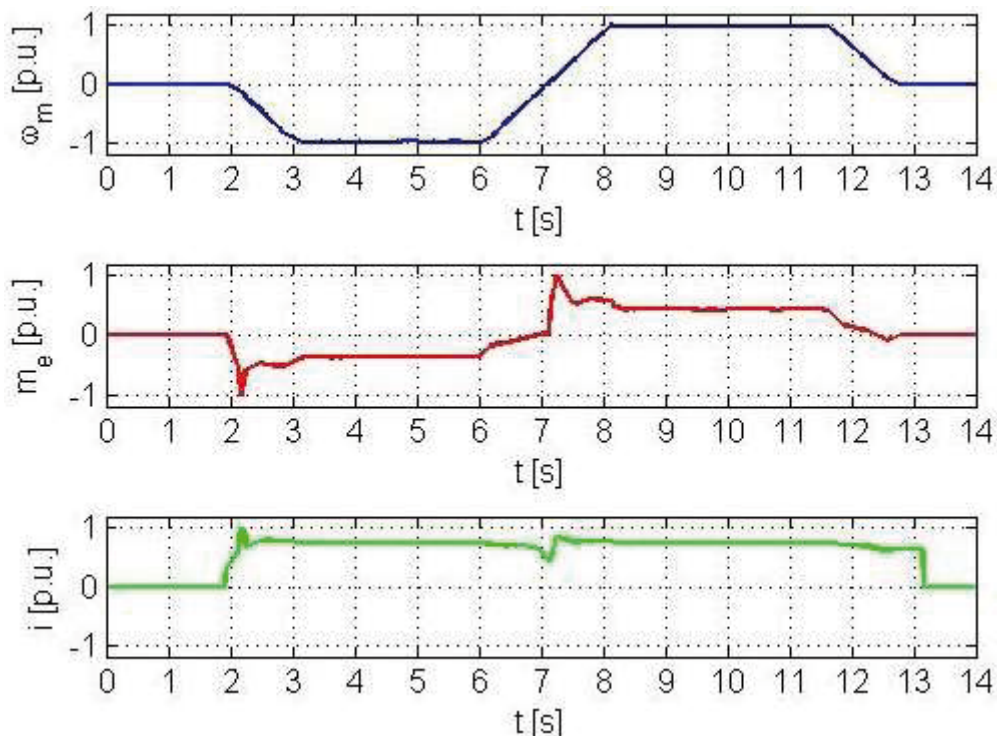
Na rysunku 5 został przedstawiony końcowy wygląd panelu sterującego pracą układu napędowego. Zdjęcie zostało wykonane po umieszczeniu panelu na stanowisku laboratoryjnym.



Rys. 5. Końcowy wygląd panelu sterującego  
Fig. 5. The final appearance of the control panel

## 3. BADANIA

Na rysunku 6 zostały wykonane badania z wykorzystaniem przygotowanego panelu sterującego, który został umieszczony na stanowisku laboratoryjnym.



Rys. 6. Przebiegi prędkości, momentu i amplitudy prądu przy rozruchu, nawrocie i hamowaniu silnika.  
Fig. 6. Waveforms of speed, torque and current amplitude during start-up, reverse and braking of the motor.

Napęd w chwili  $t=2,0$  sekundy rozpoczął rozruch, a prędkość zadaną osiągnął w chwili  $t=3,0$  sekundy. Po upływie 3 sekund nastąpił nawrót, który trwał 2,0 sekundy. W chwili  $t=11,5$  sekundy rozpoczęło się hamowanie, które trwało 1,0 sekundy. Przy rozruchu oraz zmiany kierunku obrotów silnika można wyraźnie zauważyć wzrost amplitudy prądu oraz momentu elektromagnetycznego.

Takie działanie układu zostało osiągnięte dzięki wykorzystaniu panelu sterującego. Zostały wykorzystane przełączniki sterujące wejściami cyfrowymi, za pomocą których w chwili  $t=2,0$  sekundy zadano silnikowi prędkość równą 50% prędkości znamionowej. Z kolei w chwili  $t=6,0$  sekundy zmieniono kierunek obrotu silnika.

#### 4. PODSUMOWANIE

W artykule omówiono proces realizacji dydaktycznego panelu sterującego pracą układu napędowego składającego się z silnika indukcyjnego oraz przemiennika częstotliwości. Przedstawiono opis elementów stanowiska laboratoryjnego oraz projekt i budowę panelu sterującego. Zaprezentowano przykładowe przebiegi pokazujące możliwości wykorzystania panelu sterującego podczas zajęć dydaktycznych.

#### LITERATURA

- [1] ABRAMCZYK A., Raport: Silniki elektryczne z czasopisma, *Inżynieria i Utrzymanie Ruchu Zakładów Przemysłowych* 2015, nr 4/2015.
- [2] L-force katalog silników trójfazowych, *MF three-phase AC motors*
- [3] L-force Instrukcja obsługi falownika, *E84Axxx StateLine C/HighLine C/TopLine C Frequency inverter 8400*, Zmienione arkusze z wymiarami, korekty błędów, (2011)
- [4] ORŁOWSKA-KOWALSKA T., *Bezczujnikowe układy napędowe z silnikami indukcyjnymi*, Oficyna wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, (2003).

#### REALIZATION OF DIDACTIC CONTROL PANEL FOR DRIVE SYSTEM WITH INDUCTION MOTOR

The article presents the reason of building and the realization process of the control panel for a drive system with the induction motor and frequency converter. A description of the elements of the laboratory and the design and the construction of the control panel are included. In addition, the exemplary results showing the possibilities of using the panel were presented.



Piotr NOWAK\*

## **ZABEZPIECZENIE RÓŻNICOWE TRANSFORMATORA 220/15 kV**

W artykule przedstawiono badanie modelu i zabezpieczenia różnicowego transformatora. W programie ATPDraw zamodelowano transformator 220/15 kV o grupie połączeń Yd11. Przeprowadzono analizę pracy w różnych wariantach i wpływ na parametry.

### 1. WSTĘP

Zabezpieczenie różnicowe jest podstawowym zabezpieczeniem średnich i dużych transformatorów oraz autotransformatorów. Według krajowych przepisów należy je stosować dla wszystkich jednostek o mocach znamionowych większych niż 5 MVA. Jego podstawową zaletą jest to, że przy odpowiedniej czułości reaguje na wszystkie zwarcia w obszarze ograniczonym miejscem zainstalowania przekładników prądowych po obydwu stronach. Tak więc zabezpiecza ono nie tylko przy zwarciach międzyfazowych czy doziemnych, ale także przy zwarciach zwojowych [1, 2, 4, 5].

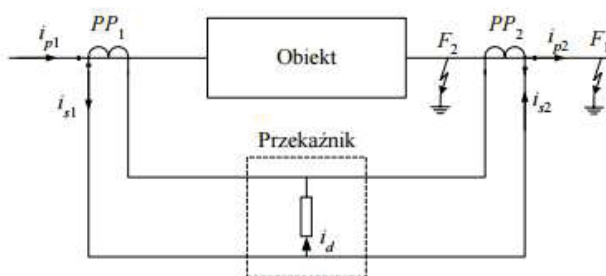
Kryterium różnicowoprądowe jest podstawą realizacji jednych z najbardziej czułych i skutecznych zabezpieczeń zwarciovych. Istota tego kryterium jest pokazana na rys. 1. Strefa działania zabezpieczenia jest ograniczona przez przekładniki prądowe PP1 i PP2. Wielkością kryterialną jest wartość prądu różnicowego (wartość skuteczna lub amplituda wybranej harmonicznej), który w odniesieniu do wielkości chwilowych można zdefiniować następująco (wzór 1):

$$i_d = i_{s1} - i_{s2} \quad (1)$$

---

\* Politechnika Wroclawska, Akademickie Koło SEP przy Politechnice Wroclawskiej, 50-372 Wrocław, ul. Janiszewskiego 8, piotr.nowak@sep.com.pl



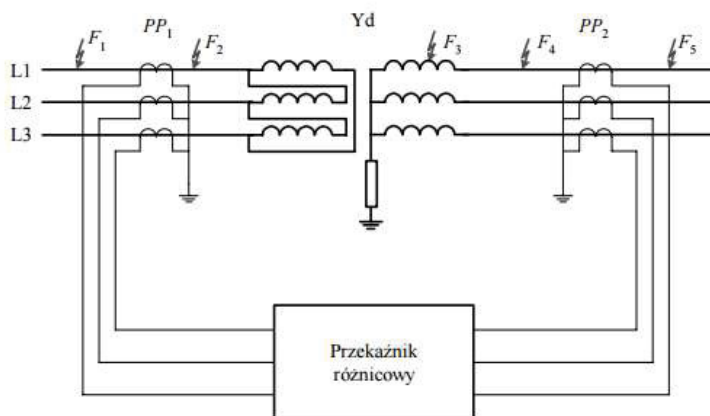


Rys. 1. Ilustracja zasady działania zabezpieczenia różnicowoprądowego [3]

Fig. 1. Illustration of principles of relay protection [3]

Podczas normalnej pracy układu lub podczas zwarcia na zewnątrz strefy (zwarcie F1 na rysunku 1) prądy  $i_{p1}$  oraz  $i_{p2}$  (a zatem i prądy w obwodzie wtórnym:  $i_{s1}$ ,  $i_{s2}$ ) są sobie równe. Wielkość kryterialna jest wtedy równa zero. Inny obraz występuje podczas zwarcia wewnątrz zabezpieczanej strefy (zwarcie F2). Wówczas oba prądy są skierowane do miejsca zwarcia, a prąd różnicowy przybiera duże wartości. Można zauważyć, że warunki rozróżnienia miejsca zwarcia są spełnione również w sytuacji, gdy układ jest zasilany tylko z jednej strony [3, 4].

Pokazany schemat (rysunek 2) odnosi się do zabezpieczenia różnicowego wzdłużnego, co oznacza, że nie uwzględnia on zwarcí doziemnych (choć w większości przypadków transformator również wówczas będzie chroniony).

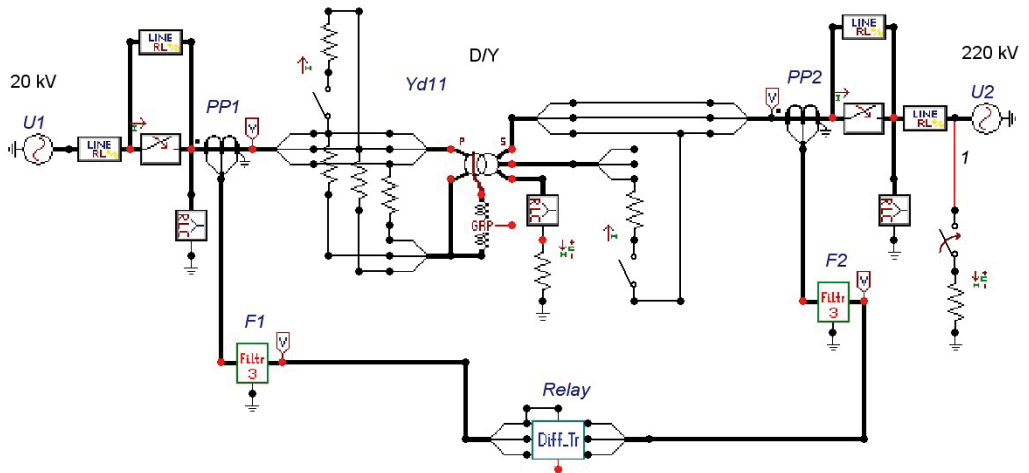


Rys. 2. Struktura zabezpieczenia różnicowego transformatora [3]

Fig. 2. The structure of the transformer differential protection [3]

## 2. SCHEMAT BADANEGO TRANSFORMATORA I ZABEZPIECZENIA

Wykorzystując program ATPDraw opracowano model transformatora z zabezpieczeniem różnicowym rysunku 3. Do pomiaru prądów wtórnych utworzono dzielniki rezystancyjne: spadek napięcia na oporniku RES jest proporcjonalny do tego prądu. Taki układ stanowi jednocześnie przetwornik prąd/napięcie i ułatwia przyłączenie filtra odcinającego. W rzeczywistych warunkach rolę tę spełnia dodatkowy transformator.



Rys. 3. Schemat modelu ATPDraw z zabezpieczeniem różnicowym transformatora

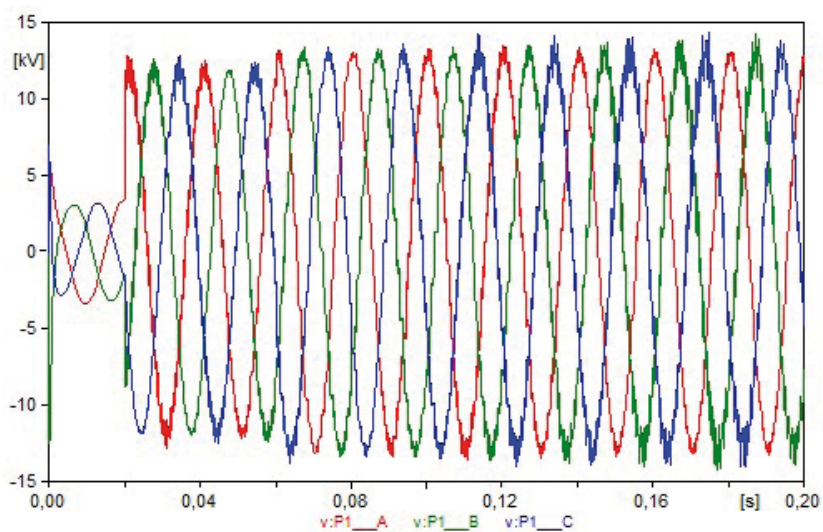
Fig. 3. ATPDraw model diagram of the transformer differential protection

## 3. WYNIKI BADAŃ SYMULACYJNYCH MODELU

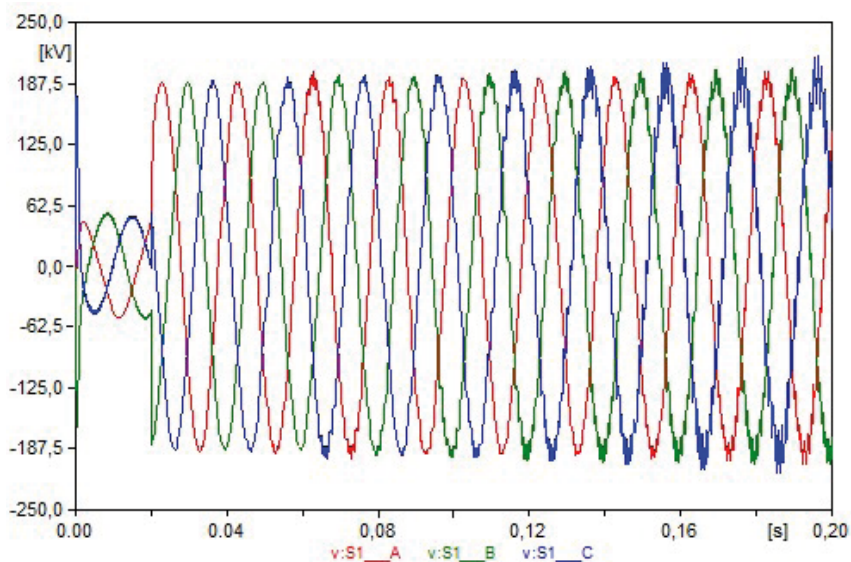
Ten punkt ma na celu przedstawienie przebiegów uzyskanych w programie ATPDraw dla wybranych warunków pracy transformatora z zabezpieczeniem różnicowym.

### 3.1 ZAŁĄCZENIE TRANSFORMATORA BEZ OBCIĄŻENIA

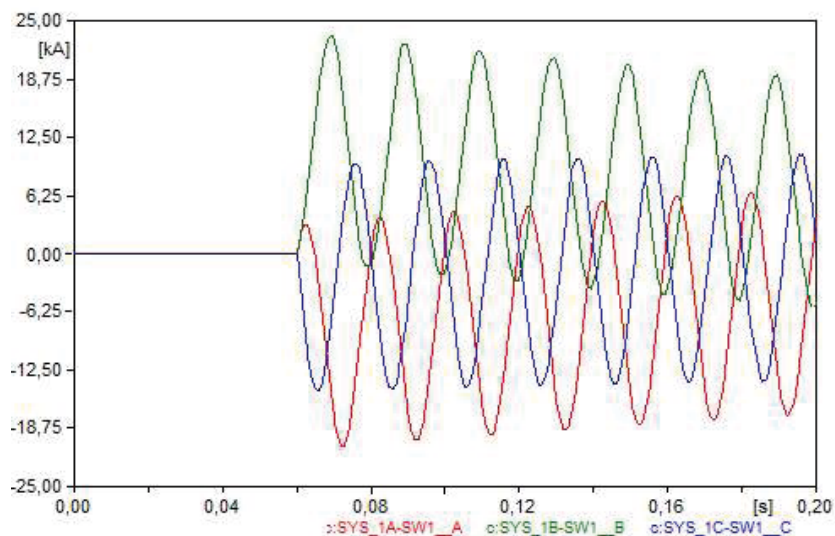
W czasie  $t_1=0,02$  s nastąpiło zamknięcie wyłącznika po stronie górnej, a w czasie  $t_2=0,04$  s po stronie dolnej.



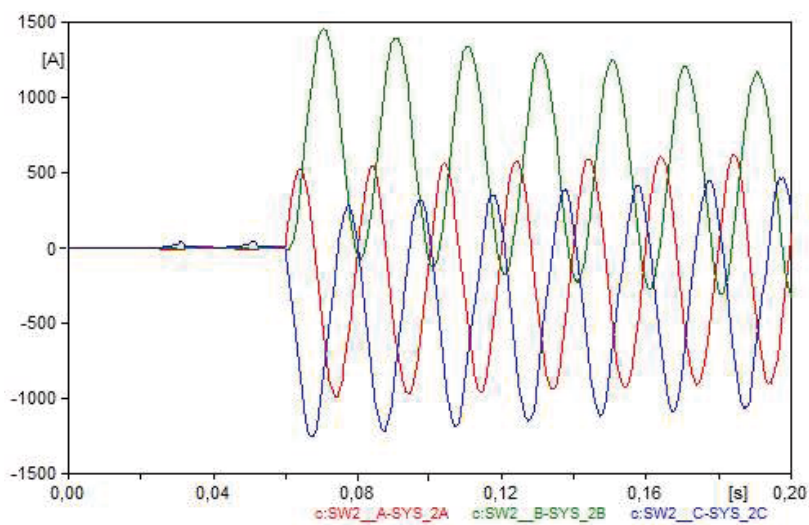
Rys. 4. Przebiegi napięć po stronie dolnej transformatora  
Fig. 4. Courses of voltage on the down side of the transformer



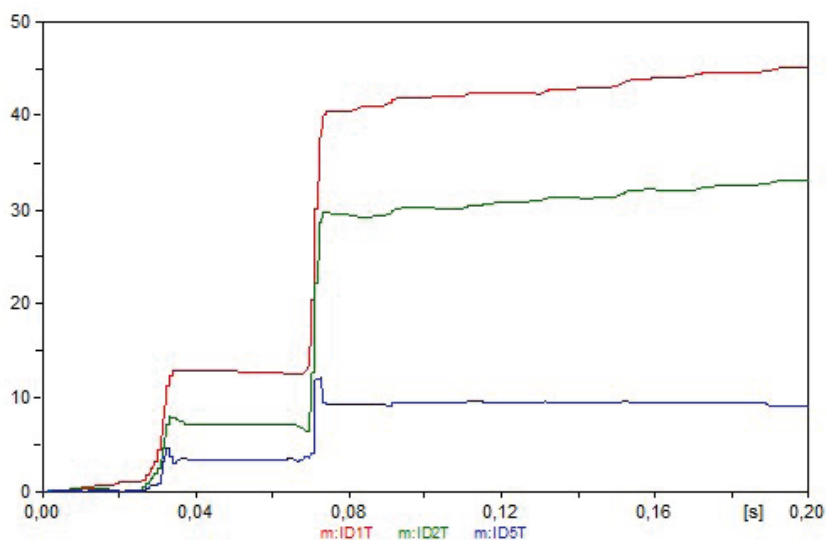
Rys. 5. Przebiegi napięć po stronie górnej transformatora  
Fig. 5. Courses of voltage on the top side of the transformer



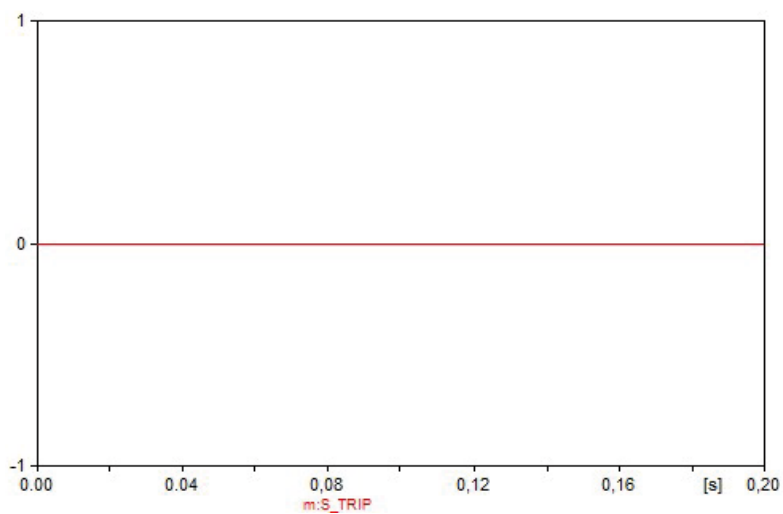
Rys. 6. Przebiegi prądów po stronie dolnej transformatora  
Fig. 6. Courses of current on the down side of the transformer



Rys. 7. Przebiegi prądów po stronie górnej transformatora  
Fig. 7. Courses of current on the top side of the transformer



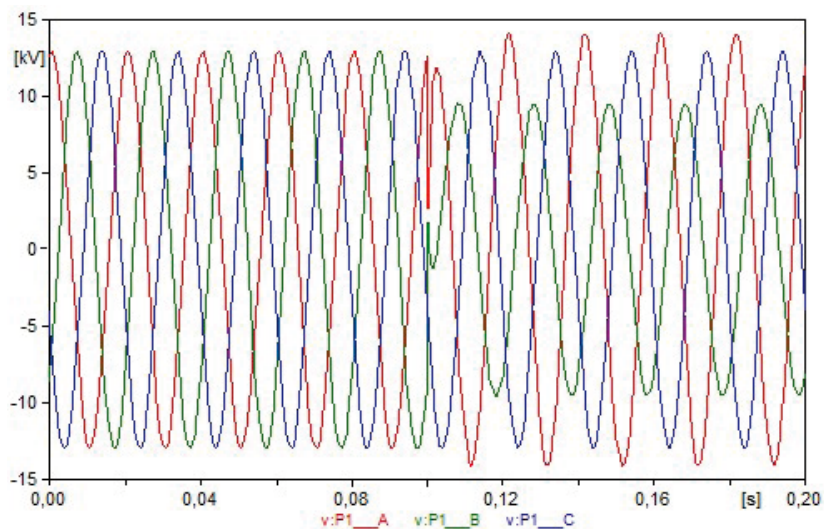
Rys. 8. Przebiegi harmonicznych napięć (1,2,5)  
 Fig. 8. Courses of harmonic voltage (1,2,5)



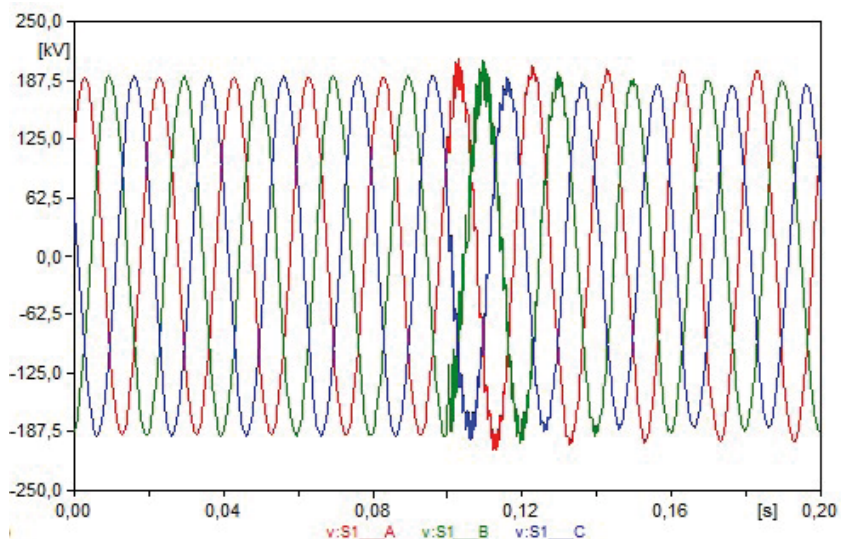
Rys. 9. Stan sygnału wyjściowego TRIP zabezpieczenia różnicowego  
 Fig. 9. TRIP output signal status differential protection

## 3.2 ZWARCIE MIĘDZYFAZOWE W TRANSFORMATORZE

Zwarcie faz A oraz B po stronie dolnej transformatora  $t=0,1$  s.

