Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

3/2013 (705)

ISSN 0013-7294

CENA 20 ZŁ (w tym 5% VAT)

44. sesja CIGRÉ

Conseil International des Grands Réseaux Electriques

Paryż
26-31 sierpnia 2012

ENERGOPOMIAR ELEKTRYKA

Zakład Pomiarowo-Badawczy Energetyki
„ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA" Spółka z o.o.
44-101 GLIWICE, ul. Świętokrzyska 2, tel. (32) 237 66 15 • internet: www.elektryka.com.pl

Zespół Transformatorów i Izolacji

Zakres wykonywanych prac obejmuje całokształt zagadnień związanych z eksploatacją transformatorów,
w tym przede wszystkim:

- badania diagnostyczne dotyczące oceny stanu technicznego,
- badania i pomiary odbiorcze, pomontażowe, eksploatacyjne i poawaryjne,
- prowadzenie nadzoru nad produkcją, remontem i modernizacją jednostek u producenta i w zakładzie remontowym,
- dostawę i montaż urządzeń monitoringu on-line,
- nadzór nad pracami konserwacyjno-remontowymi w miejscu zainstalowania (dostosowana do potrzeb procedura suszenia izolacji),
- kompleksowe badania oleju elektroizolacyjnego oraz usuwanie zagrożeń wywołanych obecnością siarki korozyjnej i produktami zestarzenia oleju poprzez regenerację,
- doradztwo w zakresie prowadzenia gospodarki olejowej.

Uznane metody diagnostyczne, najnowocześniejsza aparatura pomiarowa, wieloletnie doświadczenia, szeroka wiedza specjalistów, wypracowane kryteria oceny wyników badań pozwalają na bezpieczną eksploatację oraz wydłużenie żywotności transformatorów, co w czasach współczesnych staje się pilną koniecznością.

www.elektryka.com.pl | sekretariat@elektryka.com.pl | tel. 32 237 66 15

Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych
Komitet Narodowy
Conseil International des Grands Réseaux Electriques

Rada Zarządzająca PKWSE:

Jacek Wańkowicz – *przewodniczący*
Krzysztof Madajewski – *wiceprzewodniczący*
Edward Anderson
Piotr Molski
Sławomir Noske
Adrian Orzechowski
Jarosław Pałasz
Grzegorz Tomasik
Paweł Warczyński
Zbigniew Wróblewski – *członkowie*
Mariusz Krupa – *sekretarz*

Siedziba PKWSE
ul. Mory 8, 01-330 Warszawa
tel. 22 8364081, fax 22 8366363
e-mail: pkwse@ien.com.pl
www.cigre.pl

ENERGOPOMIAR

IX FORUM DYSKUSYJNE

DIAGNOSTYKA I CHEMIA DLA ENERGETYKI

Szczyrk, 22-24 maja 2013 r.

Konferencje ENERGOPOMIARU są cenione przez uczestników za poziom merytoryczny, co wyróżnia je spośród wydarzeń branżowych. Osiągnięcie wysokiej jakości prezentowanych referatów jest naszym celem również w tym roku.

Zakres tematyczny:

- Doświadczenia z eksploatacji, remontów i modernizacji urządzeń.
- Diagnostyka materiałowa, badania przyczyn awarii urządzeń cieplno-mechanicznych, badania metalograficzne, określenie stopnia wyczerpania materiałów konstrukcyjnych kotłów i turbin, nieinwazyjne badania wykładzin gumowych i antykorozyjnych, pomiar i regulacja sił w zawieszeniach elementów bloków energetycznych, sposoby wydłużania czasu eksploatacji bloków i urządzeń.
- Chemia energetyczna, reżimy chemiczne czynnika obiegowego, metody konserwacji urządzeń na okresy postojów, instalacja poboru czynnika do analiz.
- Systemy pomiarów fizykochemicznych.
- Gospodarka wodno-ściekowa.

PATRONAT PRASOWY:

CIRE.PL Centrum Informacji o Rynku Energii

Energetyka

INDUSTRIAL monitor PRODUKCJA I UTRZYMANIE RUCHU

nowa Energia

Szczegóły na stronie organizatora

WWW.ENERGOPOMIAR.COM.PL

oraz pod numerem telefonu: 32 237 61 11

ORGANIZATOR:

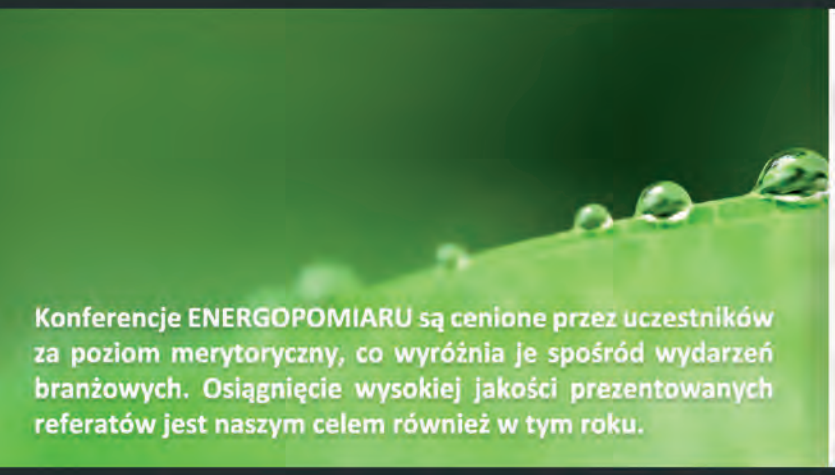
Zakłady Pomiarowo–Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

ENERGOPOMIAR

VI FORUM DYSKUSYJNE

DOŚWIADCZENIA EKSPLOATACYJNE INSTALACJI ODSIARCZANIA SPALIN

Tatrzańska Łomnica, 16-19 kwietnia 2013 r.



Konferencje ENERGOPOMIARU są cenione przez uczestników za poziom merytoryczny, co wyróżnia je spośród wydarzeń branżowych. Osiągnięcie wysokiej jakości prezentowanych referatów jest naszym celem również w tym roku.

Zakres tematyczny:

- Aspekty prawne związane z ochroną powietrza, standardy emisyjne.
- Proces inwestycyjny – planowanie i realizacja.
- Odsiarczanie i odazotowanie spalin – metody, technologie, eksploatacja.
- Redukcja emisji rtęci.
- Remonty i modernizacje instalacji odsiarczania spalin.
- Gospodarka wodno-ściekowa, analityka chemiczna.
- Produkty i odpady z procesów odsiarczania.

PATRONAT PRASOWY:

Energetyka

nowa Energia

CIRE.PL Centrum Informacji o Rynku Energii

Szczegóły na stronie organizatora

WWW.ENERGOPOMIAR.COM.PL

oraz pod numerem telefonu: 32 237 61 11

ORGANIZATOR:

Zakłady Pomiarowo–Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

www.Energoelektronika.pl
WORTAL BRANŻOWY

Regionalne Seminaria / Szkolenia dla Służb Utrzymania Ruchu

2013
21.02.2013 - Kraków
28.03.2013 - Stalowa Wola
18.04.2013 - Wałbrzych
23.05.2013 - Rzeszów
20.06.2013 - Trójmiasto
10.10.2013 - Bydgoszcz
04.12.2013 - Warszawa

Ilość miejsc ograniczona

Jeżeli jesteś zainteresowany uczestnictwem w Seminarium, zaprezentowaniem produktu lub nowego rozwiązania napisz do nas: **marketing@energoelektronika.pl**
Energoelektronika.pl tel. (+48) 22 70 35 291

Partnerzy:

WSPÓŁPRACA
STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH

KOMEL
Zał. BOBRME 1948

XXII Seminarium Techniczne
Problemy Eksploatacji Maszyn i Napędów Elektrycznych
22 - 24.05.2013r., RYTRO k/Nowego Sącza

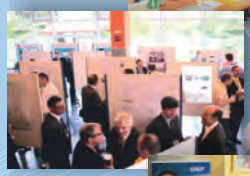
PATRONAT
PAN
KOMITET ELEKTROTECHNIKI

Tematyka Seminarium:
- projektowanie nowych serii i odmian maszyn elektrycznych,
- eksploatacja, diagnostyka, awaryjność i remonty silników oraz układów napędowych,
- modernizacja silników i ich dobór do układów napędowych,
- silniki z magnesami trwałymi do napędu pojazdów elektrycznych i urządzeń transportowych,
- energoelektroniczne układy zasilania i sterowania maszyn elektrycznych,
- silniki dostosowane do trudnych warunków pracy,
- metody badań i nowoczesna aparatura badawcza, diagnostyka i eksploatacja napędów elektrycznych,
- bezpieczeństwo eksploatacji maszyn elektrycznych, układy elektroizolacyjne i elektrotechnologie,
- odnawialne źródła energii i transport przyjazny środowisku.

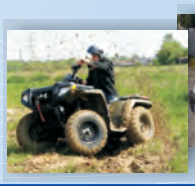
Ponadto - nowość na Seminarium:
- **elektromobilność, w tym projektowanie, eksploatacja pojazdów i środków transportu o napędzie elektrycznym,** a dla zainteresowanych możliwość jazdy testowej.

W ramach Seminarium:

sesje plenarne...


i dialogowe

prezentacje firm i imprezy towarzyszące



Informacje: **BOBRME KOMEL,** tel.: 32/258-20-41 wew. 25; kom. 606-308-827, fax 32/259-99-48, info@komel.katowice.pl, www.komel.katowice.pl

PATRONAT MEDIALNY

mm • conferences
spółka akcyjna

zaprasza na

Warsztat: Praktyk wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania AMI

7-8 maja 2013 r.,Hotel Marriott, Warszawa

Zaproszenie kierujemy głównie do:

- spółek zajmujących się dystrybucją, obrotem oraz przesyłem energii,
- elektrowni,
- elektrociepłowni,
- producentów oprogramowania,
- producentów liczników,
- dyrektorów, kierowników oraz specjalistów ds.: pomiarów, energetycznych, dystrybucji, smartgrid, smart metering, rozwoju sieci, inwestycji.

Tematyka warsztatu:

- stanowisko Prezesa URE w sprawie inwestycji w AMI,
- korzyści i ryzyko płynące z inwestycji w system inteligentnego opomiarowania,
- techniczne standardy dotyczące wdrożenia systemów AMI,
- wdrażanie systemów inteligentnego pomiarownia,
- zasady kwalifikowania inwestycji oraz konsekwencje dla inwestorów.

Każdy uczestnik otrzyma certyfikat poświadczający udział w warsztacie

Program wraz z formularzem zgłoszeniowym jest dostępny na stronie **www.mmcpolska.pl**

Więcej informacji:

Patrycja Kuriata
tel.: 22 379 29 36
e-mail: p.kuriata@mmcpolska.pl

XV SYMPOZJUM
Informacyjno-Szkoleniowe

DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Diagnostyka i zapobieganie nieszczelnościom rur powierzchni ogrzewalnych kotłów parowych

Ustroń, Hotel Belweder, 02-04.10.2013 r.

ORGANIZACJA:

pro•vum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

przy współpracy:

TAURON Wytwarzanie S.A.
EDF Polska CUW Sp. z o.o.
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

PATRONAT HONOROWY:

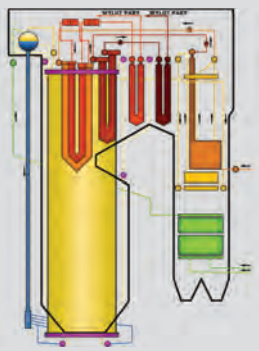
Urząd Dozoru Technicznego

Patronat medialny:

Energetyka
Energetyka Cieplna i Zawodowa
Przegląd Energetyczny
Nowa Energia
Dozór Techniczny

TEMATYKA SYMPOZJUM

- Badania i ocena stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów
- Zapobieganie nieszczelnościom rur powierzchni ogrzewalnych
- Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym powierzchni ogrzewalnych kotłów
- Zmiana warunków spalania w kotłach związana z ich proekologiczną modernizacją
- Wpływ modernizacji kotłów na stan techniczny powierzchni ogrzewalnych
- Innowacyjne metody badań i oceny stanu technicznego urządzeń energetycznych



Na marginesie wprowadzania inteligentnych sieci i takiż pomiarów

„Przez wzajemną wymianę poglądów i dzielenie się wiedzą o wdrożeniu rozwiązań z obszaru smart grid w naszych krajach i współpracy z naszym przemysłem, przezwyciężymy bariery stające na drodze zmian związanych z wdrożeniem projektów inteligentnych sieci."
Guido Bartels, szef Global Smart Grid Federation (Światowej Federacji na rzecz Inteligentnych Sieci)

Czytając doniesienia na temat smart grid i smart metering zawarte w polskiej prasie naukowo-technicznej, a także obecne na portalach internetowych, odnieść można wrażenie, że zacytowana, jako motto, wypowiedź amerykańskiego szefa nowo powstałej Światowej Federacji na rzecz Inteligentnych Sieci mogłaby dotyczyć także toczących się u nas sporów, często udających dyskusję. Wniosek taki wyciągnięty zostałby jednak zbyt pochopnie. To co czasem nazywane jest dyskusją odbiega dość znacznie od wzajemnej wymiany poglądów.

Wiele tak zwanych dyskusji w naszym kraju przypomina bardziej spotkanie na ringu, na jakim toczą się walki niezbyt sportowo zachowujących się uczestników. Zamiast stosowania regulaminowych, aby nie powiedzieć dżentelmeńskich, reguł stosowane są wszelkie chwyty pozwalające zredukować do absurdu nie tylko argumenty i poglądy, ale nie rzadko samych adwersarzy. Jednocześnie adwersarze ustawiają sobie przeciwników i ich wypowiedzi, tak aby później uderzać w te, jakie sami im przypisali.

Jednym z przykładów może być tak zwany Komentarz przedstawiciela Urzędu Regulacji Energetyki[1]. Wiele zawartych w nim stwierdzeń budzi niepokój o jakość dyskusji wśród energetyków i nie tylko. Pominąć można użyty zwrot, taki jak komentowana „publikacja epatuje czytelnika niepokojem". Zdziwienie natomiast budzić może zarówno niedoprecyzowanie widzianych, z kolei przez Autora komentarza, „materializujących się zagrożeń klimatycznych i politycznych", jak i łatwość, z jaką oceniane jest „zebranie od odbiorców końcowych lub podatników" w ciągu siedmiu lat (do roku 2020) kwot od 120 do 200 miliardów złotych.

Odnieść można wrażenie, że z lekcji, jakiej udzielili „odbiorcy końcowi" rządowi bułgarskiemu, przedstawiciele polskich energetycznych instytucji rządowych nie wyciągnęli jeszcze wniosków.

Interesujący wydaje się także zastosowany sposób oceny wysokości kosztów, jakie są do poniesienia w związku z budową inteligentnych sieci, przez porównanie ich z tak zwaną pełną perspektywą potrzeb inwestycyjnych w sektorze energetycznym. Jeśli potrzeby te oceniane są na około 120 miliardów zł (bez kosztów energetyki jądrowej), to te 10 miliardów na smart grid, jest oceniane jako tak zwany pikuś. Wystarczy je „zebrać od odbiorców końcowych lub podatników?

Nieodparcie nasuwa się podejrzenie, że według niektórych urzędników naszego państwa termin wolny rynek brzmi dobrze jedynie w teorii i nie odnosi się do naszego kraju. W naszych warunkach nie sprawdza się bowiem kapitalistyczna utopia. Tak jakby sprawdził się socjalizm!

Kolejną ciekawostką zawartą we wspomnianym Komentarzu jest dość oryginalne określenie celu inwestowania w smart grid. Mówi o tym następujące zdanie, mające uzasadniać nie tylko cel, ale i fakt, że smart grid jest inwestycją opłacalną: „Realizacja inwestycji w sieć inteligentną, zorientowaną przede wszystkim na adaptację generacji rozproszonej i rozsianej[2], opartej na lokalnych zasobach energii pierwotnej, w znacznym stopniu odnawialnych, pozwala na ograniczenie inwestycji realizowanych przez korporacje energetyczne do poziomu rzędu 80 mld PLN, pozostawiając „lukę" wynoszącą odpowiednio 40 mld PLN (lub 70-120 mld PLN, jeśli w rachunku uwzględniać wielkoskalową energetykę jądrową), która w części powinna być przeznaczona na inwestycje rozproszone, realizowane przez poszczególnych prosumentów, w części stanowić może prostą oszczędność w kosztach zaopatrzenia gospodarki w energię."

Według innych definicji integracja sieci elektroenergetycznych z sieciami IT ma na celu poprawę efektywności energetycznej, aktywizację odbiorców, poprawę konkurencji, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i także łatwiejsze przyłączanie odnawialnych źródeł energii. Sprawa tak zwanej aktywizacji odbiorców jest chyba najbardziej atrakcyjnym celem, nie dlatego, że przypomina dawniej stosowaną aktywizację odbiorców za pomocą ogłaszanych stopni ograniczeń, ale chyba ma również za zadanie przygotować do spodziewanych deficytów energii i przestraszyć nimi. Oczywiście dostawcy zdają sobie sprawę, że tak wyczekiwane werbalnie znaczne ograniczenie zużycia energii elektrycznej przez odbiorców w wyniku ich „aktywizacji" spowoduje znaczące zmniejszenie wyników finansowych firm energetycznych, o ile oczywiście nie zostanie to zrekompensowane stosownymi podwyżkami cen energii.

We wspomnianych doniesieniach na temat smart grid prawie nic się nie mówi o jeszcze innym aspekcie wprowadzenia tak zwanych inteligentnych liczników energii elektrycznej, a mianowicie o możliwości naruszenia gwarantowanego konstytucyjnie prawa do ochrony życia prywatnego oraz autonomii informacyjnej odbiorców energii elektrycznej.

Wydaje się oczywiste, że dane pomiarowe przekazywane przez inteligentne liczniki umożliwiać będą nie tylko ustalenie całkowitego zużycia energii elektrycznej, ale także rozkład czasowy tego zużycia z uwzględnieniem zapadów wynikających z dłuższych nieobecności w domu, podczas na przykład urlopów. Takie dane pomiarowe uznać więc można za dane osobowe, jako że na ich podstawie, przy jednoczesnym wykorzystaniu nazwiska odbiorcy, strony umowy o dostawę energii, można określić wiele informacji dotyczących konkretnej osoby. Dotychczasowe projekty aktów prawnych nie rozwiązują tych problemów w sposób wystarczający. Świadczą o tym między innymi wystąpienia przedstawicieli GIODO w tej sprawie.

Na zakończenie warto wspomnieć o zawartym w Komentarzu zapewnieniu, że wbrew krążącym plotkom i pomówieniom, przesłanki wprowadzenia w Polsce inteligentnych sieci są „suwerenne" względem zaleceń Unii Europejskiej i można sądzić, że je wyprzedzają. Jednym słowem UE „tańczy tak, jak my jej zagramy"!

Tomasz E. Kołakowski

---

[1] Komentarz do publikacji K. Łabinowicz i Z. Parczewskiego pt.: „Sieci inteligentne w Polsce - opłacalne czy nie? (Perspektywa odbiorcy energii)", opublikowanego na www.cire.pl w dniu 5.02.2013.

[2] Istotą rozproszenia generacji jest jej usytuowanie w stosunku do sieci i jej pozostałych odbiorców. Termin rozproszenie oznacza bowiem, że źródło może znaleźć się w rozdzielni hipermarketu, węźle cieplnym obiektu, miejskiej kotłowni czy w piwnicy jednorodzinnego domku. Zawsze jest to lokalizacja, do której infrastruktura sieci elektroenergetycznej nie jest projektowo przygotowana. Generacja rozsiana z kolei charakteryzuje się tym, że układ technologiczny zasila w ciepło, chłód i energię elektryczną odbiorców i nie jest przyłączony do systemu elektroenergetycznego. Nie korzysta zatem z promocji dla układów technologicznych (świadectw pochodzenia energii). *(przypis TEK)*

Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ
POWER ENGINEERING

MIESIĘCZNIK STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH
ASSOCIATION OF POLISH ELECTRICAL ENGINEERS MONTHLY

Rada Naukowa	Zygmunt Artwik, Henryk Anglart, Krzysztof Badyda, Jerzy Barglik, Tadeusz Chmielniak, Bogumił Dudek, Herbert Leopold Gabryś, Jan Górzyński, Mieczyslaw Kaczmarek, Waldemar Kamrat, Andrzej Kowalski, Joachim Kozioł, Roman Kuczkowski, Dariusz Lubera, Henryk Majchrzak, Tadeusz Malinowski, Jacek Malko, Ryszard Migdalski, Piotr Molski, Józef Paska, Marian Pasko, Maciej Pawlik, Jan Popczyk, Aleksandra Rakowska, Adam Smolik, Klemens Ścierski (*przewodniczący Rady*), Josef Tlusty, Jerzy Trzeszczyński (*zastępca przewodniczącego Rady*), Lucjan Twardy, Henryk Tymowski, Andrzej Ziębik
Redaktor Naczelny	Tomasz Eugeniusz Kołakowski
Zastępca Redaktora Naczelnego Sekretarz Redakcji	Iwona Gajdowa
Redaktor językowy	Jacek Dubrawski
Redaktorzy tematyczni	Bogumił Dudek, Maksymilian Przygrodzki
Redaktor statystyczny	Marek Karnowski
Korekta	Iwona Gajdowa
Redaktor techniczny	Klaudia Piekarska
Administracja i księgowość	Elżbieta Wilk
Współpracują z redakcją	Barbara Cieszewska, Fryderyk Czudejko, Jerzy Dobosiewicz, Ludwik Pinko, Edward Ziaja

Adres redakcji	ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice, tel.: 32 257 87 85, 32 257 87 86, tel./fax: 32 251 62 09 e-mail: redakcja@elektroenergetyka.pl www.e-energetyka.pl / www.energetyka.eu
Wydawca	Oficyna Wydawnicza Energia, COSiW SEP, ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice
Druk	Drukarnia Archidiecezjalna, ul. Wita Stwosza 11, 40-952 Katowice, tel.: 32 251 38 80, fax: 32 251 65 55 Nakład: do 2000 egzemplarzy
Informacja o wersji pierwotnej	Wersją pierwotną czasopisma jest wydanie papierowe. Czasopismo jest dostępne również na stronie internetowej www.energetyka.eu Czasopismo jest indeksowane w: – bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech http://baztech.icm.edu.pl/ (poz.153) – międzynarodowej bazie bibliograficzno-abstraktowej INSPEC – bazie czasopism naukowych IC Journal Master List (Index Copernicus) http://journals.indexcopernicus.com/ Czasopismo dotowane przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego.

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń, reklam i artykułów sponsorowanych. Nie zwraca materiałów niezamówionych oraz zastrzega sobie prawo redagowania i skracania tekstów oraz zamieszczania streszczeń na internetowej witrynie **www.energetyka.eu**
Opinie zawarte w materiałach nie muszą być podzielane przez Redakcję.

SPIS TREŚCI

POSTRZEGANIE TERAŹNIEJSZOŚCI

VI **Na marginesie wprowadzania inteligentnych sieci i takiż pomiarów**

Jacek WAŃKOWICZ, Mariusz KRUPA
215 **44. Sesja Generalna CIGRE 2012. Działalność CIGRE i PKWSE**

Aleksander ZIELONKA, Dariusz GURAZDOWSKI, Arkadiusz BIERNACKI
218 **Elektryczne maszyny wirujące - Komitet Studiów A1**

Paweł WARCZYŃSKI, Marceli KAŹMIERSKI
222 **Transformatory - Komitet Studiów A2**

Sławomir SAMEK
228 **Aparatura wysokonapięciowa - Komitet Studiów A3**

Sławomir NOSKE
236 **Kable - Komitet Studiów B1**

Piotr WOJCIECHOWSKI
241 **Linie napowietrzne - Komitet Studiów B2**

Piotr MAŃSKI
245 **Stacje elektroenergetyczne - Komitet Studiów B3**

Michał KOSMECKI
249 **Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych - Komitet Studiów B4**

Piotr KACEJKO
256 **Automatyka i zabezpieczenia - Komitet Studiów B5**

Wojciech LUBICKI, Łukasz CIŚ
260 **Planowanie struktury systemu elektroenergetycznego i zarządzanie majątkiem sieciowym w obliczu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii - Komitet Studiów C1**

Krzysztof MADAJEWSKI
270 **Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego - Komitet Studiów C2**

Anna STANKOWSKA
275 **Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko - Komitet Studiów C3**

Maksymilian PRZYGRODZKI
279 **Zagadnienia techniczne systemu elektroenergetycznego - Komitet Studiów C4**

Grzegorz TOMASIK
285 **Rynki energii elektrycznej i regulacja - Komitet Studiów C5**

Krzysztof SIODŁA
290 **Materiały i nowoczesne techniki badawcze - Komitet Studiów D1**

Tomasz SZUDEJKO
295 **Systemy informatyczne i telekomunikacja - Komitet Studiów D2**

Mariusz KRUPA
301 **Tematy wskazane 45. Sesji Generalnej CIGRE 2014**

Mariusz KRUPA
305 **Grupy robocze w CIGRE (stan na luty 2013 r.)**

ENERGETYKA I PRZEPISY PRAWNE

Tomasz GAWARECKI
313 **Wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne**

Konrad SZYBALSKI
315 **Kto zarobi na nowej ustawie o odnawialnych źródłach energii? (na marginesie projektów tzw. trójpaku)**

OGÓLNOPOLSKI MIESIĘCZNIK NAUKOWO-TECHNICZNY STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

Energetyka®

MARZEC 2013 NR 3 (705)

Czasopismo istnieje od 1947 roku. Jest poświęcone problemom wytwarzania, przesyłania, rozdzielania i użytkowania energii elektrycznej i cieplnej, budowy elektrowni, elektrociepłowni i linii elektroenergetycznych, komputeryzacji systemu elektroenergetycznego i restrukturyzacji elektroenergetyki. Zostało odznaczone złotymi odznakami: Honorową SEP, „Zasłużony dla energetyki" oraz Medalem SEP im. Profesora Stanisława Fryzego.