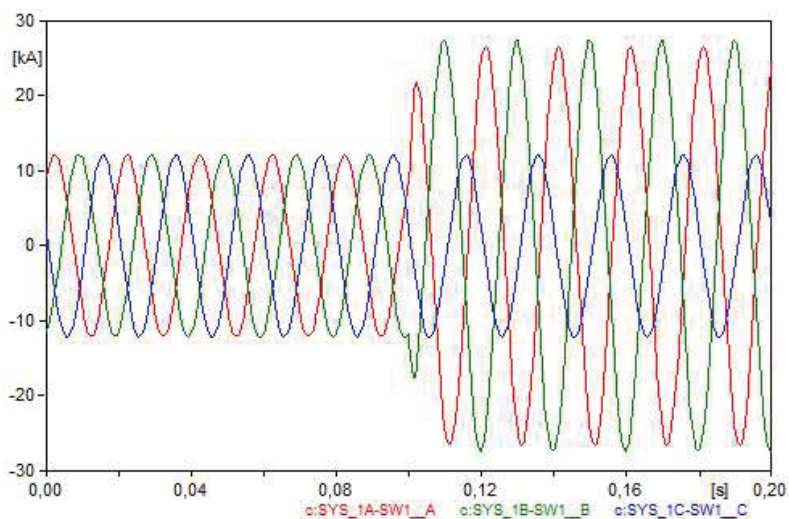


Rys. 10. Przebiegi napięć po stronie dolnej transformatora  
Fig. 10. Courses of voltage on the down side of the transformer

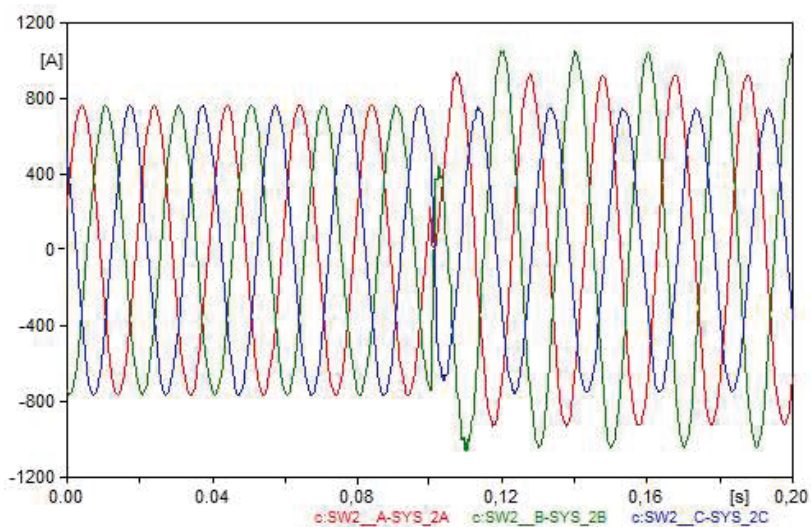


Rys. 11. Przebiegi napięć po stronie górnej transformatora  
Fig. 11. Courses of voltage on the top side of the transformer

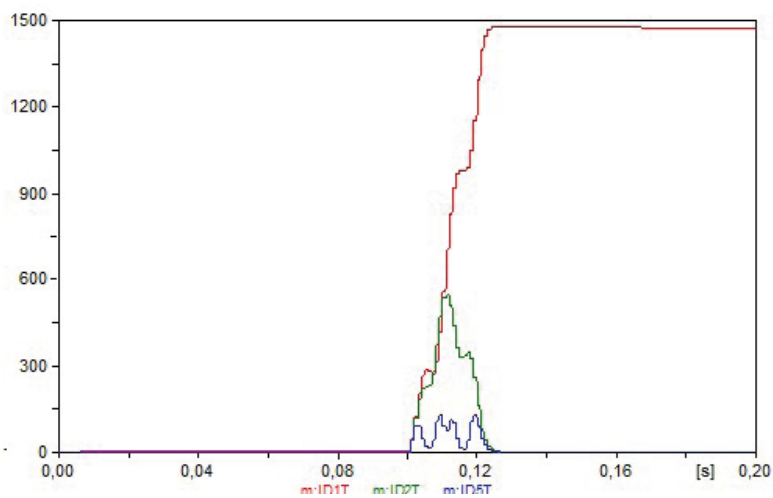




Rys. 12. Przebiegi prądów po stronie dolnej transformatora  
 Fig. 12. Courses of current on the down side of the transformer

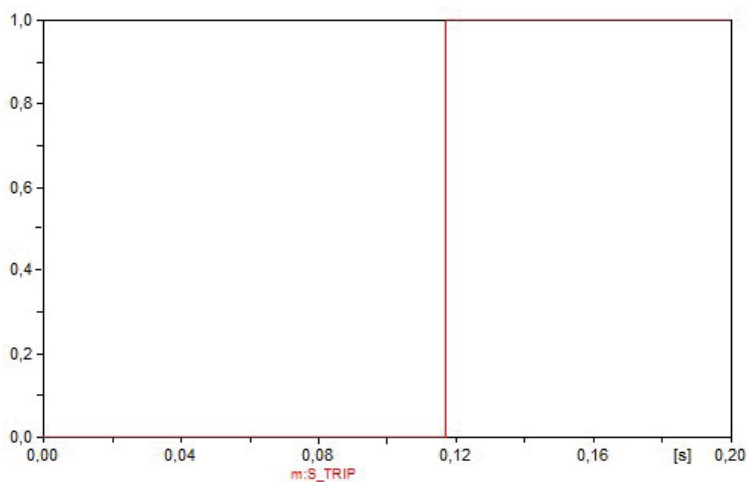


Rys. 13. Przebiegi prądów po stronie górnej transformatora  
 Fig. 13. Courses of current on the top side of the transformer



Rys. 14. Przebiegi harmoniczných napięć (1,2,5)

Fig. 14. Courses of harmonic voltage (1,2,5)



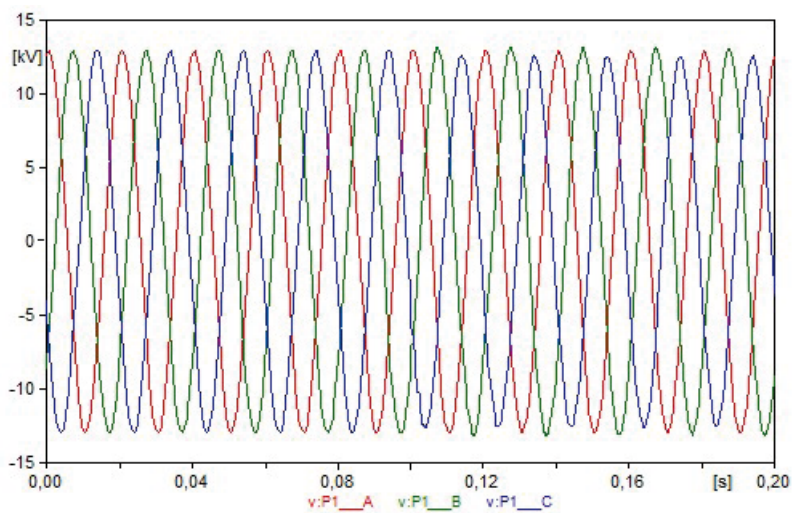
Rys. 15. Stan sygnału wyjściowego TRIP zabezpieczenia różnicowego

Fig. 15. TRIP output signal status differential protection

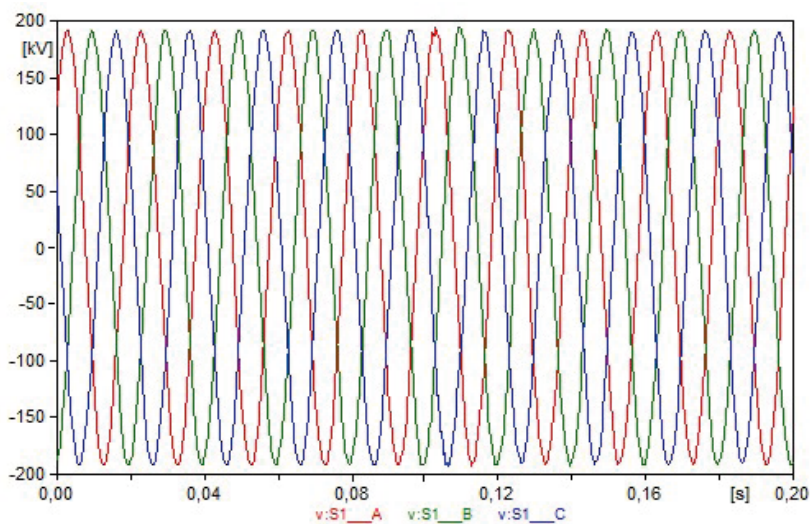
### 3.3 ZWARCIE MIĘDZYWOJOWE W TRANSFORMATORZE

Zwarcie wewnętrzne w fazie C po stronie górnej transformatora w czasie  $t=0,1$  s.

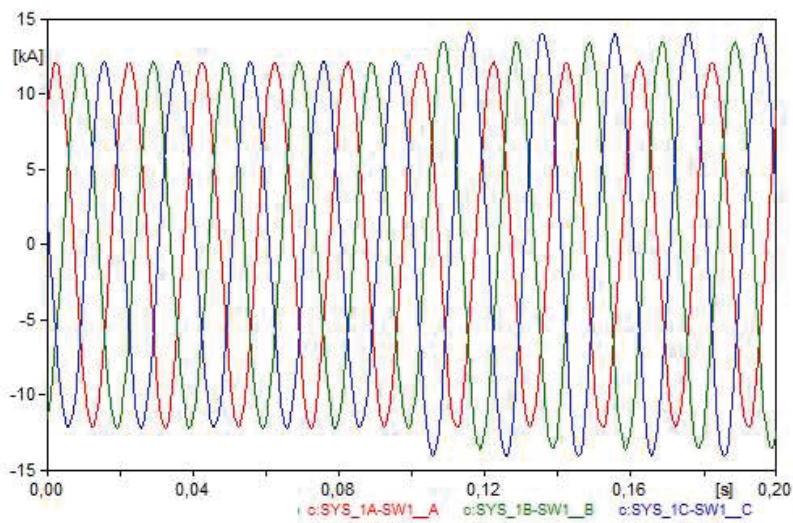




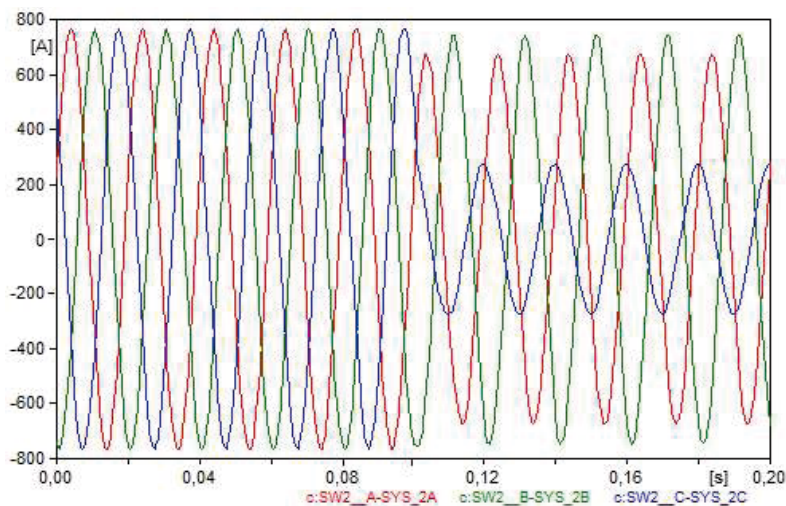
Rys. 16. Przebiegi napięć po stronie dolnej transformatora  
Fig. 16. Courses of voltage on the down side of the transformer



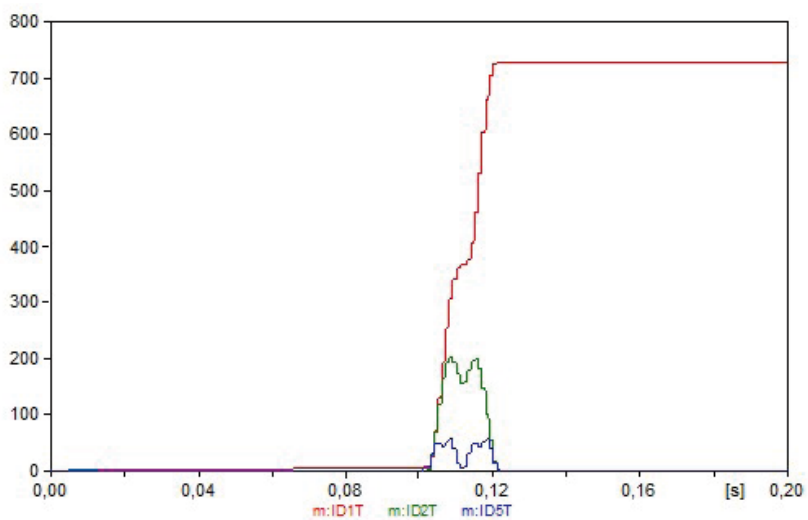
Rys. 17. Przebiegi napięć po stronie górnej transformatora  
Fig. 17. Courses of voltage on the top side of the transformer



Rys. 18. Przebiegi prądów po stronie dolnej transformatora  
Fig. 18. Courses of current on the down side of the transformer

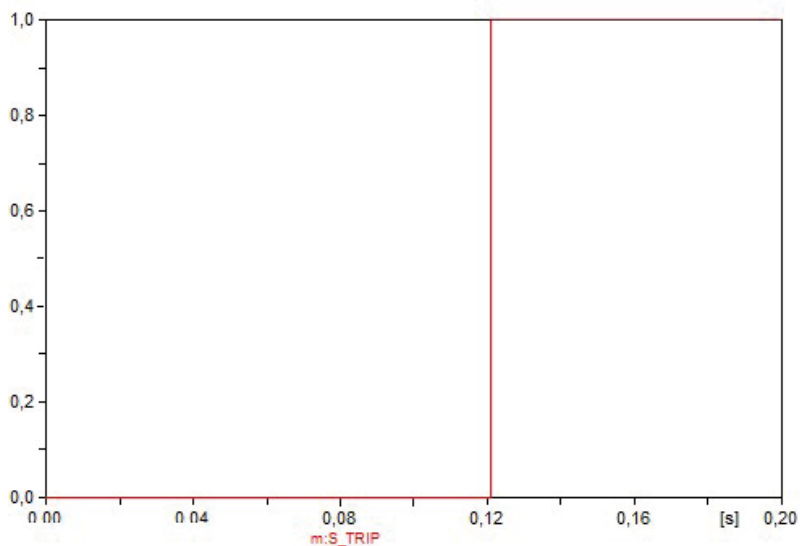


Rys. 19. Przebiegi prądów po stronie górnej transformatora  
Fig. 19. Courses of current on the top side of the transformer



Rys. 20. Przebiegi harmonicznych napięć (1,2,5)

Fig. 20. Courses of harmonic voltage (1,2,5)

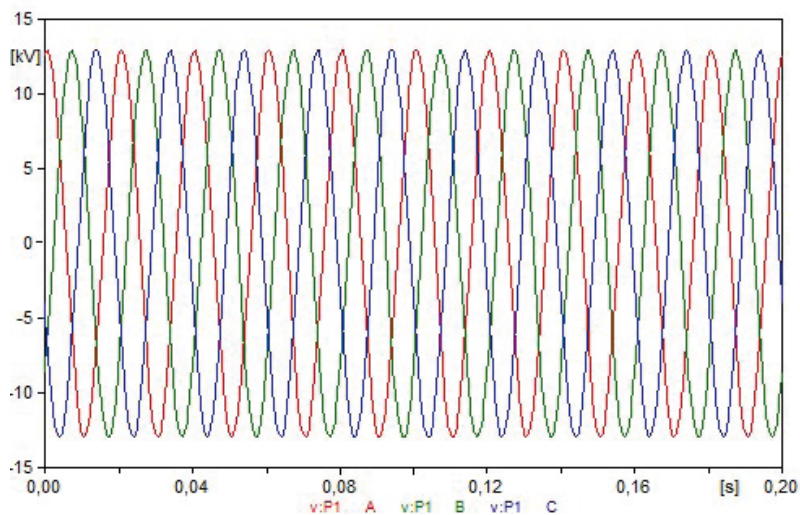


Rys. 21. Stan sygnału wyjściowego TRIP zabezpieczenia różnicowego

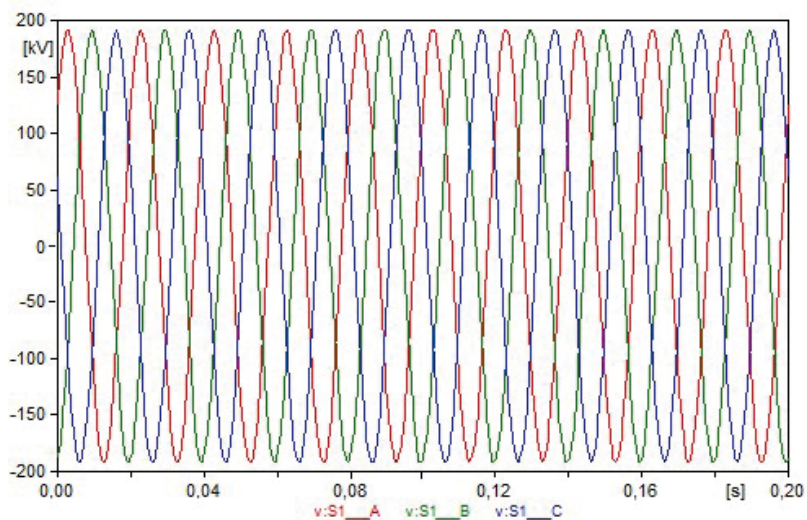
Fig. 21. TRIP output signal status differential protection

## 3.4 ZWARCIE ZEWNĘTRZNE ZA TRANSFORMATOREM

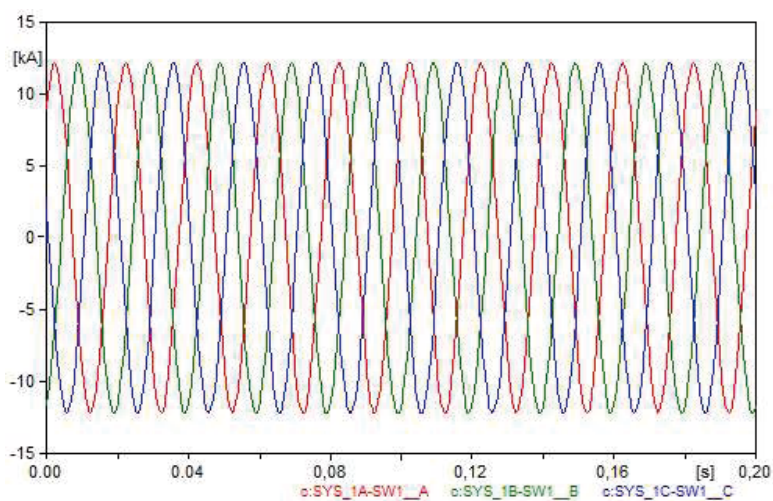
Zwarcie zewnętrzne za linią górnej strony transformatora – od strony źródła napięcia, doziemne zwarcie trójfazowe, w czasie  $t=0,1$  s.



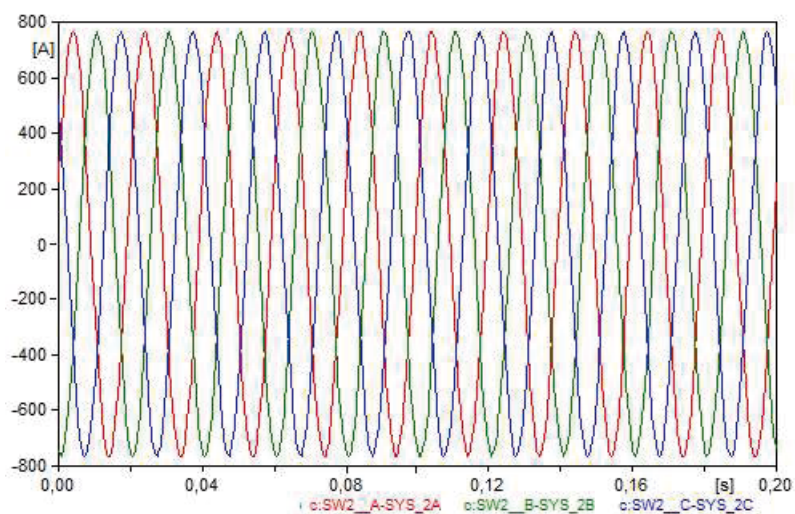
Rys. 22. Przebiegi napięć po stronie dolnej transformatora  
Fig. 22. Courses of voltage on the down side of the transformer



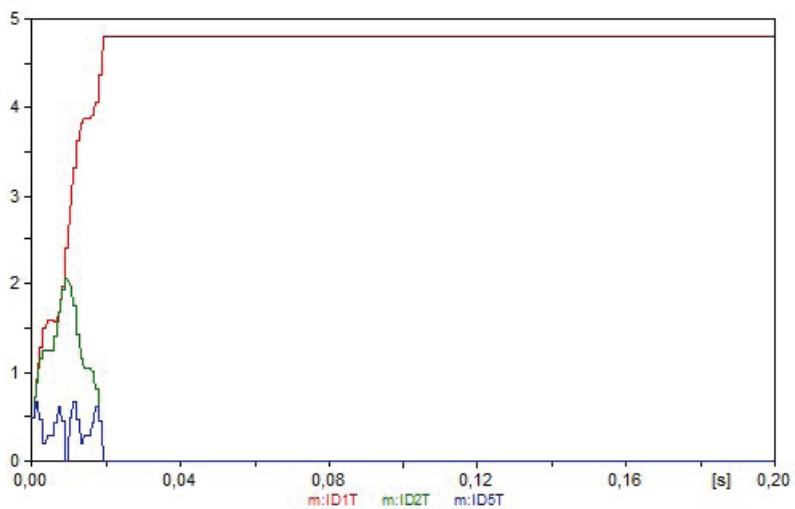
Rys. 23. Przebiegi napięć po stronie górnej transformatora  
Fig. 23. Courses of voltage on the top side of the transformer



Rys. 24. Przebiegi prądów po stronie dolnej transformatora  
Fig. 24. Courses of current on the down side of the transformer

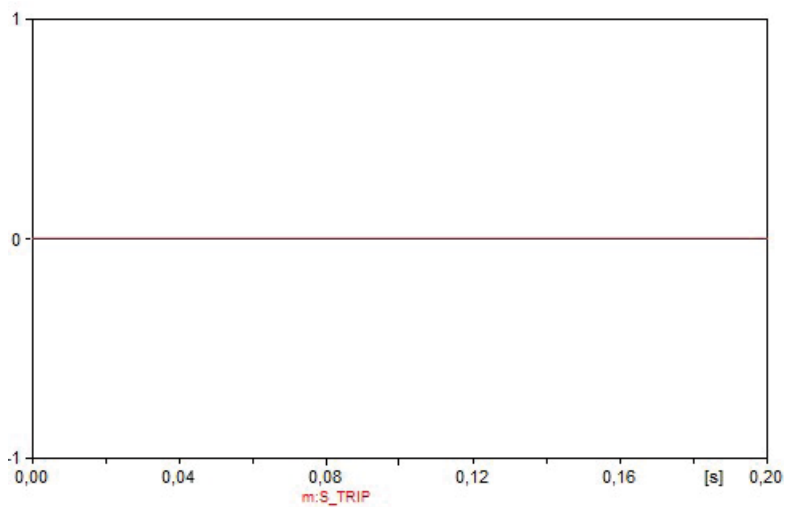


Rys. 25. Przebiegi prądów po stronie górnej transformatora  
Fig. 25. Courses of current on the top side of the transformer



Rys. 26. Przebiegi harmonicznych napięć (1,2,5)

Fig. 26. Courses of harmonic voltage (1,2,5)



Rys. 27. Stan sygnału wyjściowego TRIP zabezpieczenia różnicowego

Fig. 27. TRIP output signal status differential protection



#### 4. WNIOSKI

Na podstawie wykonanych badań symulacyjnych można stwierdzić, że podczas załączania transformatora w stanie jałowym pojawiają się prądy magnesujące rdzeń (rysunki 6-7), jednak zabezpieczenie wtedy nie zadziało (rysunki 4-5, 8) (oznacza to zachowanie prawidłowe zabezpieczenia). Również zabezpieczenie różnicowe nie zadziało, gdy zwarcie zostało zamodelowane za linią górnej strony transformatora (od strony źródła napięcia), co również oznacza zachowanie prawidłowe zabezpieczenia (rysunki 22-27). Podczas zwarcia międzyfazowego faz A i B po stronie dolnej transformatora, prądy po tej stronie w fazach zwartych wzrosły ponad dwukrotnie. Po stronie górnej prądy w fazie A i B wzrosły nieznacznie (rysunki 10-13). Prądy w fazie C zarówno po stronie dolnej i górnej nie zmieniły się (rysunki 16-19). Wskaźnik S\_TRIP (rysunki 21) w czasie około  $t=0,12$  s zmienia swoją wartość z 0 na 1, co świadczy o zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego. Było to oczywiście działanie prawidłowe zabezpieczenia, którego się spodziewaliśmy. Podczas zwarcia wewnętrznego w fazie C po stronie górnej transformatora, po tej stronie nastąpił znaczny spadek prądu w zwartej fazie. Po stronie dolnej prąd w fazie C wzrósł nieznacznie. Zabezpieczenie różnicowe zadziało poprawnie w czasie ok  $t=0,12$  s.

#### LITERATURA

- [1] Dumala J., Rup M.: *Podstawowa ochrona transformatorów : zabezpieczenie różnicowe prądowe*, Elektronika : konstrukcje, technologie, zastosowania, Wydawnictwo SIGMA-NOT, Warszawa 2007.
- [2] Synal B., Rojewski W., Dzierżanowski W.: *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, Skrypt Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
- [3] Rosołowski E.: *Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2009.
- [4] Winkler W., Wiszniewski A.: *Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 2004.
- [5] *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa*, Skrypt: Politechnika Białostocka Wydział Elektryczny Zakładu Elektroenergetyki, Białystok 2011.

#### DIFFERENTIAL PROTECTION TRANSFORMER 220/15kV

Differential protection is an essential safeguard medium and large transformers and autotransformers. According to the national surge-acids should be used for all units with power ratings of greater than 5 MVA. Its main advantage is that, with sufficient sensitivity responds to all fault of limited space to install current transformers on both sides.

*photovoltaic, power station, distributed generation, reduction, losses, system, problems, future, requirements, voltage, levels, economic, analysis panels, actual, storage*

Mateusz PIĄTEK\*

## **ACTUAL METHODS FOR REDUCING LOSSES IN THE SYSTEM AND PROVIDE ENERGY IN THE FUTURE**

Today, more and more emphasis is placed on reduction greenhouse gas emissions. Distributed generation is now expected to play an important role in electrical power system in the future because of current political policies and global environmental issues. Insertion of distributed generation into the distribution system may benefit for utilities, customers and environment. These issues are extensive such as magnitude and direction of power flow, voltage profile, electrical line losses, fault level or power factor. However deployment of distributed generation in the right place in the system should also reduce the cost of energy transmission by reducing the maximum power losses, at the time of greatest need. The most important from the point of view of the task is the right location for the photovoltaic (PV) system and size of plant and battery capacity. To maximize supply from unpredictable renewable sources, the good energy- storage systems could be used. Sometimes too much power of farms can cause the opposite effect to the objective, which is to increase the losses in the system. Storage of energy can be valuable resource for the power system by maximizing the efficient use of renewable energy sources, adding flexibility to electric utilities by reducing losses or improving voltage profile. The same investment in this type of source requires large financial outlays. By studying the profits it could be able to get by installing something like that in a weak network with high losses and it can determine whether it is viable and whether such an investment makes sense. Besides, it will allow to determine whether such investments in the future could actually lead to lower electricity prices. The most important from the point of view of the task is the right location for the pv system and select the storage capacity. Sometimes too much power of farms can cause the opposite effect to the objective, which is to increase the losses in the system. Therefore a series of simulations for example network were performed for real demand of loads and generation system from PV power plant working actually in Aragon region, in Spain.

---

\* Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i sterowania układów, 44-102 Gliwice, ul. Akademicka 2A, mateusz.piatek2015@gmail.com



## 1. DISTRIBUTED GENERATION

### 1.1. ROLE OF DISTRIBUTED GENERATION

Since almost century, most countries have relied on just one model of power distribution: sending electricity over huge transmission grids from big central generating plants to customers in their homes, offices and factories [1]. In recent years there has been a trend towards the installation of smaller sources of generation closer to its use, connected at the level of the distribution network. Some distributed generation includes reciprocating engines, micro turbines, wind turbines, combustion gas turbines (including mini turbines), solar thermal, fuel cells and Solar Photovoltaics (PV). Recent studies suggest that in medium and long terms, PV generator will become commercially so attractive that large-scale implementation of this type can be seen in many parts of the world. It is becoming now more and more efficient and lower in costs.

In this day and age when mankind develops distributed energy sector is really going back to its roots, because at the end of the nineteenth century, when the energetics began to work only existed as distributed generation [2].

Today, when the pass so-called power systems. "Green revolution" and the production of energy from renewable sources is becoming cheaper and more competitive in relation to conventional technology, it is easy to see the return to the idea of distributed generation. The more that the individual countries are currently imposed emission limits or renewable energy development due to the ending of conventional resources of energy fuels and coal.

Electricity generated by distributed generation is increasingly becoming widespread in many countries. Insertion of distributed generation into the distribution system may benefit for utilities, customers and environment. These issues are extensive such as magnitude and direction of power flow, voltage profile, electrical line losses, fault level or power factor.

#### 1.2.1. IMPACT OF DG FOR REDUCTION OF LOSSES

Total active network losses increase total demand network and the generation schedule may have to be adjusted by shifting generation that reduce flows on transmission circuits because they would otherwise become overloaded. That effect is very difficult to include in optimum dispatching by the operator. The total flow of additional power losses must be evaluated as an integral part of the scheduling effort. This means that the power flow equation along with a plan of generation of equations must be solved. Development of a method losses requires knowledge of power flow in the network in many conditions of its operation.

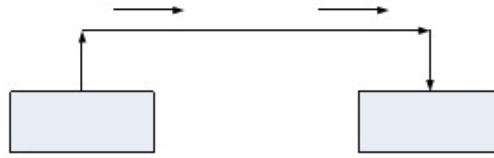


Fig. 1. Simple radial system without plant [5]

When photovoltaic farm is connected into the distribution system as shown in Fig. 1, the electrical line losses are combination of electrical line losses which occurs between substation to the plant ( $P_{LSG}$ ) and it can be calculated by using eq. (1) [5]. The electrical line losses occurring between plant to the load location ( $P_{LOAD}$ ) that can be calculated by using eq. (2) [5]:

$$P_{LSG} = \frac{RL_G}{3U^2} (P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \tag{1}$$

$$P_{LOAD} = \frac{RL}{3U^2} \left[ (P_L^2 + Q_L^2) + (P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G \left(\frac{L_G}{L}\right)) \right] \tag{2}$$

where:  $R$  – resistance of the lines,  $L_G$  – distance between substation and DG,  $P_L, Q_L$  – active and reactive power demanded by load,  $P_G, Q_G$  – active and reactive power generated by plant,  $L$  – distance between substation and load,  $U$  – voltage in the grid.

Power flow in grid with connected power plant is show in the Fig. 2.

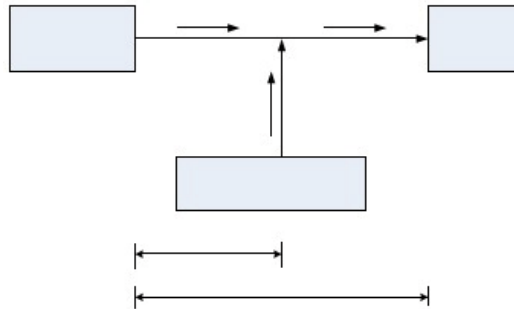


Fig. 2. Simple radial system with DG connected between substation and load [5]

Total electrical line losses in this grid ( $P_{LOSS}$ ) could be calculated using eq. (3) from [5]:

$$P_{LOSS} = \frac{R(P_L^2 + Q_L^2)}{3U^2} (L - L_G) \quad (3)$$

## 2. TEST ALGORITHM AND SIMULATIONS

### 2.1. TEST ALGORITHM

All the simulations were performed in program DigSilent Power Factory 15.2 with real demand of loads included, real production of PV plant and real overhead wires. Whole grid is imaginary, but the most important parameters are real. The voltage level was set to  $U_n = 20$  kV so it was performed for medium voltage grid only. The test network is shown on the Fig. 3 with one PV unit, which can be connected or disconnected to the grid through corresponding circuit breakers. The load profile was determined and taken from real industrial yearly load profiles. The test network has 8 buses, 8 lines, 6 industrial loads.

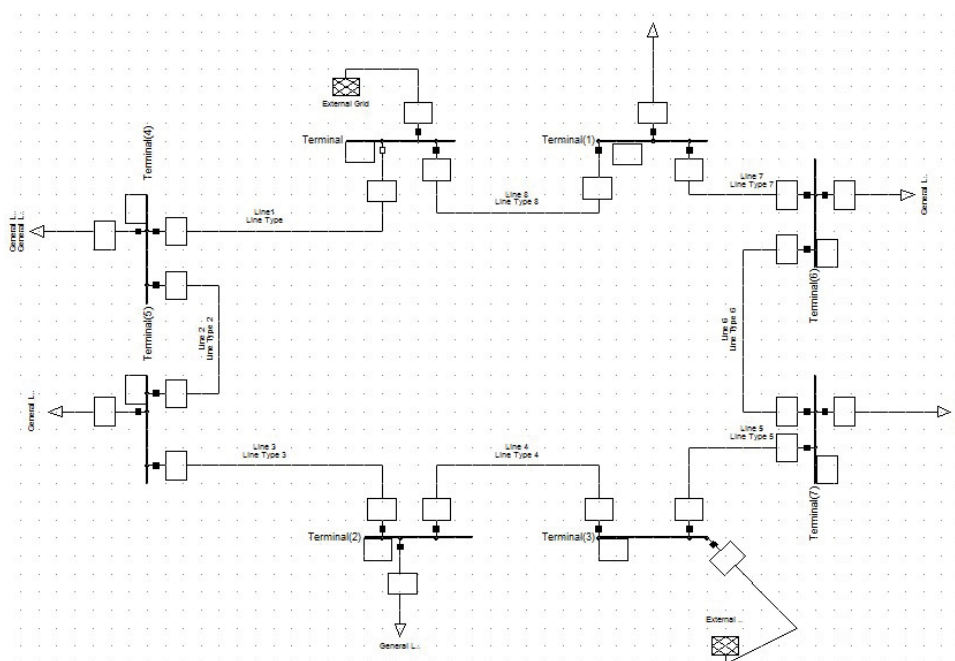


Fig. 3. Test network diagram.

Below are the informations about line parameters and loads:

Loads:

$P_{LOAD} = 3,2 \text{ MW}$ ,  $\cos\varphi = 0,93$ ,  $U_N = 20 \text{ kV}$ ,

Lines [16]:

$S_{Cu} = 70 \text{ mm}^2$ ,  $I_N = 245 \text{ A}$ ,  $U_N = 20 \text{ kV}$ ,  $R' = 0,443 \ \Omega$ ,  $X' = 0,42 \ \Omega$ ,  $l = 1 \text{ km}$ .

Based on the mathematical models and the requirements of the used program Dig Silent Power Factory V15.2, which is a computer aided engineering tool for the analysis of electrical power systems, an algorithm has been developed. The algorithm is designed so that it can be applied to any active distribution grid with multiple voltage levels and different PV configurations. This algorithm will be adopted to investigate the test network.

Build an example grid in DigSilent PF environment and specify grid components parameters:

4. Determine load profile( real load profiles for big factories).
5. Load flow for whole year with recording power losses in lines.
6. Add PV power plant( real production profile) with variable capacity in every bus.
7. Load flow for whole year with measuring power losses in lines for variable photovoltaic plant capacity in different busses.
8. Change dimensions of every load in bus and check power losses.
9. Check sensitivity of greater power demand by adding power plant with different capacity in every bus.
10. Check the best size of external energy storage system with connection to the power losses.
11. Check sensitivity of changing power factor in controller of pv plant.

## 2.2. SIMULATIONS FOR THE BEST LOCALIZATION OF PLANT

All operations were done by using power flow function and choosing relevant objects for calculations. For power losses all lines were chosen and for voltage level interested bus was chosen. In that point calculations were provided for all loads in the grid equal to  $P_{LOAD} = 3,2 \text{ MW}$ . Localization and size were chosen by searching the bus, where the reduction of losses were maximal.

LOSS parameter to calculate change of losses:

$$LOSS = \frac{\Delta E_{loss}^{pv}}{\Delta E_{loss}^0} \quad (4)$$

Firstly all losses in the grid during whole year were calculated for grid without PV plant. After that, by adding generation, losses were reduced. Different localization and capacity of plant were researched. Then by finding minimum function for power losses, the best bus to install photovoltaic was searched. Results are in the Fig. 4 and 5.

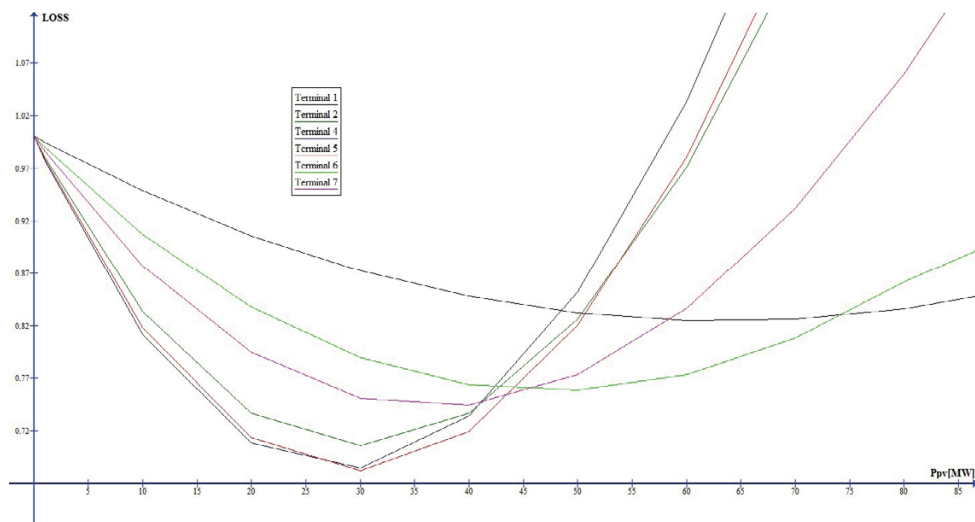


Fig. 4. Results for searching the best localization

From the diagram it can be found that the greatest losses reduction was after installing a PV plant in Terminal 5 at the power of plant  $P_{pv}=30$  MW. By adding power plant power losses in lines were reduced by more than 25% in three of the buses. After installing a power plant in that point, the distance between generation and load buses was reduced, which reduces losses in the system. It is not possible to reduce power sent by lines to loads but reduction of distance by adding a power plant in the way of transferring power, which is clearly shown in the eq. (3). This is almost in the middle of the grid between two external grids. So it compensates current and distance from the external grid to the farthest buses, then making losses lower. Losses are compensated by reducing distance and power sent by lines from the external grid to the load. In the eq. (3) it is sure that the resistance of lines cannot be reduced because of costs and line voltage levels cannot be reduced too. After reducing the distance of sending power in the grid by installing distributed generation near the load and far away from the external grid, losses were reduced. The best size of power plant is equal to mostly the demand of the researched grid divided by half, when taking account into the efficiency of solar panels. After compensating the demand of the grid from photovoltaic, less power from the external grid will be needed and less current will flow in the lines, which makes a reduction of losses in the whole grid.

It is also clear from the same eq. (3). After this value of capacity, losses grow up, because the power plant sends greater power than demanded and because of that greater current flowing through the lines, which makes the distance of sending power longer from photovoltaic to the external grid and that's only one way, where by putting a higher amount of power than it is needed in a moment. Because of this by adding too big a power plant, it can increase power losses in lines.

From eq. (3) it can be found that by installing a plant near from an external grid, the reduction of losses is the smallest. In buses 1 and 6, the capacity of the plant could be bigger because of a better reduction of losses.

When one load in the grid changes, the demand of the grid could also rise up or fall. That can change the capacity of the power plant. An investigation of the impact of changing one load in each terminal for plant capacity is shown in Fig. 5.

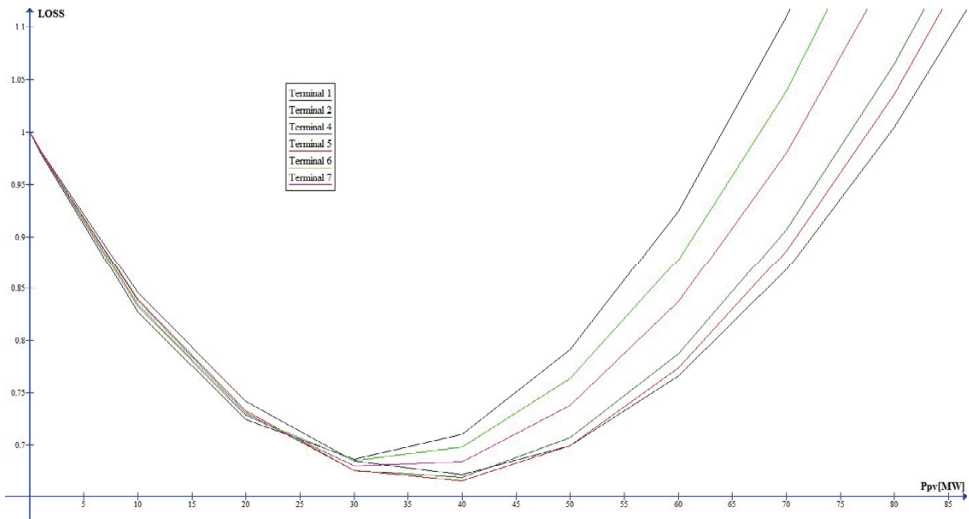


Fig.5. Results for searching the best localization with bigger loads

From the figure below, the capacity of the plant could change by 10 MW for the highest losses reduction, but compared with the case with 30 MW, it is a small value. In summary, by changing one load in the grid, it didn't change the localization or capacity of the plant a lot.

### 2.3. REGULATION OF VOLTAGE

In the weak grid, where voltage levels are lower than normally, a power plant can support voltage profiles. The investigation of voltage levels in the farthest bus, where the plant was installed, were provided for the best localization and capacity of generation. As it was admitted before, plants in Spain don't have the possibility to regulate voltage, because their  $\cos\phi=1$ . In fact, by adding some reactive power to the grid, there is a possibility to support the level of voltage and it comes from equation (5):

$$Q = U_N^2 \frac{\omega L}{R^2 + (\omega L)^2} \quad (5)$$

where:  $U_n$  – voltage in the line,  $\omega$  – pulsation,  $R, L$  – parameters of line (resistance and reactance).

On the generation diagram it is easy to find hours, where it is generation from plant and it is from 7-22, during longest days in Spain and hours with no generation during the night. The generation during this day was the greatest and voltage levels are in acceptable levels, so it could be defined that is better for provide good voltage to install power plant in selected bus, because it can rise voltage in selected bus by almost 5%. If more reactive power is added to the grid from plant, it rises voltage more. Investigation about power factor impact for power losses is situated below.

Table 1. Values of system variables during the voltage drop compensation in the no-load test

	cos $\phi$ =1	cos $\phi$ =0,95	cos $\phi$ =0,93	cos $\phi$ =0,9	cos $\phi$ =0,85	cos $\phi$ =0,8
Losses[MWh]	2895,02	2894,98	2984,97	2894,98	2894,99	2895,02

It is easy to see, the best for reducing losses is set in power plant inverter the same  $\cos\phi$  value like in loads. When it is more loads in the grid it can be average value. Because after that amount power, plant can rise voltage better than in case without reactive power production and also can reduce losses better than in case with only active power generation. By adding too much reactive power to the grid ( $\cos\phi$  has bigger values), it can rise losses again but also rise voltage more.

### 2.3. INFLUENCE OF ADDING BATTERY

The power of photovoltaic is not constant in time and depends on the weather or the time of day. Therefore, the photovoltaic plants high power, connected to the network, can affect the performance and stability of the power system. This applies especially to high power plants situated far from the main supply point. Instability power from photovoltaic power plants can also cause a flickering effect. These problems can be eliminated by appropriate methods of power control derived from photovoltaic power plant. Sometimes this requires reducing the amount of electricity generated (in the absence of a sufficiently large energy storage cooperating with the plant). First of all it is necessary to use the plant control system connected to the distribution network operator. If the high power PV plant is enabled at the point where the power system with enough power short-circuit and stable voltage and frequency parameters, then work power can be compensated adequate reserve of available capacity. All this, however, involves high maintenance costs of renewable energy sources. The problems described above can be substantially reduced or eliminated if the PV plant is working with battery. Battery could be used for example during night periods, when there is no production from power plant and demand occurs in the grid. Energy storage is most often used flywheels, superconductors, supercapacitors or electrochemical batteries. Currently, the most effective for photovoltaic systems is to store energy using electrochemical batteries. The most popular are lead-acid batteries and nickel-cadmium batteries. Solution for cost-effective energy storage system, electricity is one of the main issues in the development of modern photovoltaic systems. Photovoltaic system

equipped with batteries should work in the following modes (the depend-ness of commands coming from the power system operator):

- providing energy to the power system of photovoltaic panels,
- providing energy to the power system with batteries and photovoltaic panels,
- providing energy to the power system with battery,
- charging of the electricity system during power surplus,
- power supply with battery receivers selected during the accident in the power system.

The best way to reduce losses was searching for the best battery capacity. Because of that simulations were performed with variable battery capacity for the best parameters, it was found before.

Results of reducing losses with battery for whole year are shown in Fig. 6.

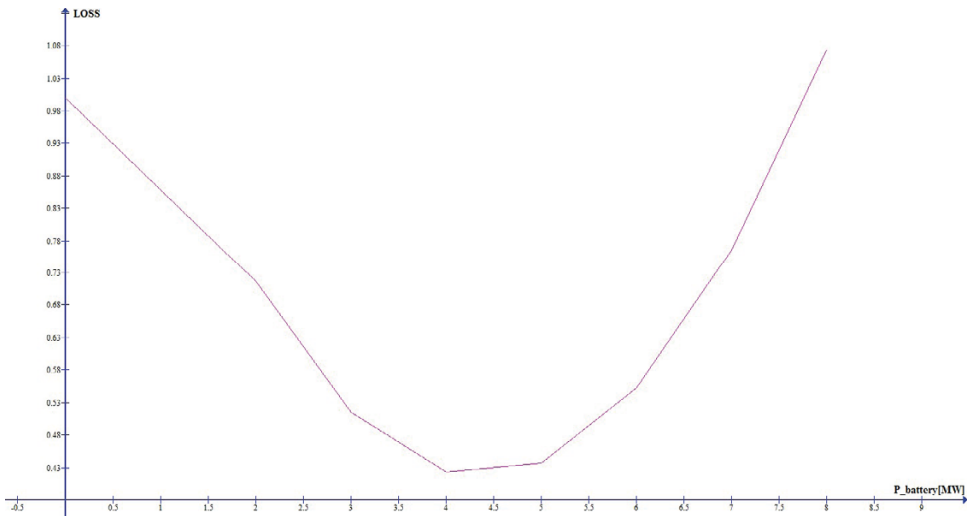


Fig. 6. Reduction of losses for variable battery size.

After investigation of the best battery size, the most compatible size was 4 MW. During less demand periods, there is possibility to charge external batteries and use it, when demand is greater than production from pv plant or during night periods. It can reduce losses in the system during this periods. It is shown on the figure above, where with the best battery size, losses can be reduced with compare to case without batteries up to 66%.

#### 2.4. Summary for searching the best parameters

After investigations the best parameters for power plant was found. And after inserting generation with this parameters differences are show in Table 2.

During whole investigations the best parameters of pv plant was found. After this total reduction of losses during whole year was equal to 2058,661 MWh, what is more than



half of the total losses before investigation. To sum up all the investigation, the best was bus which is almost in the center of “ring” in the meshed grid, the best power was 30 MW, what after taking account into efficiency from produced power is almost half of an average power demanded by grid. The greatest reduction of losses were obtained also after managing reactive power generated in farm and the best was  $\cos\varphi= 0,93$  which is the same like in all industrial loads in grid, because reducing losses are not only by injecting active power, but it can gives better results with connection to grid like this( with factories), which demands also reactive power and this power need to be send also from external grid and when it is generated near the load, it reduces losses. By adding battery to power plant it can supports grid stability and also reducing yearly losses. The best size of battery was 7 MW, which can support power plant during the night, when demand occurs, making losses and there is no production of energy in power plant. It can help also where the generation is too big, to storage our energy and provide it useful, when it is necessary. It makes a big impact to losses and good choose of battery capacity and the best battery type, because it can reduce losses in system during whole year to big values.