The magazine exists since 1947. It is devoted to problems of electric and heat energy generation, transmission, distribution and utilisation. It presents problems of construction of power station, CHP station and electric power lines as well as computerisation of the electric power system and restructuring the electric power industry. It has been awarded with following golden awards: SEP Award of Merit, Merit Award for Power Industry Workers and Professor Stanisław Fryze Medal of SEP.

STRESZCZENIA

Aleksander ZIELONKA, Dariusz GURAZDOWSKI, Arkadiusz BIERNACKI
Elektryczne maszyny wirujące - Komitet Studiów A1
Energetyka 2013, nr 3, s. 218
W artykule omówiono obrady i dyskusje w Komitecie Studiów A1 CIGRE. Wspomniano o trzech grupach zagadnień. 1 - Rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych i doświadczenia serwisowe (poprawa i rozwój konstrukcji, wytwarzania, mocy, sprawności, izolacji, chłodzenia, ułożyskowania, działania i utrzymania ruchu; analiza wpływu wymagań klienta i operatorów sieci na konstrukcję i koszty maszyny; ocena wpływu skrętnych elektromagnetycznych sił oscylacyjnych na wytrzymałość zmęczeniową wału wirnika). 2 - Zarządzanie finansowe maszynami elektrycznymi, jako środkami trwałymi (retrofity, modernizacje, podniesienie mocy, wzrost sprawności – analiza ekonomiczna możliwych rozwiązań; ocena stanu technicznego na podstawie oceny ryzyka dalszego utrzymania w ruchu; metody przewidywania czasu życia eksploatowanych maszyn). 3 - Maszyny elektryczne generacji rozproszonej (rozwój konstrukcji o wyższej sprawności, lepszych osiągach i operacyjności oraz utrzymania w ruchu; kontrola, monitoring i diagnostyka, nowe trendy). Omówiono także zastosowanie nanotechnologii w systemie izolacyjnym turbogeneratora.
Słowa kluczowe: maszyny wirujące, konstrukcje i doświadczenia eksploatacyjne, nanotechnologie

Paweł WARCZYŃSKI, Marceli KAŹMIERSKI
Transformatory - Komitet Studiów A2
Energetyka 2013, nr 3, s. 222
Omówiono artykuły i referaty poświęcone problemom transformatorów podczas spotkania Komitetu Studiów A2. W szczególności sprawy: diagnostyki i monitoringu transformatorów (rejestracja spektrum wibroakustycznego przełączników zaczepów pod obciążeniem, monitoring on-line izolatorów przepustowych, inteligentny algorytm oceny stanu technicznego transformatora, zaawansowane analizy statystyczne, monitoring on-line podstawowych parametrów technicznych transformatora, stopień polimeryzacji, jako nowy wskaźnik stopnia zużycia izolacji papierowej w eksploatacji, doświadczenia z eksploatacji systemów monitoringu), alternatywne płyny elektroizolacyjne (estry charakteryzujące się biodegradowalnością, trudnopalnością oraz możliwością wytwarzania z odnawialnych źródeł).
Słowa kluczowe: transformatory energetyczne, diagnostyka i monitoring transformatorów, alternatywne płyny elektroizolacyjne

Sławomir SAMEK
Aparatura wysokonapięciowa - Komitet Studiów A3
Energetyka 2013, nr 3, s. 228
W artykule omówiono podstawowe problemy, jakie dominowały podczas posiedzenia Komitetu Studiów A3 poświęconego aparaturze wysokona-

SUMMARY

Aleksander ZIELONKA, Dariusz GURAZDOWSKI, Arkadiusz BIERNACKI
Rotating Electrical Machines - Study Committee A1
Energetyka 2013, nr 3, p. 218
Discussed are debates and discussions held during the meeting of the Study Committee A1 CIGRE. Mentioned are three groups of problems: 1 – development of electric machines construction and service experience (improvement and development of constructions, production, power, efficiency, insulation, cooling, bearing, operational and maintenance management; analysis of the influence of client and grid operator requirements on construction and price of a machine; assessment of the influence of the torsional oscillating electromagnetic forces on the fatigue strength of a rotor shaft), 2 – financial management of electrical machines as the capital assets (retrofits, modernizations, power upgrading, efficiency increase – economic analysis of possible solutions; technical condition assessment on the basis of further keeping in operation risk evaluation; methods of the machine remaining useful life prediction, 3 – electric machines for distributed generation (development of constructions of higher efficiency, better performance, operationality and operational maintenance; control, monitoring and diagnostics, new trends). Discussed is also the application of nanotechnology in a turbogenerator insulation system.
Keywords: rotating machines, constructions and operational experience, nanotechnologies

Paweł WARCZYŃSKI, Marceli KAŹMIERSKI
Transformers - Study Committee A2
Energetyka 2013, nr 3, p. 222
Discussed are articles and papers dedicated to transformer problems during the meeting of the Study Committee A2. There are in particular: transformer diagnostics and monitoring (recording of an on-load tap changer vibroacoustic spectrum, on-line monitoring of bushings, intelligent algorithm of a transformer technical condition assessment, advanced statistical analyses, on-line monitoring of a transformer basic technical parameters, degree of polymerization as a new factor of a paper insulation wear-out during operation, experience from monitoring systems operation), alternative electroinsulating liquids (esters characterized by biodegradability, low burnability and possibility of production from renewable sources).
Keywords: power transformers, diagnostics and monitoring of transformers, alternative electroinsulating liquids

Sławomir SAMEK
High Voltage Equipment - Study Committee A3
Energetyka 2013, nr 3, p. 228
Discussed are basic problems which dominated during the sitting of the Study Committee A3 dedicated to high voltage equipment. They

STRESZCZENIA

pięciowej. Podzielono je na trzy grupy. 1 - Aparatura wysokiego napięcia wspomagająca rozwój systemu elektroenergetycznego (ultrawysokie napięcia prądu przemiennego, konstruowanie i testowanie aparatury dla systemów ultrawysokich napięć prądu stałego, rola i znaczenie wewnętrznej inteligencji aparatury wysokiego napięcia, wpływ na aparaturę wysokiego napięcia zmian w projektowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego prądu przemiennego). 2 - Niezawodność i czas życia aparatury wysokiego napięcia (trendy i doświadczenia w zakresie niezawodności aparatury wysokiego napięcia, określanie czasu życia aparatury wysokiego napięcia i zarządzanie tym czasem, znaczenie monitorowania stanu aparatury wysokiego napięcia). 3 - wpływ na aparaturę wysokiego napięcia zmian w projektowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego prądu przemiennego (minimalizowanie oddziaływania na środowisko naturalne, projektowanie i testowanie aparatury wysokiego napięcia dla warunków ekstremalnych - temperatura, trzęsienia ziemi, zanieczyszczenia, aparatura dla warunków morskich). Podsumowując przegląd rozwiązań stwierdzono jednak, że jeszcze wiele czasu upłynie zanim wejdziemy w obszar pełnego i powtarzalnego wykorzystywania nowej wiedzy w postaci nowej generacji aparatury, bowiem niemal każdy omawiany artykuł kończy się stwierdzeniem, iż potrzebne są dalsze rozważania i badania, które ostatecznie potwierdzą wartość i skuteczność w zastosowaniu proponowanych rozwiązań.

Słowa kluczowe: łączeniowa aparatura wysokonapięciowa, izolacja kompozytowa aparatury, niezawodność i czas życia aparatury, ochrona środowiska

Sławomir NOSKE

Kable - Komitet Studiów B1

Energetyka 2013, nr 3, s. 236

W artykule omówiono publikacje, jakie zostały przedstawione w Komitecie Studiów CIGRE B1. Dotyczyły one teorii, projektowania, wdrażania, produkcji, instalacji, badań, eksploatacji i konserwacji oraz technik diagnostycznych dla AC i DC sieci kablowych. Tematami wiodącymi były: projektowanie, techniki montażu i eksploatacji oraz zagadnienia związane z kablowymi liniami długimi, obliczenia statyczne i dynamiczne, badania kwalifikacyjne, badania typu, badania wyrobu, próby odbiorcze linii, zastosowanie diagnostyki linii kablowych oraz trendy w obszarze monitorowania linii kablowych i osprzętu kablowego, przyszłe poziomy napięć AC i DC w sieci kablowych, konwersja linii kablowych AC do pracy w sieci HVDC, nowe funkcje oczekiwane od sieci kablowych. Omówiono między innymi problemy związane z: kablem morskim zastosowanym w linii kablowej łączącej Sardynię z kontynentem Włoch, metody zmniejszenia poziomów pól magnetycznych w sieci kablowej 220 kV w obszarze Buenos Aires, budowy linii kablowych w Meksyku i Japonii. Przedstawiono perspektywy kabli wykorzystujących zjawisko nadprzewodnictwa.

Słowa kluczowe: kable elektryczne wysokiego napięcia, budowa i eksploatacja kabli najwyższych napięć, wykorzystanie nadprzewodnictwa w liniach kablowych

Piotr WOJCIECHOWSKI

Linie napowietrzne - Komitet Studiów B2

Energetyka 2013, nr 3, s. 214

W artykule omówiono problematykę poruszoną w referatach Komitetu Studiów B2 poświęconego tematyce elektrycznych linii napowietrznych. Składały się na nią takie tematy, jak: optymalizacja przesyłu pod kątem elektrycznym m.in. z użyciem przewodów nowego typu (HTLS – przewody o małych zwisach), przebudowa linii prądu przemiennego na linie prądu stałego i budowa linii prądu stałego, monitorowanie linii istniejących, dzielenie prawa drogi z dostawcami innych mediów lub usług; operacyjne zbieranie danych niezbędnych do zarządzania majątkiem sieciowym, narzędzia diagnostyczne i metody pozwalające na określenie niezawodności i pozostałej eksploatacyjnej długości życia poszczególnych elementów linii, zachowanie linii pod wpływem obciążeń dynamicznych, praca linii w warunkach obciążeń sejsmicznych i nadzwyczajnych zjawisk pogodowych; praca na liniach, użycie robotów, użycie systemów informatycznych, analiza kosztów, skuteczność różnych metod i strategii, przykłady modernizowanych linii.

Słowa kluczowe: elektryczne linie napowietrzne, przewody HTLS, modernizacja linii

Piotr MAŃSKI

Stacje elektroenergetyczne - Komitet Studiów B3

Energetyka 2013, nr 3, s. 245

W artykule omówiono zasadnicze tezy referatów dotyczących problematyki stacji elektroenergetycznych przedstawionych w Komitecie Studiów

SUMMARY

are divided into three groups: 1 – high voltage equipment supporting development of a power system (ultra-high-voltages AC, construction and testing of the equipment for ultra-high-voltages DC, the character and importance of the high voltage equipment internal intelligence, influence of changes in designing and running the AC power system on the high voltage equipment); 2 – reliability and the high voltage equipment life-time (trends and experience in the field of high voltage equipment reliability, determination of the high voltage equipment life-time and the time management, importance of monitoring of the high voltage equipment technical condition); 3 - influence of changes in designing and running the AC power system on the high voltage equipment (reduction of influence on natural environment, designing and testing of high voltage equipment for the work in extreme conditions – temperature, earthquakes, pollution, sea conditions). However, summing up the review of solutions, it is ascertained that much time will still pass by before we can enter the area of a full and repeatable utilization of a new knowledge in the form of a new generation of equipment, because almost every discussed article ends with the statement that further considerations and research are needed, what would finally confirm the importance and effectiveness in application of the proposed solutions.

Keywords: high voltage equipment, composite insulation of equipment, reliability and the life-time of equipment, environmental protection

Sławomir NOSKE

Insulated Cables - Study Committee B1

Energetyka 2013, nr 3, p. 236

Discussed are publications that were presented in the meeting of the Study Committee B1 CIGRE. They refer to the theory, designing, implementation, production, installation, research, operation and maintenance as well as to diagnostic technologies for the AC and DC cable network. The leading subjects are: designing, assembly and operation technologies and problems connected with long cable lines, static and dynamic calculations, performance tests, type tests, product tests, line acceptance tests, application of cable line diagnostics as well as trends in the field of monitoring of cable lines and cable accessories, future AC and DC voltage levels in cable lines, conversion of AC cable lines to the work in HVDC network, new functions expected by the cable line users. Discussed are, amongst the others, problems connected with: the sea cable applied in cable line connecting Sardinia with continental Italy, methods of reduction of magnetic field levels in the 200 kV cable line in the area of Buenos Aires, cable lines construction in Mexico and Japan. Presented are future prospects of cables utilizing the effect of superconductivity.

Keywords: high voltage electric cables, construction and operation of ultra high voltage cables, utilization of superconductivity effect in cable lines

Piotr WOJCIECHOWSKI

Overhead Lines - Study Committee B2

Energetyka 2013, nr 3, p. 214

Presented are problems mentioned in papers of Study Committee B2 dedicated to electric overhead lines. The problems are as follows: optimization of transmission (from the electric point of view) i.a. with the use of new HTLS (High Temperature Low Sag) type cables, conversion of AC to DC lines, construction of DC lines, monitoring of the already existing lines, sharing of way easement with providers of other media or services, operational collecting of data necessary to administer the electric network property, diagnostic tools and methods allowing determination of reliability and the rest of the operational life-time of individual line elements, power line behaviour under the influence of dynamic loads, the work of a line in conditions of seismic loads and extraordinary weather phenomena, overhead line works, application of robots, information systems application, costs analysis, efficiency of various methods and strategies, examples of modernized lines.

Keywords: electrical overhead lines, HTLS cables, line modernization

Piotr MAŃSKI

Substations - Study Committee B3

Energetyka 2013, nr 3, p. 245

Discussed are basic theses of papers concerning substation problems and presented during the meeting of the Study Committee B3. They

B3. Dotyczyła ona dwóch zagadnień: postępu w technologiach wykorzystywanych w stacjach elektroenergetycznych oraz doświadczeń w zarządzaniu stacjami. Zaprezentowano włoską mobilną stację kompaktową do szybkiej instalacji na napięcia od 145 do 170 kV. Poruszono także problem implementacji i wykorzystania IEC 61850 wynikający z niejednoznacznej jej oceny. W obszarze zarządzania stacjami zaprezentowano kompleksowy system monitorowania stacji i jej urządzeń zastosowany przez operatora rumuńskiego. Ponadto zaprezentowano doświadczenia związane z działaniami na stacjach, mającymi na celu ich polepszenie poprzez modyfikacje pracujących elementów, ich wymianę lub zmianę całego układu. Poruszono również kwestie bezpieczeństwa pracy na dwóch sąsiadujących stacjach związane ze skutecznością ochrony odgromowej i systemem uziemienia stacji.
Słowa kluczowe: stacje elektroenergetyczne, stacje do mobilnego przewozu i szybkiej instalacji, zarządzanie stacjami

refer mainly to two questions: development of technologies applied in substations and experience in substation management. Presented is an Italian mobile compact quick assembly substation dedicated for 145-170 kV voltages. Mentioned is also the problem of implementation and application of the standard IEC 61850 resulting from its ambiguous assessment. In the field of substation management presented is a complex monitoring system of such substations and their equipment applied by a Romanian operator. Moreover, presented is an experience connected with activities carried on substations and having in aim their improvement by modification of the working elements, their replacement or even the change of the whole system. Mentioned are also the working safety questions concerning two neighbouring substations and connected with the efficiency of lightning protection and substation earthing system.
Keywords: substations, mobile and quick assembly substations, substation management

Michał KOSMECKI
Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych - Komitet Studiów B4
Energetyka 2013, nr 3, s. 249
Opisano 25 referatów dotyczących układów przesyłowych prądu stałego (HVDC – High Voltage Direct Current) oraz układów typu FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Zostały one podzielone na trzy grupy: projekty i instalacje HVDC i FACTS, rozwój technologii HVDC i FACTS, zastosowanie technologii HVDC oraz FACTS. Opisane zostały modernizacje i nowe projekty w Hiszpanii i Francji, Kanadzie, Norwegii i Szwecji, Szwecji i Finlandii. Omówiono także raport poświęcony niezawodności 35 połączeń na świecie (z wyjątkiem Chin). Przedstawiono kierunki rozwoju technologii UHVDC, tj. układów prądu stałego bardzo wysokiego napięcia. W 2010 roku uruchomiono w Chinach łącze Xiangjiaba-Shanghai o (wciąż rekordowym) napięciu ±800 kV, które dowiodło, że praca z tak wysokim napięciem jest możliwa i opłacalna. W 2012 roku mówi się już o napięciu ±1100 kV, które ma być odpowiedzią na rosnące potrzeby przesyłu energii w Chinach. Omówiono także sposób przeprowadzania analiz symulacyjnych regulacji napięcia (i mocy) oraz działania zabezpieczeń w sieciach DC.
Słowa kluczowe: układy przesyłowe prądu stałego (HVDC), technologia UHVDC, regulacja napięcia i mocy w sieciach DC

Michał KOSMECKI
High Voltage Direct Current and Power Electronics - Study Committee B4
Energetyka 2013, nr 3, p. 249
Described are 25 papers referring to DC transmission systems (HVDC – High Voltage Direct Current) and systems of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) type. They are divided into three groups: HVDC and FACTS projects and installations, development of HVDC and FACTS technologies and HVDC and FACTS technology application. Presented are modernizations and new projects in Spain and France, Canada, Norway and Sweden, Sweden and Finland. Discussed is also a report dedicated to reliability of 35 interconnections in the world (except China). Presented are development directions of UHVDC technologies i.e. systems of ultra high voltages. In 2010, an interconnection Xiangjiaba-Shanghai (China), of a still record-breaking ±800 kV, was set up proving that a work with such a high voltage is possible and profitable. In 2012, the specialists talk already about the voltage of ±1100 kV that is to be an answer to the growing energy transmission needs in China. Discussed is also the method of carrying out simulation analyses of voltage (and power) control and of the protection equipment operation in DC networks.
Keywords: DC transmission systems (HVDC), UHVDC technology, voltage and power control in DC netoworks

Piotr KACEJKO
Automatyka i zabezpieczenia - Komitet Studiów B5
Energetyka 2013, nr 3, s. 256
W artykule omówiono referaty dotyczące dwóch podstawowych grup zagadnień: wpływ elementów sieci elektroenergetycznych przewidywanych w przyszłości na problemy koordynacji zabezpieczeń oraz wykorzystanie i zastosowanie zdalnego dostępu do układów zabezpieczeń i automatyki (zastosowanie synchrofazorów i techniki PMUs - Phasor Measurment Units - w systemie elektroenergetycznym obejmuje już nie tylko szeroko omawianą ocenę stabilności, ale także tworzenie obszarowych - Wide Area - systemów zabezpieczeń WAP oraz systemów sterowania WACS). Zwrócono uwagę, że fakt rozwoju energetyki rozproszonej wpływa na nowe zadania i uwarunkowania pracy układów EAZ, a także, że operatorzy sieci przewidują decentralizację i automatyzację systemów regulacji napięcia, wprowadzenie zarządzania przeciążeniami linii i sankcjonowanie pracy wyspowej. Przewiduje się, że rozwiązaniem docelowym będzie zastosowanie standardu IEC 61850, który pozwala na opisanie działania i współpracy urządzeń pracujących zarówno w sieciach najwyższych napięć, w sieciach rozdzielczych średniego napięcia, jak również w sieciach niskiego napięcia. Przewiduje się także w coraz większym stopniu wykorzystanie i zastosowanie zdalnego dostępu do układów zabezpieczeń i automatyki.
Słowa kluczowe: koordynacja zabezpieczeń i układów automatyki, zastosowanie synchrofazorów, zastosowanie standardu IEC 61850, zdalny dostęp do układów zabezpieczeń i automatyki

Piotr KACEJKO
Protection and Automation - Study Committee B5
Energetyka 2013, nr 3, p. 256
Discussed are papers concerning two basic groups of problems: influence of the future power lines elements on the problems connected with protection coordination as well as the use and application of remote access to protection and automation systems (application of synchrophasors and PMUs -Phasor Measurement Units- in a power system comprises not only the widely discussed stability assessment but also creation of wide area protection systems WAP and control systems WACS). Attention is called to the fact that development of distributed power generation influences new tasks and conditionings of power systems protection work and also that network operators expect decentralization and automation of voltage control systems, implementation of line overload management and legitimization of islanding. It is expected, that the target solution will be the application of IEC standard 61850 which enables description of operation and cooperation of appliances working in ultra high voltage networks, medium voltage distribution networks and also in low voltage grids. Expected is also, in the higher and higher degree, making use and application of remote access to protection and automation systems.
Keywords: coordination of protection and automation systems, synchrophasor application, standard IEC 61850 application, remote access to protection and automation systems

Wojciech LUBICKI, Łukasz CIŚ
Planowanie struktury systemu elektroenergetycznego i zarządzanie majątkiem sieciowym w obliczu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii - Komitet Studiów C1
Energetyka 2013, nr 3, s. 260
W artykule omówiono wpływ na planowanie struktury systemu elektroenergetycznego wprowadzenia do systemu źródeł wykorzystujących odnawialne źródła energii. Zwrócono uwagę, że dotychczas stosowane symulatory i programy nie obejmują całości zagadnienia, a jedynie roz-

Wojciech LUBICKI, Łukasz CIŚ
Planning of a Power System Structure and Management of Network Property in the face of Dynamic Development of Renewable Energy Sources – Study Committee C1 CIGRE
Energetyka 2013, nr 3, p. 260
Described is the influence of power generation companies utilizing renewable energy sources implementation to a power system, on the power system structure planning. Attention is called to the fact that the so far used simulators and programs do not comprise the whole of the prob-

STRESZCZENIA

wiązania cząstkowe. Przedstawiono sposoby przyłączania do systemu wielkich farm wiatrowych (Korea Płd., Dania, Norwegia, Szwecja, Holandia, USA). Omówiono wprowadzone do planowania systemu kryterium (n-1) -1. Stwierdzono, że nie pojawiły się zupełnie nowe metodyki w zakresie planowania rozwoju systemu przesyłowego. Standardem stało się podejście dwufazowe w procesie planistycznym. W pierwszej fazie wykorzystywane są symulatory rynku do określenia potencjalnego zestawu generacji, przy uwzględnieniu szerokiego wachlarza uwarunkowań (technicznych, makro- i mikroekonomicznych, pogodowych, etc.). W drugiej fazie, na podstawie wyników pierwszej, wykonywane są różnego typu analizy: techniczne, techniczno-ekonomiczne, oceny ryzyka. Uzyskiwane wyniki poddawane są różnym kryteriom decyzyjnym. Wskazano także, że drugim niezwykle istotnym zagadnieniem, szczególnie w dobie recesji gospodarczej, jest optymalizacja wykorzystania istniejącego majątku sieciowego oraz metody jego odtworzenia (niekoniecznie o tych samych parametrach).
Słowa kluczowe: systemy elektroenergetyczne, planowanie rozwoju, zarządzanie majątkiem sieciowym

Krzysztof MADAJEWSKI
Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego - Komitet Studiów C2
Energetyka 2013, nr 3, s. 270
W artykule omówiono referaty dotyczące: metod przezwyciężenia problemów ruchowych powodowanych kombinacją źródeł charakteryzujących się wahaniami mocy oraz zmianami po stronie obciążeń (perspektywa operatora sieci przesyłowej – OSP, bilansowanie systemu dzień przed i w dniu bieżącym, zmniejszona inercja systemu, zarządzanie ograniczeniami, regulacja napięcia, skoordynowana regulacja przesuwników fazowych) oraz metod poprawy ogólnych informacji o stanie połączonych systemów i koordynacji działań operatorów systemów przesyłowych (wymiana informacji pomiędzy OSP w połączonych systemach z kilkoma centrami sterowania, skoordynowane działania naprawcze, przetwarzanie informacji, systemy wspomagania decyzji, techniki wizualizacji).
Słowa kluczowe: systemy elektroenergetyczne, wpływ kombinacji źródeł, wahania mocy generowanej

Anna STANKOWSKA
Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko - Komitet Studiów C3
Energetyka 2013, nr 3, s. 275
Omówiono referaty dotyczące dwóch zagadnień: publicznej akceptacji infrastruktury elektroenergetycznej (doświadczenia w komunikacji, zaangażowanie właścicieli nieruchomości oraz wzrost świadomości publicznej, wymagania legislacyjne, wytyczne oraz rola władz i operatorów, metody oraz doświadczenia w zakresie uwzględniania wymagań właścicieli nieruchomości przy planowaniu i pracy infrastruktury elektroenergetycznej) oraz odpowiedzi na pytanie: jak „zielone" są przyszłościowe systemy elektroenergetyczne (metodologia służąca ocenie oddziaływania na środowisko oraz osiągnięcia w zakresie innowacyjności struktury i koncepcji sieci elektroenergetycznej, przeciwstawianie się zmianom klimatu, implikacje środowiskowe wpływające na zwiększenie wydajności systemu energetycznego poprzez tworzenie nowych sieci wysokich napięć oraz integracje źródeł energii na poziomie sieci dystrybucyjnych, doświadczenia w ocenie jakościowej, szacowania ilościowego oraz benchmarkingu).
Słowa kluczowe: zmiany środowiskowe, systemy elektroenergetyczne, społeczna akceptacja infrastruktury energetycznej

Maksymilian PRZYGRODZKI
Zagadnienia techniczne systemu elektroenergetycznego - Komitet Studiów C4
Energetyka 2013, nr 3, s. 279
Omówiono problemy, jakimi zajmowano się w Komitecie Studiów C5, a więc kwestie dotyczące warunków i parametrów pracy systemu elektroenergetycznego w stanach ustalonych i nieustalonych. Wśród prezentowanych metod i narzędzi analitycznych poruszane były również bieżące zagadnienia oddziaływania nowych technologii, począwszy od układów przesyłowych, dystrybucyjnych, a skończywszy na technologiach rozproszonych. Rozważane problemy skupiają się wokół interakcji pomiędzy systemem elektroenergetycznym a podsystemami i urządzeniami, a także przypadkami narażeń na oddziaływania zewnętrzne. Problemy te są często wspólne dla operatorów systemów, nie tylko w Europie, ale również w państwach pozaeuropejskich. Ciągły rozwój urządzeń, instalacji i technologii wytwórczych wyznacza nowe potrzeby i wyzwania dla przyszłych struktur systemów elektroenergetycznych. Prezentowane treści są wyznacznikiem przyszłych kierunków badań.