Table 2. Losses before and after adding plant

Losses before	Losses after
2896,313 MWh	837,652 MWh
Total reduction	2058,661 MWh

### 3. FEASIBILITY STUDY OF SELECTED INVESTMENT COST

#### **Module and inverter cost:**

For this investment cdTe pv panels technology were chosen with 120000 pv panels with 250 W per unit capacity. The average cost of this panels is 0,59 €/W [9]. All costs are presented:

- Cost of each PV module: 147,5 €.
- Total cost of 120,000 modules used for 30 MW: 17,700,000 €.
- Cost of each inverter of 500 kW capacity[10]: 115,000 €.
- Total cost of 60 inverters: 6,900,000 €.

#### **Design, engineering and management cost:**

- Labor cost for design, engineering and project management[11]: 200/man- hour.
- Design, engineering and project management hours per kW: 0,25 h.
- Total design, engineering and management cost for 30 MW: 1,500,000 €.

#### **Installation labor cost:**

- Labor cost for installation: 50/man- hour.
- Installation man- hour required per kW: 0,5 h.
- Total labor cost for installation of 30MW pv plant: 750,000 €.

Total cost are presented in Table 3.

Table 3. Components of investment costs

Device or service	Unit	Unit price	Cost[€]
PV module	120000pcs	0,59 €/W	17,700,000
Inverter	60pcs	115000 €	6,900,000
Electricity meter	1pc	450 €	450
Meter remote access system	1pc	120 €	120
DC cable, 6mm <sup>2</sup>	1000m	1.8 €/m	1800
WLZYKY cable 5*16mm <sup>2</sup>	50m	5 €/m	250
Disconnecter switches	2pcs		1,200
Contactors of disconnecter switches	2pcs		
Terminal boxes	2		
Fuse- bases	3		
Fuses	3		
Power disconnecter with a striker and fire button	1pc	185	185
Set for panel installation on a flat land	120000pcs	22	2,640,000
Installation works			750,000
Design, engineering			1,500,000
Battery[13]	4MWh	1500€/kWh	6,000,000
Land cost	187200m <sup>2</sup>	250€/m <sup>2</sup>	46,800,000
<b>Total</b>			<b>81,544,51</b>

### 3.2. Operation and maintenance cost

Cost of operation and maintenance of a PV system is a value which cannot be neglected. It consists of the maintenance cost, especially maintenance of the inverter, but also costs attributable to repairing components and commercial services provided by an electricity trader, as well as fees paid to the distribution system operator. Variable O&M cost dependent on electricity generation is less significant and has been included in the fixed rate. Fixed O&M cost are equal to 165,111 €/yr [12].

### 3.3. Feasibility analysis- method 1

Because a lot of methods to analyze economical investment were presented in the sources and there is too many differences and actually in my opinion this is not very accurate method to calculate this type of analysis, so I decided to do simple technical calculations with data's from sources in first method and feasibility analysis by RETScreen International, a special program to provide accurate analysis of this types of investments. To the analysis assumed:

- lifetime of the power plant for 20 years,
- inflation rate: -0,2%,
- debt ratio: 3%,
- debt interest rate: 3,75%,
- debt term: 15 years,
- fixed O&M costs,
- efficiency of solar panels 1% lower during every year,
- fixed income from reduction loses,
- cost of energy received: 0,141€/kWh,
- cost of energy produced: 0,12 €/kWh.

All calculations are presented in Fig. 7 (in thousands €).

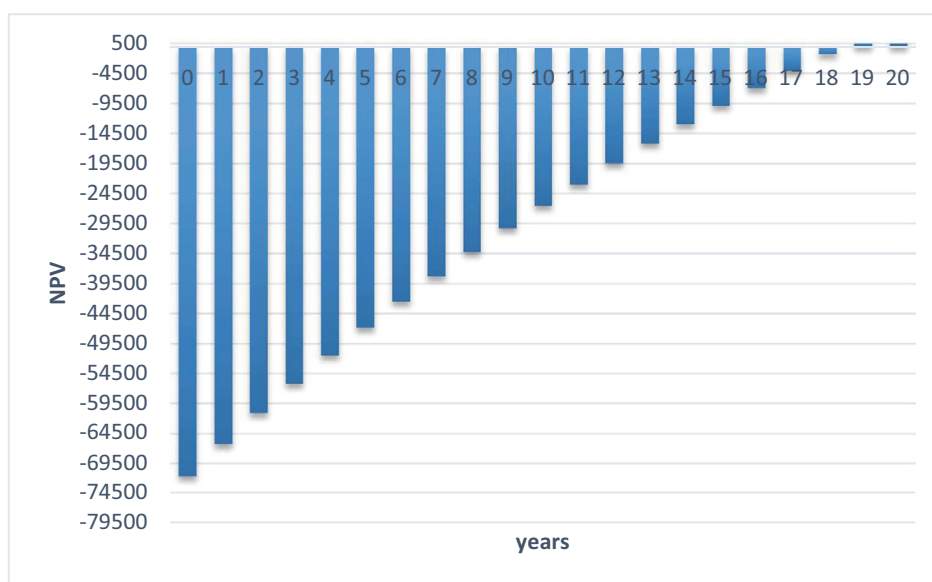


Fig.7. NPV analysis for investment

From the results above it is easy to see, that after adding money saved from reducing energy losses in the lines, the investment will be rentable in approximately 19 years. After 19 year it starts generating money and pay for itself. In conclusion in analyzed grid pay-back will be long, although it reduces a lot of loses in the system, and investor receives money from producing electricity. The total investment costs are very high, but for example operation and maintenance costs are low and during years it can become cheap source, because company doesn't need any money for fuel and control this plant. Normally after this period of time, all the system need to be replaced.

3.4. FEASIBILITY ANALYSIS- METHOD 2

To present another type of analysis, program RET Screen 4.1 was used. This is an Excel-based clean energy project analysis software tool that helps decision makers quickly and inexpensively determine the technical and financial viability of potential renewable energy, energy efficiency and cogeneration projects[14]. Obtained results are presented in Fig. 8.

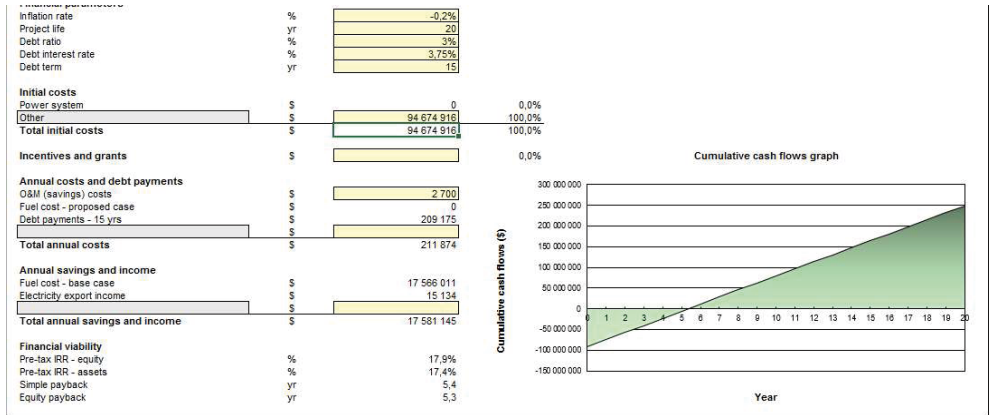


Fig.8. Feasibility analysis – method 2

That analysis shows the investment will payback after 5 years of using and money earned after this term are very high. Here is no need to improve power system, so costs are not included. Total investment costs and O&M costs during whole years of using plant from analyses before was set. There is no need to add fuel costs because it is for free. After investigation in this program equal payback for whole system will have place after 5 years and 4 months.

The differences between two methods can have place because in the hand- made analysis equal data from production and consumption couldn't be set. In the program, there is also specific type of panels used with their prices and efficiency, that makes analysis more accurate.

4. SUMMARY

This work focuses on the problems of the functioning of photovoltaic farms as distributed generation in medium voltage networks. The need for this type of investment is associated with decreasing current non-renewable resources of energy sources, ensuring appropriate levels of tensions in the "weak" networks or limit the power losses by installing a source at the place of direct delivery. With the right choice of location and size of such

investments apart from ensuring adequate levels of voltage in the mains, it is possible to reduce the power losses throughout the year a very large extent.

One of the main objectives of this study, which was carried out is the reduction of energy losses in the analyzed network throughout the year. By appropriate selection of the installation location photovoltaic farm, comparing its annual energy production profile of annual energy consumption profile of users, energy losses of energy sent to users were reduced in a very large extent. It finally managed to reduce losses from 8038.629 MWh per year to a level of 2660.307 MWh without any extension of the network. Everything is clear from the equations, where you cannot reduce the power of the recipient, change or replace the voltage wires. The only solution is to transfer power to a smaller distance which ensures reduction in losses. That's why this sources should be installed as close as possible energy consumption. Such a high loss reduction was achieved through proper selection of location and size of farms, as well as a corresponding controller power factor and the appropriate size of batteries.

Very good option in this case that provides adequate voltage profile and the greatest reduction of losses is the selection of the appropriate size batteries that provide extra energy when farm is not working during the night or on cloudy days, and the demand for energy is high. In compare with system without batteries, losses reduction are very higher. It means that it is good option to invest in storage systems in connection to this type of technology, because reduction of losses could be very high. This also provides a more stable power supply in the event of its failure. It can help also where the generation is too big, to storage our energy and provide it useful, when it is necessary.

During investigation for the best localization and size of plant the best bus for install plant was almost in the middle of the grid, because it reduces the most distance from external substation to the farthest loads in the system and reducing total losses. And the best size was size that covers total loads demand with taking account into efficiency of panels. Everything was researched with real characteristics so results are very reliable.

During investigation relationship between demand capacity and localization with size impact were invented. Mostly it didn't change when one load in the system was bigger. So after choosing the best capacity and place, it will work when one load in the system will be bigger. There was also relationship when plant is installed near the external grid. It is not very good for reducing losses, but this plant could be bigger, because it could send energy to external grid by two or one line, that didn't negatively affect losses in whole system.

To provide a more accurate economic analysis and comparison methods with the use of static data that are currently used most often in this type of analysis with the method using specialized programs designed for advanced investment calculations have shown that this type of return on investment will be after 19 years of using the traditional method of calculation where were taken into account gains from the reduction of network losses

and savings in energy and thus after 5 years with the program, in which determined climate data for the selected area, suitable photovoltaic panels and their technical data, the actual production characteristics and received energy from farm.

The analysis conducted revealed that this type of investment, despite the very large amounts of money is extremely attractive for the investor, because within a few years generates high financial benefits. At the same time does not count in this no cost fuel for energy production as in other sources. The fact is that after a lifetime of panels, replace the entire structure to the new, but in accordance with current market trends and the decreasing prices of these products can be dealing with a real industrial revolution in energy production, which in the short term trading green certificates will get smaller benefits and distribution companies will cease to exist.

The main task of this type of investment is to find a suitable point of attachment, the size of the farm and its parameters on which it depends mainly on the extent to which the assumptions fail to realize the project. In this paper is presented a sample analysis, which may in the future be able to be reproduced for any distributed generation technology.

However, in view of the future, where in 30 years has run out of fossil fuels, people must change the structure of energy production and sources of this type can be implemented in practice. Such research will increasingly be carried out, product prices will fall because of the interest and the network will not have to be retrofitted to reduce transmission losses. This is a measurable benefits to the end user.

#### LITERATURE

- [1] AYRES H., DA SILVA L. , FREITAS W., DE ALMEIDA M., DA COSTA V.: *Evaluation of the Impact of Distributed Generation on Power Losses by Using a Sensitivity-Based Method*. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE, 1-6
- [2] <http://www.oze.pl/baza-wiedzy-oze/encyklopedia-oze/energetyka-rozproszona-generacja-rozproszona>
- [3] NOWAK W.: *Straty mocy i energii w elementach elektroenergetycznego układu przesyłowego*.
- [4] [www.ree.es](http://www.ree.es).
- [5] THONGSUK S., NGAOPITAKKUL A.: *Impacts of electrical line losses comprising multi- distributed generation in distribution system*. Energy and Power Engineering, 2013, 5, 1037-1042, July 2013.
- [6] IRENA working paper volume 1: power sector, Issue 4/5: *Solar photovoltaics*.
- [7] DigSilent Power Factory 15.2 brochure.
- [8] LEWANDOWSKI W.: *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo naukowo techniczne, Warszawa, 2012.
- [9] <http://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Most-Important-Trends-in-Solar-in-8-Charts>
- [10] <http://www.affordable-solar.com/store/solar-inverters-commercial/sma-sunny-central-500U-inverter>

- [11] CHANDEL M., SANJAY M., MATHUR A.: *Techno-economic analysis of solar photovoltaic power plant for garment zone of Jaipur city*. Science Direct, Case Studies in Thermal Engineering 2, 2014, pp. 1-7.
- [12] TIDBALL R., BLUESTEIN J., RODRIGUEZ N., KNOKE S.: *Cost and Performance Assumptions for modelling electricity generation technologies*. ICF International Fairfax, Virginia, 2010.
- [13] <http://cleantechnica.com/2015/03/04/energy-storage-could-reach-cost-holy-grail-within-5-years/>
- [14] <http://www.retscreen.net/ang/version4.php>
- [15] RETScreen Software Online User Manual: *Photovoltaic project model*.
- [16] *Solidna energia: Kable i przewody energetyczne*- katalog produktów Tele- fonika.
- [17] CONSTANTIN A., LAZAR R. D., KJAER S. B. : *Voltage regulation(MV) by means of Q(U)- simulation and measurement on a 12MVA pv power plant*.
- [18] BANDZUL W.: *Energetyka wiatrowa w Polsce*. Elektroenergetyka nr 3/2005(54).
- [19] DigSilent PowerFactory Training Material: *Load flow and short circuit calculation*.
- [20] CHIDRADEJA P., NGAOPITAKKUL A.: *The impacts of electrical power losses due to distributed generation integration to distribution system*. International Conference on Electrical Machines and Systems, Oct. 26-29, 2013, Busan, Korea.
- [21] DMOWSKI A., KOMPA K, ROSTANIEC Ł, SZYMAŃSKI B.: *Nowoczesne elektrownie fotowoltaiczne z zasobnikami energii połączone z systemem elektroenergetycznym*. Acta Energetica, ENERGA SA, S. 81-89, 2010.
- [22] BAYOD-RUJULA A. A., HARRO- LARRODE M. E., MARTINEZ- GRACIA A.: *Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid*. Solar Energy, Volume 98, Part C, December 2013, Pages 582–591.

## ACTUAL METHODS FOR REDUCING LOSSES IN THE SYSTEM AND PROVIDE ENERGY IN THE FUTURE

The article presents actual methods for reducing losses in the system and provide energy in the future by connecting distributed generation in medium voltage grids. During investigation, possibilities of replacement of conventional energy sources were searched and one of them is photovoltaic technology. The paper shows some theoretical bases of this idea and simulations which show how big impact for reduction of losses and provide acceptable voltage levels provide researched technology. The best localizations, parameters and external battery capacity were searched by doing simulations during work. There were also importance of adding battery for this system, because of many bad experiences with using pv technology and how big impact that makes for reducing losses in the system. Investigations show also feasibility study of profitability of using this technology and how much time this investment will pay off. The article shows good way for replacing traditional characteristic of production in many countries to provide uninterrupted support of energy in the future.

Agnieszka PIEKARSKA \*

## **ELEKTROPORACJA W PROCESIE PRODUKCJI WINA**

Elektroporacja jest to nowy sposób obróbki moszczu winogronowego w czasie trwania procesu dojrzewania wina. Oferuje możliwość otwarcia komórek biologicznych skóry winogron w celu wydobycia substancji smakowych oraz w przypadku czerwonymi winogronami szybko i starannie pigmentów. Elektroporacja łączy w sobie zalety szybkiego przetwarzania komórek winogron na niskim poziomie temperatury, dzięki czemu zachowany jest oryginalny smak wina. Do przeprowadzania elektroporacji stosuje się elektroporatory których budowa oparta jest na generatorach Marx'a.

### **1. ELEKTROPORACJA**

Elektroporacja (EPF) stosowana w czasie trwania procesu maceracji-fermentacji wina umożliwia otwarcie komórek biologicznych skóry winogron w celu wydobycia substancji smakowych oraz w przypadku czerwonych winogron szybko i starannie pigmentów. W tradycyjnych metodach, w celu wyodrębnienia czerwonego koloru stosowana jest fermentacja, która gwarantuje wysoką jakość wina lub wykorzystywana jest obróbka termiczna, która niekorzystnie wpływa na smak wina.

Związki fenolowe mają istotny wpływ na jakość win czerwonych z powodu ich wkładu do właściwości organoleptycznych, zdolność wiekowych i właściwości zdrowotnych wina. [1] Antocyjany jest to rodzaj związku fenolowego, zawierający pigmenty odpowiedzialne za kolor czerwony w młodych winach. Przyczyniają się one do stabilizowania koloru podczas dojrzewania wina ze względu na rozwój barwników polimerowych. Proantocyjanidyny, które zaliczają się do szerokiej klasy spolimeryzowanych flawonoidów, znanych również jako skondensowane taniny, mają wpływ na ściąganie goryczy z wina. Przeprowadzone do tej pory badania sugerują, że pewne związki fenolowe, a zwłaszcza proantocyjanidyny i katechiny, wiążą się z korzyściami prozdrowotnymi wina

---

\* Politechnika Częstochowska, e-mail: [agnieszka.piekarska88@gmail.com](mailto:agnieszka.piekarska88@gmail.com)



wynikającymi z jego umiarkowanego spożycia z uwagi na zawarte w nim przeciwutleniacze i rodniki które odgrywają ważną rolę w ludzkim organizmie, między innymi ochraniają przed chorobami układu krążenia [2].

Chociaż niektóre związki fenolowe z czerwonego wina pochodzą z pestek winogron, to głównym ich źródłem są skórki winogron, które zawierają dużą ilość różnych fenoli, w tym antocyjany i proantocyjanidyny usytuowane w komórce wakuoli. Związki te są przesyłane do moszczu podczas etapu maceracji, który przeprowadza się w obecności skórek i nasion. Skład fenolowych wina zależy zarówno od winogron jak i zastosowanej podczas produkcji technologii, która ma istotny wpływ na wydobycie fenoli oraz ich późniejszą stabilność w winie. Wydobycie antocyjanów i proantocyjanidów podczas maceracji jest w to w istocie proces dyfuzji, a tempo i zakres wydobycia wpływa na integralność komórek skóry winogron. Przy zastosowaniu umiarkowanych impulsów pola elektrycznego ( $<10$  kV/cm) podczas procesu maceracji wina możliwe jest ulepszenie procesu ekstrakcji związków fenolowych z komórek skóry winogron. Na rynku obecnie pożądane są głęboko-kolorowe, pełne wina. Procedury stosowane w winiarniach do uzyskania tego rodzaju wina polegają na przedłużeniu czasu fermentacji niżeli wymagany jest przez drożdże do zamiany cukrów w moszczu na etanol. Praktyka ta wymaga od winnic zwiększenia liczby zbiorników do maceracji-fermentacji; zastosowanie jednak tej metody niesie za sobą ryzyko uzyskania gorzkiego i cierpkiego wina z uwagi na ekstrakcję proantocyjanidyn z nasion winogron.

E. Luengo i wsp. przeprowadzili badania w skali laboratoryjnej dotyczące możliwości zastosowania PEF do poprawy ekstrakcji związków fenolowych w celu ograniczenia czasu trwania maceracji przy wytwarzaniu czerwonego wina. Badania te przeprowadzono z wykorzystaniem nieprzetworzonych winogron z czasem maceracji 14 dni (próbka kontrolna) oraz z zastosowaniem PEF z czasem maceracji 7 dni (PEF-7 wina) i 14 dni (PEF-14 wina). Czas maceracji próbki kontrolnej był zgodny z czasem maceracji stosowanym w winiarniach. Wyniki przeprowadzonych przez E. Luengo i wsp. badań sensorycznych wykazały, że próbki które zostały poddane PEF w procesie maceracji – fermentacji, po upływie 7 dni miały kolor oraz zawartość związków polifenolowych podobny do próbki kontrolnej z 14 dniowym procesem maceracji, próbki poddane elektroporacji posiadały jednak lepsze własności sensoryczne w związku z mniejszą ilością proantocyjanidów z pestek winogron które przyczyniają się do goryczy i cierpkości winna. Dłuższa maceracji podwyższa stężenie proantocyjanidów pochodzących z pestek winogron, dlatego też wina wyprodukowane z pomocą PEF z 7 dniowym okresem maceracji posiada niższe stężenie proantocyjanidów w porównaniu z próbką kontrolną o 14 dniowym procesie maceracji [2].

Inni autorzy m.i. I. López-Alfaro i wsp. badający wpływ PEF na produkcję wina zauważyli, że zwiększenie ekstrakcji związków fenolowych zależy od zastosowanej odmiany winogron. Pod tym względem badali wpływ PEF na trzy odmiany czerwonych winogron: Graciano, Tempranillo i Grenache. Badanie zostało przeprowadzone przy użyciu natężenia pola elektrycznego  $7,4$  kV/cm, w dwóch czasach  $10$  i  $20$   $\mu$ s oraz dwóch częstotliwościach

300 i 400 Hz.[1] Łącznie na każdej odmianie winogron zostały przeprowadzone 4 próby o różnych czasach i częstotliwościach : Próba 1 (10  $\mu$ s, 300 Hz), Próba 2 (10  $\mu$ s – 400 Hz), Próba 3 (20  $\mu$ s – 300 Hz). Próba 4 (20  $\mu$ s – 400 Hz). Dla porównania została również wykonana tradycyjnymi metodami próbka kontrolna. Po przeprowadzeniu badania stwierdzono istotne różnice w intensywności barw w stosunku do wszystkich próbek kontrolnych. Badania wykazały najwyższe stężenie antocyjanów we wszystkich próbach dla odmiany Graciano i najniższy w Gernche. W przypadku odmiany Graciano różnica pomiędzy próbką kontrolną a najwyższym stężeniem (próba 4) wynosiła 143% natomiast przy odmianie Grenche najwyższa uzyskana wartość wynosiła 111% w porównaniu do próbki kontrolnej przy próbie 3. Dla odmiany Tempranillo stężenie antocyjanów wzrosło o około 100% w porównaniu do próbki kontrolnej niezależnie od przeprowadzanej próby. Podobne efekty uzyskano dla ilości przeciwutleniaczy w próbkach. Największe wartości przeciwutleniaczy zaobserwowano przy próbie 2 w odmian Tempranillo i Graciano były to wartości o 54% i 137% w porównaniu do próbki kontrolnej. Dla odmiany Grenache wartość przeciwutleniaczy była tylko nieznacznie wyższa niż w próbce kontrolnej [1].

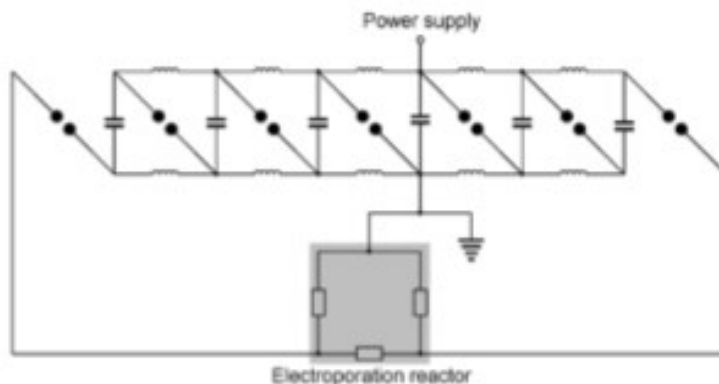


Rys. 1 Zacier z czerwonych winogron (Pinot Noir) przed i po elektroporacji [4]

## 2. ELEKTROPORATORY

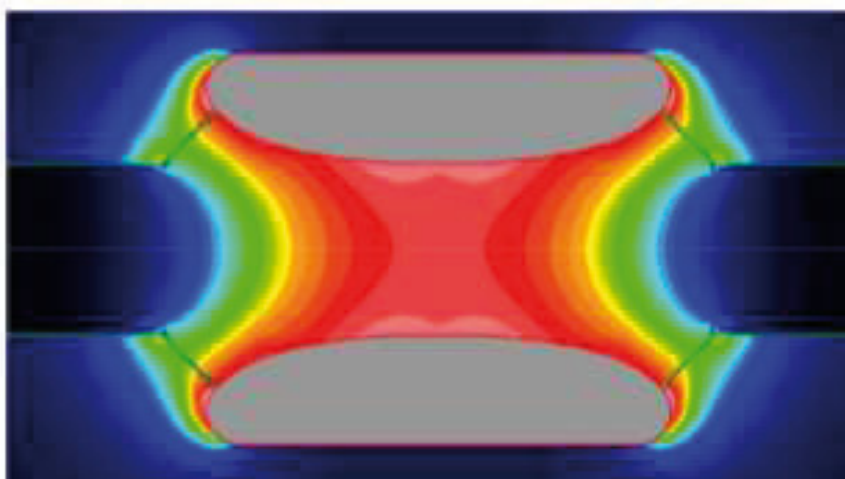
Budowa stosowanych obecnie elektroporatorów oparta jest na generatorach Marxa. Jednym z przykładowych rozwiązań jest zbudowany w 2003 elektroporator KEZ-WIEN przez firmę KEA-TECH oraz Forschungszentrum Karlsruhe w ramach wspólnego projektu dotyczącego przetwarzania zacieru na podstawie wiedzy o zastosowaniu pulsacyjnego pola elektrycznego. Zastosowany w tym urządzeniu Generator Marxa ma pojemność 140 nF na stopień i może pracować przy napięciu ładowania do 50 kV. Został on zaprojektowany do pracy przy częstotliwości powtarzania do 20 Hz. Generator Marxa

uziemiony jest w centrum pomiędzy trzecim i czwartym stopniem aby dostarczyć symetryczny impuls napięcia.



Rys. 2. Schemat układu impulsowego: Generator Marxa uziemionego pomiędzy 3 i 4 stopniem.[4]

Proces elektroporacji zachodzi w reaktorze, który działa jako obciążenie elektrolityczne do generatora Marxa. Odporność jest określona przez geometrię elektrody i przewodności zaciera. Razem z pojemności wznoszonego generatora Marxa oraz indukcyjność generatora Marxa i przewodów łączących określa kształt impulsu. Dzięki równoległemu umieszczeniu elektrod rozkład pola jest prawie jednorodny, co ma korzystny wpływ na, przepływający w szczeliny pomiędzy elektrodami moszcz [4].



Rys 3. Natężenie pola elektrycznego wewnątrz geometrii reaktora elektroporacji [4]

### 3. PODSUMOWANIE

Przeprowadzane przez naukowców badania pokazują potencjał PEF do uzyskania wina o wystarczającym stężeniu związków fenolowych w umiarkowanym czasie maceracji. Mimo, że niektóre związki fenolowe czerwonego wina pochodzą z pestek winogron, to głównym ich źródłem jest skórka winogron która zawiera dużą ilość różnych fenoli głównie antocyjany i poratyncjadanidy, zlokalizowane w wakuoli komórek. Skład fenolowy wina zależy zarówno od winogron jaki i technologii produkcji wina, która może mieć wpływ na wydobycie fenoli i ich późniejsza stabilność w winie. Przeprowadzane badania pokazują że PEF jest odpowiednią technologią poprawiającą uwalnianie wewnątrzkomórkowych związków przy niskim zużyciu energii. Jednakże brak wydajnych generatorów, uniemożliwia zastosowanie technologii na skalę przemysłową.

#### LITERATURA

- [1] Isabel López-Alfaro, Lucía González-Arenzana, Noelia López, Pilar Santamaría, Rosa López, Teresa Garde-Cerdán „Pulsed electric field treatment enhanced stilbene content in Graciano, Tempranillo and Grenache grape varieties” *Food Chem* 2013 Dec 27;141(4):3759-65. Epub 2013 Jun 27
- [2] Elisa Luengo & Ernesto Franco & Fernando Ballesteros & Ignacio Álvarez & Javier Raso „Winery Trial on Application of Pulsed Electric Fields for Improving Vinification of Garnacha Grapes”, 11 October 2013 Springer Science+Business, Media New York 2013
- [3] Masa Kanduser and Damijan Miklavcic „*Electroporation in Biological Cell and Tissue: An Overview*” *Electrotechnologies for Extraction from Food Plants and Biomaterials Food Engineering Series* 2008, pp 1-37
- [4] M. Sack, and G. Müller Forschungszentrum Karlsruhe GmbH „*Optimisation of an Electroporation Device for Mash*”

#### ELECTROPORATION FOR WINE PRODUCTION

Electroporation is a new means to processing grape must during the wine maturation process. It offers the possibility of opening biological cells of the skin of grapes in order to extract flavorings, and in the case of red wine grapes quickly and carefully pigments. In traditional methods to extract the red color is used fermentation, which guarantees high quality wine or uses a heat treatment, which has an adverse effect on the taste of wine. Electroporation combines the advantages of fast processing of cells grapes on low temperature, so that is retained taste of the wine.

Tomasz RUSINOWICZ\*

## **ZASTOSOWANIE OPRAW LEDOWYCH W EWAKUACYJNYM OŚWIETLENIU AWARYJNYM**

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku (DzU z 2010 r., nr 109, poz. 719), oświetlenie ewakuacyjne należy do urządzeń przeciwpożarowych, w które to urządzenia winny być wyposażone budynki i obiekty budowlane, a przede wszystkim - obiekty użyteczności publicznej. Oznacza to, iż w trakcie prac projektowych związanych z budową nowego, bądź remontem już istniejącego obiektu zaliczającego się do miejsca pracy lub obiektu publicznego, projektant instalacji elektrycznej powinien uwzględnić na etapie projektowania oprawy awaryjne wraz z towarzyszącą im instalacją. Najczęściej jest to realizowane jako jeden wspólny projekt wraz z oświetleniem podstawowym. Do rozstrzygnięcia jest wówczas kwestia rodzaju oświetlenia awaryjnego (ewakuacyjnego), typu instalacji, rodzaju stosowanych opraw oraz ewentualnych innych warunków zewnętrznych. Współcześnie najbardziej rozwijaną technologią źródeł światła jest technologia LED. Artykuł ma na celu przedstawienie najważniejszych właściwości źródeł ledowych pod kątem instalacji oświetlenia awaryjnego oraz zachęcenie do ich stosowania w tychże instalacjach.

### **1. OŚWIETLENIE AWARYJNE**

#### **1.1. RODZAJE**

Według obowiązującej na chwilę obecną w Polsce normą, rozróżniane są następujące rodzaje oświetlenia awaryjnego [5]:

1. Awaryjne oświetlenie ewakuacyjne, dzielące się na:
  - a. oświetlenie drogi ewakuacyjnej,
  - b. oświetlenie strefy otwartej,
  - c. oświetlenie strefy wysokiego ryzyka
2. Oświetlenie zapasowe.

---

\*Wydział Elektryczny Politechniki Śląskiej, ul. Bolesława Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice

Oświetlenie zapasowe ma za zadanie w sposób generalnie niezmienny umożliwić kontynuację normalnych czynności, czyli oferować poziom natężenia światła zbliżony do funkcjonującego oświetlenia podstawowego. O ile stosowanie opraw ledowych w tym celu może budzić wątpliwości, chociaż wraz z postępem w tej dziedzinie - coraz mniej uzasadnione, to ich wykorzystanie w oświetleniu ewakuacyjnym jest jak najbardziej sensowne. Wynika to z wymagań oświetleniowych stawianych oświetleniu ewakuacyjnemu, czyli takiemu które ma zapewnić bezpieczne opuszczenie miejsca przebywania lub uprzednie umożliwienie podjęcie próby zakończenia potencjalnie niebezpiecznego procesu.

## 1.2. WYMAGANIA WOBEC OŚWIETLENIA EWAKUACYJNEGO

Norma [5] określa m.in. wymagania stawiane oświetleniu awaryjnemu, w przypadku oświetlenia dróg ewakuacyjnych do najistotniejszych należą:

- średnie natężenie oświetlenia na podłożu: dla dróg ewakuacyjnych do 2 metrów, wzdłuż środkowej linii drogi - minimum 1 lx, a na centralnym pasie (obejmującym co najmniej połowę drogi) - minimum 0,5 lx,
- stosunek natężenia maksymalnego do minimalnego wzdłuż centralnej linii drogi ewakuacyjnej powinien być nie większy niż 40:1,
- natężenie oświetlenia na podłodze w pobliżu punktów pierwszej pomocy, urządzeń przeciwpożarowych i przycisków alarmowych, które nie znajdują się na drodze ewakuacyjnej, powinno wynosić co najmniej 5 lx,
- olśnienie przeszkadzające powinno być utrzymane na niskim poziomie przez ograniczenie natężenia wychodzącego z opraw w polu widzenia,
- współczynnik oddawania barw zastosowanych źródeł światła powinien wynosić nie mniej niż 40,
- czas przez jaki droga ewakuacji będzie oświetlana powinien wynosić nie mniej niż 1 godzinę,
- w ciągu 5 s od załączenia instalacji oświetlenia awaryjnego powinno być wytworzone minimum 50% wymaganego natężenia, natomiast pełny poziom natężenia – w ciągu 60 s.

Podobnie wyglądają wymagania w przypadku oświetlenia strefy otwartej, przy czym najistotniejsza różnica polega na tym, iż w obrębie pola strefy natężenie oświetlenia nie powinno być niższe niż 0,5 lx.

Natomiast dla oświetlenia stref wysokiego ryzyka obowiązują zaostrzone wymagania oświetleniowe, są to przede wszystkim:

- natężenie oświetlenia na płaszczyźnie odniesienia powinno wynosić co najmniej 10% wymaganego oświetlenia podstawowego, ale nie powinno być mniejsze niż 15 lx,
- współczynnik równomierności oświetlenia (wartość maksymalna do minimalnej)

- powinien być nie większy niż 10:1,
- pełne natężenie oświetlenia awaryjnego powinno być uzyskane po 0,5 s,
- nie może występować efekt stroboskopowy.

Jak widać, wymagania dotyczące oświetlenia ewakuacyjnego nie są przesadnie wysokie. Dzięki swym zaletom technologia LED jest im w stanie sprostać bez większych trudności.

## 2. TECHNOLOGIA LED

### 2.1. CHARAKTERYSTYCZNE CECHY ŹRÓDEŁ LEDOWYCH

Wśród zalet opraw zawierających źródła ledowe do najistotniejszych należą:

- duża skuteczność świetlna, przekładająca się na stosunkowo niewielki pobór energii elektrycznej. Jest to korzystne zwłaszcza w momencie awarii, gdy podstawowe źródło zasilania staje się niedostępne i należy korzystać z drogiej i mocowo bardziej ograniczonych źródeł zastępczych.
- błyskawiczne czasy załączania, co pozwala bez trudu sprostać wymaganiom norm, w kontekście wymaganego czasu zaświecania się oświetlenia awaryjnego,
- niewielkie wymiary źródeł, a co za tym idzie i opraw, pozwalające na ich montaż w sposób łatwiejszy i w miejscach dla niektórych opraw tradycyjnych niedostępnych,
- duża trwałość źródeł, w przypadku oświetlenia "na ciemno", praktycznie nie istnieje kwestia wymiany źródeł światła w danym obiekcie,
- odporność na uderzenia i wibracje, co skutkuje większą szansę na to, iż w razie potrzeby, źródło faktycznie będzie działać.

Technologia LED nie jest oczywiście bez wad, jednakże najczęściej wymieniany jej niedostatek – nieprzyjemna barwa światła, w przypadku oświetlenia awaryjnego przestają mieć znaczenie. Natomiast z kierunkowym świeceniem diod – generalnie problemem w przypadku opraw awaryjnych, producenci radzą sobie poprzez stosowanie czy to soczewek rozpraszających, czy też stosując więcej źródeł w jednej oprawie ustawionych nierównolegle. W ten sposób uzyskuje się po pierwsze, ograniczenie efektu olśnienia, po drugie - poprawę równomierności natężenia oświetlanej powierzchni.

### 2.2. KORZYŚCI PŁYNĄCE Z UŻYCIA OPRAW LEDOWYCH W OŚWIETLENIU AWARYJNYM

W tym miejscu należy zwrócić uwagę na sposób zasilania instalacji oświetlenia ewakuacyjnego. Agregaty prądotwórcze raczej należy wykluczyć, ze względu na trudność w sprostaniu wymaganiom dotyczącym czasu załączenia takiego oświetlenia (patrz pkt. 1.2). W praktyce istnieją dwie możliwości: centralna bateria (względnie lokalna bateria - zasilająca grupę opraw np. w jednym budynku danego obiektu) oraz indywidualne baterie



opraw. Okazuje się, że dla obu tych rozwiązań, technologia ledowa oferuje oszczędności ekonomiczne.

W przypadku zasilania z centralnej baterii, stosowanego często na dużych obiektach, np. elektrownie, zdarza się, iż kabel zasilający podrozdzielnicę oświetlenia awaryjnego ma długość rzędu 300–400 m. W związku z czym, decydującym parametrem doboru tego kabla staje się dopuszczalny spadek napięcia. Jak wiadomo, dla obwodów prądu stałego, spadek napięcia jest wprost proporcjonalny do mocy (prądu) przenoszonej przez ten kabel. Dzięki rewelacyjnej skuteczności świetlnej źródeł ledowych, można ograniczyć przekrój drogich, specjalistycznych kabli, zapewniających podtrzymanie funkcji kablowej przez określony czas (przeważnie 90 minut). Ponadto dzięki mniejszemu zużyciu energii przez technologię ledową, w porównaniu do innych źródeł, można również zaoszczędzić na pojemności centralnej baterii.

Natomiast przy zastosowaniu opraw z wewnętrzną baterią, posługiwanie się źródłami ledowymi pozwala na użycie akumulatorów o mniejszej pojemności niż w przypadku innych źródeł, ponownie istotna jest tu wysoka sprawność tej technologii skutkująca względnie niewielkiemu poborem energii. Z kolei mniejsza pojemność akumulatora przekłada się na jego niższą cenę, co w przypadku większej ilości opraw może urosnąć do zauważalnej wartości.

Warto również wspomnieć o potencjale opraw ledowych w kontekście ich użycia w obrębie stref zagrożonych wybuchem. Po pierwsze, diody LED są elementami półprzewodnikowymi – ich świecenie opiera się na zjawisku rekombinacji nośników ładunku, w otoczeniu atmosfery wybuchowej jest to technologia zdecydowanie bezpieczniejsza niż np. wyładowania elektryczne w oparach metali bądź gazów zachodzące w lampach wyładowczych (np. oprawy sodowe, rtęciowe czy metalohalogenkowe). Po drugie, dzięki wysokiej sprawności, oprawy ledowe wydzielają względnie mało ciepła. Efekt ten przemawia za większym bezpieczeństwem ich użytkowania, jako że odprowadzają do atmosfery wybuchowej mniej energii.

### 3. PODSUMOWANIE

W artykule przedstawiono główne wymagania świetlne stawiane instalacji oświetlenia awaryjnego – ewakuacyjnego. Przedstawiono także zalety i wady źródeł światła wykonanych w technologii LED. Na podstawie tych informacji, można stwierdzić, iż oprawy ze źródłami LED mogą być stosowane w oświetleniu awaryjnym z bardzo dobrym skutkiem. Niestety praktyka projektowa pokazuje, że część projektantów wciąż postrzega tę technologię jako dopiero rozwijającą się, a co za tym idzie niewystarczająco pewną do zastosowań tak kluczowych jak bezpieczeństwo ludzkiego zdrowia i życia.



## LITERATURA

- [1] FREZA M., Oświetlenie awaryjne - zmiany w normie PN-EN 1838:2013-11., "Elektro Info", nr 4/2014, 38-39.
- [2] KAMIŃSKI D., Norma PN-EN 1838:2013-11, nowe podejście do oświetlenia awaryjnego, "Elektro Info", nr 4/2014, 44-47.
- [3] Kompendium wiedzy z zakresu oświetlenia awaryjnego, <http://www.exitserwis.pl>
- [4] Przepisy, normy i projektowanie oświetlenia awaryjnego, CEAG Notlichtsysteme GmbH.
- [5] PN-EN 1838:2013. Zastosowania oświetlenia - Oświetlenie awaryjne.
- [6] Rozporządzenie MSWiA z dnia 7 czerwca 2010 roku, W sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów i terenów.

## APPLICATION OF LED LUMINARIES IN EVACUATION EMERGENCY LIGHTING

The article describes emergency lighting and lists requirements of evacuation lighting according to standard [5]. The crucial pros and cons of LED technology are also presented and discussed. Some of the most important advantages of LED luminaries are uniquely high efficiency resulting in reducing cost of batteries and special flame-redundant cables, instant turning - important to fulfill requirements included in the standard [5]. What is more, LED sources are very durable, which practically means that necessity of changing them in emergency lighting is minimal, finally LED luminaries are quite shock-resistant, thanks to that there is bigger chance for them to be in proper state when needed. On the other hand, unpleasant light emitted by LEDs is not significant in evacuation lighting, whereas directional shining of LED sources is copped by to using dispersing lenses or more LEDs put together in one luminary unparallelly. The article mentions and explains advantages of using LED luminaries in both installation types – with central battery and individual battery, mainly cost-effective issues. What is more, the safety benefits of using LED luminaries in Ex zones in contrast to some other lighting technology sources are explained.

Janusz SIWIK\*

## **ZASTOSOWANIE TERMOGENERATORÓW DO HARVESTINGU ENERGII**

W pracy opisano pojęcie harvestingu energii, poddając szerszej analizie źródła generujące energię elektryczną wykorzystując różnicę temperatur. Przedstawiono zjawiska termoelektryczne jakimi są zjawisko Seebecka, efekt Peltiera i zjawisko Thomsona oraz sposoby ich wykorzystania. Dokonano przeglądu dostępnych komercyjnie rozwiązań w tej dziedzinie, opisano parametry jakimi charakteryzują się termogeneratory i rozważono ich potencjalne zastosowania. Przeanalizowano charakterystyki termogeneratora firmy Micropelt przedstawiając możliwości, jakie niesie ze sobą opisana technologia. W pracy znajdują się również prognozy jej rozwoju w najbliższych latach.

### 1. WSTĘP

Harvesting energii to pojęcie opisujące proces pobierania energii bezpośrednio z otoczenia wykorzystując źródła jakie otaczają człowieka, takie jak ruch, energia słoneczna energia cieplna itp. W odróżnieniu od odnawialnych źródeł energii rozumianych jako farmy wiatrowe, panele słoneczne i inne mające zastąpić elektrownie bazujące na źródłach kopalnianych, harvestery służą do generowania bardzo małych mocy rzędu  $\mu$ -mW.

Są to więc układy przeznaczone do zasilania elektroniki o niewielkich wymaganiach energetycznych. Duży potencjał do zastosowań harvesterów oferują systemy MEMS (micro electro-mechanical systems) o znacznym stopniu integracji i bardzo małych wymiarach. Są to najczęściej czujniki bezprzewodowe, znajdujące rolę w coraz większym obszarze zastosowań, od przemysłu poprzez transport aż do elektroniki użytkowej. Wszędzie tam gdzie używane są baterie, warte rozważenia jest zastosowanie zamiennika w postaci harwestera. Ma to znaczenie nie tylko ze względów ekologicznych, odpowiednio dopasowany układ może być bardziej odporny na mechaniczne wstrząsy lub zmiany

---

\* Politechnika Wrocławska, Akademickie koło SEP przy Politechnice Wrocławskiej

temperatur, które działają bardzo negatywnie na żywotność standardowych baterii. Kolejną płaszczyzną zastosowań są sytuacje gdzie problematyczna jest wymiana baterii a podłączenie zasilania utrudnione, jak np. czujniki ciśnienia powietrza w oponach czy nadajniki monitorujące położenie zwierząt. Układy harvesterów mają kilka zasadniczych wad, o których należy wspomnieć. Ze względu na wciąż niską popularność, rozwiązania te są znacznie droższe od standardowych metod zasilania, wiąże się to także ze wzrostem skomplikowania. Generowane napięcie to zazwyczaj ułamki woltów, a więc do poprawnego działania elektroniki potrzebne są układy przetwarzania i magazynowania energii. Ze względu na bardzo małe moce, współpracujące układy najczęściej nie mają możliwości pracy ciągłej, co trzeba mieć na uwadze dobierając odbiór. Przy rozpatrywaniu współpracującego urządzenia powinno się także liczyć się ze wszystkimi nawet bardzo małymi stratami jak straty upływu oraz brać pod uwagę pojemność przewodów.

## 2. ZJAWISKA TERMOELEKTRYCZNE

Mówiąc o termogeneracji należy wspomnieć o podstawowych zjawiskach jakie towarzyszą temu procesowi. Są to: zjawisko Seebecka, zjawisko Peltiera i zjawisko Thomsona.

### 2.1 ZJAWISKO SEEBECKA

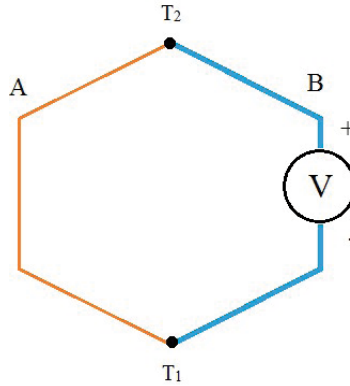
„Polega na generowaniu napięcia na styku dwóch metali, których końce są ze sobą spojone i znajdują się w różnych temperaturach” [1]. Układ tych dwóch metali nazywany jest termoparą, dla różnych układów materiałów zmienia się wartość pojawiającego się napięcia, co jest zależne od współczynników Seebecka ( $S_A$  i  $S_B$ ) danych materiałów. Zjawisko opisane jest wzorem (1), z którego wynika że zależność napięcia od gradientu temperatur jest liniowa. Ilustracja tego efektu znajduje się na rys. 1, gdzie A i B to dwa różne metale.

$$V = (S_B - S_A)(T_2 - T_1) \quad (1)$$

### 2.2. EFEKT PELTIERA

Jest to efekt odwrotny do zjawiska Seebecka. „Jeżeli przez obwód złożony z dwóch metali (lub półprzewodników) przepuści się prąd elektryczny, to na jednym złączu nastąpi wydzielanie ciepła a na drugim ciepło zostanie pochłonięte” [1]. Równanie opisujące zjawisko (2), pokazuje, że zmiana ciepła jest proporcjonalna do przepływającego prądu.  $\Pi_{AB}$  jest współczynnikiem Peltiera, zależnym od użytych materiałów:

$$\frac{dQ}{dt} = \Pi_{AB} \cdot I \quad (2)$$



Rys. 1. Ilustracja zjawiska Seebecka  
Fig1. Illustration of Seebeck effect

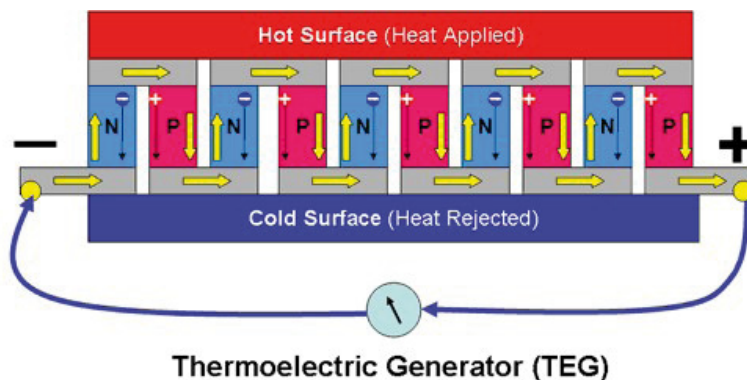
### 2.3. ZJAWISKO THOMSONA

„Polega ono na wydzieleniu lub pochłanianiu ciepła przy przepływie prądu przez jednorodny przewodnik, wzdłuż którego występuje gradient temperatury  $\Delta T$ ” [1]. Efekt ten powiązany jest z dwoma poprzednimi, a wzór opisujący je to (3), gdzie  $\tau$  jest współczynnikiem Thomsona,  $\frac{dT}{dx}$  opisuje różnicę temperatury na długości próbki:

$$dQ = \tau \cdot I \cdot \frac{dT}{dx} \quad (3)$$

## 3. TERMOGENERATORY

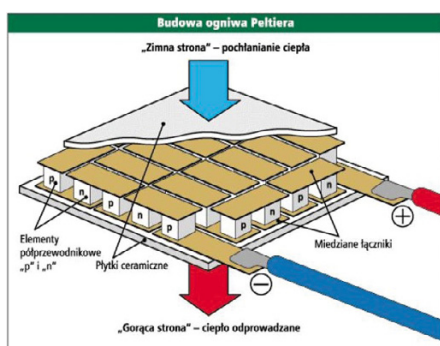
Typowe układy termopar umożliwiają uzyskanie napięcia rzędu kilkudziesięciu mikrowoltów, co sprawia poważne ograniczenia przy zastosowaniach praktycznych. Aby zwiększyć możliwości, stosuje się ich szeregowo łączenie tworząc w ten sposób termostos (rys. 2), gdzie uzyskiwane napięcie jest znacznie wyższe.



Rys. 2. Ilustracja termostosu [2]

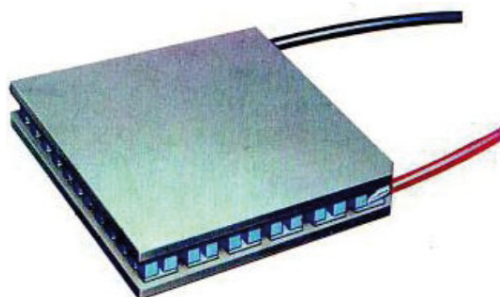
Fig. 2. Thermopile illustration

Przykładem takiego termostosu jest moduł Peltiera (rys. 3,4), nazwa pochodzi od efektu Peltiera, ponieważ przeważnie wykorzystywany jest do chłodzenia układów elektronicznych.