SUMMARY

lem but only partial solutions. Presented are methods of big wind farms (in South Korea, Denmark, Norway, Sweden, Holland and USA) connecting to the power system. Discussed is the criterion (n-1) -1 implemented to the system planning. Expressed is that there have not appeared any new methodologies in the field of transmission system development planning. A two-stage approach in the planning process became a standard. In the first stage, market simulators for the determination of a potential generation set, taking under consideration the whole range of conditionings (technical, macro- and microeconomic, weather and so on), are used. In the second stage, on the basis of results obtained from the first stage, various analyses like technical, technical and economic ones or of the risk estimation are carried out. The now obtained results are subject to various decision criteria. Indicated is also that the second very essential problem, especially in the times of economic recession, is optimization of the existing network property utilization and methods of its restoration (not necessarily of the same parameters).
Keywords: power systems, development planning, network property management

Krzysztof MADAJEWSKI
System Operation and Control - Study Committee C2
Energetyka 2013, nr 3, p. 270
Discussed are papers referring to: methods to overcome operational problems caused by the combination of sources characterized by power fluctuations and changes on the loading side (TNO -Transmission Network Operator- perspective, system balancing on the previous and the present days, reduced system inertia, constraints management, voltage control, coordinated control of phase shifters) as well as methods to improve general information on interconnected systems condition and coordination of TNOs activities (information exchange between TNOs in interconnected systems with several control centers, coordinated repair operations, information processing, decision support systems, visualization technologies).
Keywords: power systems, influence of source combination, output power fluctuations

Anna STANKOWSKA
System Environmental Performance - Study Committee C3
Energetyka 2013, nr 3, p. 275
Discussed are papers concerning two problems: public acceptance of energy infrastructure (experience in communication, involvement in the problem from the side of real estate proprietors as well as the raising of public consciousness, legislative requirements, directives and the role of authorities and operators, methods and experience in the range of meeting propietors' demands during planning and operation of energy infrastructure) and an answer to the question: to what extent are "green" the future power systems? (methodology serving the assessment of influence on environment and achievements in the range of structure innovations and power grid concept, withstanding climate changes, environmental implications influencing power network efficiency increase through construction of new high voltage networks and energy sources integration on a distribution network level, experience in quality estimation, quantity assessment and benchmarking),
Kewywords: environmental changes, power systems, public acceptance of energy infrastructure

Maksymilian PRZYGRODZKI
System Technical Performance - Study Committee C4
Energetyka 2013, nr 3, p. 279
Discussed are problems that were investigated during the meeting of the Study Committee C4, therefore questions concerning conditions and parameters of a power system operation in steady and transient states. Among the presented methods and analysis tools, mentioned are also the current problems referring to the influence of new technologies beginning with transmission and distribution systems and ending with distributed technologies. The considered problems gather around interactions between a power system, subsystems and installations as well as the cases of exposure to external influence. These problems are often common to system operators, not only in Europe but also in extra-European countries. Constant development of appliances, installations and generation technologies determines new needs and challenges for the future power system structures. Presented contents is a determinant of future research directions.

STRESZCZENIA

Słowa kluczowe: nowe technologie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, ich wpływ na systemy elektroenergetyczne, narażenia na wpływy zewnętrzne

Grzegorz TOMASIK

Rynki energii elektrycznej i regulacja - Komitet Studiów C5

Energetyka 2013, nr 3, s. 285

Omówiono po kolei wszystkie referaty Komitetu Studiów C5. Zasadniczą konkluzją wynikającą z lektury przez Autora referatów przedstawionych w ramach grupy C5 może być stwierdzenie, że integracja źródeł odnawialnych z istniejącymi modelami rynku energii elektrycznej ma coraz większy wpływ na ograniczanie czasu pracy jednostek konwencjonalnych w ciągu roku. To zaś wpływa bezpośrednio na trudności z pokrywaniem kosztów stałych wytwarzania energii elektrycznej w przedmiotowych jednostkach wytwórczych, które są jednak niezbędne z uwagi na potrzeby regulacyjne systemu. Jako sposoby na ewentualne rozwiązanie powyższego problemu wskazywano najczęściej konieczność wdrożenia rynków zdolności wytwórczych, innej wyceny usług systemowych świadczonych przez źródła konwencjonalne lub wdrożenie nowych usług systemowych związanych z rosnącym zapotrzebowaniem na większą elastyczność systemów elektroenergetycznych.

Słowa kluczowe: rynki energii elektrycznej, integracja źródeł OZE z modelami rynku, czas pracy jednostek konwencjonalnych

Krzysztof SIODŁA

Materiały i nowoczesne techniki badawcze - Komitet Studiów D1

Energetyka 2013, nr 3, s. 290

Omówiono 29 referatów w ramach Komitetu Studiów D1 w trzech dziedzinach tematycznych: parametry dielektryczne i starzenie materiałów izolacyjnych; techniki badawcze stosowane dla napięć UHV z uwzględnieniem HVDC; narzędzia diagnostyczne. W artykułach pierwszej grupy opisano zagadnienia związane z badaniem materiałów izolacyjnych stałych, ciekłych i gazowych używanych w transformatorach energetycznych wysokiego napięcia, kablach elektroenergetycznych, izolatorach liniowych i systemach GIS. W drugiej grupie opisano między innymi badanie parametrów dielektrycznych, efektów zachodzących procesów starzeniowych i wytrzymałości elektrycznej olejów mineralnych, estrów naturalnych i mieszanin olejów. Stwierdzono, że obserwacja form zjawisk przedprzeskokowych występujących pod wpływem napięcia udarowego, może być przydatna do określenia przewidywanej/spodziewanej wartości napięcia przeskoku. Obserwacji i pomiarów dokonywano przy użyciu ultraszybkiej kamery rejestrującej wyładowania elektryczne w układzie modelowym elektrod odpowiadającym warunkom rzeczywistym spotykanym w transformatorach. Jeśli chodzi o narzędzia diagnostyczne to zostały przedstawione zagadnienia dotyczące urządzeń, metod i procedur pomiarowych stosowanych do badania stanu urządzeń elektroenergetycznych wysokiego napięcia i zarządzania ich pracą. Bardzo dużo uwagi poświęcono badaniom transformatorów jako najdroższych i najbardziej istotnych elementów systemu energetycznego, ale opisywane są także metody badania pozostałych urządzeń, takich jak kable, aparatura łączeniowa i systemy GIS.

Słowa kluczowe: materiały stosowane w elektrotechnice, techniki diagnostyczne, nowe technologie

Tomasz SZUDEJKO

Systemy informatyczne i telekomunikacja - Komitet Studiów D2

Energetyka 2013, nr 3, s. 295

Streszczono wybrane przez Autora referaty Komitetu Studiów D2. Dotyczą one dwóch grup tematów: rozproszonych platform informatycznych dla elektroenergetyki przyszłości (nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych, systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania, aplikacje w chmurze obliczeniowej i platformy udostępniające usługi, bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni) oraz połączonych systemów informatycznych wspierających konkurencyjne rynki (nowe rozwiązania informatyczne, nowe rozwiązania telekomunikacyjne, analiza ryzyka i możliwości).

Słowa kluczowe: platformy informatyczne dla elektroenergetyki, aplikacje w chmurze obliczeniowej, analizy ryzyka i bezpieczeństwo informatyczne

SUMMARY

Keywords: new generation, transmission and distribution technologies, their influence on power systems, exposure to external influence

Grzegorz TOMASIK

Electricity Markets and Regulation - Study Committee C5

Energetyka 2013, nr 3, p. 285

Discussed are, one by one, all Study Committee C5 papers. The basic conclusion, drawn from the reading by the Author of the papers presented in the frames of the C5 group, can be a statement that the integration of renewable sources with the existing electric energy market models has bigger and bigger influence on conventional units working time limitations in the course of the year. This again influences directly the troubles with covering of electric energy generation prime charges in the discussed production units that is, however, indispensable, considering a power system regulatory needs. As the potential methods of solving of the above mentioned problem indicated are most often: the need of implementation of generation ability markets, other than the existing one valuation of system services provided by conventional sources or implementation of new system services connected with the growing demand for higher elasticity of power systems.

Keywords: electric energy market, integration of renewable energy sources with the market models, working time of conventional units

Krzysztof SIODŁA

Materials and Emerging Test Techniques - Study Committee D1

Energetyka 2013, nr 3, p. 290

Discussed are 29 papers delivered at the meeting of the Study Committee D1 in three thematic domains: test techniques applied for UHV voltages (considering HVDC); dielectric parameters and ageing of insulation materials; diagnostic tools. In the papers belonging to the first group described are problems connected with testing of solid, liquid and gaseous insulation materials used in high voltage power transformers, power cables, transmission line insulators and GIS systems. The second group describes i.a. tests of dielectric parameters, effects of the occurring ageing processes and of mineral oils electric strength, natural esters and oil mixtures. Ascertained is that observation of presparkover phenomena occurring under the influence of impulse voltage, can be useful for determination of the foreseen/expected value of a sparkover voltage. Observations and measurements were carried out with the use of a super speed camera registering electrical discharges in an electrode model system matching real conditions met in transformers. If it comes to diagnostic tools, presented are problems concerning appliances, methods and measurement procedures used for testing of high voltage power installations and management of their operation. A lot of attention is paid to testing of transformers as the most expensive and the most essential elements of a power system but also described are testing methods applied to other equipment like cables, switching equipment and GIS systems.

Keywords: materials applied in electrotechnics, diagnostic techniques, new technologies

Tomasz SZUDEJKO

Information Systems and Telecommunication - Study Committee D2

Energetyka 2013, nr 3, p. 295

Presented are abstracts of the selected by the Author papers delivered for the meeting of the Study Committee D2. They concern two thematic groups: distributed information platforms for power industry of the future (new architecture of operational information systems, spare systems and systems of operational continuity preservation, computational cloud applications and service facilitating platforms, safety in cyberspace) and interconnected information systems supporting competitive markets (new information solutions, new solutions in telecommunication, possibility and risk analysis).

Keywords: information platforms for power industry, computational cloud applications, risk analyses and information safety

NOWE DZIAŁY AKTUALNOŚCI I OPINIE TYLKO NA STRONACH
www.energetyka.eu

CZYTAJ AKTUALNOŚCI I OPINIE „ENERGETYKI"

CODZIENNIE NOWE!

Znakomita dziennikarka Pani Barbara Cieszewska, od wielu lat specjalizująca się w tematyce górnictwa węglowego i energetyki na łamach dawnej Rzeczpospolitej i nie tylko, zgodziła się prowadzić dwie nowe rubryki na naszych stronach internetowych.

W Aktualnościach prezentowane są niemal codziennie ciekawe wiadomości o tym, co dzieje się w polskiej i globalnej energetyce, a także gospodarce paliwowo-energetycznej. Dział Opinie zawiera interesujące uwagi i spostrzeżenia fachowców.

Spotkajmy się na **www.energetyka.eu** !

Jacek Wańkowicz
Przewodniczący PKWSE
Mariusz Krupa
Sekretarz PKWSE

44. Sesja Generalna CIGRE 2012
Działalność CIGRE i PKWSE

44th CIGRE General Session 2012
Activity of CIGRE and PKWSE

Czym jest CIGRE i PKWSE?

Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) jest największym na świecie międzynarodowym stowarzyszeniem zrzeszającym ekspertów zajmujących się zagadnieniami dotyczącymi wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. CIGRE zostało założone w 1921 r., a Polska była jego członkiem założycielem. Obecnie[1)] CIGRE liczy 1155 członków wspierających (firmy i uczelnie) oraz 6576 członków indywidualnych z 92 krajów. Siedziba stowarzyszenia zlokalizowana jest w Paryżu, a biuro centralne mieści się pod adresem: 21 rue d'Artois, 75008 Paris. Oficjalna strona internetowa CIGRE: www.cigre.org.

Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) jest jednym z 57 komitetów krajowych CIGRE. PKWSE działa w imieniu CIGRE promując działalność stowarzyszenia w Polsce. Obecnie liczy 9 członków wspierających oraz 107 członków indywidualnych.

Cele CIGRE i PKWSE

Głównym celem CIGRE i PKWSE jest ułatwianie wymiany wiedzy, najlepszych praktyk i łączenie wysiłków zmierzających do jak najlepszego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i jego rozwoju w przyszłości. Dlatego CIGRE i PKWSE dążą do:

- umożliwienia inżynierom i specjalistom z całego świata wymiany informacji i podnoszenia ich poziomu wiedzy dotyczącej systemu elektroenergetycznego;
- zwiększania wartości posiadanej wiedzy i informacji poprzez dzielenie się najnowszymi światowymi osiągnięciami;
- udostępniania wyników prac CIGRE decydentom działającym w przemyśle elektroenergetycznym (zarządom, dyrektorom, regulatorom).

Korzyści płynące z członkostwa w CIGRE i PKWSE

Członkostwo w CIGRE i PKWSE stwarza możliwość bezpośredniego korzystania z innowacyjnego dorobku stowarzyszenia oraz uczestniczenia, na ulgowych zasadach, w rozmaitych wydarzeniach organizowanych przez CIGRE. W tym zakresie członkostwo umożliwia:

- stały dostęp do materiałów studialnych CIGRE;
- bezpłatny dostęp do elektronicznych wersji dokumentów zamieszczonych w e-cigre, w tym do broszur technicznych i innych raportów;
- uzyskanie niższych opłat za udział w sesjach i sympozjach organizowanych przez CIGRE;
- nawiązywanie bezpośrednich kontaktów z ekspertami, przedstawicielami przemysłu i przedsiębiorstw energetycznych z całego świata;
- bezpłatne otrzymywanie dwumiesięcznika ELECTRA, gdzie publikowane są wyniki prac oraz informacje na temat funkcjonowania stowarzyszenia.

Jak działa CIGRE?

Zagadnienia merytoryczne podejmowane przez CIGRE dotyczą następujących głównych obszarów wiedzy: planowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego; projektowanie, budowa, utrzymanie i wycofywanie z eksploatacji urządzeń wysokiego napięcia oraz źródeł wytwórczych; ochrona systemu elektroenergetycznego; urządzenia telekomunikacyjne i zdalnego sterowania; systemy informatyczne.

Wymienione zagadnienia wraz z pozostałymi dotyczącymi kwestii środowiskowych, organizacyjnych, rynkowych i regulacyjnych są przedmiotem badań ekspertów skupionych w 16 Komitetach Studiów. Ich wykaz, wraz z ze wskazaniem przedstawiciela PKWSE w kadencji 2012/2014, zamieszczono w tabeli 1.

[1)] Stan na koniec marca 2012 roku.

Tabela 1

Wykaz Komitetów Studiów CIGRE

Symbol	Nazwa Komitetu Studiów	Przedstawiciel PKWSE kadencja 2012/2014
A1	Elektryczne maszyny wirujące	Arkadiusz Biernacki
A2	Transformatory	Paweł Warczyński
A3	Aparatura wysokonapięciowa	Sławomir Samek
B1	Kable	Sławomir Noske
B2	Linie napowietrzne	Piotr Wojciechowski
B3	Stacje elektroenergetyczne	Piotr Mański
B4	Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych	Michał Kosmecki
B5	Automatyka i zabezpieczenia	Piotr Kacejko
C1	Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego	Wojciech Lubicki
C2	Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego	Krzysztof Madajewski
C3	Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko	Anna Stankowska
C4	Zagadnienia techniczne systemu	Maksymilian Przygrodzki
C5	Rynki energii elektrycznej i regulacja	Grzegorz Tomasik
C6	Systemy rozdzielcze i wytwarzanie rozproszone	Adrian Orzechowski
D1	Materiały i nowoczesne techniki badawcze	Krzysztof Siodła
D2	Systemy informatyczne i telekomunikacja	Tomasz Szudejko

Podstawowym sposobem funkcjonowania CIGRE jest działalność grup roboczych, powoływanych w ramach Komitetów Studiów. To właśnie na poziomie grup roboczych najpełniej dokonuje się wymiana wiedzy, informacji, doświadczeń oraz współpraca między ekspertami z całego świata. Obecnie w strukturach CIGRE działa aktywnie ponad 200 grup roboczych angażując w prace ponad 2500 ekspertów z całego świata. Bardzo ważne jest liczniejsze uczestnictwo polskich ekspertów, w tym zwłaszcza młodych inżynierów, w pracach grup roboczych, gdyż jest to szansa na kontakt ze specjalistami z wiodących ośrodków na świecie oraz doskonała okazja do promowania polskich rozwiązań i myśli technicznej na arenie międzynarodowej. Wynikiem prac grup roboczych są broszury techniczne stanowiące kompendium aktualnej wiedzy na temat danego zagadnienia. Streszczenia broszur zamieszczane są w wydawanym dwumiesięczniku ELECTRA.

CIGRE organizuje cyklicznie, co dwa lata, Sesje Generalne, a także Sympozja oraz spotkania regionalne i krajowe.

Informacje ogólne na temat 44. Sesji Generalnej CIGRE 2012

W 44. Sesji Generalnej, która odbyła się w Paryżu w dniach 26-31 sierpnia 2012 r., wzięła udział rekordowa liczba 6838 uczestników z 97 krajów. W konferencji udział wzięło 3212 delegatów. W ciągu 6 dni odbyły się 364 spotkania i 16 sesji plakatowych. Wystawa techniczna, zorganizowana na powierzchni 8560 m^2, przyciągnęła 198 firm i 3626 gości.

Delegacja polska liczyła 36 osób. W materiałach Sesji opublikowano 4 referaty przygotowane przez członków PKWSE. Oprócz referatów merytorycznych przygotowano sprawozdanie z działalności PKWSE za okres 2010-2012. Zestawienie wymienionych dokumentów przedstawiono w tabeli 2.

W trakcie sesji odbyły się następujące spotkania:

- uroczystość oficjalnego otwarcia Sesji (CIGRE Official Opening Ceremony),
- panel otwierający zatytułowany „Rola systemów elektroenergetycznych w redukowaniu wpływu energetyki na środowisko naturalne" (The role of Electricity Systems in Reducing Energy's Environmental Footprint),
- warsztaty poświęcone wielkim awariom systemowym (Large Disturbances Workshop),
- zgromadzenie ogólne członków CIGRE oraz posiedzenie Rady Administracyjnej.

Podczas uroczystości oficjalnego otwarcia przemówienie wygłosił pan Liu Zenhya, prezes State Grid Corporation of China. Zaprezentował on nową wizję interkontynentalnego handlu energią elektryczną poprzez wymianę energii pomiędzy Europą i Chinami z wykorzystaniem połączeń prądu stałego ultrawysokiego napięcia (UHV DC). Bez wątpienia ten kierunek będzie przedmiotem intensywnych prac CIGRE w najbliższej przyszłości.

Ceremonia oficjalnego otwarcia była również okazją do uhonorowania członków CIGRE. Medalami CIGRE zostali wyróżnieni: André Merlin, za wyjątkowy wkład w rozwój organizacji w okresie 40 lat swojej działalności oraz Colin Ray za zaangażowanie w prace Komitetu Studiów C1, prace nad stworzeniem 10-letniego Planu Strategicznego Komitetu

Tabela 2

Wykaz referatów przygotowanych przez członków PKWSE

Numer referatu	Tytuł	Autorzy
C6-106	Wind generation management NCA in the distribution network	M. Bajor, R. Jankowski, K. Madajewski
B1-206	Application of diagnostics based on partial discharge measurements to assess the technical condition of PILC insulated MV cables	A. Rakowska, S. Noske
A2-109	A computer program for life-time management of power transformers	B. Bocheński, G.J. Anders, F. Mosiński, T. Piotrowski
D2-104	Cyber threats and solutions to reduce their impact in case of attacks to international interconnections in the European power grid	A. Babś, J. Swiderski
Spotkanie komitetów narodowych CIGRE	Action report from the Polish National Committee of CIGRE	M. Krupa

Technicznego oraz działalność w ramach brytyjskiego komitetu krajowego. Członkostwo honorowe zostało przyznane następującym osobom: Javier Amantegui (Hiszpania), Franz Besold (Niemcy), Chris Jones (Wielka Brytania), José Henrique Machado Fernandes (Brazylia), Antonio Negri (Włochy), Liliane Ney (Francja), Carlo Alberto Nucci (Włochy), Mark Waldron (Wielka Brytania).

Panel otwierający koncentrował się na zagadnieniu roli systemów elektroenergetycznych w redukowaniu wpływu energetyki na środowisko naturalne. Panel, moderowany przez Klausa Froehlicha, przerodził się w bardzo szeroką dyskusję, w tym próbę odpowiedzi na pytanie: jaką rolę może odegrać CIGRE w procesie ograniczania wpływu energetyki na środowisko?

W ramach warsztatów poświęconych wielkim awariom systemowym zostały przedstawione zdarzenia, które miały miejsce w okresie ostatnich dwóch lat. Szczególnie interesujące przypadki omówił przedstawiciel Indii, gdzie w lipcu 2012 r. doszło do dwóch blackoutów o największym zasięgu i skutkach.

Prezentacje z tych spotkań dostępne są na stronie internetowej CIGRE: www.cigre.org.

Podczas 44. Sesji Generalnej CIGRE Rada Zarządzająca wybrała trzech nowych członków władz CIGRE:

- Klaus Froehlich (Szwajcaria) – Prezydent.
- Richard Bevan (Australia) – Skarbnik.
- Mark Waldron (Wielka Brytania) – Przewodniczący Komitetu Technicznego.

Omówienie prac oraz dyskusji sesji Komitetów Studiów będą przedmiotem kolejnych artykułów przygotowanych dla Energetyki przez polskich przedstawicieli w Komitetach Studiów. Dodatkowo zamieszczono tematy wskazane kolejnej, 45. Sesji Generalnej CIGRE, która odbędzie się w Paryżu w dniach 22-30 sierpnia 2014 r.

Do lektury wszystkich referatów serdecznie zapraszamy.

Jak przystąpić do CIGRE i PKWSE?

Proces uzyskania członkostwa w CIGRE jest realizowany za pośrednictwem PKWSE. Aby zostać członkiem CIGRE należy złożyć do PKWSE pisemną deklarację wyrażającą wolę przystąpienia do stowarzyszenia (w przypadku członków zwyczajnych wymagane jest również przekazanie krótkiego CV w języku angielskim). Decyzję o przyjęciu nowego członka do PKWSE podejmuje Rada Zarządzająca.