Rys. 3. Moduł Peltiera, ilustracja wnętrza [3]

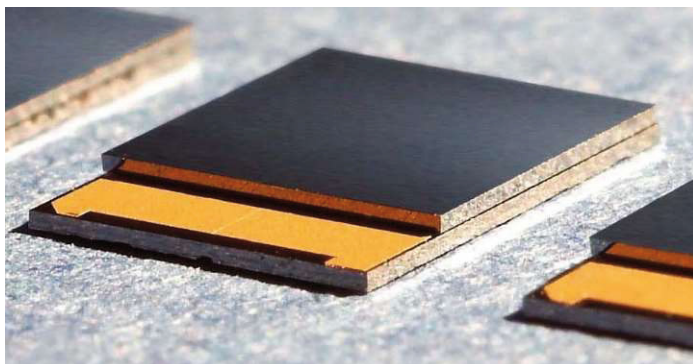
Fig. 3. Peltier module, inside illustration



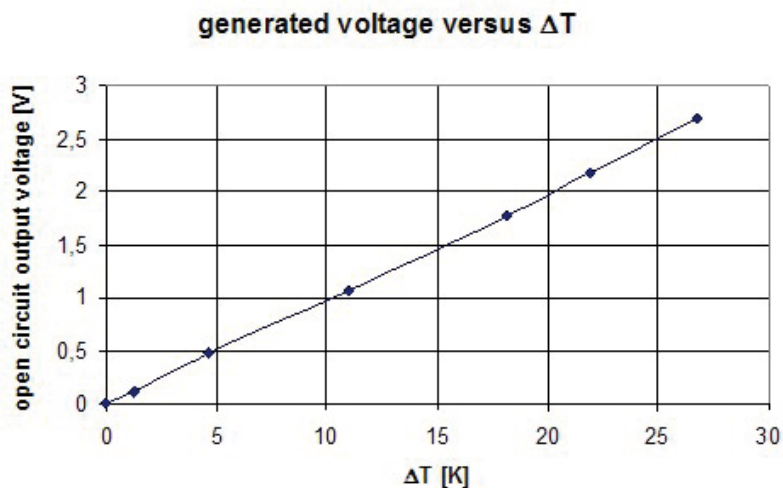
Rys. 4. Moduł Peltiera, zdjęcie rzeczywiste [3]

Fig. 4. Peltier module, real photo

Komercyjnym przykładem termogeneratora jest układ Micropelt MPG-D602 (rysunek 5.), przeznaczony do harvesting. Jest to moduł niewielkich wymiarów (grubość zaledwie 1 mm) złożony z 450 termopar generujący napięcie ok. 2 V i moce do ok. 3 mW, w zależności od gradientu temperatury. Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono wykresy zależności napięcia i mocy od różnicy temperatur.

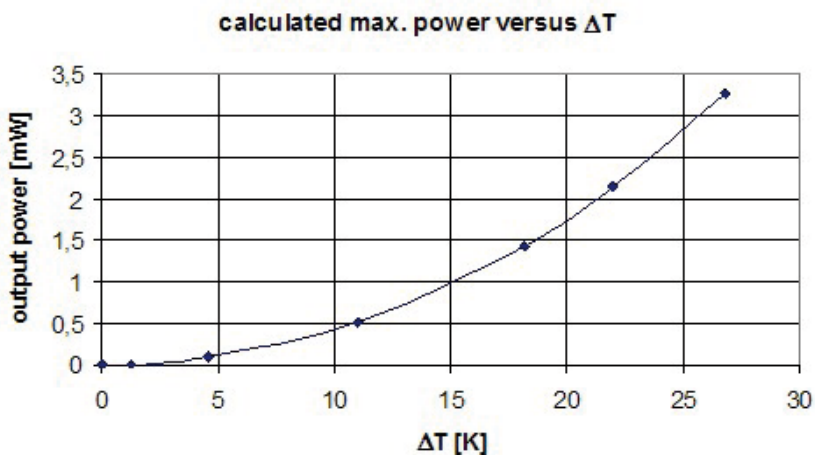


Rys. 5. Układ Micropelt MPG-D602 [4]  
Fig. 5. Micropelt MPG-D602 module



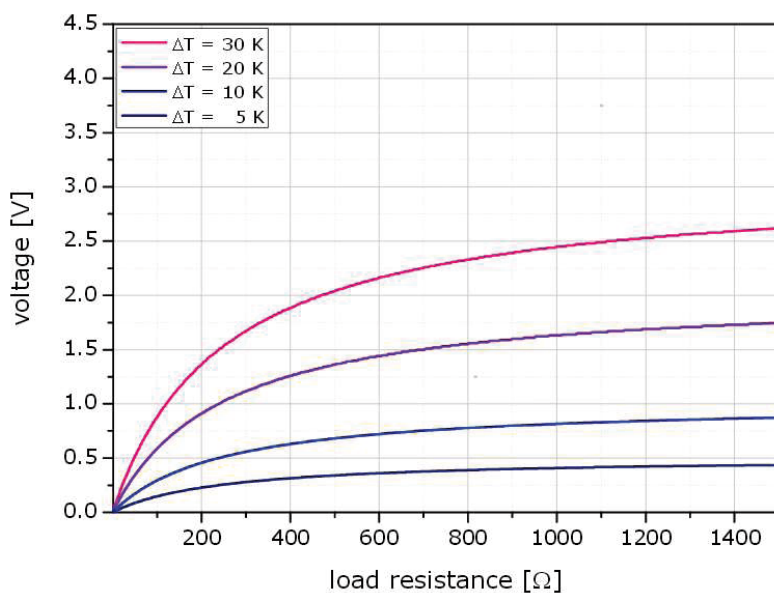
Rys. 6. Wykres zależności napięcia od różnicy temperatur układu Micropelt MPG-D602 [5]  
Fig. 6. Open circuit voltage to temperature gradient ratio diagram for Micropelt MPG-D602 module

Zgodnie z oczekiwaniami zależność napięcia od różnicy temperatur jest liniowa. Napięcie i moc są także silnie zależne od rezystancji obciążenia. Największe moce uzyskuje się przy dopasowanej rezystancji równej rezystancji wewnętrznej układu wynoszącej 200  $\Omega$ . Rysunki 8 i 9 przedstawiają wykresy, na których widoczne są te zależności.



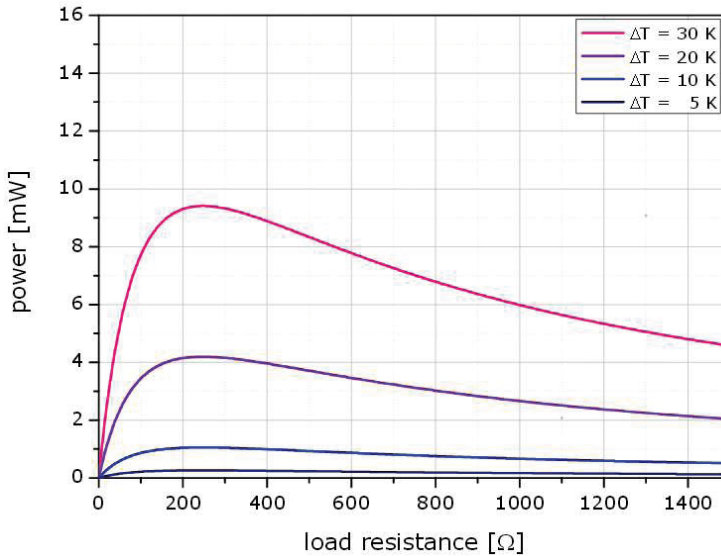
Rys. 7. Wykres zależności mocy wyjściowej od różnicy temperatur układu Micropelt MPG-D602 [5]

Fig. 7. Output power to temperature gradient ratio diagram for Micropelt MPG-D602 module



Rys. 8. Wykres zależności napięcia od obciążenia dla układu Micropelt MPG-D602 [4]

Fig. 8. Voltage to load resistance ratio diagram for Micropelt MPG-D602 module



Rys. 9. Wykres zależności mocy od obciążenia dla układu Micropelt MPG-D602 [4]  
 Fig. 9. Power to load resistance gradient ratio diagram for Micropelt MPG-D602 module

Rozpatrując powyższe zależności, należy zwrócić uwagę, że różnica temperatur będzie stopniowo maleć wraz z nagrzewaniem się strony chłodniejszej od strony cieplejszej, co powoduje utratę sprawności jeśli nie zapewnione jest dodatkowe odprowadzanie ciepła. Potencjalne zastosowanie tego układu, znajduje się wszędzie tam, gdzie monitorowana jest temperatura. Sprawdziłby się więc w inteligentnych budynkach, wspierając automatykę zarządzającą systemami sanitarnymi HVAC (Heating, Ventilation, Air Conditioning). Układy monitorujące przepływ energii i urządzenia medyczne, to kolejne płaszczyzny możliwych zastosowań.

#### 4. WNIOSKI

Harvesting energii jest rozwiązaniem oferującym szerokie możliwości podczas poszukiwań alternatywy dla klasycznych układów zasilania. Duży potencjał jest obarczony wieloma niedoskonałościami, które trzeba będzie dopracować chcąc wprowadzić efektywne i opłacalne komercyjnie metody. Termogeneratory stanowią dobry punkt wyjścia ze względu na stosunkowo duże generowane moce i łatwość znalezienia potencjalnych zastosowań.



Układy takie jak Micropelt MPG-D602 stanowią przykład gotowych rozwiązań, przeznaczonych do elektroniki w mikro skali. Wraz z rozwojem technologii i większą popularnością podobnych modułów ich cena będzie maleć, sprawiając, że staną się one coraz bardziej dostępne i znajdą zastosowanie dla szerszej gamy odbiorców. Wartość rynku harvesterów znacząco rośnie z roku na rok i w 2017r. jego szacowana wartość wynosi 227 mln \$ [6]. Stanowi to o coraz większej popularności tego typu rozwiązań, co w dobie inwestowania w „zieloną energię” jest naturalnym procesem.

#### LITERATURA

- [1] Hruban A., Królicka A., Mirowska A., *Nowoczesne materiały termoelektryczne- przegląd literaturowy*. Instytut Technologii Materiałów Elektronicznych ul. Wólczyńska 133, 01-919 Warszawa.
- [2] *Direct conversion of Heat Energy to Electrical Energy Thermocouple Electric Generators* <http://www.mpoweruk.com/contacts.htm>
- [3] Janisz B., *Moduł Peltiera* [http://www.peltier.agh.edu.pl/?page\\_id=25](http://www.peltier.agh.edu.pl/?page_id=25) 17.03.2013
- [4] Nota katalogowa układu Micropelt MPG-D602/D751 [http://www.thermalforce.de/de/product/thermogenerator/micropelt\\_d751.pdf](http://www.thermalforce.de/de/product/thermogenerator/micropelt_d751.pdf)
- [5] Strona producenta Micropelt <http://micropelt.com/thermogenerator.php>
- [6] Allan R., *Energy Harvesting And Wireless Sensor Networks Drive Industrial Applications* Electronic Design <http://electronicdesign.com/power/energy-harvesting-and-wireless-sensor-networks-drive-industrial-applications> 30.05.2013.

#### THERMOGENERATORS APPLICATION IN ENERGY HARVESTING

Article describes conception of energy harvesting, focusing on thermoelectric generators, basic thermoelectric effects (Seebeck, Thomson and Peltier effect) and consideration of its applications in commercial uses. There are also review of existing solutions in this field based on example of module of Micropelt company. There are basic properties and diagrams of this module shown. There is also forecast on future development of this technology.

Gracjana SKWIRA\*

## **ANALIZA ENERGOCHŁONNOŚCI PRZENOŚNIKÓW TAŚMOWYCH**

Budowane w latach 70-tych zakłady przemysłowe funkcjonują do czasów obecnych, jednak sytuacja rynkowa jak i ustawodawstwo polskie (zgodnie z wymogami Unii Europejskiej) wymusza zwiększenie efektywności ich pracy przy jednoczesnym ograniczeniu energochłonności wykorzystywanych tam układów oraz zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych. Biorąc pod uwagę wysokie koszty związane z budową nowych instalacji, dobrym rozwiązaniem, pod względem ekonomicznym oraz technicznym, jest modernizacja powstałych wcześniej obiektów. W artykule przedstawiono analizę możliwości ograniczenia energochłonności na przykładzie węglowego ciągu przenośników taśmowych w KWB Bełchatów przy wykorzystaniu układów napędowych zasilanych z przemienników częstotliwości.

### **1. WSTĘP**

#### **1.1. WPROWADZENIE DO ZAGADNIENIA**

Przedmiotem analizy jest ciąg węglowy, składający się z pięciu przenośników taśmowych, scharakteryzowany w tabeli 1.

Tabela. 1. Podstawowe dane dotyczące ciągu przenośników KWB Bełchatów  
Table 1. Basic data of conveyors in Bełchatów BCM

Przenośnik	Prędkość taśmy	Liczba i moc napędów [szt. x kW]	Długość przenośnika [m]
P1	5,24	3x630	1050
P2	5,24	3x630	700
P3	5,24	4x630	3100
P4	5,24	4x1000	3450
P5	5,24	3x1000	2950

---

\* Politechnika Wroclawska, 50-372 Wrocław, ul. Janiszewskiego 8, gracjana.skwira@gmail.com

W stacjach napędowych zabudowane są pierścieniowe silniki wysokonapięciowe 6 kV typu SZUre 136t o mocach 630 kW i 1000 kW, sprawności  $\eta = 94,5\%$  i współczynnika mocy  $\cos\varphi = 0,87$ . Brak jest danych odnośnie sprawności silników dla pracy ze zmniejszoną mocą obciążenia. Napędy te, w porównaniu do obecnie produkowanych silników wysokosprawnych, charakteryzują się wyraźnie podwyższoną energochłonnością.

Zamiana układu napędowego z tradycyjnego, opartego o silniki pierścieniowe i rezystory rozruchowe, na układ z zastosowaniem wysokosprawnych silników i przemienników częstotliwości w istotny sposób może zmniejszyć zużycie energii w całym ciągu przenośników taśmowych.

## 1.2. OBSZARY POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Analizując poprawę wskaźnika energochłonności ciągu przenośników taśmowych, można wyróżnić sześć obszarów, których zmiana spowoduje zmniejszenie zapotrzebowania na energię i tym samym obniży koszty pracy całego ciągu:

- zmniejszenie liczby wymaganych napędów w stacjach napędowych – zastosowanie przemienników poprawia warunki rozruchowe poprzez zwiększenie dostępnego momentu rozruchowego;
- zastosowanie wysokosprawnych silników niskonapięciowych;
- praca ciągu przenośników ze zmniejszoną mocą – przemienniki umożliwiają płynną regulację prędkości taśmy zachowując przy tym wysoką wartość współczynnika mocy;
- optymalizacja parametrów przy częstych rozruchach i zatrzymaniach w tym zwrot energii hamowania do sieci. Wyrównanie obciążeń podczas rozruchu i pracy ustalonej;
- zastąpienie silników pierścieniowych silnikami klatkowymi – poprawa efektywności poprzez redukcję strat ciepła na oporach rozruchowych;
- zastosowanie przemienników eliminuje konieczność stosowania urządzeń do kompensacji mocy biernej – napędy zasilane przez przekształtniki częstotliwości pracują ze współczynnikiem mocy bliskim jedności.

Obliczenie rzeczywistych korzyści energetycznych z wynikających zastosowania rozwiązań opartych o energooszczędne silniki indukcyjne o obniżonym napięciu i przemienniki częstotliwości okazało się niemożliwe ze względu na brak dostępnych danych rzeczywistych dotyczących energochłonności z pracy analizowanego ciągu przenośników.

Na podstawie [4] można przyjąć, że dostosowanie prędkości pracy całego ciągu do rzeczywistej wydajności pracy koparki pozwala na znaczące ograniczenie zapotrzebowania na energię.

## 2. MODEL TEORETYCZNY

Analiza przykładowego ciągu przenośników pozwala określić teoretycznie korzyści wynikające z zamiany układów napędowych. Do modelu zostały wybrane wysoko-sprawne niskonapięciowe silniki prod. EMIT typu Sh450H6Cs oraz Sh500H6Cs o mocach odpowiednio 630 kW i 1000 kW klasie sprawności EFF1 zgodnie z normą PN-EN60034-1.

W tabeli 2 przedstawiono porównanie obecnie eksploatowanych i proponowanych silników w stacjach napędowych.

Tabela. 2. Podstawowe dane dotyczące ciągu przenośników KWB Bełchatów

Table 2. Basic data of conveyor system in Bełchatów BCM

Silnik	Rodzaj pracy	Sprawność nominalna $\eta$ [%]	Przeciążalność silnika $k$ [-]	Uwagi	Producent
SZUre 136r, 630 kW, 6 kV, 990 obr/min, $\cos\phi=0,87$	S1 częste rozruchy	93,5	2,1	pierścieniowy	DOLMEL
Sh450H6Cs, 994 obr/min, 690 V		97	2,6	klatkowy, wysoko-sprawny, spadek sprawności przy 50% obciążenia $\eta=96,7\%$	EMIT
SZUre 136t, 1000 kW, 6 kV, 990 obr/min, $\cos\phi=0,87$	S1 częste rozruchy	94,5	2,1	pierścieniowy	DOLMEL
Sh500H6Cs, 995 obr/min, 690 V		97,1	2,5	klatkowy, wysoko-sprawny, spadek sprawności przy 50% obciążenia $\eta=96,7\%$	EMIT

Przy doborze silników do układów napędowych zazwyczaj uwzględnia się ich pracę przy obciążeniu mniejszym niż znamionowe. Prowadzone badania wykazują, że obciążenie to wynosi zazwyczaj około 60% mocy znamionowej. Dla silników indukcyjnych maksymalna wartość sprawności zostaje osiągnięta średnio przy 75% maksymalnego obciążenia [6]. W silnikach wysokosprawnych podaje się dodatkowo spadek sprawności przy obciążeniu 75% i 50% nominalnej mocy.

Zużycie energii silnika można określić za pomocą zależności [2]:

$$Z = \frac{w \cdot P_N \cdot t}{\eta} \quad (1)$$

gdzie:

$Z$  – zużycie energii elektrycznej przez silnik [kWh/rok],

$P_N$  – moc nominalna silnika [kW],

$w$  – współczynnik obciążenia (przy braku uwzględnienia wpływu pracy z prędkością inną niż nominalna),

$\eta$  – sprawność znamionowa silnika,

$t$  – czas pracy [h].

W tabelach 3,4,5 oraz 6 przedstawiono zużycie energii dla przykładowego ciągu przenośników z napędem tradycyjnym, przy założeniu czasu pracy 5000 h/rok i średniego obciążenia na poziomie 75%. Do obliczeń została przyjęta sprawność nominalna ze względu na brak danych odnośnie aktualnych danych eksploatowanych silników. W analizie nie została uwzględniona możliwość pogorszenia sprawności silników w skutek długotrwałej eksploatacji oraz prawdopodobnych awarii oraz ich napraw.

Tabela. 3. Zużycie energii dla przenośników P1, P2, 3x630 kW

Table 3. Energy consumption for conveyors P1, P2, 3x630 kW

Prędkość obrotowa [p.u.]	Moc czynna wartość wyjściowa [p.u.]	Sprawność silnika (dla pierścieniowego) $\eta$ [-]	Współczynnik mocy $\cos\varphi$ [-]	Moc silnika [kW]	Czas pracy [h]	Zużycie energii [kWh/rok]
1	0,75	0,945	0,809	630	5000	3 090 235
Zużycie energii przez silnik						3 090 235
Liczba silników						3,0
Energia całkowita						9 270 705

Tabela. 4. Zużycie energii dla przenośnika P3, 4x360 kW  
 Table 4. Energy consumption for conveyor P3, 4x360 kW

Prędkość obrotowa [p.u.]	Moc czynna wartość wyjściowa [p.u.]	Sprawność silnika (dla pierścieniowego) $\eta$ [-]	Współczynnik mocy $\cos\varphi$ [-]	Moc silnika [kW]	Czas pracy [h]	Zużycie energii [kWh/rok]	
1	0,75	0,935	0,809	630	5000	<b>3 123 286</b>	
						Zużycie energii przez silnik	3 123 286
						Liczba silników	4,0
						Energia całkowita	12 493 142

Tabela. 5. Zużycie energii dla przenośnika P4, 4x1000 kW  
 Table 5. Energy consumption for conveyor P4, 4x1000 kW

Prędkość obrotowa [p.u.]	Moc czynna wartość wyjściowa [p.u.]	Sprawność silnika (dla pierścieniowego) $\eta$ [-]	Współczynnik mocy $\cos\varphi$ [-]	Moc silnika [kW]	Czas pracy [h]	Zużycie energii [kWh/rok]	
1	0,75	0,945	0,809	1000	5000	<b>4 905 135</b>	
						Zużycie energii przez silnik	4 905 135
						Liczba silników	4,0
						Energia całkowita	19 620 539

Porównując tradycyjne układy napędowe z układami opartymi o silniki wysoko-sprawne i przemienniki uzyskujemy dla analogicznych warunków pracy sprawność wypadkową na poziomie  $\eta = 0,93$ .

W tabeli 7 zestawiono prognozowane oszczędności dla poszczególnych ciągów przenośników z wykorzystaniem silników wysokosprawnych [7], [8]. Obliczenia zostały przeprowadzone z uwzględnieniem cen energii eklektycznej.

Tabela. 6. Zużycie energii dla przenośnika P5, 3x1000 kW  
Table 6. Energy consumption for conveyor P5, 3x1000 kW

Prędkość obrotowa [p.u.]	Moc czynna wartość wyjściowa [p.u.]	Sprawność silnika (dla pierścieniowego) $\eta$ [-]	Współczynnik mocy $\cos\phi$ [-]	Moc silnika [kW]	Czas pracy [h]	Zużycie energii [kWh/rok]	
1	0,75	0,945	0,809	1000	5000	<b>4 905 135</b>	
						Zużycie energii przez silnik	4 905 135
						Liczba silników	3,0
						Energia całkowita	14 715 404

Tabela. 7. Oszczędności możliwe do uzyskania w zestawieniu ciągu przenośników  
Table 7. The achievable saving in juxtaposition of conveyor system

	Oszczędność w ciągu roku [MWh]	Cena energii [PLN za 1 MWh] *	Oszczędność [PLN]/rok	Oszczędność [%]/rok
<b>Przenośnik P1,P2</b>	1 670,4	191,0	<b>319 040</b>	<b>18,0</b>
<b>Przenośnik P3</b>	2 359,4	191,0	<b>450 637</b>	<b>18,9</b>
<b>Przenośnik P4</b>	3 535,2	191,0	<b>675 216</b>	<b>18,0</b>
<b>Przenośnik P5</b>	2 651,4	191,0	<b>506 412</b>	<b>18,0</b>
<b>suma</b>	(P1,P2 łącznie)		<b>2 270 345</b>	<b>18,2</b>

Powyższe obliczenia, czysto teoretyczne, wykazały oszczędności możliwe do uzyskania przy zastosowaniu silników wysokosprawnych z uwzględnieniem sprawności oraz poprawy współczynnika mocy dla nominalnych i niższych warunków pracy. W modelu nie uwzględniono wpływu pracy generatorowej podczas hamowania czy wpływu zmian prędkości obrotowej na sprawność układu oraz innych korzyści, które wymienione zostały w punkcie 1.2. Dlatego rzeczywiste zapotrzebowanie na energię może okazać się niższe. Przy konfiguracji układu napędowego należy zwrócić uwagę na fakt, że wzrost częstotliwości przełączania półprzewodników w przemiennikach częstotliwości powoduje wzrost strat dynamicznych, które są główną przyczyną strat cieplnych przemiennika częstotliwości. W związku z powyższym determinują one sprawność układów napędowych z zastosowaniem przemienników.

\* Cena energii elektrycznej = 178...217 [PLN za 1MWh] [5]

### 3. PODSUMOWANIE

Ciągi przenośników węglowych w transporcie węgla brunatnego są dobrym przykładem na realizację energooszczędnych układów napędowych w oparciu o przemienniki częstotliwości. Cały ciąg przenośników może dopasować się do wydajności koparki i tym samym optymalizować koszty związane z transportem surowca energetycznego. Należy przy tym zauważyć, że straty własne przenośnika są proporcjonalne do prędkości przesuwu taśmy. Zmniejszenie prędkości ogranicza zużycie energii.

Rozwiązanie z zastosowaniem przemienników częstotliwości umożliwia pełną automatyzację ciągu transportowego i regulację wydajności.

Dane diagnostyczne możliwe są do odczytania z przemienników częstotliwości, co umożliwia, w przypadku awarii, szybką lokalizację wadliwego elementu ciągu przenośnikowego i spowoduje reakcję serwisową.

#### LITERATURA

- [1] Banach H., Minimalizacja strat mocy w indukcyjnych silnikach trójfazowych pracujących ze zmiennym obciążeniem, Monografie – Politechnika Lubelska, Lublin, 2013.
- [2] Falsza J, Kazirod D., Poprawa efektywności energetycznej napędów przemysłowych – analiza porównawcza stacji odpylania, Maszyny Elektryczne. Zeszyty problemowe, Racibórz, Wydawnictwo „Druk Art” SC, 2013, R. 15, nr 2, s. 75-77.
- [3] Kasztelewicz Z., Reizer R., Szymański J., Świdorski J., Przemienneiki częstotliwości w napędach jazdy gąsienicowych maszyn górniczych i węglowych przenośników taśmowych o regulowanej prędkości taśmy, Górnictwo i Geoinżynieria, Wydawnictwa AGH, 2007, R.31, z. 2, s. 339 - 354.
- [4] Szymański J., Przenośniki węglowe o regulowanej prędkości taśmy. Aspekty techniczne i ekonomiczne, Górnictwo i Geoinżynieria, Wydawnictwa AGH, 2009, R.33, z. 2, s. 427 - 438.
- [5] Tabele, <http://wyniki.tge.pl/>
- [6] Audyt napędu elektrycznego. Zastosowanie silnika elektrycznego o podwyższonej sprawności. Wstęp, Fundacja na rzecz efektywnego wykorzystania energii
- [7] Parametry eksploatacyjne, katalogi silników <http://www.cantonigroup.com/>
- [8] Parametry eksploatacyjne, katalogi silników <http://www.cantonigroup.com/>

#### ANALYSIS OF THE ENERGY INTENSITY OF THE BELT CONVEYORS

The factories built in the 70s are functioning to the present times. The market situation as well as the polish legislation (as required by the European Union) force to increase their efficiency while reducing energy intensity of systems used there and also to decrease greenhouse gas emissions. Considering high costs related with construction of new objects, a proper solution, in terms of economic and technical situation, is the modernization of previously created systems. The article presents an analysis of possibilities to limit energy intensity of drive system using frequency converters, based on an example of coal belt conveyor system in Belchatów BCM.



Mateusz TOMCZYK\*, Piotr NOWAK\*

## **OMÓWIENIE ROZWIĄZAŃ MAŁYCH ELEKTROWNI WIATROWYCH STOSOWANYCH W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH PROPONOWANYCH PRZEZ PRODUCENTÓW**

Małe elektrownie wiatrowe stosowane w gospodarstwach domowych bazują na dwóch systemach Off-grid i On-grid. Turbina wiatrowa jest podstawowym przyrządem stosowanym do konwersji energii wiatru na elektryczną. Wiatr będąc zjawiskiem stochastycznym może być wykorzystywany do produkcji energii ale wiąże się do z konsekwencjami, które zostaną omówione w artykule. W tym artykule omówiono rozwiązania proponowane przez firmy i stwierdzono, jakie rozwiązanie jest najbardziej korzystne z perspektywy kosztów inwestycji oraz maksymalnego wykorzystania energii wiatru.

### **1. WSTĘP**

#### **1.1. WPROWADZENIE DO ZAGADNIENIA**

Wyczerpywanie się pierwotnych zasobów energii, właściwie przede wszystkim, wzrost emisji dwutlenku węgla czyli gazu cieplarnianego do atmosfery, wymusza podejmowanie działań zmierzających do poszukiwania alternatywnych zasobów energii w tym zasobów energii odnawialnej. Konieczność udziału naszego kraju w tych działaniach wynika z naszego członkostwa w Unii Europejskiej, a zatem między innymi z takich aktów prawnych jak Zielona Księga [2000], Protokół z Kioto [2005] oraz Dyrektywy Unii Europejskiej [2001, 2003] [6]. Niewątpliwą zaletą turbin wiatrowych jest fakt, że są źródłem energii niewytwarzającym zanieczyszczeń. Na niekorzyść turbin wiatrowych przemawia towarzyszący ich pracy hałas, którego źródłem jest wirnik, a dokładniej łopaty przecinające powietrze, jak również pracująca przekładnia.

---

\* Politechnika Wroclawska, Akademickie Koło SEP przy Politechnice Wroclawskiej, 50-372 Wrocław, ul. Janiszewskiego 8, piotr.nowak@sep.com.pl, 202826@student.pwr.edu.pl

Prace rozwojowe nad siłowniami wiatrowymi zmierzają do zwiększenia ich sprawności oraz obniżenia poziomu hałasu wytwarzanego przez nie w trakcie pracy [1].

Celem pracy jest zebranie, porównanie oraz omówienie informacji na temat proponowanych rozwiązań systemów małych elektrowni wiatrowych. Oprócz tego praca obejmuje przegląd najnowszych technologii stosowanych w dziedzinie turbin wiatrowych.

## 1.2. ENERGETYKA WIATROWA W POLSCE

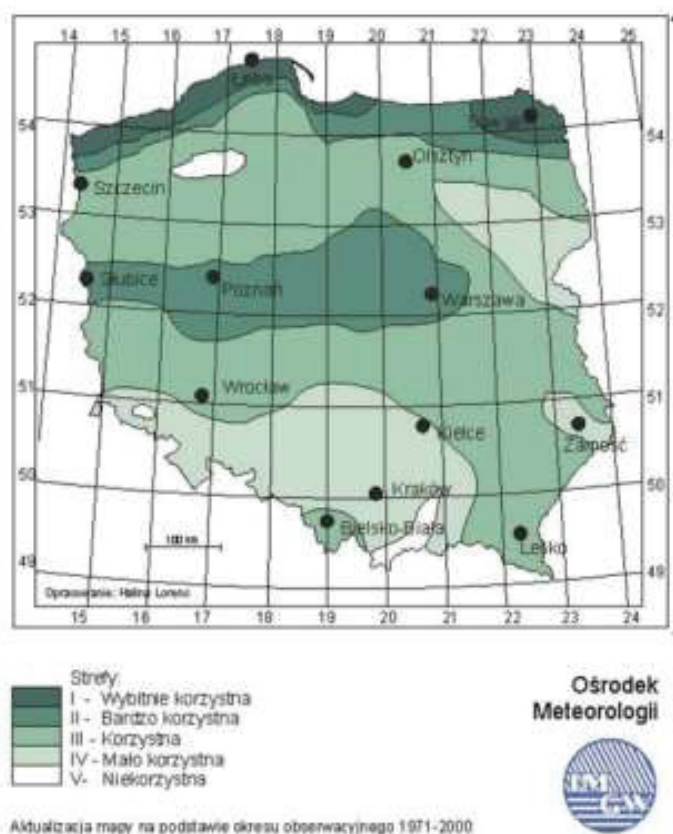
Na terenie Polski występują obszary o różnej intensywności wiatrów, bardziej lub mniej sprzyjające instalowaniu elektrowni wiatrowych. Turbiny dużej mocy wymagają średniorocznej wietrzności na poziomie 5,5-7 m/s czyli klasy I i II. Mniejsza wartość nie wyklucza natomiast możliwości instalowania małych elektrowni wiatrowych. Mapa daje tylko ogólną orientację. Dla każdej lokalizacji należy przeprowadzić osobną analizę. Energia wiatru zmienia się zarówno w ciągu roku, jak i podczas doby. Rośnie w środku dnia oraz w miesiącach zimowych. Wydajność **elektrowni wiatrowej** w dużej mierze zależy od jej lokalizacji w terenie. Zasadniczy wpływ ma jego ukształtowanie (podłużne wzgórza, pojedyncze wzgórza i góry, skarpy, zagłębienia, przełęczce) oraz przeszkody (budynki, drzewa). Zmienność wiatru zależy od wysokości i rośnie wraz z odległością od powierzchni ziemi. Im wyżej, tym wiatr ma bardziej stały charakter (turbulencje spowodowane ukształtowaniem terenu są coraz mniejsze). Wraz ze wzrostem wysokości względem poziomu morza zmniejsza się też gęstość powietrza, a to oznacza proporcjonalnie mniejszą siłę wiatru. Przeszkody terenowe – budynki, lasy oraz pojedyncze drzewa znajdujące się na drodze przesuwających się mas powietrza – powodują gwałtowne zmniejszenie prędkości wiatru i wzrost turbulencji w ich pobliżu. Najlepszy do korzystania z energii wiatru jest zatem obszar o jednolitej szorstkości.

Z każdym rokiem potrzeba coraz więcej energii elektrycznej i na świecie coraz więcej się jej produkuje. W jej wytwarzaniu przodują kraje europejskie – część energii powstaje w elektrowniach wiatrowych. Jeżeli chcemy wykorzystywać bezpłatną energię wiatru w skali mikro, na potrzeby domu jednorodzinnego, powinniśmy wnikliwie rozważyć opłacalność takiej inwestycji oraz uwarunkowania techniczne i prawne.

## 2. PRZYDOMOWA ELEKTROWNIA WIATROWA

Sama inwestycja zgodnie z ustawą o Prawie budowlanym wymaga uzyskania pozwolenia na budowę. Ustawa ta podlega stałym modyfikacjom. Jej aktualizowany tekst można znaleźć na stronie internetowej Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego [11]. **Elektrownia wiatrowa**, która ze względu na wymiary (wysokość) stanowiłaby przeszkodę lotniczą, musi być oznakowana zgodnie z Rozporządzeniem ministra infrastruktury z 25 czerwca 2003 r. w sprawie sposobu zgłaszania oraz oznakowania przeszkód lotniczych (DzU nr 130 z 24 lipca 2003 r. poz. 1193 oraz DzU nr 9, poz. 53). Zewnętrzne końce

śmigieł powinny być wówczas pomalowane w pasy o jednakowej szerokości (powinno być ich pięć), prostopadłe do dłuższego wymiaru śmigła, pokrywające 1/3 długości łopaty (trzy powinny być koloru czerwonego lub pomarańczowego, dwa – białego). Pasy skrajne nie mogą być białe. Dodatkowo na najwyższym punkcie gondoli musi być zainstalowane światło błyskowe o średniej intensywności. Na szczęście niezbyt wysokie maszty elektrowni przydomowych zwykle nie stanowią przeszkody lotniczej, chyba że znajdują się w strefach dolotowych do lotniska. Zasady wspomaganie budowy urządzeń związanych z ochroną środowiska określa Rozporządzenie ministra środowiska z 16 stycznia 2008 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na przedsięwzięcia będące inwestycjami związanymi z **odnawialnymi źródłami energii** (DzU nr 14, poz. 89).



Rys. 1. Mapa stref warunków wiatrowych w Polsce [10]  
Fig. 1. Map zones wind conditions in Poland [10]

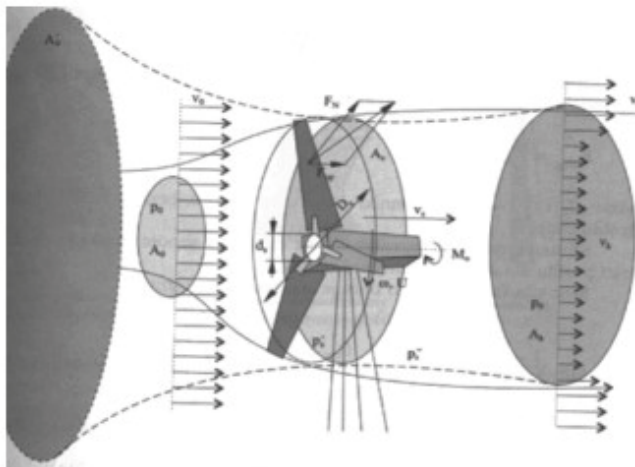
### 3. KONWERSJA ENERGII WIATRU NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

#### 3.1. WPROWADZENIE

Nierównomierne ogrzewanie mas powietrza przez energię promieniowania słonecznego wywołuje ruchy cyrkulacyjne i w rezultacie powstanie różnicy ciśnień. Ok. (1-2) % energii słonecznej docierającej do Ziemi ulega przemianie na energię kinetyczną wiatrów. Ocenia się, że około jedna czwarta tej energii jest przekazywana do stumetrowej warstwy powietrza atmosferycznego, otaczającego bezpośrednio powierzchnię Ziemi. Wiatr jest zjawiskiem stochastycznym. W skali roku w danym punkcie na Ziemi energia wiatru jest praktycznie stała, natomiast zmienna jest w krótszych okresach. Wiatry wiejące nad powierzchnią lądów, w miejscach możliwych do zainstalowania siłowni wiatrowych, mają (po uwzględnieniu strat) potencjał energetyczny ok. 40 TW [2].

#### 3.2. PODSTAWOWE PARAMETRY WIATRU JAKO ZASOBU ENERGII

Parametrem podstawowym energii wiatrowej jest prędkość wiatru. Prędkość ta ulega zmianom dziennym, miesięcznym i sezonowym. Ocenie warunków wiatrowych pod kątem wykorzystania ich do budowy siłowni wiatrowych podlega nie tylko analiza wartości średniej prędkości wiatru na danym terenie, ale także rozkład występowania poszczególnych prędkości wiatru w czasie. Średnia wartość pozbawiona jest informacji o czasie jej występowania, przez co jest nieprzydatna do projektowania urządzeń przetwarzających energię wiatrową w energię elektryczną.



Rys. 2. Schemat przepływu wiatru przez turbinę wiatrową [2]

Fig. 2. The flow chart of wind turbine [2]

Użyteczna moc wytwarzana w generatorze wiatrowym przejęta od strumienia powietrza wynika z różnicy energii kinetycznej powietrza przed i za wirnikiem. Poniżej przedstawiony jest wzór na moc niesioną przez wiatr przechodzący przez powierzchnię kołową określoną obrotem wirnika [2][5]:

$$P_u = \rho * \frac{\pi * r^2}{2} * v_s * \frac{v_o^2 - v_k^2}{2} \quad (1)$$

gdzie:

$P_u$  – moc użyteczna wiatru [W],

$\rho$  – gęstość powietrza [ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ],

$v_k$  – prędkość średnia powietrza przepływającego przez wirnik [ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ],

$v_o$  – prędkość wiatru przed wirnikiem [ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ],

$v_k$  – prędkość wiatru za wirnikiem [ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ],

$r$  – promień wirnika [m].

Energia wiatru ściśle zależy od gęstości powietrza. Gęstość powietrza wiąże się m.in. z jego wilgotnością oraz ciśnieniem statycznym, które wywołane jest ciśnieniem barometrycznym. Z uwagi na złożoność zależności związku gęstości, wilgotności oraz ciśnienia powietrza przyjmuje się najczęściej wartość średnią gęstości. W warunkach Polski  $\rho = 1,26 \text{ kg/m}^3$ .

Energię wiatru wyznacza się z zależności:

$$E = \int \frac{1}{2} * \rho * v^3 dt \quad (2)$$

gdzie:

$\rho$  – chwilowa gęstość powietrza [ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ ],

$v$  – chwilowa prędkość strumienia powietrza [ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ],

$dt$  – czas trwania przepływu strumienia powietrza o parametrach  $\rho$  i  $v$  [s].

Uznając gęstość powietrza za stałą (np. średnia gęstość powietrza), zależność (2), można przedstawić w postaci:

$$E = \bar{\rho} * \int \frac{v^3}{2} dt \quad (3)$$

Praktyczne wyznaczenie energii wiatru sprowadza się zatem do sumy iloczynów:

$$E = \bar{\rho} * \frac{v^3}{2} * \Delta t \quad (4)$$

gdzie:  $\Delta t$  – jednostka czasu, w której prędkość wiatru uważa się za stałą (odstęp czasu między poszczególnymi pomiarami wartości średniej prędkości wiatru) [s].

#### 4. PROPONOWANE ROZWIĄZANIA

Ten punkt ma na celu przedstawienie rozwiązań, jakie proponują firmy oraz producenci turbin wiatrowych. Omawiając poszczególne rozwiązania skupimy się na parametrach: startowa prędkość wiatru, znamionowa prędkość wiatru, prąd znamionowy ładowania, moc maksymalna. Naszym celem będzie stwierdzenie, która z turbin wiatrowych o mocy znamionowej 3 kW jest lepsza oraz które z proponowanych rozwiązań jest najbardziej korzystne.

##### 4.1 MTEcology Sp. z. o. o.

Jest to firma zarejestrowana w Polsce zajmująca się sprzedażą i doradztwem w zakresie wykorzystania najnowszych rozwiązań związanych z energią odnawialną umożliwiającą minimalizację bieżących kosztów energii elektrycznej oraz ogrzewania. Proponuje ona podłączenie w systemie on-grid.

##### 4.1.1. SYSTEM ON-GRID

Jest to rozwiązanie dla użytkowników przyłączonych do sieci energetycznej, chcących sprzedawać wyprodukowaną nadwyżki energii. Rozwiązanie to nie wymaga zamontowania baterii akumulatorowych, które zmagazynują nadwyżki energii elektrycznej wytworzonej przez panele fotowoltaiczne. Proponowane rozwiązanie ma jedną znaczącą wadę, przez wyeliminowanie baterii akumulatorowych, gdy dostawca energii odetnie dopływ prądu, ze względu na bezpieczeństwo, inwerter sieciowy spowoduje zaprzestanie produkcji energii elektrycznej. Do całego układu można dołączyć inteligentny moduł zarządzający, który zdalnie będzie monitorował i zarządzał domową elektrownią.

##### 4.1.2. TURBINA HWT-3000

Firma proponuje w swojej ofercie model o mocy znamionowej 3 kW, którego maksymalna moc to 3,5 kW. Znamionowy prąd ładowania 27,3 A, prędkość startowa to 2,5 m/s a znamionowa 10 m/s. Turbina ta jak podaje producent posiada hamulec aerodynamiczny i elektromagnetyczny. Produkcja kWh na miesiąc podawana jest 495 kWh dla 5,5 m/s.



Rys. 3. Turbina wiatrowa  
Fig. 3. Wind turbine

#### 4.2 OZERIS

Jest to firma zajmująca się projektowaniem, produkowaniem i instalowaniem niezawodnych systemów zasilania wykorzystujących odnawialne źródła energii, w szczególności elektrownie wiatrowe, gdzie dla systemu autonomicznego posiada rozwiązanie hybrydowe.

##### 4.2.1. SYSTEM FOTOWOLTAICZNY WYSPOWY

Jest to rozwiązanie dla użytkowników przyłączonych do sieci energetycznej, ale nie chcących sprzedawać wyprodukowanej nadwyżki energii. Może ono być także stosowane przez użytkowników nieposiadających przyłącza do sieci energetycznej np. w altanach. Rozwiązanie to wymaga zamontowania baterii akumulatorowych, które zmagazynują nadwyżki energii elektrycznej wytworzonej przez turbinę wiatrową. Podczas niedoboru energii, można korzystać z energii elektrycznej dostarczanej z sieci energetycznej. Do całego układu można dołączyć inteligentny moduł zarządzający, który zdalnie będzie monitorował i zarządzał domową elektrownią wiatrową.

##### 4.2.2. SYSTEM HYBRYDOWY

Jest to odmiana systemu autonomicznego, która składa się z paneli fotowoltaicznych wspartych zasilaniem z turbiny wiatrowej lub generatora prądu. Tego typu rozwiązania stosuje się w miejscach, w których poziom nasłonecznienia jest niski lub występują jego silne wahania. Istnieje naturalna, odwrotna korelacja pomiędzy generacją energii słonecznej i wiatrowej, gdy generacja słoneczna jest na wysokim poziomie, generacja wiatrowa jest raczej niska. Najbardziej oczywistą różnicą jest generacja energii pomiędzy dniem i nocą.

#### 4.2.3. TURBINA WEH-3kW

Firma ta posiada w swojej ofercie turbinę wiatrową poziomą wyposażoną w pięć łopat. Moc znamionowa jak sama nazwa wskazuje to 3 kW a moc maksymalna to 4 kW. Prędkość startowa to 2 m/s przy prędkości nominalnej 12 m/s. Prąd znamionowy ładowania to 27 A. Zainstalowany generator jest synchroniczny i posiada magnesy neodymowe.



Rys. 4. Turbina wiatrowa WEH-3kW [4]

Fig. 4. Wind turbine WEH-3kW [4]

#### 4.3. AIR GENERATOR

Jest to firma Polska, która od 2006 roku proponuje swoje produkty związane z energią odnawialną. Włoska, która aktualnie posiada 30 oddziałów na całym świecie także w Polsce. Proponuje ona własne produkty, które można stosować w układach on-grid, off-grid i hybrydowych w zależności od własnych wymagań.

##### 4.3.1. TURBINA FD3000-3,8

Firma ta posiada w swojej szerokiej ofercie turbinę wiatrową poziomą wyposażoną w pięć łopaty. Moc znamionowa jak sama nazwa wskazuje to 3 kW a moc maksymalna to 4 kW. Prędkość startowa to 3,8 m/s przy prędkości nominalnej 10 m/s. Prąd znamionowy ładowania to 25 A. Zainstalowany prądnicą jest synchroniczna i posiada magnesy neodymowe (NdFeB).





Rys. 5. Turbina wiatrowa FD3000-3,8 [8]

Fig. 5. Wind turbine FD3000-3,8 [8]

## 5. WNIOSKI

Przy stosowaniu turbin wiatrowych stosuje się dwa podstawowe systemy: On-grid i Off-grid. Wszystkie firmy korzystają z tych systemów lub z ich pochodnych, czyli układów hybrydowych, korzystających na przykład więcej niż z jednego źródła energii odnawialnej. Artykuł ten ma omawiać rozwiązania systemowe do stworzenia typowej 3kW elektrowni wiatrowej w domach. Głównym wnioskiem jest to, że aktualnie stosuje się dwie topologie systemowe On-grid i Off-grid. Różnice, jakie proponują firmy, polegają na redukcji lub zwiększaniu liczby elementów kontrolujących, czy też poprawiających sprawność i komunikację. W artykule dla każdej z firm sprawdziliśmy parametry turbin i należy stwierdzić, że ich parametry prędkości znamionowej i prądu znamionowego ładowania, a także mocy maksymalnej różnią się dość znacznie. Wynikać to może z różnej budowy turbin a także rozwoju technologicznego, zdecydowanie widać, że parametry niektórych odbiegają od innych. Jednakże należy stwierdzić, że jeśli chcemy osiągnąć jak największy zysk energetyczny powinno się stosować hybrydowe elektrownie najlepiej w połączeniu z panelami fotowoltaicznymi, oczywiście związane jest to ze sporymi kosztami ale zysk energetyczny będzie znaczny. Podsumowując, prostszy układ wiąże się z mniejszym zyskiem energetycznym, lecz gwarantuje szybszy zwrot kosztów instalacyjnych, bardziej rozbudowane układy to większy zysk energetyczny ale i tym samym wydłużony zwrot kosztów inwestycyjnych.

## LITERATURA

- [1] Jastrzębska G., *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, Wydawnictwo Naukowo- Techniczne, Warszawa 2007.
- [2] Lewandowski W.M., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2010.
- [3] Katalog <http://ekotaniej.pl/zestaw-ongrid-turbina-3kw-wog3000zzz> dnia 29.10.2015
- [4] Katalog, <http://www.elektrownie-wiatrowe.pl/elektrownie-wiatrowe-pozioame>.
- [5] Krzysztof Nalepa, *Możliwości wykorzystania energii wiatru*, Podlaska Fundacja Rozwoju Regionalnego, Białystok 2007
- [6] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa 10.11.2009.
- [7] Produkt <http://www.energia-za-darmo.pl>
- [8] Produkt <http://generatory-wiatrowe.pl>
- [9] *Przydomowe elektrownie wiatrowe*, <http://www.zielonaenergia.eco.pl>
- [10] *Strona* <http://www.imgw.pl>
- [11] *Strona* <http://www.gunb.gov.pl>

#### AN OVERVIEW OF SMALL WIND TURBINES SOLUTIONS USING IN HOUSEHOLDS PROPOSED BY PRODUCERS

In the using of wind turbines harness two basic systems: On grid and Off-grid. All of the companies are employing these systems, their derivatives, or hybrid systems, that use, for example, more than one source of renewable energy. Differences suggested by companies consist of reduction or increase an amount of control elements, or by improving communication and efficiency. This article aims to discuss answers of system solutions for small wind turbines in homes. To draw, which of the selected solution is the best, should carried out a survey in real-life conditions, which entail very high costs. Summarizing, the simpler system involves lower energy gain, but ensures faster return of installation costs, as more complex system is, larger energy gains but also investment cost recovery is extended.

Danylo BONDAREKO\*, Eduard HERMAN\*

## **SYNTHESIS OF CONTROL SYSTEM FOR DELTA ROBOT AND POSITIONING CALCULATION**

This article presents the principles of delta robot construction, operation and control synthesis. There is review about advantage and drawbacks of this device. During the work, the special methods of calculation was obtained and applied for creating a control system of delta robot.