W przypadku zainteresowania członkostwem w CIGRE i PKWSE prosimy o kontakt z sekretariatem PKWSE:
tel.: 22 836 40 81, fax: 22 836 63 63,
e-mail: pkwse@ien.com.pl.

CIGRE

Aleksander Zielonka, Dariusz Gurazdowski, Arkadiusz Biernacki
ALSTOM Power Sp. z o.o.

Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Rotating Electrical Machines – Study Committee A1

Spotkanie Komitetu Studiów A1 składało się z dwóch części: sesji otwartej oraz sesji plakatowej.

Część dyskusyjna skupiała się na trzech tematach wiodących.

Temat 1: Rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych i doświadczenia serwisowe

- poprawa i rozwój konstrukcji, wytwarzania, mocy, sprawności, izolacji, chłodzenia, ułożyskowania, działania i utrzymania ruchu;
- analiza wpływu wymagań klienta i operatorów sieci na konstrukcję i koszty maszyny;
- ocena wpływu skrętnych elektromagnetycznych sił oscylacyjnych na wytrzymałość zmęczeniową wału wirnika.

Temat 2: Zarządzanie finansowe maszynami elektrycznymi (jako środkami trwałymi)

- retrofity, modernizacje, podniesienie mocy, wzrost sprawności – analiza ekonomiczna możliwych rozwiązań;
- ocena stanu technicznego na podstawie oceny ryzyka dalszego utrzymania w ruchu;
- metody przewidywania czasu życia eksploatowanych maszyn.

Temat 3: Maszyny elektryczne generacji rozproszonej

- rozwój konstrukcji o wyższej sprawności, lepszych osiągach i operacyjności oraz utrzymania w ruchu;
- kontrola, monitoring i diagnostyka;
- nowe trendy.

Na pytania zadane przez Specjalnego Reportera i przedstawione w Raporcie Specjalnym udzielono 49 odpowiedzi oraz przedstawiono wiele żywych i ciekawych wystąpień spontanicznych.

W obszarze Tematu 1 „Rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych i doświadczenia serwisowe" przyjęto 8 artykułów do publikacji w dwóch kategoriach:

- konstrukcja, produkcja i eksploatacja – 5 artykułów,
- doświadczenia serwisowe – 3 artykuły.

Zaprezentowano 13 odpowiedzi i 13 wystąpień spontanicznych.

Tematyka wystąpień:

- wymagania sieciowe dla elektrowni gazowych (cykl kombinowany),
- wpływ paramentów konstrukcyjnych na wymiary, koszty i sprawność generatorów,
- pierwsze wyniki zastosowań nanotechnologii w systemach wysokiego napięcia,
- kalkulacje elektryczne i mechaniczne komponentów generatora,
- rozwój procedur pomiarowych dotyczących monitoringu temperatur generatorów.

W obszarze Tematu 2 „Zarządzanie finansowe maszynami elektrycznymi (jako środkami trwałymi)" zaakceptowano do publikacji 10 artykułów w dwóch następujących kategoriach:

- retrofit, wymiana i poprawa maszyn elektrycznych – 3 artykuły,
- monitoring, diagnostyka i ocena stanu technicznego – 7 artykułów.

Zaprezentowano 11 odpowiedzi i 9 wystąpień spontanicznych.

Istotne wystąpienia dotyczyły:

- retrofitów i rozwoju maszyn elektrycznych,
- monitoringu wyładowań niezupełnych generatorów synchronicznych na ruchu, systemy detekcji i analizy statystycznych obrazów 3-wymiarowych,
- oceny stanu technicznego generatorów.

W przypadku Tematu 3 „Maszyny elektryczne generacji rozproszonej" zaakceptowano 5 artykułów do publikacji w dwóch następujących kategoriach:

- utrzymanie w ruchu i niezawodność maszyn elektrycznych – 2 artykuły,
- monitoring i diagnostyka – 3 artykuły.

Zaprezentowano jedną przygotowaną odpowiedź, w której przedstawiono system monitorowania drgań uzwojeń generatorów.

Monitoring, diagnostyka i ocena stanu technicznego

Zagadnienia dotyczące analizy wyładowań niezupełnych (PD) w izolacji maszyn elektrycznych były przedmiotem referatów [10, 11, 21]. Referaty odnoszą się do pojawiających się w standardach IEC zależności impulsów wyładowań od fazy napięcia zasilającego do identyfikacji różnych błędów izolacji.

W artykule [10] przedstawiono wyniki pomiarów wyładowań niezupełnych za pomocą anteny zainstalowanej w pobliżu czół uzwojenia stojana generatora po obu jego stronach przed wymianą uzwojenia na nowe oraz bezpośrednio po przezwojeniu.

Uzyskane wyniki badań wskazują na spadek poziomu wyładowań po przezwojeniu generatora.

Artykuł [21] przedstawia natomiast nową metodę redukcji szumów, które utrudniają znacznie ocenę wyładowań niezupełnych pracującej maszyny. Metoda polega na wdrożeniu oprzyrządowania i właściwego oprogramowania, dzięki czemu redukcja zakłóceń okazała się możliwa. Badania przeprowadzono na wielu pracu-

jących obiektach i autorzy artykułu polecają wykorzystanie tej metody do diagnostyki generatorów.

Pomiary wyładowań niezupełnych pracującego hydrogeneratora o napięciu znamionowym 13 kV wykonano przy wykorzystaniu ceramicznych kondensatorów sprzęgających o pojemności 160 pF. Jak pokazano na rysunku 4, kondensatory zostały zainstalowane po obu stronach generatora oraz po stronie transformatora.

Zakłócenia towarzyszące pomiarom wyładowań niezupełnych są czasami trudne do wyeliminowania przy użyciu metod tradycyjnych. Z tego względu zaproponowano metodę różnicową, dzięki której jest możliwe odfiltrowanie zakłóceń. Wykonano z powodzeniem setki pomiarów pracujących obiektów, co pozwala stwierdzić, że zaproponowana metoda może służyć redukcji szumów towarzyszących pomiarom i w efekcie poprawie niezawodności diagnostyki generatorów.

Rozwój konstrukcji

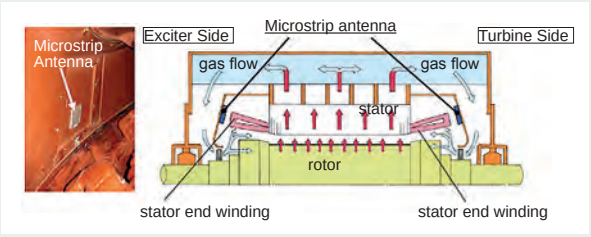
Artykuł [5] przedstawia wyniki prób ruchowych turbogeneratora 4-biegunowego firmy Alstom o mocy 1800 MW, przeznaczonego dla elektrowni nuklearnej.

Pomiary potwierdziły, że generator może pracować w klasie termicznej B (130˚C) do 2200 MVA, a więc znacznie powyżej mocy znamionowej (1940 MVA). Wyniki testów potwierdziły, że generator spełnia założone parametry techniczne zdefiniowane przez klienta.

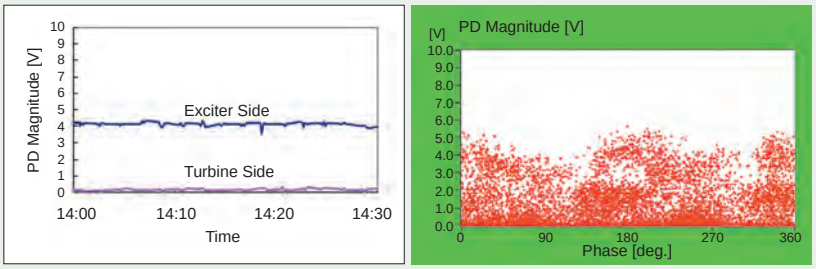
Rysunek 9 przedstawia dobrą korelację uzyskanych wyników pomiarów charakterystyki biegu jałowego i ustalonego zwarcia trójfazowego w stosunku do wartości obliczeniowych.

Uzyskane wyniki pomiarów spełniły oczekiwania klienta i potwierdziły możliwość eksploatacji generatora zgodnie z techniczną specyfikacją przy mocy 1944 MVA/1750 MW.

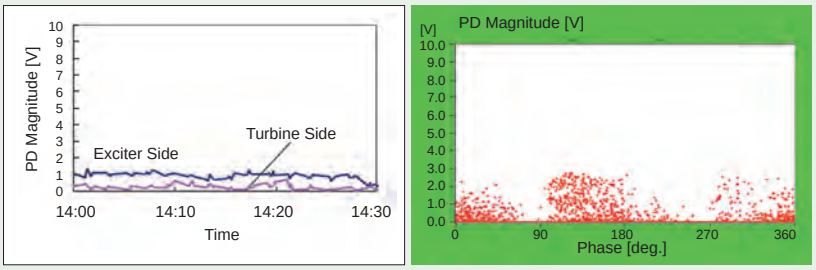
Nowa konstrukcja przetestowanej z pozytywnym wynikiem maszyny stanowi bazę do dalszych dostaw generatorów 50 Hz tego typu do zastosowań z reaktorami EPR.



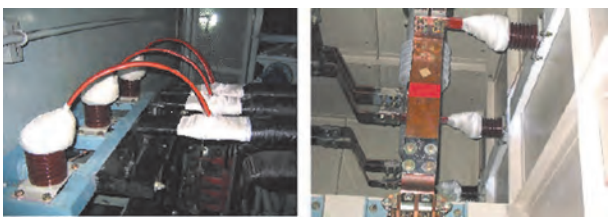
Rys. 1. Miejsca zainstalowania anten pomiarowych w dużym turbogeneratorze



Rys. 2. Wyniki pomiaru PD przed przezwojeniem

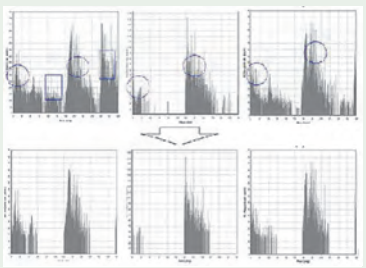


Rys. 3. Wyniki pomiaru PD po przezwojeniu



a) strona generatora b) strona transformatora

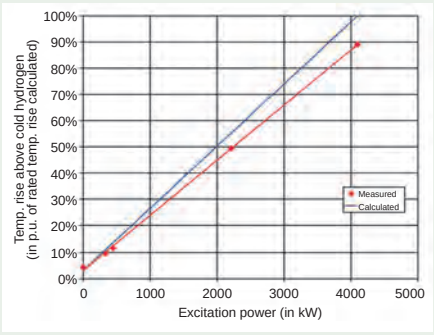
Rys. 4. Miejsce zainstalowania kondensatorów sprzęgających



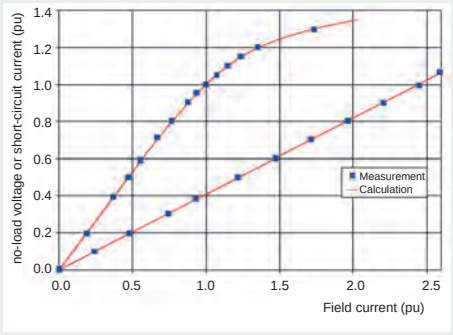
Rys. 5. Przykład zastosowania nowej metody redukcji szumów

Rys. 6. Generator w trakcie montażu do prób

Rys. 7. Stacja prób w czasie testów



Rys. 8. Wykres przyrostu temperatury wirnika



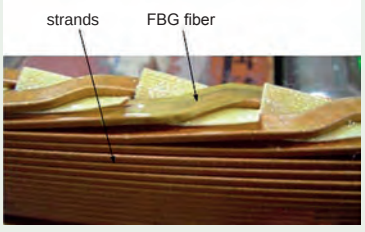
Rys. 9. Charakterystyki biegu jałowego i zwarcia trójfazowego

Pomiar temperatury uzwojenia stojana - czujnik FBG

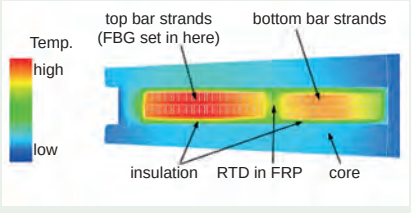
W artykule [9] przedstawiono bezpośredni pomiar temperatury przewodów elementarnych uzwojenia stojana turbogeneratora. W tym celu zastosowano czujniki FBG wykorzystujące technologie siatki Bragga. Czujniki FBG zostały bezpośrednio zamontowane na przewodach elementarnych pręta stojana (rys. 10), umożliwiając monitorowanie „on-line" oraz wykrycie najgorętszych obszarów pręta.

Konwencjonalne rezystancyjne czujniki RTD umieszczone pomiędzy prętem górnym i dolnym nie są w stanie kontrolować temperatury tych obszarów, ze względu na inną przewodność cieplną przewodów elementarnych, izolacji pręta i przekładki między prętami. Przykład rozkładu temperatury w przekroju poprzecznym żłobka turbogeneratora przedstawiono na rysunku 11.

Pięć czujników FBG zainstalowano na przewodach elementarnych górnego pręta stojana turbogeneratora o mocy 50 MVA (rys. 12).



Rys. 10. Montaż czujników FBG na przewodach elementarnych pręta stojana



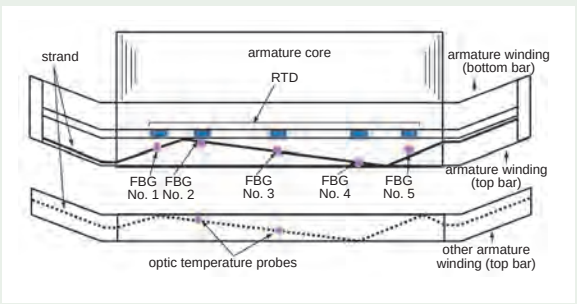
Rys. 11. Rozkład temperatury w przekroju poprzecznym żłobka stojana

W celu weryfikacji pomiarów temperatury dodatkowo zainstalowano czujniki optyczne i rezystancyjne RTD, w tym samych miejscach na długości maszyny (rys. 12).

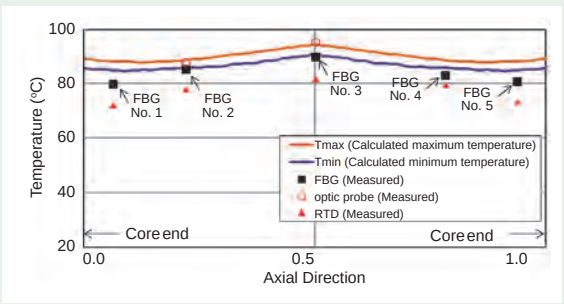
Uzyskane wyniki badań wykazały prawidłowe działanie czujników FBG oraz zgodność z obliczeniami i pomiarami wykonanymi przez czujniki optyczne. Temperatury zmierzone przez RTD były niższe (rys. 13). Jednak na tym etapie, instalacja, kalibracja, dokładność i długotrwała niezawodność czujników FBG znajdują się jeszcze w okresie zbierania doświadczeń.

Zastosowanie nanotechnologii w systemie izolacyjnym turbogeneratora

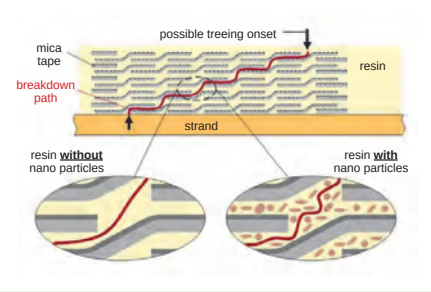
Artykuł [9] przedstawia wpływ zastosowania nanotechnologii na właściwości systemu izolacyjnego maszyn dużej mocy. Wykorzystanie nieorganicznych (SiO2) nanocząstek w żywicy wpływa znacząco na opóźnienie propagacji zwarcia w izolacji głównej (drzewienia elektrycznego) turbogeneratora (rys. 14).



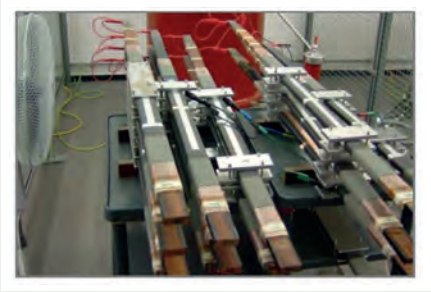
Rys. 12. Rozkład czujników FBG wzdłuż długości żłobka stojana



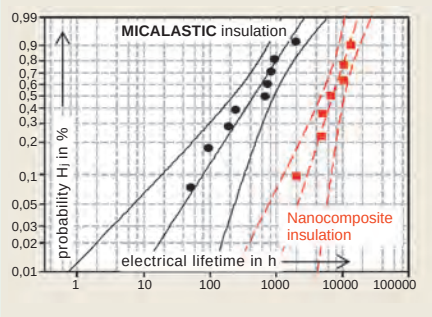
Rys. 13. Rozkład temperatury wzdłuż długości żłobka stojana



Rys. 14. Opóźnienie propagacji zwarcia w izolacji głównej przy zastosowaniu specjalnych nieorganicznych nanocząstek SiO_2



Rys. 15. Próba wytrzymałościowa prętów stojana hydrogeneratora o napięciu 13,8kV



Rys. 16. Wyniki z próby wytrzymałościowej prętów stojana ($2,5xU_n$)

Dodatkowo właściwości mechaniczne i termiczne ulegają poprawie. Do końcowych testów wykorzystano 40 prętów uzwojenia stojana hydrogeneratora o napięciu 13,8 kV (długość pręta 1,6 m). Do testów porównawczych wyprodukowano zestawy po 8 prętów z żywicą epoksydową bez i z nanocząstkami. Rysunek 15 przedstawia wyprodukowane pręty w trakcie próby wytrzymałościowej (2,5xUn).

Uzyskane wyniki badań potwierdziły, że nanocząstki SiO2 działają jako bariera dla procesu drzewienia elektrycznego w izolacji, wydłużając jej czas pracy oraz wytrzymałość elektryczną (rys. 16).

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A1

[1] A1-101. Shakaryan Y.G, Sokur P.V., Plotnikova T.V., Dovganjuk I.Y., Mnev R.D., Pinchuk N.D., Antonuk O.V., Roytgartz M.B., Zhukov D.V., Dementyev Y.A., Sedunov V.M.: The new electric machine compensators of reactive power with double-axis excitation.

[2] A1-102. Piriz H.D., Cannatella A.R., Guerra E., Porcari D.A.: Inertia of hydro generators. Influence on the dimensioning, cost, efficiency and performance of the units.

[3] A1-103. Gröpper P., Hildinger T., Pohlmann F., Weidner J.R.: Nanotechnology in high voltage insulation systems for large electrical machinery - First results.

[4] A1-104. Liang Y-P., Sun Y.T., Yao Q.S., Bian X.: Calculation of electromagnetic force on damper windings for 1000MW - Hydro-generator using time-stepping FEM.

[5] A1-105. Poncot C., Letellier V., Pichot N., David L.: Type test and torsional vibration measurement of a gigatop 4-pole generator for an EPR power plant.

[6] A1-106. Aranda Carmona A.J.: Diagnostic method of electrical rotors by applying the sweep frequency response analyzer (SFRA).

[7] A1-107. Gupta A.K., Devate D., Chaturvedi D.K.: Stator water system monitoring for large turbo-generator- A user's perspective.

[8] A1-108. Gupta A.K., Chaturvedi D.K.: Dynamic temperature monitoring and life assessment techniques for electrical machines.

[9] A1-109. Tanaka T., Murayama H., Takahashi K., Hattori K., Watanabe M.: Direct measurement of strand temperature of turbo-generator with FBG sensors.

[10] A1-110. Sako H., Kaneda Y., Tomita S., Mio K., Suzuki K.: On-line PD monitoring system with microstrip antenna for synchronous generators.

[11] A1-201. Mortiss M.J.: Upgrade of eraring power station turbo generators from 660 MW to 750 MW.

[12] A1-202. Agamalov O.: Cluster analysis of partial discharge in electrical machines.

[13] A1-203. Wang S., Ye J., Li W., Du X., Chen Z.: Energy efficiency evaluation investigation of high voltage inverter retrofit for fans and pumps in power plants.

[14] A1-204. Vacheron O., Zappellini K.L., Stella S., Ferrasse P.J.: Generators asset management tool using Bayesian network.

[15] A1-205. Platero C.A., Blazquez F., Blanquez F.R., Rebollo E., Battle B., Fernandez-Sanchez E.: Application of sweep frequency response analysis (SFRA) for inter-turn detection of in medium-voltage coils manufacturing.

[16] A1-207. Pacheco S.A., Pereira C.A., Pereira E.M., Noronha F.J., Cordeiro P.T.R.A.: Program for reform and modernization of Cemig GT hydro power plants.

[17] A1-208. Limao R., Da Silva R., Sena A., Sanz J.: Development of diagnostic rules for hydrogenerators.

[18] A1-301. Drommi J-L., Tétreault A.: Tidal power plant bulb unit management through air gap monitoring.

[19] A1-302. Ilushin P.V., Gurevich Y.E.: Distributed power generation: particularities and specific requirements of gas turbine and gas-piston engine generation units.

[20] A1-304. Salon S., Salem S., Sivasubramaniam K.: Trends in monitoring and diagnostics of wind generators.

[21] A1-305. Vacheron O., Zappellini K.L., Stella S., Ferrasse P.J.: Current state of on-line partial discharge diagnosis methods in hydro-generator using a novel noise reduction method.

[22] A1-306. Sanchez Parra M., De Lara Jayme S., Re Lopez V., R. Flores G.: Turbogas power units retrofit: a technique to ensure improved efficiency, reliability and sustainability for smart grids.

CIGRE

Paweł Warczyński
ZPBE Energopomiar - Elektryka Sp. z o.o.

Marceli Kaźmierski
Instytut Energetyki

Transformatory – Komitet Studiów A2

Transformers – Study Committee A2

Na ubiegłorocznej, 44 Sesji CIGRE poruszano problematykę związaną z trzema tematami wiodącymi (*Preferential Subject)*:

- PS1 - Transformator w sieci elektroenergetycznej przyszłości (*Transformer for the network of the future),*
- PS2 - Ekologiczne konstrukcje / Ekologiczne zastosowania (*Transformer Eco Design / Eco Use)*,
- PS3 - Obwód magnetyczny transformatora (*Transformer magnetic circuit*).

Diagnostyka i monitoring transformatorów

Tematyka związana z szeroko rozumianą diagnostyką techniczną oraz monitoringiem stanu transformatorów pojawiała się w dużej grupie referatów. W większości przypadków miały one charakter przyczynkowy. Niemniej należy zauważyć, iż postęp w tej dziedzinie jest konsekwencją wykorzystywania najnowszych osiągnięć w technice informatycznej (rozbudowa infrastruktury, lepsze procesory, obsługa dużych baz danych i in.).

Rejestracja spektrum wibroakustycznego przełączników zaczepów pod obciążeniem

W kanadyjskiej firmie *Hydro-Quebec* od kilku lat wykorzystuje się spektrum wibroakustyczne w trakcie cyklu przełączania do oceny stanu technicznego przełączników zaczepów pod obciążeniem. Opis zasady pomiaru oraz możliwości metody można znaleźć np. w [34, 35]. Ponieważ stwierdzono, że proces degradacji PPZ w większości przypadków jest długotrwały, zdecydowano tam - również na podstawie przesłanek ekonomicznych - realizować pomiary okresowo przy wykorzystaniu jednego zestawu przenośnej aparatury pomiarowej. Pomiary wykonywano raz do roku w odniesieniu do PPZ niewykazujących problemów eksploatacyjnych, po każdej inspekcji wewnętrznej/naprawie oraz po zaobserwowaniu nieprawidłowej pracy przełącznika.

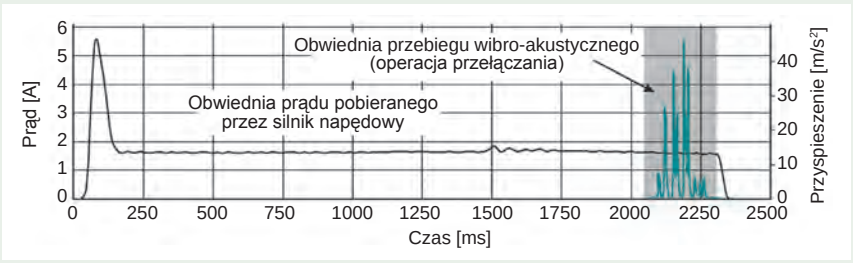
W zaprezentowanym na Sesji rozwiązaniu [1] rejestrację spektrum wibroakustycznego PPZ włączono jednak do systemu monitoringu transformatora pracującego w czasie rzeczywistym (*on-line*) tworząc w nim - razem z pomiarem prądu pobieranego przez silnik napędowy przełącznika - zintegrowany blok diagnostyki PPZ. Typowe przebiegi monitorowanych wielkości ilustruje rysunek 1.

Możliwości diagnostyczne bloku w odniesieniu do typowych niesprawności przełączników zaczepów pod obciążeniem różnych typów w kategoriach czułości na wystąpienie tychże niesprawności podano w tabela 1.

Monitoring on-line izolatorów przepustowych

Coraz powszechniej wprowadza się monitoring *on-line* izolatorów przepustowych do praktyki eksploatacyjnej. Pomiary realizuje się przy napięciu roboczym przy wykorzystaniu odczepu pomiarowego izolatora oraz specjalnych układów pomiarowych. Najczęściej mierzy się tgδ i pojemność C izolatorów lub/oraz prąd upływu, przy czym uważa się [1], iż pomiary tgδ i pojemności są bardziej dokładne niż pomiar prądu upływu. W jednym i drugim przypadku eliminuje się zakłócenia wynikające z wpływu warunków otoczenia (np. opady deszczu) w drodze ciągłej ich rejestracji oraz odpowiedniej obróbki rejestrowanych sygnałów. Przy pomiarach prądu upływu uwzględnia się ponadto zmianę napięcia podczas pracy transformatora [14], gdyż prąd ten jest zależny od napięcia izolatora względem ziemi.

Celowość instalowania układów monitoringu izolatorów przepustowych wynika z faktu, iż konwencjonalne metody pomiarowe stosowane w trybie *off-line* mają ograniczoną możliwość zapobiegania uszko-



Rys. 1. Typowe przebiegi prądu pobieranego przez silnik napędowy oraz spektrum wibroakustycznego w trakcie cyklu przełączania PPZ [1]

Tabela 1

Czułość zintegrowanego bloku diagnostyki PPZ na typowe niesprawności

Podzespoły/niesprawności	Pomiar			
	prądu pobieranego przez silnik napędowy	spektrum wibroakustycznego		
	typ PPZ			
	wszystkie	próżn.	dław.	rez.
Przełącznik mocy, wybierak				
zużycie styków				
przegrzanie, zapieczenie				
czas przejścia				
wyrównanie styków				
łuk elektryczny				
sekwencja przełączania (timing)				
Zespół napędowy				
silnik				
hamulce				
smarowanie				
elementy sterowania, przekaźniki				
łączniki, koła zębate				

Kolor czerwony - mała czułość, pomarańczowy - średnia, żółty - dobra, zielony - bardzo dobra;
próżn. - przełączniki z komorą próżniową, dław. - z dławikowym ograniczeniem prądu,
rez. - z rezystancyjnym ograniczeniem prądu

dzeniom tych izolatorów [38]. Na przykład według danych z lat dziewięćdziesiątych pochodzących z energetyki rosyjskiej [40], około 95% uszkodzeń izolatorów przepustowych ma miejsce w okresie nieprzekraczającym 100 dni od ostatniego badania diagnostycznego. Interesujące w tym zakresie informacje pochodzące z energetyki brazylijskiej podano w referacie [14]. Obok typowych wolno rozwijających się uszkodzeń izolatorów o czasie rozwoju rzędu kilku, kilkunastu dni zaobserwowano również występowanie uszkodzeń o szybkim charakterze, które prowadzą do eksplozji izolatora już po kilku minutach. W tej sytuacji koniecznym staje się zaimplementowanie w systemie monitoringu odpowiednich procedur alarmowych, gdyż reakcja personelu obsługi w takich przypadkach może być spóźniona.

Inteligentny algorytm oceny stanu technicznego transformatora

Właściwa ocena stanu technicznego transformatora wymaga odpowiedniej interpretacji wyników szeregu badań diagnostycznych. Służą do tego nowoczesne narzędzia wnioskowania. W referacie [6] przedstawiono zasady służącego do oceny stanu technicznego układu izolacyjnego „inteligentnego" algorytmu, różnego od stosowanego w krajowych systemach monitoringu - patrz np. [37], pozwalającego na dokonanie takiej oceny na podstawie badań DGA, PDC i FDS. Powstał on z połączenia algorytmu SVM (*Support Vector Machine*) oraz SOM (*Self-Organizing Map*). Trafność diagnozy zależy przede wszystkim od poprawności przyjętego modelu, jak również odpowiednio dobranego zestawu danych „treningowych" - rysunek 2.

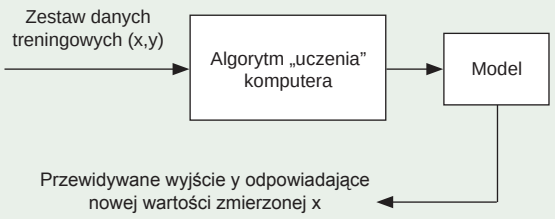
Ze względu na dość przypadkowy dobór danych treningowych podany w [6] przykład oceny stanu układu izolacyjnego pięciu transformatorów ma charakter jedynie ilustracyjny.

Zaawansowane analizy statystyczne

Niezależnie od sposobu tworzenia diagnozy, niezmiernie istotna jest w procesie diagnozowania systematyczna ocena zgromadzonych do tej pory doświadczeń. Droga prowadząca do większej pewności diagnozy to przede wszystkim analiza statystyczna wsparta elementami rachunku prawdopodobieństwa dużej liczby wyników badań diagnostycznych w eksploatacji. Efekty takich zaawansowanych analiz statystycznych przedstawiono w referatach [11, 20].

W [11] podstawą analizy były wyniki badań diagnostycznych dużej liczby transformatorów o napięciu strony górnej 550 kV, pracujących w energetyce chińskiej najwyżej 20 lat. Na podstawie znanego modelu mechanizmu degradacji izolacji papierowej, którego parametry (m. in. współczynniki kształtu) określono przy wykorzystaniu zaawansowanej analizy statystycznej w odniesieniu do wybranych wielkości diagnostycznych dotyczących oleju, opracowano kryteria uszkodzeń z określonym prawdopodobieństwem. Wyniki analizy podano w tabeli 2. W celach porównawczych zestawiono tam również wartości dopuszczalne stosowane w energetyce krajowej [39] odnoszące sie do transformatorów sieciowych grupy I.

Bazą analiz przedstawionych w referacie [20] były z kolei wyniki badań diagnostycznych oleju (inhibitowanego i nieinhibitowanego) z 369 transformatorów o mocy w granicach 50 - 600 MVA eksploatowanych w dużej firmie niemieckiej zajmującej się przesyłem energii elektrycznej. Średnie wartości wybranych parametrów diagnostycznych oleju w zależności od wieku transformatora przedstawia tabela 3.



Rys. 2. Koncepcja „inteligentnego" algorytmu do oceny stanu technicznego układu izolacyjnego [6]

Tabela 2

Statystyczne kryteria uszkodzeń wg [11]

Parametr	Prawdopodobieństwo uszkodzenia, %				Wart. dop. wg IET [39]
	0,5	1,5	10	100	
Suma gazów palnych, ppm	-	720	1 900	4 600	2 880 - 3 700
Węglowodory, ppm	-	335	1 300	3 200	-
CO_2 , ppm	-	2 500	4 000	10 000	4 000
Tgδ, %	0,05	0,07	2	4	6
Zaw. wody, ppm	10	15	20	25	30
Kwasowość, mgKOH/g	0,03	0,1	0,2	0,5	0,3
Nap. pow., mN/m	50	40	30	20	22
Nap. przebicia, kV	70	60	50	40	50

Tabela 3

Średnie wartości wybranych parametrów diagnostycznych oleju w populacji analizowanej w [20] w zależności od wieku transformatora

Wiek transformatora, lata	Zaw. inhibitora, %	Zawilgocenie, ppm		Kwasowość, mgKOH/g		tgd, [-]		CO_2, ppm		CO, ppm	
		I	N	I	N	I	N	I	N	I	N
do 10	0,32	2,8	3,0	0,02	0,02	0,005	0,007	498	1 588	90	147
10 - 20			3,3		0,03		0,012		1 730		155
20 - 30			3,7		0,05		0,040		2 006		195
30 - 40	0,25	2,9	4,6	0,03	0,06	0,008	0,045	1 537	1 997	151	164
pow. 40	0,19	5,0	7,1	0,05	0,07	0,021	0,065	2 517	2 843	206	176

I - olej inhibitowany, N - olej nieinhibitowany

Przedstawione powyżej rezultaty uzasadniają celowość prowadzenia analiz statystycznych. Niestety w przypadku energetyki krajowej analizy statystyczne prowadzone niegdyś centralnie zostały zawieszone w końcu lat 80. Przekształcenia własnościowe oraz decentralizacja gospodarki doprowadziły do podziału energetyki polskiej na szereg niezależnych podmiotów, w zasadzie niezainteresowanych prowadzeniem takich analiz. Jeden z przykładów rozwiązania problemu można znaleźć w energetyce niemieckiej [36], gdzie wszyscy użytkownicy transformatorów są zobowiązani do prowadzenia rejestracji danych statystycznych. W celu ułatwienia zadania utworzono dokładnie zdefiniowany, ograniczony do niezbędnego minimum, wykaz danych przystosowany do ich automatycznego przetwarzania. Dane zbierane są przy wykorzystaniu specjalnego, utworzonego na tę okoliczność, oprogramowania i przesyłane za pośrednictwem bezpiecznego łącza internetowego.

Monitoring on-line podstawowych parametrów technicznych transformatora

W referacie [10] przedstawiono możliwość ciągłego (tryb *on-line*) monitorowania takich podstawowych parametrów technicznych transformatora, jak przekładnia transformatora, jego impedancja zwarcia oraz straty na podstawie dostępnych wartości prądów, napięć i mocy. Dokładność takich pomiarów jest uwarunkowana klasą zastosowanych przekładników i - w przypadku wykorzystania do tego celu sygnałów z układów pomiarowo-rozliczeniowych lub z układów zabezpieczeń transformatora - jest porównywalna z dokładnością pomiarów realizowanych na wyłączonym transformatorze.

Informacje takie dostarczane na bieżąco mogą mieć istotne znaczenie diagnostyczne. Na przykład zmiana przekładni podczas eksploatacji jest wynikiem najczęściej zwarcia zwojowego lub zwarcia części uzwojenia, co dyskwalifikuje transformator, a przynajmniej wymaga znalezienia przyczyny takiego stanu rzeczy oraz jej usunięcia. Inną przyczyną zmiany przekładni podczas eksploatacji może być uszkodzenie układu napędowego PPZ, powodujące niewłaściwe połączenia na niektórych pozycjach.

Nowy wskaźnik stopnia zużycia izolacji papierowej w eksploatacji

Praktyczne wykorzystanie dobrego wskaźnika stanu mechanicznego izolacji papierowej, jakim jest jej stopień polimeryzacji DP, jest ograniczone jedynie do przypadków, w których istnieje możliwość pobrania próbek izolacji dostępnych tylko podczas wewnętrznego przeglądu transformatora lub jego remontu. Zwiększająca się liczba transformatorów starszej konstrukcji spowodowała konieczność poszukiwania innych, skutecznych narzędzi kontroli stopnia zużycia izolacji papierowej. Należy do nich nieinwazyjny pomiar koncentracji niektórych czynników rozpuszczonych w oleju transformatorowym. Są to przede wszystkim: tlenki węgla CO i CO_2, ich suma CO + CO_2 i stosunek CO_2/CO oraz furany, a w szczególności 2-furfural (2FAL). Obydwa te wskaźniki mają jednak szereg niedostatków. Tematyka związana z korelacją pomiędzy zawartością 2FAL w oleju a DP w transformatorze była dość szczegółowo omówiona np. w [41].

Od pewnego czasu - pierwsze badania podjęto w 2001 roku w IREQ (Kanada) - zaczęto wykorzystywać do szacowania stopnia zużycia izolacji papierowej w eksploatacji koncentrację metanolu (CH_3OH) w oleju transformatorowym. Rezultaty zarówno badań laboratoryjnych, jak i pomiarów porównawczych z koncentracją 2FAL w oleju transformatorów blokowych w elektrowniach jądrowych w Belgii podano w referacie [7] prezentowanym na forum Komitetu Studiów A2 oraz w referacie [33] przedstawionym w ramach Komitetu Studiów D1. Wynika z nich, że stopień koncentracji metanolu w oleju może być dobrym wskaźnikiem stopnia zużycia izolacji papierowej w eksploatacji, szczególnie w początkowych etapach procesu starzenia, a więc tam, gdzie zmiany koncentracji 2FAL są niewielkie.

Doświadczenia z eksploatacji systemów monitoringu

W referacie [2] omówiono doświadczenia z eksploatacji zintegrowanych systemów sterowania, diagnostyki i monitoringu SUMTO pracujących w trybie *on-line* w energetyce rosyjskiej. Systemy zaczęto instalować w roku 2003 w stacjach energetycznych 220 - 500 kV oraz elektrowniach, w tym jądrowych. W końcu 2011 roku pracowało ich około 100 zamontowanych na około 300 transformatorach, autotransformatorach i dławikach. Systemy SUMTO, opracowane i wykonane w Rosji zarówno w warstwie sprzętowej, jak i w warstwie oprogramowania, zasadniczo wpisują się w strategię „*smart grid*" i obejmują m. in. blok sterowania przełącznikiem zaczepów pod obciążeniem, blok efektywnego sterowania układem chłodzenia oraz blok określania możliwych przeciążeń.

W trakcie blisko 10-letniej eksploatacji systemów ujawniło się szereg niedoskonałości o różnym charakterze. Należą do nich na przykład:

- niska stabilność i znaczna awaryjność w rosyjskich warunkach klimatycznych urządzeń do pomiaru zawartości gazów rozpuszczonych w oleju różnych producentów (Calisto firmy *Morgan - Schaffer*, Hydran M2 firmy *GE - Energy*, MTE firmy *Hydrocal*, Transfix firmy *Kelman*),
- mała trwałość wskaźników temperatury z wyjściem analogowym 4 - 20 mA,
- mała czułość pojemnościowych czujników zawilgocenia oleju.

Stwierdzono ponadto, że wymiana izolatorów przepustowych olejowych na impregnowane żywicą (RIP) spowodowała znaczne obniżenie ich awaryjności, co jednak nie eliminuje konieczności monitorowania tychże izolatorów. Niemniej stosowana metoda pomiaru prądu upływu charakteryzuje się silną zależnością wyników pomiarów od wahań i asymetrii napięć w sieci.

Zmiany wymaga algorytm stosowanego modelu cieplnego, przede wszystkim w kategoriach wprowadzenia do niego zestawu nie uśrednionych danych określonych w normach i przewodnikach, lecz danych charakteryzujących monitorowaną jednostkę. Dane te obejmują przyrosty temperatury oleju, przyrost średniej temperatury uzwojenie-olej, stałe czasowe transformatora i uzwojeń, współczynnik *hot-spotu*, wykładniki potęg przy przeliczaniu przyrostu temperatury oleju ze zmianą strat w transformatorze oraz przeliczaniu średniego przyrostu temperatury uzwojenie-olej ze zmianą prądu obciążenia, wszystko przy różnej liczbie pracujących chłodnic, a w przypadku jednostek regulacyjnych również na różnych pozycjach przełącznika zaczepów.

Inne postulaty o charakterze technicznym dotyczą zwiększenia klasy przekładników oraz skrócenia czasu wymiany uszkodzonych elementów systemu.

Ostatnia grupa wniosków dotyczy celowości wprowadzenia określonych rozwiązań formalnych, jak:

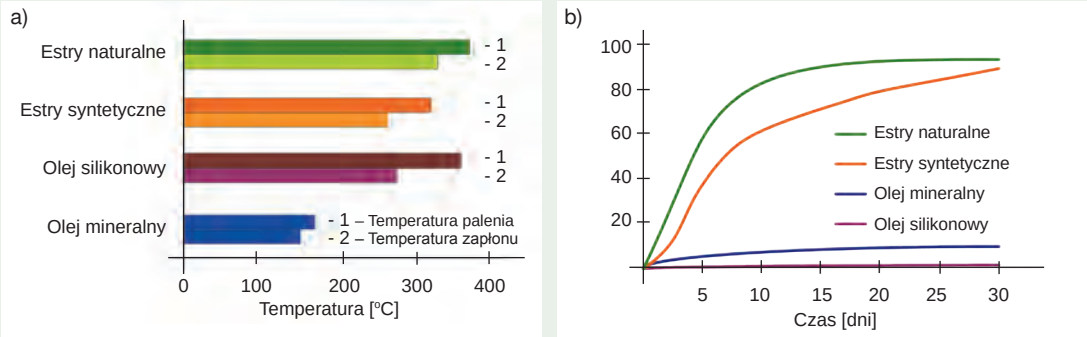
- organizacja szkoleń treningowych personelu stacji energetycznych ukierunkowanych na obsługę systemów monitoringu,
- opracowanie przepisów eksploatacji takich systemów, obejmujących m. in. obligatoryjność podejmowania sugerowanych przez system działań,
- szersze niż do tej pory propagowanie problematyki eksploatacyjnej wśród personelu technicznego producentów transformatorów.

Alternatywne płyny elektroizolacyjne

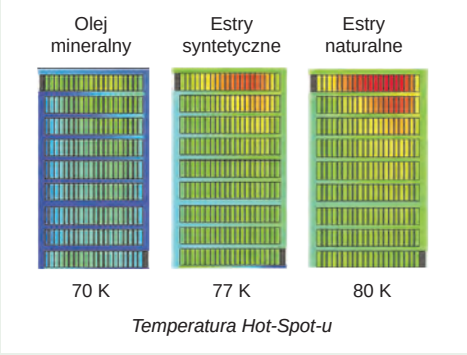
Osobną grupę tematyczną wśród prezentowanych na ubiegłorocznej sesji plenarnej referatów stanowiły te, dotyczące zagadnień zastosowania alternatywnych płynów elektroizolacyjnych do transformatorów energetycznych o coraz większej mocy i napięciu znamionowym. Jest kilka głównych powodów, dla których podejmowane są próby rozpowszechnienia zastosowania tych właśnie płynów. Należą do nich między innymi:

- biodegradowalność,
- trudnopalność,
- możliwość wytwarzania z odnawialnych źródeł.

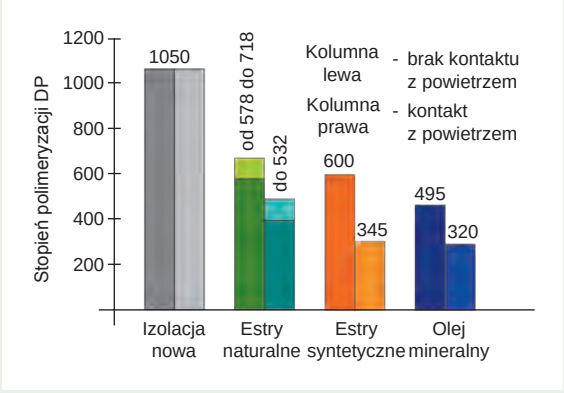
Kilka artykułów zaprezentowanych w trakcie ostatniej sesji CIGRE poświęconych było badaniom tychże płynów. W referatach [16], [18] oraz [25] znaleźć można wyniki i wnioski dotyczące stosowalności estrów jako zamienników oleju mineralnego. Autorzy zgodnie podają, że na obecnym etapie prowadzonych badań i przed wprowadzeniem do powszechnego zastosowania w transformatorach energetycznych na najwyższe napięcia (powyżej 110 kV)



Rys. 3. Typowe wartości temperatury zapłonu i palenia (a) oraz biodegradowalności (b) płynów elektroizolacyjnych



Rys. 4. Obliczony rozkład temperatury w uzwojeniu w zależności od zastosowanego płynu elektroizolacyjnego



Rys. 5. Wartość stopnia polimeryzacji papieru po próbie starzeniowej

i o dużej mocy znamionowej (powyżej 100 MVA), należy uwzględnić:

- wytrzymałość elektryczną układu elektroizolacyjnego transformatora napełnionego estrami,
- właściwości impregnacyjne estrów,
- ich wpływ na wydajność układu chłodzenia,
- kompatybilność estrów z innymi materiałami konstrukcyjnymi transformatorów,
- stabilność starzeniową estrów oraz ich interakcje z celulozą,
- wpływ na uzyskiwane wyniki i sposób interpretacji wyników badań diagnostycznych (w tym DGA czy zawartości związków furanu) - jak podano w [18], gazy generowane przy charakterystycznych uszkodzeniach pozostają te same, lecz ich koncentracje są już dalece inne.

Podstawowymi parametrami, które odróżniają estry od oleju mineralnego są biodegradowalność i trudnopalność. Na rysunku 3 zaprezentowano typowe wartości tych parametrów w odniesieniu do poszczególnych płynów elektroizolacyjnych.

Wspomnianą trudnopalność scharakteryzować można energią, jaką należy dostarczyć, aby podgrzać płyn do temperatury palenia. Dla zobrazowania różnicy w [16] podano ilość energii potrzebną do podgrzania 1 litra oleju mineralnego i estru syntetycznego. Są to wartości w przybliżeniu odpowiednio 170 kJ oraz 500 kJ.

W opracowaniach [16] oraz [24] zaprezentowano wyniki badań i prób elektrycznych poszczególnych gatunków płynów oraz obiektów nimi izolowanych, z uwzględnieniem takich właściwości, jak większa higroskopijność, wolniejsze tempo impregnowania dielektryków stałych, kompatybilność materiałowa, itp.

W [18] przedstawiono także wyniki badań dotyczących zastosowania alternatywnych płynów elektroizolacyjnych do napełniania urządzeń, stanowiących wyposażenie transformatorów energetycznych, w tym komór głowic podobciążeniowych przełączników zaczepów czy izolatorów przepustowych. W tym samym opracowaniu omówiono mieszalność poszczególnych płynów oraz wymianę oleju mineralnego na biodegradowalny płyn w transformatorach eksploatowanych.

Kolejnym zagadnieniem, które należy uwzględnić przy projektowaniu transformatora z przeznaczeniem do napełnienia estrami jest układ chłodzenia. Ze względu na lepkość kinematyczną, której typowe wartości są 4 razy większe od wartości tego parametru w przypadku oleju mineralnego, znacząco mniej wydajnie odprowadzane jest ciepło z uzwojeń. Mimo lepszej przewodności i pojemności cieplnej estrów, w skrajnym przypadku, w transformatorze o standardowej konstrukcji, może to skutkować znacznym zwiększeniem średniej wartości temperatury w uzwojeniu (rys. 4).

Wartą zacytowania jest również przytaczana w [16] i [24] ocena procesów starzeniowych izolacji papierowej. W świetle wyników przeprowadzonych prób starzeniowych, papier izolacyjny starzeje się wolniej w przypadku zaimpregnowania estrami. Istnieje jednak warunek dodatkowy, dotyczący kontaktu układu izolacyjnego z powietrzem. Zaprezentowane na rysunku 5 wartości stopnia polimeryzacji DP starzonego papieru potwierdzają wniosek o lepszych właściwościach w rozwiązaniach hermetyzowanych.

Największą do tej pory jednostką wyprodukowaną i napełnioną estrem, która przeszła próby i badania z wynikiem pozytywnym, jest opisany w [16] transformator o mocy znamionowej 135 MVA i napięciu znamionowym 245 kV. W świetle zaprezentowanych opinii należy oczekiwać wykorzystania alternatywnych płynów elektroizolacyjnych w coraz większych jednostkach.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW A2

[1] A2-101. Picher P., Riendeau S., Gauvin M., Léonard F., Dupont L., Goulet J., Rajotte C. (Kanada): New Technologies for Monitoring Transformer Tap-Changers and Bushings and their Integration into a Modern IT Infrastructure.

[2] A2-102. Darian L., Valuyskikh A., Mordcovich A., Turcot V., Tsfasman G. (Rosja): The Implementation and Operational Experience of Transformers Control, Monitoring and Diagnostic Systems at the United National Electric Power System of Russia.

[3] A2-103. Colla L., Di Giulio A., Iuliani V., Palone F., Rebolini M. (Włochy): Autotransformers Evolution, Reliability, Safety and Modelling in the Italian Transmission Grid.

[4] A2-104. Iliceto F., Marton F. (Włochy), Darku C. (Zachodnia Afryka): EHV/HV Autotransformers with In-Phase and In-Quadrature Voltage Regulation. Applications in Ghana.