### **1. INTRODUCTION**

After release of delta robot, the problem of creation of control system has arisen. As a rule, it can be solved by using programmable logic controller (PLC), which has a number of advantages, such as: rapidity, reliability, ease of installation in industrial environments etc. Nevertheless, PLC is expensive and the complexity of interactive control for the average user, causing a certain number of problems for small and medium businesses using the devices.

We developed the system based on microcontroller and computer, which allows controlling delta robot with different dimensions and assignments automatically. The computer is used as the device for creating the optimal trajectory of the working body, but also provides with a visual programming environment, and the ability of quickly re-programming. Microcontroller, due to the buffering properties, executes simultaneous control of three servomotors. This solution allows to reduce the price of the control system as well as to facilitate using.

The main task of the delta robot - movement of the end-effector [2] in space and perform useful work. To this execution it is necessary to know the  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , coordinates of the end-effector and corresponding angles  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  of the motors shafts position. Coordinates  $x$ ,  $y$ ,  $z$  is generated according to the desired task in the higher level of control scheme and sent to the lower level. Also very important to know the angles  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  by this data is possible to describe the position of the end-effector and analyze it for next moving determining. That means what one of the main function of control system – conversation of  $x$ ,

$y$ ,  $z$ , coordinates to  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  angles. This problem is known as an inverse and forward kinematics. To describe this part firstly we must to characterize delta robot structure.

## 2. DESIGN FEATURES

The synthesis of control principle is advisable to consider after referring to the design of the delta robot.

The delta robot (fig.1) consists of: the upper platform, with four stepper motors (3) and (11) mounted on it; the effector (9) located on the lower platform (8); the three kinematic pairs connect these platforms on each side. The kinematic pairs consist of links (4) and parallelograms (5). Thus, it's provide the parallel location between effector (9) and effective area. The motors (3), in interacting with each other, set the position of links (4) and therefore, change the position of end-effector (9) in the three-dimensional coordinate system XYZ. At the same time, it's possible to use the motor (11) for rotation of effector (9).

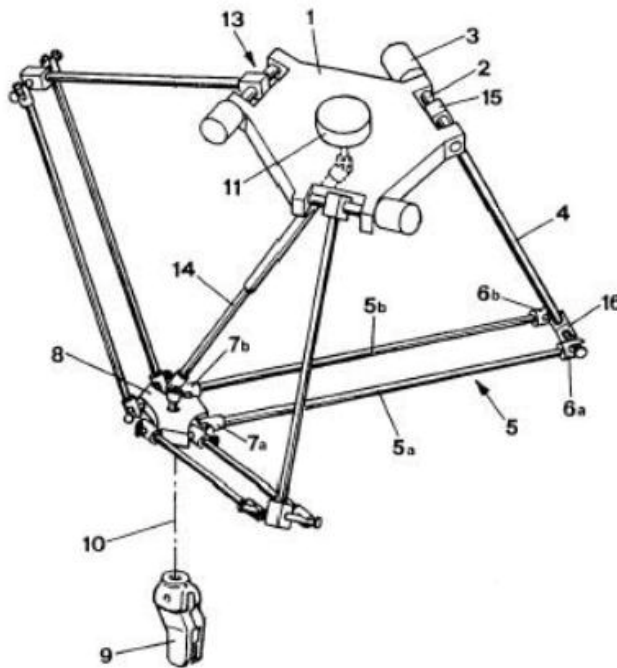


Figure 1. Design of delta robot [1]

The main advantage of such design is speed. In case of typical design of most modern robots, it wastes a lot of energy for carrying the servomechanism in each joint. This drawback

is absent in design of delta robot where the all heavy parts is fixed on the frame. It avoids excess inertia in the moving parts and reaching better dynamical results.

### 3. PROBLEM OF STATEMENT

It is known that location of the end-effector depends of stepper motors. Therefore, it is necessary to calculate angles between corresponding arms and motors, because this data gives possibility to reach the set position. These angles can be dividing on a number of elementary steps of motors. This way of calculation is called as inverse kinematic. But sometimes set position cannot be reached because of slippage of rotor. Therefore, it's necessary and sufficient to check the system after each cycle. The best way to solve this problem, use the forward kinematic, which is opposite to inverse kinematic. Encoders get angles data about each motor; it means that real set position of effector can be obtained after calculation. If obtained position do not correct the system make correction target.

The kinematic scheme of delta robot is shown on figure 2. It is two triangles which are similar, equilateral and belong to the parallel planes. One triangle is fixed, all motors are attached to it and another one which contains an end-effector is agile. Generalized coordinates of end-effector is determined by point  $R_0(x_0, y_0, z_0)$  (middle point of end-effector's triangle). Point  $R_1$  is a middle point of agile triangle's side.

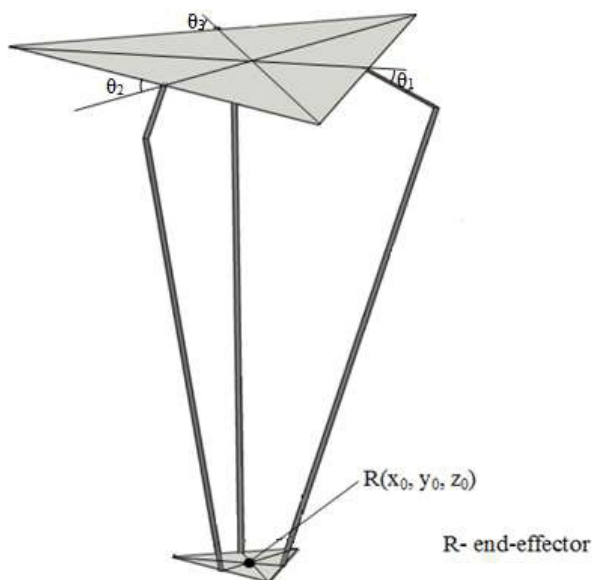


Figure 2. Kinematic scheme of delta robot

Inverse kinematic solve the problem of angle determination ( $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ ) by using the location data of  $E_0$  with coordinates  $(x_0, y_0, z_0)$ . Forward kinematics diametrically different, and calculate the position of effector by using angles ( $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ ).

#### 4. INVERSE KINEMATICS

Firstly, is necessary to determine main geometrical parameters of delta robot (Fig.3). The origin point of a reference frame is in the central point of fixed triangle and y axis always must be coincide with projection of  $l_m$  on XY plane by direction. For calculating of different angles it will be necessary to rotate a reference point on 120 degrees. The sides of the fixed and agile triangles will be noted as  $h$ , and  $m$ , accordingly. The length of the shoulder is  $l_h$ , and the length of the forearm is  $l_m$ .

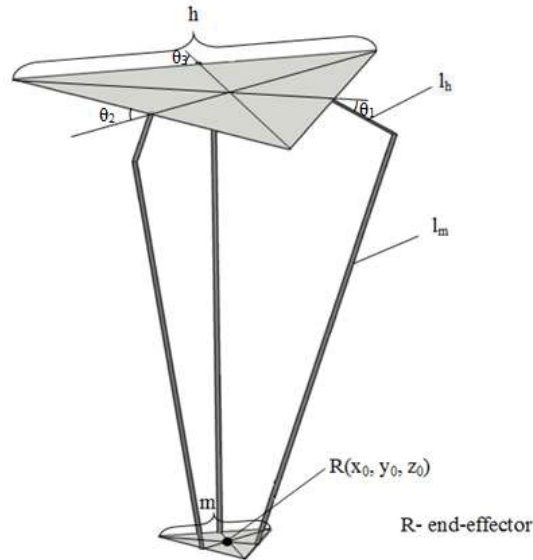


Fig. 3. Simplified scheme of delta robot

Let's describe the kinematic scheme of delta robot (Fig. 4). It is two triangles which are similar, equilateral and belong to the parallel planes. One triangle is fixed, all motors are attached to it and another one which contains an end-effector is agile. Generalized coordinates of end-effector is determined by point  $R_0(x_0, y_0, z_0)$  (middle point of end-effector's triangle). Point  $R_1$  is a middle point of agile triangle's side.

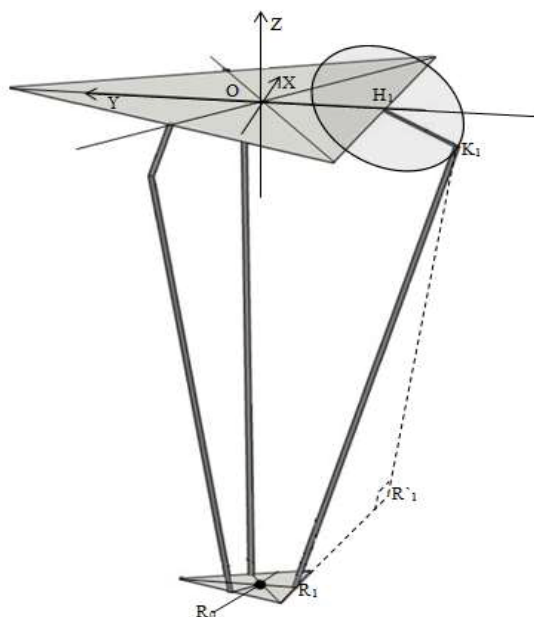


Fig. 4. Kinematic scheme of delta robot with projection of  $K_1$  on agile triangle's plane

The point  $R_0$  is with coordinates  $x_0, y_0$  and  $z_0$ . On the next steps the law of  $R_1$  moving will be described. Distance between  $R_0$  and  $R_1$  we can find using Pythagorean Theorem in an agile triangle (1):

$$R_0R_1 = \frac{m}{2} * \operatorname{tg}(30^\circ) = \frac{m}{2\sqrt{3}} \quad (1)$$

Using fact  $R_1$  is hard linked with  $R_0$  it is possible to note that  $R_1$  will be with coordinates (2):

$$R_1(x_0, y_0 - \frac{m}{2\sqrt{3}}, z_0) \rightarrow R'_1(0, y_0 - \frac{m}{2\sqrt{3}}, z_0) \quad (2)$$

Point  $K_1$  can move just in  $YZ$  plane because of joint  $H_1$ . Let's write a coordinates of projection of point  $K_1$  onto agile triangle's plane. It is the same as a point  $R_1$  but without any motions by  $x$ -coordinate (3):

$$R_1(x_0, y_0 - \frac{m}{2\sqrt{3}}, z_0) \rightarrow R'_1(0, y_0 - \frac{m}{2\sqrt{3}}, z_0) \quad (3)$$

And distance of  $R_1R'_1$  is equal to  $x_0$  of point  $R_0$  (4):

$$R_1R'_1 = x_0 \rightarrow R'_1K_1 = \sqrt{R_1K_1^2 - R_1R'^2_1} = \sqrt{l_m^2 - x_0^2} \quad (4)$$

The coordinates of the drive has next view (5):

$$H_1 = (0, -\frac{h}{2\sqrt{3}}, 0) \quad (5)$$

Figure 5 give us possibility to get equations of delta robot in YZ plane (6).

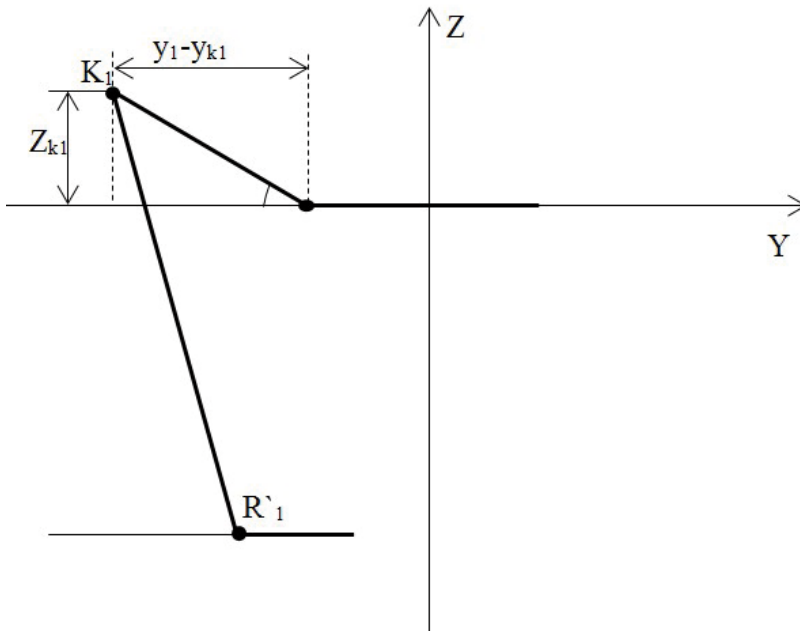


Fig. 5. Planar view of YZ plane



Let's compose the system of equation:

$$\begin{cases} (y_{K1} - y_{H1})^2 + (z_{K1} - z_{H1})^2 = l_h^2 \\ (y_{K1} - R_1 R'_1)^2 + (z_{K1} - z_{R'_1})^2 = r_m^2 - x_0^2 \end{cases} \quad (6)$$

After simplification is obtained next system of equations (7):

$$\begin{cases} (y_{K1} + \frac{h}{2\sqrt{3}})^2 + z_{K1} = l_h^2 \\ (y_{K1} - y_0 + \frac{h}{2\sqrt{3}})^2 + (z_{K1} - z_0)^2 = r_h^2 - x_0^2 \end{cases} \quad (7)$$

From this system is possible to find  $z_{k1}$  and  $y_{k1}$  and substitute it in formula of  $\theta_1$  determining (8):

$$\theta_1 = \text{arctg}\left(\frac{z_{K1}}{y_{H1} - y_{K1}}\right) \quad (8)$$

For  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  calculations it is enough just turn coordinates onto  $120^\circ$ ,  $240^\circ$  angle and repeat all previous steps.

## 5. FORWARD KINEMATIC

Since values of angles  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\theta_3$  (fig.3) are known, it is easy to determine coordinates of points  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ . At the same time, joints  $K_1 R_1$ ,  $K_2 R_2$ ,  $K_3 R_3$  can freely rotate around points  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  respectively. Thereby, these rotations can form three spheres with radius  $l_m$ .

After geometrical transfer of spheres centers  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  in a points  $K_1'$ ,  $K_2'$ ,  $K_3'$ , which correspond to vectors  $R_1 R_0$ ,  $R_2 R_0$ ,  $R_3 R_0$ , we get three spheres which intersect in a point  $R_0$ .

The point  $R_0$  locates in three dimensional system with coordinate  $(x_0, y_0, z_0)$  for determine of which is necessary to solve the system of equations (9), where each equation describe corresponding sphere.

For obtain the coordinates of points  $K_1'$ ,  $K_2'$ ,  $K_3'$ , let's do the following:

The lengths from origin O to middle point of triangle sides (fig.7) obtains as it shown in equations (9-12).

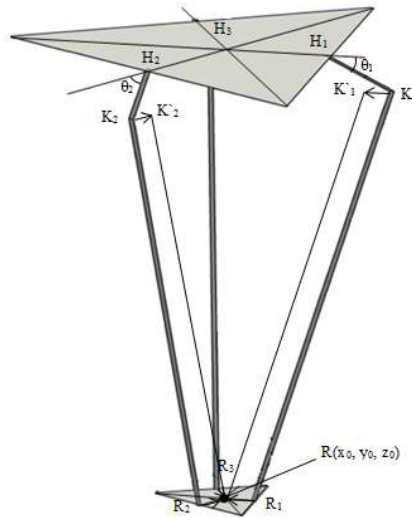


Fig. 6. Principal scheme of delta robot

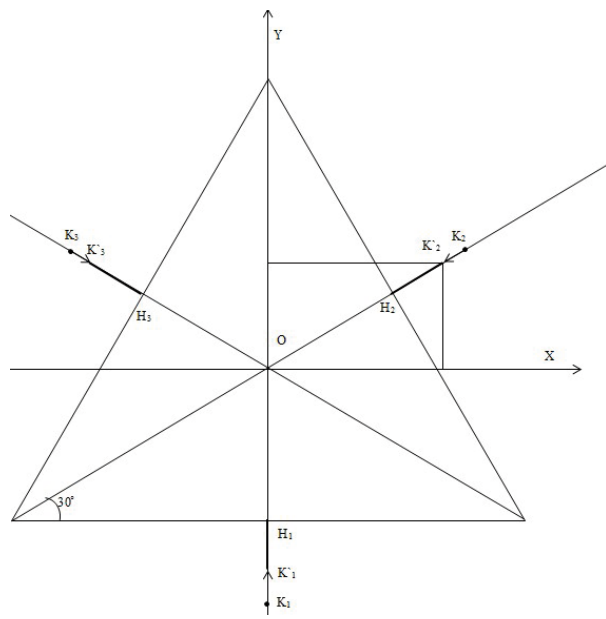


Fig. 7. Schematic representation of lower platform

$$OH_1 = OH_2 = OH_3 = \frac{h}{2} * \text{tg}(30^\circ) = \frac{h}{2\sqrt{3}} \tag{13}$$

$$K_1 K'_1 = K_2 K'_2 = K_3 K'_3 = \frac{e}{2} * \operatorname{tg}(30^\circ) = \frac{e}{2\sqrt{3}} \quad (14)$$

$$H_1 K'_1 = l_h \cos \theta_1, H_2 K'_2 = l_h \cos \theta_2, H_3 K'_3 = l_h \cos \theta_3 \quad (15)$$

Then, it is possible to get coordinates (16-18)  $K'_1$ ,  $K'_2$  and  $K'_3$ :

$$K'_1(0; -\frac{(h-m)}{2\sqrt{3}} - l_h \cos \theta_1; -l_h \sin \theta_1) \quad (16)$$

$$K'_2\left(\left[\frac{(h-m)}{2\sqrt{3}} + l_h \cos \theta_2\right] * \cos(30^\circ); \left[\frac{(h-m)}{2\sqrt{3}} + l_h \cos \theta_2\right] * \sin(30^\circ); l_h \sin \theta_2\right) \quad (17)$$

$$K'_3\left(\left[\frac{(h-m)}{2\sqrt{3}} + l_h \cos \theta_3\right] * \cos(30^\circ); \left[\frac{(h-m)}{2\sqrt{3}} + l_h \cos \theta_3\right] * \sin(30^\circ); l_h \sin \theta_3\right) \quad (18)$$

In system of equations (19) obtained coordinates designated as  $(x_1, y_1, z_1)$ ,  $(x_2, y_2, z_2)$ ,  $(x_3, y_3, z_3)$  respectively. Let's write the equations of 3 spheres:

$$\begin{cases} x^2 + (y - y_1)^2 + (z - z_1)^2 = l_m^2 \\ (x - x_2)^2 + (y - y_2)^2 + (z - z_2)^2 = l_m^2 \\ (x - x_3)^2 + (y - y_3)^2 + (z - z_3)^2 = l_m^2 \end{cases} \quad (19)$$

After mathematical simplification we have system of equations (20).

$$\begin{cases} x^2 + y^2 + z^2 - 2y_1 y - 2z_1 z = l_m^2 - y_1^2 - z_1^2 \\ x^2 + y^2 + z^2 - 2x_2 x - 2y_2 y - 2z_2 z = l_m^2 - x_2^2 - y_2^2 - z_2^2 \\ x^2 + y^2 + z^2 - 2x_3 x - 2y_3 y - 2z_3 z = l_m^2 - x_3^2 - y_3^2 - z_3^2 \end{cases} \quad (20)$$

For simplification let's assume that:

$$w_i = x_i^2 + y_i^2 + z_i^2 \quad (21)$$

Where:  $i$  – number of sphere.

Let's substitute (9) to (8) and subtract equations in next way:

$$\begin{aligned} (4) &= (1) - (2) \\ (5) &= (1) - (3) \\ (6) &= (2) - (3) \end{aligned} \quad (22)$$

Where: 1, 2, 3 – number of equation respectively to system of equations (8); 4, 5, 6 – number of equation in system of equations (11).

Then we get next system of equations:

$$\begin{cases} x_2x + (y_1 - y_2)y + (z_1 - z_2)z = \frac{w_1 - w_2}{2} \\ x_3x + (y_1 - y_3)y + (z_1 - z_3)z = \frac{w_1 - w_3}{2} \\ (x_2 - x_3)x + (y_2 - y_3)y + (z_2 - z_3)z = \frac{w_2 - w_3}{2} \end{cases} \quad (23)$$

For solve the system (23), let`s use next parameters:

$$x = a_1z + b_1 \quad (24)$$

$$y = a_2z + b_2 \quad (25)$$

where:

$$a_1 = \frac{1}{d}[(z_2 - z_1)(y_3 - y_1) - (z_3 - z_1)(y_2 - y_1)] \quad (26)$$

$$a_2 = -\frac{1}{d}[(z_2 - z_1)x_3 - (z_3 - z_1)x_2] \quad (27)$$

$$b_1 = \frac{1}{2d}[(w_2 - w_1)(y_3 - y_1) - (w_3 - w_1)(y_2 - y_1)] \quad (28)$$

$$d = (y_2 - y_1)x_3 - (y_3 - y_1)x_2 \quad (29)$$

Then, we should substitute (24) and (25) in system of equations (19).

We obtain:

$$(a_1^2 + a_2^2 + 1)z^2 + 2(a_1 + a_2(b_2 - y_1) - z_1)z + (b_1^2 + (b_2 - y_1)^2 + z_1^2 - r_e^2) = 0 \quad (30)$$

After all, we should solve equations (24), (25) and (30) which give us coordinate of effector position  $x_0$ ,  $y_0$ , and  $z_0$  respectively.

## 6. SYSTEM OF CONTROL

As mentioned previously, a delta robot has a number of advantages. Therefore, the control system should provide the highest functionality and easy tuning.

### 6.1. GENERAL REQUIREMENTS FOR CONTROL SYSTEM

- Performance;
- Subsystem of storage and data processing;

- Subsystem of ACS operational management, control and display of data, data archiving, coordination and optimization of technological modes of electric drives.

Requirements for internal information exchange and managing

- Local network based on USB 2.0
- In cases of planned and unplanned outages of ACS information must be stored in memory devices of each level of the system, and, it must be possible to recover the information in a higher-level data from the low-level devices
- The system must have hardware and software diagnostic tools to ensure timely detection of technical equipment and information system failure

Requirements for functions:

- High dynamic performance,
- High positioning accuracy,
- determination of initial coordinates of end-effector,
- the path formation of the working body movement,
- determining the coordinates of the body on which the operation will be carried out,
- ensuring the necessary efforts.

## 6.2. SYNTHESIS OF CONTROL SYSTEM

In compliance with the above requirements, we have developed a control system (CS), a schematic diagram is shown in Fig. 8.

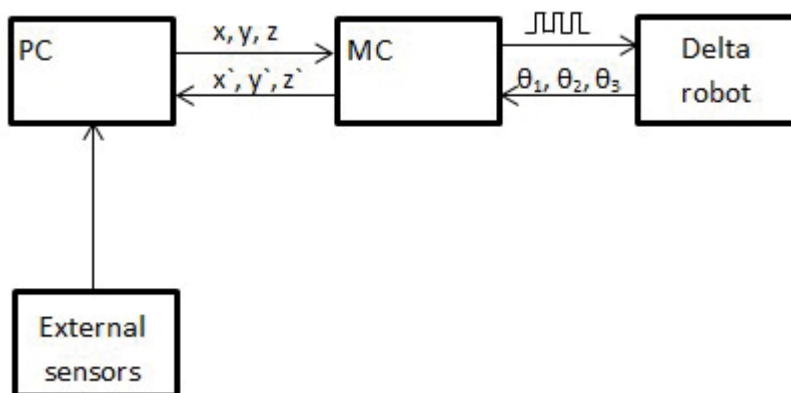


Fig. 8. Block diagram of the control system.

The principle of operation in the following sequence: position sensor (video camera, infra-red sensors, etc.), sends the data with location of a body to the input of computer, which finds a position of a body and obtain corresponding coordinates at effective area; microcontroller unit MC processes the data received from the computer vision and converts them into a number of discrete angular rotations of each motor. Then MC give assignment for delta robot; delta robot is the system which consist of motors, motor drivers, mechanical part and encoders it receives the signals of MC, converts them into mechanical work, and sends feedback positioning of end-effector to the MC. After that MC solve the problem of direct kinematics and send data of end-effector positioning to PC. Based on these data the PC calculates the correct end-effector position and considers it in the calculation of the future trajectory.

#### LITERATURE

- [1] Clavel, R., "Device for the Movement and Positioning of an Element in Space," US Patent No. 4,976,582, December 11, 1990.
- [2] Merlet, J.P. (2008). Parallel Robots, 2nd Edition. Springer. ISBN 978-1-4020-4132-7
- [3] Parallel Kinematic Machines: Theoretical Aspects and Industrial Requirements, C. R. Boër, L. Molinari-Tosatti, and K.S. Smith (Eds), Springer-Verlag, 1999.



ISBN 978-83-7493-925-6