[5] A2-105. Romero A., Harder F., Mombello E., Ratta G., (Argentyna), Dib R. (Niemcy): Dealing with the Lack of Loading and Overloading Data to Determine the Loss of Life of the Power Transformer Insulating Paper.
[6] A2-106. Ma H., Saha T. K., Ekanayake C., Allan D. (Australia): Modern Machine Learning Techniques for Power Transformer Condition Assessment.
[7] A2-107. Schaut A., Eeckhoudt S. (Belgia): Identification of early-stage paper degradation by methanol.
[8] A2-108. El-Zahab E. A., Helmi D., Salah M., Alokabi A. (Egipt): Enhanced Modelling and Early Detection of Power Transformers Internal Incipient Faults.
[9] A2-109. Bocheński B., Mosiński F., Piotrowski T., Anders G. J. (Polska): A Computer Program for Life-Time Management of Power Transformers.
[10] A2-110. Bengtsson T. Abeywickrama N. (Szwecja): On-line Monitoring of Power Transformer by Fundamental Frequency Signals.
[11] A2-111. Gockenbach E., Zhang X. (Niemcy), Liu Z., Chen H., Yang L. (Chiny): Life Time Prediction of Power Transformers with Condition Monitoring.
[12] A2-112. Tiwari R. K., Gupta S. K., Singh R. K., Lalwani G., Kuntia J.S. (Indie): Critical Technical Aspects During Design, Manufacturing and Testing of India's First 1200 kV UHVAC Transformer.
[13] A2-113. Dewangan S. K., Srivastava T., Moorkath V. (Indie): Salient Design Features of 188 MVA, 220/96/28 kV Biggest Rating Regulating Transformer.
[14] A2-114. Alves M. E. G., Pena M. C. M., Severino C. (Brazylia): Bushing Failures with Rapid and Very Rapid Evolution Time Detected by Online.
[15] A2-115. Gautschi D., Weiers T., Buchs G., Wyss S. (Szwajcaria): Ultra High Frequency (UHF) Partial Discharge Detection for Power Transformers: Sensitivity Check on 800 MVA Power Transformers and First Field Experience.
[16] A2-201. Pukel G. J., Schwarz R., Baumann F., Muhr H. M.,Eberhardt R., Wieser B., (Austria), Chu D. (USA): Power Transformers with Environmentally Friendly and Low Flammability Ester Liquids.
[17] A2-202 Loizos G., Souflaris T. (Grecja), Lagache P., Sacotte M. (Francja), Gokcen I. (Turcja): Amorphous Metal-Based Distribution Transformers: Evaluation of the Current Technology Situation and a Proposed Design for Short-Circuit Withstand.
[18] A2-203. Hajek J., Kranenborg J., Sundqvist P., Jonsson R., Skytt T., Samuelsson B. (Szwecja), Asano R. Jr (Brazylia), Frimpong G. K., Girgis R. (USA): Considerations for the Design, Manufacture, and Retro – Filling of Power Transformers with High Fire Point, Biodegradable Ester Fluids.
[19] A2-204. Fogelberg T., Sjöberg D., Pradhan M. K., Pettersson L. A. A., Dahlgren M., Rehme J., Nordigarden D. (Szwecja), Swiatkowski M. (Polska), Mortensen E. (Dania): Energy Efficient Transformers and Reactors, Some Incentive Models and Case Studies to Show the Long Term Profitability of Such Designs.
[20] A2-205. Schaefer M., Atanasova-Hoehlein I., Sundermann U. (Niemcy): Quo Vadis Aged Transformer Fleets?
[21] A2-206. Shaoyu L., Jixian M., Jiayang G., Kaihua L., Guoshaowei, Dawei Y. (Chiny): Practical Application of on-site Vapour Phase Drying Technique on Power Transformers.
[22] A2-207. Prieto A., Cuesto M., Pacheco P., Oliva M., Prieto L., Fernandez A., Navarro L., Gago H., Burgos M. (Hiszpania): Optimization of Power Transformers Based on Operative Service Conditions for Improved Performance.
[23] A2-208. Murillo R., Nogués A. (Hiszpania), Smajic J., Steinmetz T. (Szwajcaria), Tepper J. (Niemcy): Electromagnetic Simulations Supporting the Development of Dry - Type Transformers for Subtransmission Voltage Levels.
[24] A2-209. Wang Z. D., Liu Q., Wang X., Yi X., Jarman P., Wilson G., Dyer P., Walker D., Lashbrook M., Noakhes J. (Wk. Brytania), Perrot F., Perrier C. (Francja): Ester Insulating Liquids for Power Transformers.
[25] A2-210. Lashbrook M. (Wk. Brytania), Kuhn M. (Szwajcaria): The Use of Ester Transformer Fluids for Increased Fire Safety and Reduced Costs.
[26] A2-211. Egger D., Krüsi U., Dais A., Zic Z., Odermatt W., Czyzewski J., Rocks J. (Szwajcaria): New Paper - Free Insulation Technology for Dry High - Voltage Condenser Bushings.
[27] A2-301. Bachinger F., Hackl A., Hamberger P., Leikermoser A., Leber G., Passath H., Stoessl M. (Austria): Direct Current in Transformers: Effects and Compensation.
[28] A2-302. Weijie Z. (Chiny): The Dynamic Harmonics Characteristics Research of Extra/Ultra High Voltage Magnetically Controlled Shunt Reactor.
[29] A2-303. Ngnegueu T., Marketos F., Devaux F. (Francja), Xu T., Bardsley R., Barker S. (Wk. Brytania), Baldauf J., Oliveira J. (Brazylia): Behaviour of Transformers Under DC/GIC Excitation: Phenomenon, Impact on Design/Design Evaluation Process and Modelling Aspects in Support of Design.
[30] A2-304. Girgis R., Vedante K. (USA), Gramm K. (Szwecja): Effects of Geomagnetically Induced Currents on Power Transformers and Power Systems.
[31] A2-305. Yokotsu K., Shirasaka Y., Ebisawa Y., Murakami H. (Japonia): On-site Measurement, Suppressing and Assessment of Inrush Currents in a 1000 kV UHV Transformer, with Consideration of Core Saturation.
[32] A2-306. Steinmetz T., Smajic J., Carlen M. (Szwajcaria), Outten S., Hartmann T. (USA): Benefits of Transformers Based on Triangular Wound Core Configurations.
[33] D1-103. Bertrand Y., Tran-Duy C., Murin V. (Francja), Schaut A., Autru S., Eeckhoudt S. (Belgia): MV/LV Distribution Transformers: Research on Paper Ageing Markers

PIŚMIENNICTWO

[1] Allard L., Lorin P., Foata M., Prajescu S., Rajotte C., Landry C.: Vibro - Acoustic Diagnostic: Contributing to an Optimized On - Load Tap Changer (OLTC) Maintenance Strategy, CIGRE 2010, Rep. A2-202.
[2] Foata M., Rajotte C., Jolicoeur A.: On - Load Tap Changer Reliability and Maintenance Strategy, CIGRE 2006, Rep. A2-102.
[3] Jagers J., Tenbohlen S.: Different Approaches for the Acquisition of Reliability Statistics, CIGRE 2009, 6th Southern Africa Regional Conference, Somerset West (Cape Town), 17 - 21 August 2009, Paper C-104.
[4] Kaźmierski M., Kersz I., Pinkiewicz I., Wosiak A., Figura M.: Zaawansowany system monitoringu transformatorów w eksploatacji, Mat. Międzynarodowej Konf. Transformator'07, Toruń 30 - 31 maja 2007, ss. 101 - 111.
[5] Picher P., Rajotte C., Nguyen V. N.: Field Experience with On - Line Bushing Diagnostic to Improve Transformer Reliability, CIGRE 2008, Rep. A2-217.
[6] Ramowa instrukcja eksploatacji transformatorów, *Energopomiar - Elektryka*, Gliwice 2012.
[7] Svi P., Smekalov V.: Bushing Insulation Monitoring in the Course of Operation, CIGRE 1996, Rep. 12 - 106.
[8] Warczyński P., Kaźmierski M.: Transformatory - Komitet Studiów A2, Energetyka nr 3, 2009, ss. 145 - 151.

CIGRE

Sławomir Samek
Energoprojekt - Kraków SA

Aparatura wysokonapięciowa – Komitet Studiów A3

High Voltage Equipment – Study Committee A3

Tematyka wiodąca zaproponowana na 44. sesję CIGRE 2012, w obszarze odnoszącym się do aparatury wysokiego napięcia, została podzielona na trzy grupy zagadnień.

1. Aparatura wysokiego napięcia wspomagająca rozwój systemu elektroenergetycznego.
2. Niezawodność i czas życia aparatury wysokiego napięcia.
3. Dostosowywanie aparatury wysokiego napięcia do wymagań środowiska naturalnego.

Rozwinięcie omawianych zagadnień stanowią następujące podtematy zdefiniowane podczas dyskusji nad zgłoszonymi na sesję referatami.

Dla grupy pierwszej są to:

- ultrawysokie napięcia prądu przemiennego,
- konstruowanie i testowanie aparatury dla systemów ultrawysokich napięć prądu stałego,
- rola i znaczenie wewnętrznej inteligencji aparatury wysokiego napięcia,
- wpływ na aparaturę wysokiego napięcia zmian w projektowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego prądu przemiennego.

Dla grupy drugiej:

- trendy i doświadczenia w zakresie niezawodności aparatury wysokiego napięcia,
- określanie czasu życia aparatury wysokiego napięcia i zarządzanie tym czasem,
- znaczenie monitorowania stanu aparatury wysokiego napięcia.

Dla grupy trzeciej:

- minimalizowanie oddziaływania na środowisko naturalne,
- projektowanie i testowanie aparatury wysokiego napięcia dla warunków ekstremalnych (temperatura, trzęsienia ziemi, zanieczyszczenia itp.),
- aparatura dla warunków morskich.

Jak łatwo zauważyć, tematyka wiodąca to bardzo szeroki obszar zagadnień, ale jednocześnie stanowiący wybór tego, co aktualnie najbardziej interesuje osoby związane różnorodnymi relacjami z energetyką zawodową. Zainteresowanie problemami dotyczącymi konstruowania, badania, produkcji i eksploatacji aparatury wysokiego napięcia, mierzone wysoką frekwencją podczas sesji plenarnej poświęconej tej tematyce, każe uznać, iż warto przybliżyć najistotniejsze tezy, jakie wypełniały poszczególne publikacje przygotowane na 44. sesję CIGRE 2012 i w ten sposób zachęcić do lektury pełnej ich treści. Jeżeli niniejszy artykuł przyczyni się do wzrostu zainteresowania problematyką związaną z aparaturą wysokiego napięcia, autor uzna swoje zadanie wobec Czytelnika za spełnione. Wykaz referatów opublikowanych w materiałach z 44. sesji CIGRE 2012 znajduje się na końcu artykułu.

Aparatura wysokiego napięcia wspomagająca rozwój systemu elektroenergetycznego

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i konieczność jej przesyłania na coraz to większe odległości przy jednoczesnym założeniu ograniczania strat w sieci prowadzi nieuchronnie do podnoszenia poziomu napięcia stacji i linii elektroenergetycznych oraz stosowania na rosnącą skalę przesyłu z zastosowaniem prądu stałego. Należy jednak zwrócić uwagę, że powstawanie stacji elektroenergetycznych o kolejnych, wyższych poziomach napięć jest możliwe tylko wtedy, gdy do dyspozycji mamy odpowiednią aparaturę. Aparaturę taką, poza właściwym poziomem napięcia, powinna także cechować wysoka niezawodność, niskie koszty eksploatacji i maksymalnie ograniczony poziom negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne.

Ostatnie lata zaznaczyły się dla energetyki znaczącym sukcesem w stosowaniu wyłączników próżniowych dla średnich napięć, to znaczy napięć do poziomu 52 kV włącznie. Technologia ta prawie całkowicie wyparła inne, stosowane uprzednio rozwiązania. Walory użytkowe wyłączników próżniowych średniego napięcia potwierdzone wieloletnią niezawodną eksploatacją spowodowały, że rozpoczęto konstruowanie i testowanie komór próżniowych zdolnych pracować w wyłącznikach wysokich napięć. Artykuł A3-101 omawia rezultaty prób typu i prawie rocznej eksploatacji wyłączników próżniowych dla napięcia 72,5 kV. Na rysunku 1 zaprezentowano wyłącznik próżniowy 72,5 kV na stanowisku pracy.

Próby typu zostały przeprowadzone przez niezależny instytut PEHLA z Niemiec i potwierdziły zgodność z wymaganiami norm IEC. Na podstawie testów potwierdzono parametry wyłącznika zebrane w tabeli 1.

Rys. 1. Pilotażowa instalacja wyłącznika próżniowego 72,5 kV

Tabela 1

Parametry znamionowe wyłącznika próżniowego

Parametr	Wartość
Napięcie znamionowe	72,5 kV
Wytrzymywane napięcie krótkotrwałe o częstotliwości sieciowej	140 kV
Wytrzymywane napięcie piorunowe	325 kV
Częstotliwość znamionowa	50 Hz
Prąd znamionowy	2500 kA
Czas trwania zwarcia	3 s
Znamionowy prąd zwarciowy	31,5 kA
Znamionowy prąd zwarciowy – wartość szczytowa	85,1 kA

Po pomyślnym przejściu prób typu, wyłączniki próżniowe 72,5 kV trafiły do eksploatacji w warunkach rzeczywistych stacji elektroenergetycznych. Były to stacje zlokalizowane w różnych krajach, a wyłączniki zabudowano w polach liniowych i polach łączników szyn. Okres eksploatacji potwierdził pełną zdolność wyłącznika próżniowego 72,5 kV do niezawodnego realizowania funkcji łączeniowych. Można oczekiwać, że wyłącznik będzie w stanie wykonać bezawaryjnie 10 000 łączeń prądu znamionowego i 30 łączeń znamionowego prądu zwarciowego. Wysoce zadowalające rezultaty pracy wyłączników próżniowych 72,5 kV każą prowadzić badania i próby nad wyłącznikami tego typu dla wyższych poziomów napięć.

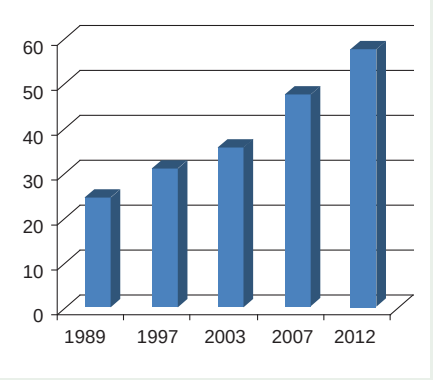
Artykuł A3-102 został poświęcony badaniom nad uszkodzeniami połączonymi z eksplozją aparatów posiadających wewnętrzną izolację zawierającą olej transformatorowy. Wyładowania łukowe w tego typu izolacji prowadzą do rozkładu oleju i wyzwolenia dużych ilości gazu. W wyniku tego procesu powstaje znaczący wzrost ciśnienia, co może skutkować eksplozją aparatu. Proces zniszczenia może wtedy dotyczyć nie tylko uszkodzonego aparatu, ale także urządzeń znajdujących się w pobliżu. Zapobieganie groźnym w skutkach awariom polega na stosowaniu rozwiązań konstrukcyjnych odpornych na wzrost ciśnienia. Mogą to być na przykład membrany, które przy wzroście ciśnienia ulegają przerwaniu i kierują strumień gazu tam, gdzie nie napotyka on innego wyposażenia i w ten sposób nie czyni żadnych dodatkowych szkód.

Prawidłowy dobór rozwiązania umożliwiającego ograniczenie negatywnych skutków nadmiernego wzrostu ciśnienia musi być poprzedzony obliczeniami i badaniami pozwalającymi określić wielkość energii, jaka może się wydzielić w procesie zwarcia wewnętrznego w aparacie. Istotną innowacją dla prowadzenia badań nad wzrostem ciśnienia, zaproponowaną w artykule, jest zastąpienie inicjowania zwarcia łukowego przez wykorzystanie energii chemicznej. Badanie odporności konstrukcji na konsekwencje wzrostu ciśnienia staje się wtedy dużo mniej skomplikowane i tańsze, a otrzymane wyniki są właściwe dla procesu dalszego wnioskowania. Sprawdzenie metody w warunkach rzeczywistych zostało wykonane na serii przekładników dla napięć od 110 kV do 330 kV.

Rozwój systemu elektroenergetycznego, polegający na przyłączaniu nowych źródeł wytwórczych o coraz to większych mocach jednostkowych, budowie kolejnych połączeń wysokiego napięcia czy też tworzenie bezpośrednich połączeń systemów różnych krajów bądź operatorów, prowadzi nieuchronnie do wzrostu wartości prądów zwarcia. Taka sytuacja nie pozostaje oczywiście bez wpływu na aparaturę wysokiego napięcia, która musi sprostać coraz to nowym wymaganiom, a nawet zagwarantować poprawne funkcjonowanie w dającym się przewidzieć procesie dalszych wzrostów poziomów zwarciowych. Problematyce tej został poświęcony artykuł A3-103, w którym, na przykładzie systemu elektroenergetycznego Holandii, pokazano aktualne tendencje rozwojowe i ich konsekwencje. Rysunek 2, poprzez pokazanie wzrostu liczby transformatorów o dużych mocach jednostkowych, znakomicie ilustruje wystąpienie daleko idących konsekwencji w postaci nowych, wyższych poziomów prądów zwarcia.

Jeszcze nie tak dawno uważany za trudny do osiągnięcia poziom 63 kA trzeba już zastępować wartościami 80 kA, a nawet 100 kA. W Holandii przyjęto, że na aktualnym etapie budowy kolejnych elementów systemu elektroenergetycznego należy przyjąć następujące wartości prądów zwarcia:

- 400 kV 80 kA,
- 150 kV 63 kA,
- średnie napięcie 40 kA.



Rys. 2. Wzrost liczby transformatorów 400/150 kV i 220/110 kV w Holandii w ciągu ostatnich lat

Tym nowym wartościom muszą oczywiście odpowiadać zdolności łączeniowe i wytrzymałość aparatury wysokiego napięcia oraz osprzętu. Należy także zauważyć, iż do nowych potrzeb i oczekiwań klientów muszą się dostosowywać laboratoria badawcze i instytucje certyfikujące. Konieczna staje się więc budowa stanowisk zdolnych wygenerować prądy zwarciowe o odpowiedniej wartości i weryfikować skutki działania tych prądów na pojedyncze aparaty, a także fragmenty połączeń.

Dokonujący się w ostatnim czasie gwałtowny rozwój systemu elektroenergetycznego w Chinach stawia coraz to nowe, niespotykane wcześniej, wymagania. Przykładem takich wymagań może być określanie odstępów izolacyjnych w powietrzu dla wysokości nad poziomem morza znacznie przekraczających 1000 m. W artykule A3-104 zaprezentowano wyniki prac dotyczących przygotowania propozycji odstępów izolacyjnych dla linii prądu stałego ±800 kV.

Rys. 3. Stanowisko badawcze odstępów izolacyjnych zlokalizowane w Tybecie

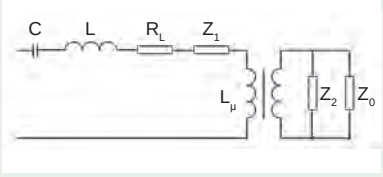
W celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej do miejsc położonych w różnych częściach Chin koniecznością staje się budowa linii o coraz wyższym poziomie napięć, w tym także linii prądu stałego. Linie te niejednokrotnie muszą przebiegać przez obszary o wysokości bezwzględnej przekraczającej nawet 4000 m. W takich przypadkach koniecznością staje się indywidualne podejście do określania wymaganych odległości napięciowych. Dla uzyskania gwarancji niezawodnej pracy, wyznaczone w sposób teoretyczny wartości są poddawane sprawdzeniom w warunkach rzeczywistych przy zastosowaniu odpowiednio dobranych poziomów napięć probierczych.

Artykuł A3-106 przybliża zagadnienia związane ze specyfiką konstruowania pojemnościowych przekładników napięciowych 1200 kV dla potrzeb systemu elektroenergetycznego w Indiach. Na pojemnościowy przekładnik napięciowy zwrócono uwagę ze względu na jego różne funkcje. Jest on wykorzystywany do pomiaru napięcia, zasilania zabezpieczeń, a także jako element sprzęgający telefonii nośnej. Szczególną troską konstruktorów przekładników pojemnościowych powinny być objęte warunki specjalne, jakie mogą wystąpić w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym, które mogą w istotny sposób wpływać na niezawodną pracę aparatu. Za jeden z takich warunków specjalnych można uznać zjawisko ferrorezonansu. W artykule zaprezentowano metodykę obliczeń pozwalającą na określenie skali zagrożenia i zaproponowano układy do tłumienia ferrorezonansu. Dla obliczeń ferrorezonansu kluczowe znaczenie ma opracowanie właściwego schematu zastępczego przekładnika pojemnościowego. Przykład takiego schematu pokazano na rysunku 4.

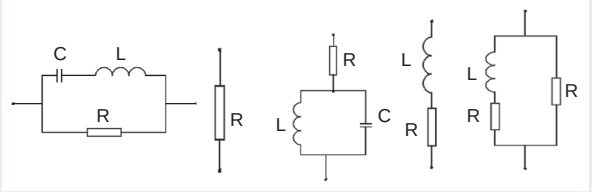
Po wykonaniu obliczeń możliwe staje się zaproponowanie indywidualnie dostosowanego do konkretnych warunków układu tłumiącego. Zestaw układów tłumiących obrazuje rysunek 5.

Artykuł A3-107 dotyczy napięć powrotnych generowanych podczas łączenia transformatorów. Dla prawidłowego doboru wyłącznika do pracy w tego typu obwodzie największe znaczenia ma właściwe zamodelowanie transformatora. Na podstawie modelu transformatora możliwe staje się określenie wielkości i charakteru napięć powrotnych, jakie zdolny jest wygenerować układ i z jakimi będzie musiał się zmierzyć wyłącznik. Autorzy artykułu na podstawie rozważań dotyczących systemu elektroenergetycznego z Brazylii pokazują różne sposoby podejścia do zagadnienia modelowania transformatora, mające na celu doprowadzenie do osiągnięcia najbardziej pożądanych rezultatów.

Artykuł A3-108, podobnie jak poprzedni, odnosi się do zjawisk związanych z łączeniem dużych transformatorów mocy. Tym razem autorzy z Japonii przybliżyli zjawiska, jakie występują podczas wyłączania zwarć w obwodzie z transformatorami dużej mocy, gdzie pomiędzy transformatorem a wyłącznikiem nie występują pojemności. Taki układ staje się coraz bardziej powszechny ze względu na nowe konstrukcje transformatorów o mocach jednostkowych do 1500 MVA. Względy ekonomiczne nakazują, aby transformatory wielkiej mocy były coraz bardziej kompaktowe i ograniczały swój ciężar. Wszystko to jest możliwe, ale nie dzieje się bez wpływu na parametry elektryczne transformatora, szczególnie te dotyczące zjawisk przejściowych. Przykład nowoczesnego transformatora 525/275/63 kV o mocy 1500 MVA przedstawiono na rysunku 6.



Rys. 4. Schemat zastępczy pojemnościowego przekładnika napięciowego



Rys. 5. Zestaw układów do tłumienia zjawiska ferrorezonansu

Rys. 6. Transformator 1500 MVA montowany na stanowisku

Analizy przeprowadzone przez autorów artykułu prowadzą do stwierdzenia, iż konieczna staje się weryfikacja norm IEC w zakresie zjawisk przejściowych, w tym szczególnie powstawania napięć powrotnych.

Zagadnieniom związanym z przerywaniem prądu w obwodach wysokiego napięcia prądu stałego został poświęcony artykuł A3-109. Autorzy pochylili się nad określaniem zachowań łuku elektrycznego w procesie przerywania obwodu. Na wstępie zwrócono uwagę na zasadniczy element odróżniający proces przerywania prądu przemiennego i prądu stałego. Chodzi mianowicie o fakt, iż prąd przemienny z racji swojego charakteru przechodzi przez wartość zero, co zupełnie nie dotyczy prądu przemiennego. Analiza zjawisk zaprezentowana w artykule prowadzi do opracowania modelu matematycznego zdolnego do zastąpienia rzeczywistych zjawisk i procesów dokonujących się w obwodzie prądu stałego.

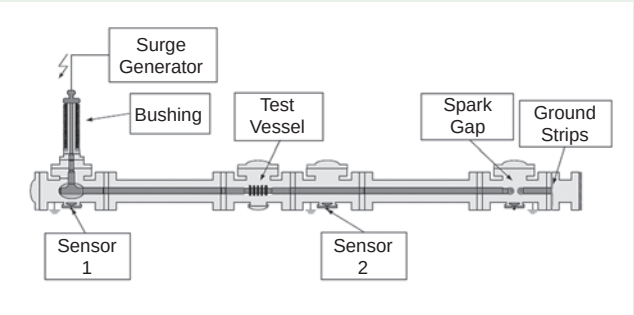
Artykuł A3-110 przybliża zagadnienia dotyczące ograniczania przepięć szybkozmiennych w rozdzielnicach bardzo wysokich napięć z izolacją gazową. W przypadku rozdzielnic z izolacją gazową w powstawaniu przepięć bardzo duże znaczenie ma odbijanie się fali przepięciowej od otwartych odłączników bądź końców długich szyn zbiorczych. Autorzy artykułu przypominają, że dla różnych źródeł przepięć i różnego wyposażenia znanych jest wiele metod łagodzenia przepięć. Na tym tle przedstawiony został nowy sposób polegający na stosowaniu kompaktowych rezonatorów wysokiej częstotliwości. Rozwiązanie zostało przebadane przez zastosowanie w rzeczywistym układzie fragmentu rozdzielnicy gazowej. Schemat układu został zaprezentowany na rysunku 7.

Wykonane badania potwierdziły skuteczność zastosowanego rozwiązania. Jednocześnie przypomniano, iż przed decyzją o zastosowaniu urządzeń ograniczających przepięcia należy przeprowadzić analizę zjawisk, jakie mogą wystąpić w miejscu zainstalowania rozdzielnicy pod kątem spodziewanych wartości przepięć. W sytuacji, gdy przepięcia są poniżej wartości wytrzymywanej przez rozdzielnicę, z dodatkowego wyposażenia należy zrezygnować, aby zbytecznie nie powiększać kosztów instalowanego wyposażenia.

Izolacja kompozytowa ze względu na swe liczne walory znajduje coraz szersze zastosowanie w liniach i stacjach elektroenergetycznych. Według autorów artykułu A3-111 przyszedł już czas, aby te zastosowania rozszerzyć o izolatory wsporcze dla układów wysokiego napięcia zarówno prądu stałego jak i przemiennego. Jak powszechnie wiadomo, rolą izolatora wsporczego, jako podpory toru prądowego, jest między innymi przenoszenie obciążeń pochodzących od sił powstających podczas przepływu prądu zwarciowego. Aby izolator wsporczy mógł w takich warunkach skutecznie pełnić swoją funkcję musi posiadać odpowiednią wytrzymałość mechaniczną. Stosowane obecnie technologie wytwarzania izolatorów kompozytowych dają tym izolatorom niezbędną wytrzymałość, nawet tym o znacznej wysokości, stosowanym w układach bardzo wysokich napięć. Znane są już izolatory, które mogą się skutecznie opierać momentom sił o znacznej wartości. Proces symbolicznego zastępowania porcelanowych izolatorów wsporczych, kompozytowymi obrazuje rysunek 8.

Dzięki zastosowaniu izolatorów kompozytowych uzyskuje się większą odporność na zanieczyszczenia, mniejsze rozmiary i mniejszy ciężar. Wszystko to prowadzi do ograniczania kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Zasadność stosowania wsporczych izolatorów kompozytowych może potwierdzić zestawienie danych dla izolatora 800 kV prądu stałego zebrane w tabeli 2.

Rys. 8. Symboliczny proces zastępowania izolatorów porcelanowych izolatorami kompozytowymi



Rys. 7. Schemat układu do badania przepięć w rozdzielnicy z izolacją gazową

Tabela 2

Podstawowe parametry kompozytowego izolatora wsporczego dla systemu 800 kV prądu stałego

Parametr	Wartość
Wysokość całkowita	11 397 mm
Liczba kolumn	2
Ciężar maksymalny	1 200 kg
Zakres temperatury pracy	-40°C - +80°C
Maksymalne obciążenie mechaniczne	10 000 kN
Maksymalne odchylenie	167 mm
Długość drogi upływu	38 700 mm
Minimalny odstęp łukowy	10 600 mm

Niezawodność i czas życia aparatury wysokiego napięcia

Utrzymanie aparatu wysokiego napięcia w jak najlepszej kondycji przez możliwie najdłuższy czas jest bardzo ważne z punku widzenia niezawodności i kosztu pracy systemu elektroenergetycznego. Istotny wpływ na niezawodność każdego aparatu wysokiego napięcia ma zespół narażeń, jakim jest on poddawany. Uzyskując coraz to większą wiedzę na temat warunków, w jakich pracuje aparatura jesteśmy w stanie poprawiać te parametry, które zwiększają odporność na działania zewnętrzne i czynią wyposażenie wysokiego napięcia spełniającym wymagania, jakie nakłada na nie przyszły użytkownik.

W celu poprawy parametrów energii elektrycznej zarówno w systemach przesyłowych jaki i w systemach dystrybucyjnych instaluje się baterie kondensatorów. Urządzenia te podlegają bardzo częstym procesom łączeniowym związanym z występującymi zmianami obciążenia. Artykuł A3-201 poświęcony został oddziaływaniu prądów załączania i wyłączania baterii oraz prądów związanych z przyłączaniem kolejnych członów już pracujących baterii kondensatorów na pracujące w obwodzie urządzenia, głównie wyłączniki. Prądy rozruchowe baterii kondensatorów mogą mieć bardzo niekorzystny wpływ na poprawną pracę wyłączników. Dotyczy to zarówno wyłączników próżniowych, jak i tych, w których jako medium gaszące i izolacyjne stosuje się gaz SF_6. Przeprowadzone badania zachowań wyłączników podczas procesu łączenia baterii kondensatorów, w tym także pozwalające monitorować emisję elektronów z elektrod wyłącznika próżniowego, dostarczają nowych informacji o procesach zachodzących w wyłącznikach. Zebrana w ten sposób wiedza może być wykorzystywana do rozwoju wyłączników i ich dostosowywania do jak najlepszego pełnienia swojej funkcji w skomplikowanych układach.

Najistotniejszym kierunkiem działania operatorów systemów energetycznych jest utrzymanie równowagi pomiędzy kosztami eksploatacji a niezawodnością dostawy energii elektrycznej. W tę konwencję bardzo dobrze wpisuje się stosowanie zabiegów o charakterze prewencyjnym, które prowadzą do wydłużenia okresu niezawodniej pracy urządzeń. W artykule A3-202 przedstawiono wyniki badań nad niezawodnością rozdzielnic wysokiego napięcia z izolacją gazową SF_6. Analizie zostały poddane dwie populacje rozdzielnic: 123 kV i 420 kV. Zestawienie elementów, które najczęściej ulegały awarii, przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3

Zestawienie elementów najczęściej ulegających awarii w rozdzielnicach GIS 123 kV i 420 kV

Elementy rozdzielnicy GIS	Udział w awariach rozdzielnic 123 kV, %	Udział w awariach rozdzielnic 420 kV, %
Wyłączniki	14	18
Przekładniki	21	9
Odłączniki i uziemniki	33	46
Szyny zbiorcze	32	27

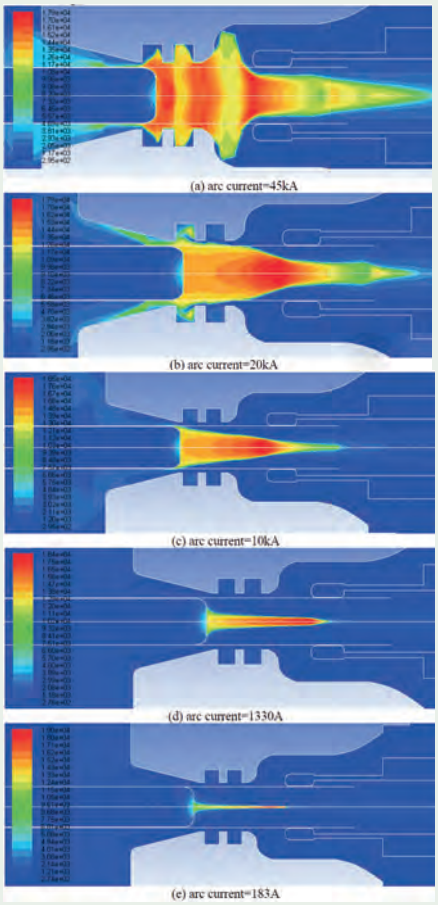
Na podstawie usystematyzowanych w ten sposób danych można dokonywać analizy możliwości wprowadzenia przez producentów rozdzielnic zmian konstrukcyjnych, które poprawią wskaźniki awaryjności dla wybranych elementów rozdzielnic z izolacją gazową SF_6. Z drugiej zaś strony pojawia się materiał pozwalający opracować zasady prowadzenia eksploatacji rozdzielnic już pracujących pod kątem stosowania wcześniejszych zabiegów o charakterze konserwacyjnym i remontowym, co pozwoli wyeliminować wystąpienie w przyszłości ewentualnych awarii.

Tworzenie warunków do niezawodnej pracy aparatury wysokiego napięcia rozpoczyna się już na etapie jej konstruowania. Prawidłowo dobrane materiały i optymalne rozwiązania techniczne to w przyszłości zdolność do bezawaryjnej pracy przez szereg lat. W artykule A3-203 zaprezentowano wykorzystanie symulacji komputerowych do analizy powstawania i zachowywania się łuku elektrycznego podczas przerywania obwodu przez wyłącznik wysokiego napięcia z izolacją gazową SF_6. Poznanie procesu powstawania i palenia się łuku elektrycznego pozwala z kolei określić rozkład temperatury w komorze wyłącznika. Przykładowy rozkład temperatury w jednej z dwóch komór tworzących wyłącznik 550 kV, dla różnych prądów wyłączalnych, przedstawiono na rysunku 9.

Dane z tak przeprowadzonych symulacji komputerowych pozwalają optymalizować zarówno dobór materiałów, z których wykonuje się styki, jak i usprawniać rozwiązania całych komór wyłącznikowych.

Artykuł A3-204 prezentuje możliwość wykorzystania zabezpieczeń pracujących w polach rozdzielni do monitorowania stanu wyłączników. Operację tę proponuje się realizować poprzez kontrolowanie czasu otwierania styków wyłącznika. Postrzegając wyłącznik jako kompleksowy system złożony z współpracujących ze sobą układów mechanicznych, hydraulicznych i pneumatycznych, należy zauważyć, iż istnieje bardzo wiele przyczyn, które mogą doprowadzić do spowolnienia ruchu styków w procesie otwierania lub zamykania wyłącznika. Czynniki mające wpływ na prędkość ruch styków to na przykład korozja czy uszkodzenia mechaniczne. Widzimy zatem, że wolniejszy ruch styków może być sygnałem zbliżającego się stanu awaryjnego. Awarii takiej można uniknąć, jeżeli odpowiednio wcześniej zostaną przeprowadzone właściwe zabiegi konserwacyjne. Bazą do wyciągania wniosków i realizowania zabiegów prewencyjnych są informacje odczytane przy użyciu zabezpieczeń pełniących podstawowo zupełnie inną funkcję.

Nieco inny sposób oceny aktualnego stanu wyłącznika zaproponowano w artykule A3-205. Autorzy tego artykułu zwrócili uwagę, iż wyłącznik należy uznać za podstawowe urządzenie gwarantujące stabilną pracę systemu elektroenergetycznego



Rys. 9. Symulacja komputerowa rozkładu temperatury w komorze wyłącznika 550 kV podczas procesu przerywania prądu o wartościach: 45 kA, 20 kA, 10 kA, 1330 A i 183 A

i skoncentrowali się na badaniu rezystancji przejścia styków głównych wyłącznika. Zaobserwowany wzrost rezystancji należy odczytywać jako początek uszkodzenia, które bez wcześniejszej ingerencji obsługi może przerodzić się w poważną awarię. Dane statystyczne opracowane na podstawie informacji pochodzących ze skontrolowania szerokiej populacji wyłączników różnych napięć, od 123 kV aż do 800 kV, to olbrzymie źródło wiedzy, które może być wykorzystane nie tyko do przygotowania procedur eksploatacyjnych, ale także może pomóc producentom wyłączników wysokiego napięcia przy rewizji dotychczasowych zaleceń dotyczących okresowych przeglądów.

Elektrownia przyłączona do systemu elektroenergetycznego i pracująca zgodnie z uregulowaniami rynkowymi musi bardzo wiele uwagi poświęcać niezawodności swojej pracy. Jednym z istotnych elementów wpływających na uzyskanie nieprzerwanego procesu generacji jest wyłącznik generatorowy. Z tego względu autorzy artykułu A3-206 przeanalizowali przypadki awarii wyłączników generatorowych w 108 krajach na przestrzeni lat 1970 - 2011. Uzyskane w ten sposób dane pozwoliły na stwierdzenie, iż w szerokiej grupie wyłączników generatorowych, jaką tworzą wyłączniki powietrzne oraz wyłączniki SF_6 zarówno z napędem pneumatycznym jak i sprężynowym, najbardziej niezawodne są wyłączniki SF_6 z napędem sprężynowym. Określono także prawdopodobieństwo zaistnienia awarii w zależności od zainstalowanego wyłącznika generatorowego. Ponadto uzyskane dane o niezawodności pozwoliły opracować model wyłącznika generatorowego umożliwiającego wprowadzenie tego elementu do szerszych układów wspierających analizę niezawodności całych elektrowni.

Dostosowywanie aparatury wysokiego napięcia do wymagań środowiska naturalnego

Zagadnienia środowiskowe związane z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego to zasadniczo dwie grupy całkowicie odmiennych zagadnień. Pierwszą grupę stanowią wszelkie aspekty związane z pracą nad ograniczaniem negatywnego wpływu urządzeń i aparatów tworzących system elektroenergetyczny na środowisko naturalne. Druga grupa obejmuje działania, jakie muszą być podjęte, aby utrzymać niezawodną pracę urządzeń i aparatów wszędzie tam, gdzie występują szczególnie trudne warunki środowiskowe, jak: zanieczyszczenia, ekstremalne temperatury, zasolenie obszarów nadmorskich itp. W przypadku uzyskania zadowalających rezultatów współegzystencji w obydwu wymienionych obszarach, będzie można mówić o budowaniu właściwych relacji na linii energetyka – środowisko.

Artykuł A3-301 omawia problemy i konsekwencje związane z procesem czyszczenia izolacji aparatury napowietrznej stacji elektroenergetycznej o napięciu 500 kV funkcjonującej w Egipcie i szczególnie narażonej na działanie wysokiego zasolenia, realizowane w warunkach pracy pod napięciem. Czyszczenie było przeprowadzane w formie mycia strumieniem wody. Praca w stanie bez wyłączeń była konieczna ze względu na rolę, jaką pełni rozpatrywana stacja w układzie wyprowadzenia mocy z bardzo dużej elektrowni. Wykonanie czyszczenia izolacji dawało bardzo dobre rezultaty z wyjątkiem przekładników prądowych, które w bardzo krótkim czasie po wykonaniu zabiegów czyszczenia, ulegały awarii. Uszkodzony przekładnik pokazano na rysunku 10.

Rys. 10. Uszkodzenie przekładnika prądowego po przeprowadzeniu czyszczenia izolacji

Początkowo sądzono, że awarie przekładników nie mają związku z procesem czyszczenia izolacji, ale po dokładnych analizach udało się ustalić, iż uszkodzenia powstają wskutek mycia izolacji wodą. Dla uniknięcia w przyszłości podobnych sytuacji podjęto decyzję, że przekładniki prądowe zostaną wyłączone z zabiegu czyszczenia izolacji, w czasie kiedy znajdują się pod napięciem i praca ta będzie wykonywana w stanie bez napięcia.

Aby ograniczyć emisję gazu cieplarnianego, jakim jest gaz SF_6, do środowiska w przypadku jego wycieku z wyłączników wysokiego napięcia, w Szwecji opracowano konstrukcję wyłącznika, w którym rolę medium gaszącego i izolacyjnego

pełni gaz CO_2. Zalety nowego wyłącznika i doświadczenia wynikające z pierwszego okresu eksploatacji zostały przedstawione w artykule A3-302. Autorzy artykułu poza zagadnieniami związanymi z ochroną środowiska przybliżyli także inne zalety wyłącznika CO_2, w tym istotne obniżenie temperatury, przy której pojawia się proces skraplania gazu. Jest to duży problem w przypadku wyłączników z izolacją SF_6, które przy stosowaniu w warunkach niskich temperatur muszą być na przykład napełniane mieszanką gazu składającą się z sześciofluorku siarki i azotu. Nową generację wyłącznika w warunkach eksploatacji przedstawiono na rysunku 11.

Rys. 11. Wyłącznik z CO_2 jako medium gaszącym i izolacyjnym na stanowisku pracy

Pilotażowa instalacja dotyczyła wyłącznika o następujących parametrach:

- napięcie znamionowe 145 kV,
- prąd znamionowy 3150 A,
- częstotliwość 50 Hz.

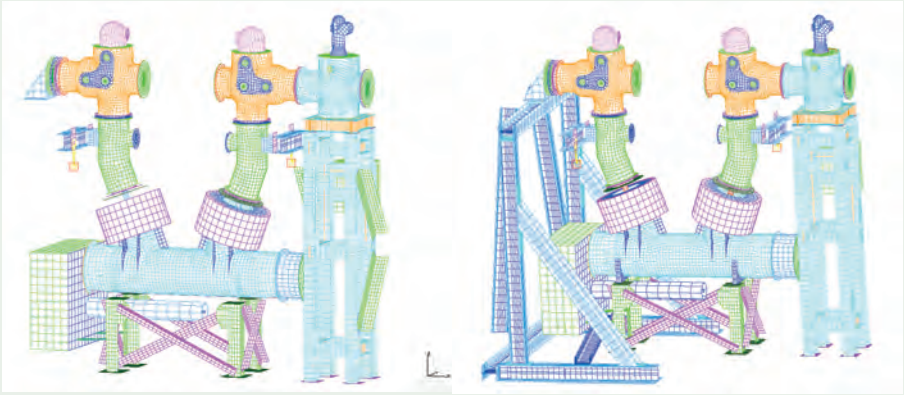
Opisany wyłącznik był w ciągu dwóch lat testowany w obwodzie z baterią kondensatorów o mocy 24 MVar. Można zetem stwierdzić, iż aparat przeszedł próbę pracy w bardzo trudnych warunkach. Wykonane inspekcje po okresie prób wykazały wyjątkowo dobrą kondycję wyłącznika, co będzie miało niewątpliwie wpływ na dalsze losy projektu i być może w niedalekiej przyszłości energetyka zawodowa będzie miała do dyspozycji nową generację urządzeń.

Artykuł A3-303 zachęca do szerokiego stosowania izolatorów kompozytowych zarówno w systemach prądu przemiennego jak i prądu stałego. Autorzy artykułu podkreślają, że rozwój technologii wytwórczych pozwala produkować coraz to doskonalsze izolatory kompozytowe, których walory ujawniają się szczególnie w warunkach silnego zabrudzenia. Walory izolatorów kompozytowych przytaczane są nie tylko na podstawie wyników testów laboratoryjnych, ale także w oparciu o dane pochodzące z wieloletniej eksploatacji. Uznaje się, że izolatory kompozytowe nie mają sobie równych przy zastosowaniach w szczególnie trudnych warunkach środowiskowych.

Artykuł A3-304 zawiera rozważania dotyczące stosowania metod numerycznych do symulacji procesów, jakie zachodzą w wyłącznikach. Autorzy koncentrują się na modelowaniu procesów termochemicznych, termodynamicznych i hydrodynamicznych, które dokonują się w procesie operacji łączeniowych i poszukiwaniu równowagi w tych procesach. Znajomość procesów przebiegających w komorze wyłącznika pozwala na szersze badanie zachowań wyłączników, w których na przykład zastosowano mieszanki gazowe ze znacznym udziałem N_2.

Aparatura i połączenia w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych w obszarach nadbrzeżnych podlegają szczególnym narażeniom związanym z działaniem zasolonej atmosfery. Nagromadzenie soli i innych zanieczyszczeń sprzyja rozwojowi wyładowań niezupełnych. Z kolei korzystne z punktu widzenia izolacji zewnętrznej wypłukiwanie soli przez intensywne opady deszczu, kończy się rozwojem korozji elementów metalowych. Wszędzie tam gdzie działa korozja i następuje chropowacenie powierzchni tworzą się warunki do dalszego rozwoju wyładowań niezupełnych, co w rezultacie osłabia wytrzymałość elektryczną układu izolacyjnego. W artykule A3-305 zaprezentowano metody oparte na trójwymiarowej symulacji elementów skończonych, pozwalające na określanie prawdopodobnych zachowań badanych układów. Szczególny walor metody dotyczy wsparcia dla doboru osprzętu pod kątem zwiększonej odporności na działanie silnego pola elektromagnetycznego. Artykuł zakończono konkluzją, iż powstało narzędzie inżynierskie stanowiące istotne wsparcie dla procesu projektowania stacji elektroenergetycznych.

Artykuł A3-306 zawiera informacje dotyczące sprawdzanie odporności rozdzielnic z izolacją gazową (GIS) na działanie sił pochodzących od wstrząsów sejsmicznych. Metody weryfikacji rozwiązań tego typu zawarte są w normach, zarówno IEC jak i IEEE. Do tych zagadnień odnoszą się także normy japońskie JEAG. Aby w pełni wykorzystać informacje zawarte w normach niezbędne są odpowiednie modele obliczeniowe. Przy pomocy takich modeli można symulować projektowane układy i na przykład określać rozstaw podpór



Rys. 12. Przykład pola rozdzielnicy GIS w układzie samonośnym i z dodatkową konstrukcją wsporczą

pod szynoprzewodami przy uwzględnieniu różnych postaci fal sejsmicznych. Dostępna staje się także funkcja sprawdzenia zdolności przenoszenia obciążeń sejsmicznych przez konstrukcję własną rozdzielnicy gazowej (GIS) w wyniku, czego można sprawdzić zasadność stosowania dodatkowych wzmocnień. Przykład takich wzmocnień zaprezentowano na rysunku 12.

Omawiany artykuł to doskonały przykład ilustrujący nowe możliwości jakie daje rozwój techniki dla opanowywania trudnych zjawisk naturalnych występujących w miejscach gdzie niezbędne staje się instalowanie infrastruktury elektroenergetycznej.

Podsumowanie

Sesja CIGRE 2012 przyniosła wiele ciekawych i całkowicie nowych informacji dotyczących bieżącego stanu rozwoju aparatury wysokiego napięcia. Niemniej jednak trzeba także stwierdzić, że jeszcze wiele czasu upłynie zanim wejdziemy w obszar pełnego i powtarzalnego wykorzystywania nowej wiedzy w postaci nowej generacji aparatury, niemal każdy artykuł kończy się bowiem stwierdzeniem, iż potrzebne są dalsze rozważania i badania, które ostatecznie potwierdzą wartość i skuteczność w zastosowaniu proponowanych rozwiązań. W oczekiwaniu na praktyczne efekty wynikające ze stosowania nowych technik i technologii nie pozostaje nic innego jak zachęcić czytelników do zainteresowania się kolejną, jubileuszową, 45. sesją CIGRE, która odbędzie się w 2014 roku i na której, w ramach tematyki związanej z aparaturą wysokiego napięcia, przewiduje się rozważania dotyczące następujących zagadnień:

1) rozwój aparatury wysokiego napięcia prądu stałego i przemiennego dla zaspokojenia zmian systemu elektroenergetycznego,
2) zarządzanie czasem życia i starzenie się aparatury wysokiego i średniego napięcia,
3) wpływ warunków ekstremalnych na aparaturę wysokiego i średniego napięcia.

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW A3

[1] A3-101. Brucher J. (Luxemburg), Giere S. (Germany), Watier C. (France), Hessenmüller A. (Luxemburg), Nielsen P. E. (Denmark): 3AV1FG – 72,5 kV prototype vacuum circuit breaker (case study with pilot customers).

[2] A3-102. Darin L., Fortov V., Polistchook V., Shurupov A., Son E. (Russia): Arcless tests of the high voltage oil-filled electrical equipment on explosion safety.

[3] A3-103. Janssen A. L. J., v. Riet M., Smeets R. P. P., Kanters J., v. d. Akker W. F., Aanhaanen G. L. P. (Netherlands): Prospective single and multi-phase short-circuit current levels in the Dutch transmission, sub-transmission and distribution grid.

[4] A3-104. Ding Y., Liao W., Shu Z., Li Q., Gu C., Sun Z. (China): Switching impulse voltage flashover characteristics of air gaps in ± 800 kV UHV DC transmission tower and altitude correction.

[5] A3-105. Cancelled.

[6] A3-106. Tiwari R. K., Kurre M., Mahendra S., Naik K. M., Dhamija A. (India): Critical design aspects for reliability of 1200 kV UHV AC capacitor voltage transformer under severe system conditions.

[7] A3-107. Rocha A. C. O., Oliveira G. H. C., Azevedo R. M., Lima A. C. S. (Brazil): Assessment of transformer modeling impact on transient recovery voltage in transformer limited faults.

[8] A3-108. Yamagata Y., Kagawa H., Kosakada M., Toyoda M., Kida J., Ito H. (Japan): Considerations on transformer limited fault duty for GCB In UHV and EHV Networks with large capacity power transformers.

[9] A3-109. Walter M. M., Franck C. M., Carstensen C., Biela J. (Switzerland): A new method for Investigating the arc behavior in HVDC circuit breakers based on a novel current source.

[10] A3-110. Riechert U., Bösch M., Smajic J., Shoory A. (Switzerland), Szewczyk M., Piasecki W. (Poland), Burow S., Tenbohlen S. (Germany): Mitigation of very fast transient overvoltages in gas Insulated UHV substation.

[11] A3-111. Mikli N., Stahl P., Räth B., Hurnicki M., Hummerston T. (Germany): A new generation of Composite support insulators for UHV DC and AC systems.

[12] A3-201. Smeets R. P. P., Wiggers R., Bannink H., Kuivenhoven S. (Netherlands), Chakraborty S., Sandolache G. (France): The impact of switching capacitor banks with very high inrush current on switchgear.

[13] A3-202. Neumann C., Rusek B., Balzer G., Jeromin I., Hille C., Schnettler A. (Germany): End of life estimation and optimisation of maintenance of HV switchgear and GIS substations.

[14] A3-203. Mou J., Guo J., Jiang X., Li X., Chen B., Xin Z., You Y. (China): Computer simulation tool for the design and optimation for UHV SF6 circuit breakers.

[15] A3-204. Desai B., Lu Y., Westrich M., Udrten E. (USA): Practical circuit breaker condition monitoring with protective relays.

[16] A3-205. Sodha N. S., Singh S., Victor S., Tyagi R. K. (India): Condition Assessment of EHV class circuit breakers using dynamic contact resistance measurement technique.

[17] A3-206. Palazzo M., Braun D., Cavaliere G., Dahinden K., Eberle R., Kiechl W., Lakner M. (Switzerland): Reliability analysis of generator circuit-breaker.

[18] A3-301. Heggi N., El Arosi D. (Egypt): Egyptian experience of live line washing system for 500 kV outdoor equipment to improve availability.

[19] A3-302. Söderström P., Lidholm J., Åkesson U. (Sweden): Suitability evaluation of improved high voltage circuit breaker design with drastically reduced environmental impact.

[20] A3-303. Moal E. (France), Rocchettia G. (USA), Pigini A. (Italy): Design and application of composite insulators in AC and DC systems with special attention to severe environment.

[21] A3-304. Nichele S., Bousoltane K. (France): Study of the interest of thermo-chemical non equilibrium in the case of high-voltage circuit breaker simulations.

[22] A3-305. Hernandez J., Riba J-R., Sanllehi J., Bosch R. (Spain): Salinity effect on the corona onset for a 765 kV AC substation connector.

[23] A3-306. Ohno I., Iwasaki S., Kosakada M., Yoshida D. (Japan): Verification of seismic performance on EHV Gas Insulated Switchgear.

CIGRE

Sławomir Noske
ENERGA-OPERATOR SA

Kable – Komitet Studiów B1

Insulated Cables – Study Committee B1

Komitet Studiów (SC) B1 jest odpowiedzialny za wszystkie aspekty dotyczące lądowych i morskich sieci kablowych. Zakres prac SC B1 obejmuje: teorię, projektowanie, wdrażanie, produkcję, instalację, badanie, eksploatację i konserwację oraz techniki diagnostyczne dla AC i DC sieci kablowych. Tematami wiodącymi, przyjętymi na Sesję Generalną CIGRE 2012, były:

- nowo instalowane lub modernizowane systemy kablowe, obejmujące *swym zakresem między innymi* projektowanie, techniki montażu i eksploatacji oraz zagadnienia związane z liniami długimi;
- trendy rozwoju nowoczesnych systemów oceny, badania i monitorowania sieci kablowych, a w szczególności: obliczenia statyczne i dynamiczne, badania kwalifikacyjne, badania typu, badania wyrobu, próby odbiorcze linii, zastosowanie diagnostyki linii kablowych oraz trendy w obszarze monitorowania linii kablowych i osprzętu kablowego;
- linie kablowe w sieci przyszłości, obejmujące następujące zagadnienia: przyszłe poziomy napięć AC i DC w sieciach kablowych, konwersja linii kablowych AC do pracy w sieci HVDC, nowe funkcje oczekiwane od sieci kablowych.

Nowo instalowane lub modernizowane systemy kablowe

W ramach pierwszego tematu wiodącego (nowo instalowane lub modernizowane systemy kablowe) na Sesję Generalną CIGRE 2012, przyjęto 9 artykułów.

W artykule B1-101 podsumowano wyzwania i prace związane z budową linii kablowej, łączącej Sardynię z kontynentem Włoch. Kluczowymi wyzwaniami była konieczność przesyłania energii odnawialnej z minimalnymi stratami, możliwość zasilania rezerwowego oraz ograniczenia emisji CO_2. W rezultacie prac zaprojektowano i wybudowano linię kablową HVDC ± 500 kV (1000 MW w konfiguracji bipolarnej). Kluczową trudnością tego zadania było zaprojektowanie i montaż morskich kabli HVDC na bardzo dużych głębokościach. Maksymalna głębokość, na jakiej układany był kabel, wynosiła 1620 m. Na odcinku o największej głębokości układania zastosowano specjalną konstrukcję kabla z żyłą albuminową i izolacją z papieru nasyconego syciwem o wysokiej gęstości (rys. 1).

W artykule B1-102 opisano zastosowane metody zmniejszenia poziomów pól magnetycznych w sieci kablowej 220 kV w obszarze Buenos Aires. Wymagania w zakresie dopuszczalnych pól magmatycznych są częściowo uregulowane na poziomie krajowym. Badania pola magnetycznego wykazały, że z wyjątkiem studzienek kablowych, pole magnetyczne nad siecią kablową jest poniżej określonej granicy. Dla studzienek kablowych wymagane było zastosowanie technik ograniczenia pola magnetycznego. Pierwotny poziom pola magnetycznego został zmniejszony o ponad 50% poprzez zastosowanie pasywnych pętli, ferromagnetycznych płyt lub dzięki zwiększonej głębokości układania kabla.

Projekt i budowa morskiej linii kablowej 220 kV (Cork Harbor, Irlandia) został opisany w artykule B1-103. Głównym powodem budowy linii kablowych było podłączenie do sieci przesyłowej dwóch nowych elektrowni o mocy 876 MW. W artykule opisano poszczególne etapy projektowania, w szczególności uzyskania zezwoleń na budowę od jednostek zajmujących się ochroną środowiska (linia kablowa budowana w terenie chronionym), podmorskich badań tras kablowych, projekt konstrukcji kabli morskich (rys. 2) oraz montaż i testowanie linii kablowych. W ramach badań pomontażowych przeprowadzono próbę napięciem zmiennym 1,4 Uo przez 1 godzinę. Projekt Port Cork został pomyślnie zakończony, a linia jest już obecnie eksploatowana.

Rys. 1. Kabel morski zastosowany w linii kablowej łączącej Sardynię z kontynentem Włoch

Temat zarządzania ryzykiem w przesyłowej sieci kablowej 380 kV podjęli autorzy artykułu B1-104. Holenderskie przedsiębiorstwa zakładają, że w najbliższej przyszłości będzie konieczny rozwój kablowych sieci najwyższych napięć. W procesie projektowania linii kablowej 380 kV (10 km), z podwójnym systemem kabli (dwa kable na fazę), przeprowadzono badania w zakresie zachowania się długich linii kablowych najwyższych napięć i zapewnienia wysokiej niezawodności pracy. Trudność badań wynikała z małej ilości linii kablowych najwyższych napięć oraz stosunkowo krótkiego okresu ich eksploatacji.

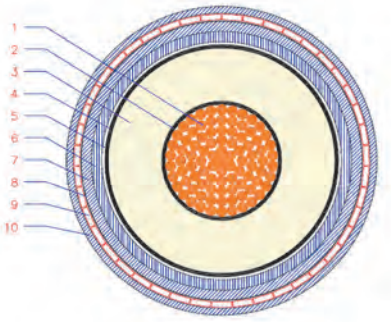
W Europie stwierdzono tylko 8 uszkodzeń kabli w 380 kV o izolacji XLPE, ułożonych w ziemi. W badaniach podkreślono, że linie kablowe najwyższych napięć 380 kV wprowadzają większe ryzyko uszkodzenia i dłuższy czas naprawy niż dotychczas stosowane linie napowietrzne. Bezpieczeństwo może podnieść system dwóch kabli na fazę (w razie uszkodzenia jednej fazy może być kontynuowana praca na nieuszkodzonym kablu w danej fazie). W tym zakresie są jednak potrzebne dalsze badania.

Zwiększenie wykorzystania podziemnych kabli wysokiego napięcia w dużych miastach, zwiększenie prądów zwarciowych i długości odcinków kablowych wprowadza konieczność dysponowania odpowiednimi kryteriami projektowymi dla SVLs i poziomu izolacji elementów instalacji kablowych. W artykule B1-105 przedstawiony został pakiet oprogramowania, stworzony do obliczania przepięć w metalowych powłokach zewnętrznych w różnych standardowych konfiguracjach. Program ten opracowany został dla linii do 220 kV.

Wzrost popytu na energię elektryczną w mieście Meksyk skutkował budową elektrowni gazowej o docelowej mocy 3600 MW. Pociągnęło to za sobą konieczność modernizacji stacji elektrycznej *Manzanillo I*. Na etapie opracowywania, oceny wszystkich wymogów i warunków, takich jak ograniczenia miejsca, zanieczyszczenie środowiska panujące w regionie, częstotliwość i wielkość huraganów i wysoka aktywność sejsmiczna, wybrano, jako najlepsze rozwiązanie, opcję budowy czternastu linii kablowych 400 kV, przy użyciu kabli o izolacji XLPE. W artykule B1-106 opisano zastosowane rozwiązania przy budowie tych linii.

Aghada – Raffeen Project

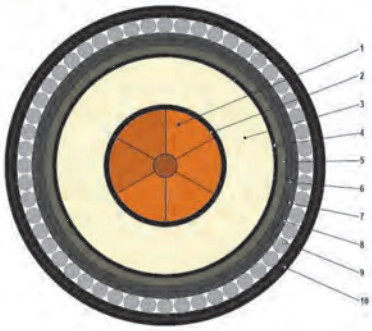
TKZA 245 kV 1x1600 mm²



No.	Description	
1	Conductor (with water blocking compound)	1600mm² Copper
2	Conductor screen semiconducting tape	1.5mm
3	Insulation, XLPE	24mm
4	Insulation screen, semiconducting XLPE	1.5mm
5	Semiconducting swellable tape	1.4mm
6	Lead alloy sheath	4.5mm
7	Inner sheath, semiconducting polyethylene	4.2mm
8	Bedding tape, nylon tape	
9	Armour, flat copper wires	
10	Outer serving, polypropylene yarn and bitumen	4
	Nominal weight	52kg/m
	Overall diameter	140mm

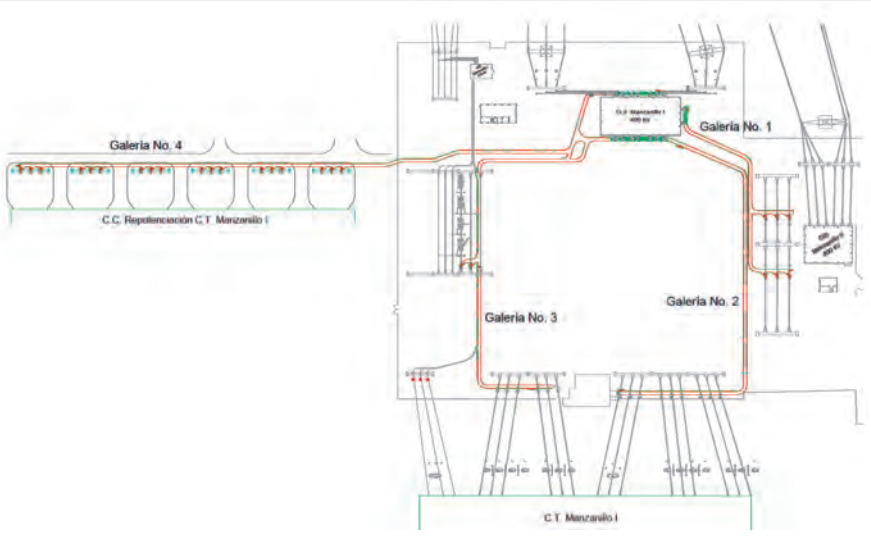
Glanagow – Raffeen Project

2X(F)K2YR(Al) 1 x 1600RMS 127/220 kV



No.	Description	
1	Conductor (with water blocking compound)	1600mm² Copper
2	Conductor screen semiconducting tape	1.5mm
3	Insulation, XLPE	22mm
4	Insulation screen, semiconducting XLPE	1.4mm
5	Lead alloy sheath	4.1mm
6	PE sheath (semiconducting)	2.5mm
7	Non-hygroscopic fillers (polypropylene)	
8	Bedding	
9	Armour, Al wires	
10	Outer serving, polypropylene yarn and bitumen	6
	Nominal weight	47kg/m
	Overall diameter	148mm

Rys. 2. Przekrój zaprojektowanych kabli morskich



Rys. 3. Trasy kanałów kablowych w których ułożono linie kablowe 400 kV

Na rysunku 3 przedstawiono plan kanałów kablowych na terenie stacji, wykorzystanych do ułożenia linii kablowych 400 kV.

W artykule B1-107 poruszono zagadnienia związane z połączeniem przesyłowych linii napowietrznych i kablowych, na podstawie technicznych zaleceń, dla brazylijskich przedsiębiorstw. W artykule przedstawiono wyniki działalności Narodowego Komitetu CIGRE w Brazylii, polegające na badaniu przeprowadzonym na praktycznym przykładzie przejścia z linii napowietrznej na linię kablową. Opisywanym efektem jest wszechstronny przegląd dostępnej międzynarodowej literatury technicznej na ten temat oraz rekomendacji do tych rozwiązań.

Kolejnym prezentowanym podsumowaniem z projektowania i montażu kablowej linii przesyłowej (138 kV) jest artykuł B1-108. Opisywane rozwiązanie w sposób szczególny skupia się na zastosowanych mufach typu T. „T joint" plug-in/out typu box, używany w tej konstrukcji, składa się z pojedynczego korpusu, w pełni zmontowanego i przetestowanego w fabryce. Obudowa „T Joint" jest wykonana z blach ze stali nierdzewnej, całkowicie izolowana, bezobsługowa i o wysokiej odporności na zwarcia, a jako izolację gazową zastosowano SF_6.

W Japonii długie linie kablowe zostały między innymi zainstalowane w tunelach kablowych. Wynikało to z dążenia do ograniczenia kosztów całkowitych, skrócenia czasu budowy sieci kablowej oraz zapewnienia wysokiej niezawodności pracy sieci. W artykule B1-109 zawarto wyczerpujący opis rozwiązań technicznych, stosowanych przy tunelach i kanałach kablowych. Omawiane są kwestie związane z efektywnym wykorzystaniem istniejącej infrastruktury, nowe wspólne technologie instalacyjne dla istniejących wąskich studzienek i technologie instalacyjne pionowych szybów. Przedstawione są także porównania między technologiami, badania na modelowych i praktyczne doświadczenia w stosowaniu tuneli kablowych.

Rys. 4. Połączenie z wykorzystaniem mufy typu T, rozwiązanie dla kabla 1200 mm^2

Kierunki rozwoju nowoczesnych systemów oceny, testowanie i monitorowanie sieci kablowych

Artykuły dotyczące kierunków rozwoju nowoczesnych ocen, testowania i monitorowania sieci kablowych stanowiły największa grupę. W tym obszarze przyjęto 13 artykułów.

W ciągu ostatnich piętnastu lat zainstalowano tysiące kilometrów linii kablowych XLPE wysokich i najwyższych napięć. Testy odbiorcze składają się zazwyczaj z połączenia testu HiPot i badania wyładowań niezupełnych. Artykuł B2-101 przedstawia sprawozdanie z doświadczeń w badaniach przeprowadzonych w ostatnich 15 latach, podczas rozruchu linii kablowych XLPE HV. Zawiera liczne studia przypadków wykrytych wyładowań niezupełnych (PD) w osprzęcie kablowym i testów AC HiPot. W artykule przedstawiono także różnicę między badaniami PD poszczególnych komponentów w fabryce i badaniami PD wykonywanymi na wybudowanych liniach kablowych, w odniesieniu do kalibracji wielkości PD impulsów. Pomimo problemów, związanych z brakiem diagnozy natury wielkości PD, autorzy stwierdzają, że badania PD mogą być stosowane, jako cenne narzędzie w czasie badań odbiorczych.

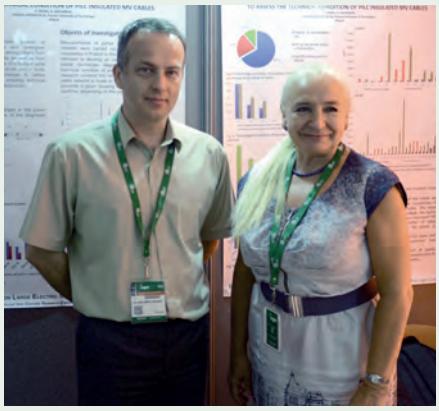
W artykule B1-202 przedstawiono nową metodę sprawdzania stanu izolacji kabli niskiego napięcia, w której wstrzykuje się sprężone powietrze do rdzenia kabla, a następnie sprawdza, jakie ciśnienie jest utrzymane. Przez spadek ciśnienia wykrywane są uszkodzenia izolacji. Metoda została sprawdzona w licznych badaniach laboratoryjnych, a następnie poprzez praktyczne testy, wykonane prototypowym systemem pomiarowym.

W artykule B1-204 są prezentowane informacje na temat nowej metody testowania długich i bardzo długich linii wysokiego napięcia. W ciągu ostatnich kilku lat popyt na badania bardzo długich kabli morskich szybko urósł. Istniejące metody badań zostały uzupełnione o nową technologię zwaną DRT (ang. Technology Resonance Differential). Ta metoda badania umożliwia testowanie kabli wyjątkowo długich przez zastosowaniu stosunkowo małych i lekkich urządzeń dokonujących badanie przy niskiej częstotliwości napięcia testowego, np. od 0,1 Hz do 5 Hz. Prowadzi to do znacznego zmniejszenia mocy źródła układu probierczego. W artykule opisano zasadę działania, metody matematyczne i algorytmy, jak również wyzwania związane z rozładowaniem pojemności.

Rys. 5. Widok systemu pomiarowego On Site Test System DRT200-1, 200 kV, 1μF

System zarządzania obciążeniem, zainstalowany na czterech liniach 145 kV, w tym także na kablowych linach morskich, został opisany w artykule B1-205. Przedstawiono w nim konfigurację systemu, jego integrację z systemem SCADA oraz szczegółowe informacje o efektach i wnioskach z monitorowania, ujawnione w pierwszych latach eksploatacji. Ten pierwszy okres funkcjonowania systemu zarządzania obciążeniem wykazał zarówno nieoczekiwane hot spot-y, ale pozwolił także na zapewnienie lepszych warunków pracy linii kablowych niż przewidziane w fazie projektowania. Także w artykule B1-214 poruszono kwestie związane z obliczeniem prawidłowych wartości dopuszczalnych obciążeń dla linii kablowych.

W artykule B1-206 opisano wyniki badań wyładowań niezupełnych, przeprowadzonych w sieci kablowej SN w zakresie kabli typu PILC (ang. Paper Insulated Lead Covered). Badania zostały przeprowadzone w latach 2005-2010 i miały na celu wypracowanie optymalnej metody, pozwalającej na wykorzystanie diagnostyki wyładowań niezupełnych w zarządzaniu tą siecią kablową. Główny obszar badań obejmował 950 linii kablowych SN, o łącznej długości 590 km. W analizowanej sieci kablowej, aż 66% tej sieci stanowią kable PILC. Na podstawie przeprowadzonych badań i analiz stwierdzono, że podstawowymi parametrami, wskazującymi na zagrożenie wystąpienia awarii są: obniżone napięcie zapłonu wzn oraz występowanie miejsc ze zwiększoną intensywnością występowania wnz.



Rys. 6. Autorzy referatu B1-206

Ocena procesów starzeniowych w sieciach kablowych jest często głównym problemem dla TSO (ang. Transmission System Operators). W artykule B1-207 opisano francuskie doświadczenie w tym zakresie, w którym współpraca z producentami pozwoliła na ocenę stanu izolacji kabli i osprzętu kablowego. W celu uzyskania wiarygodnych danych wybrano losowo próbki kabli i osprzętu kablowego. Analiza kabli i osprzętu obejmowała próbki z linii pracujących więcej niż 20 lat i była uważana za ważny krok w celu oceny systemu kablowego i jego starzenia. Zostały przebadane właściwości fizyczne, chemiczne i elektryczne elementów systemu kablowego i porównane z ich parametrami początkowymi.

W artykule B1-209 przedstawiono metodę modelowania dynamicznego zachowania izolacji kabli z termicznego punktu widzenia. Omówiono problemy przewodnictwa i zaproponowano model pozwalający oceniać dynamiczne zjawiska termiczne zachodzące w izolacji kablowej, podano matematyczne rozwiązanie. Prezentowane są wyniki dla dwóch rodzajów izolacji kablowej oraz wyniki dynamicznej analizy termicznej dla rzeczywistych instalacji kablowych SN, przy różnych warunkach ułożenia linii.

W USA kable z izolacją papierową taśmową współpracującą z olejem kablowym w sieci przesyłowej (napięcia od 69 kV do 345 kV) stanowią ponad 80% kablowej sieci przesyłowej. Chociaż bardzo dużą część tych kabli usunięto w innych częściach świata, w USA nadal korzysta się z tego typu kabli. Autorzy artykułu B1-210 zwracają uwagę czytelnika na dużą liczbę kabli, których wiek przekroczył 40-letni okres użytkowania (na który były projektowane). Dalsze ich użytkowanie wymaga oceny stanu izolacji. Opisano proponowane nieinwazyjne badania, które obejmowały analizę rozpuszczonego gazu DGA (ang. Dissolved Gas Analysis) i badanie stanu oleju. Opisano także inwazyjne badania na odciętych próbkach, takie jak oględziny i szereg możliwych testów i pomiarów. W wyniku badań stwierdzono, że analiza DGA jest najbardziej skutecznym narzędziem do oceny stanu tego typu kabli, podczas gdy inwazyjne badania na próbkach kablowych mogą pomóc lepiej zrozumieć stan kabla i ocenić czas jego życia.

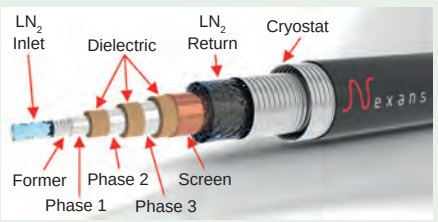
W artykule B1-211 opisano rozwój systemu 400 kV XLPE, zarówno w zakresie kabli jak i osprzętu. Kabel 400 kV o przekroju żyły równym 2500 mm^2 oraz proponowany osprzęt kablowy został poddany badaniu typu, jak również badaniom kwalifikacji wstępnej, zgodnie z normami IEC. W artykule podano wyniki tych badań.

Artykuł B1-212 opisano proces zmierzający do zdefiniowania polityki zarządzania zasobami majątku – sieciami kablowymi, opisując możliwy do implementacji model utrzymania sieci i wymiany linii kablowych. Szczególną uwagę zwrócono na parametry kosztowe, takie jak koszty utrzymania, koszty awarii, koszty wymian i koszty prowadzenia badań diagnostycznych. Są one używane do określania całkowitego kosztu zarządzania aktywami sieci kablowej. Opracowany został model wrażliwości stwierdzający, że przesłanką wymiany XLPE kabli powinien być model oparty na ocenie stanu technicznego (ang. Condition Based Replacement), natomiast najlepszym narzędziem do zarządzania liniami kablowymi o izolacji papier+olej jest system oparty na analizie czasu ich eksploatacji (ang. Time Based Replacement).

W pracy B1-215 autorzy omawiają wyniki w zakresie przewidywanego czasu życia oraz całkowitego czasu od produkcji do zakończenia pracy linii kablowych, w których zastosowano kable o nowej izolacji termoplastycznej dla HV. Dedykowane oprogramowanie zostało wykorzystane do oceny wydajności, przy założeniach dotyczących procesu produkcji i warunków pracy. Mówi się, że w tej nowej generacji kabli, przekroje przewodów mogą być zmniejszone, choć straty wzrosną. Poprawa wydajności i oszczędności, pod względem całkowitej redukcji emisji CO_2 (na całe życie produktu), obliczana jest (jako procent) w porównaniu z obecnymi przewodów XLPE.

Linie kablowe w sieciach przyszłości

W artykule B1-301 przedstawiono alternatywę dla rozbudowy sieci kablowej 110 kV w obszarach miejskich. Propozycja ta oparta jest na wykorzystaniu nadprzewodzących kabli 10 kV. Przeprowadzono analizę i wykonano studium wykonalności dla wykorzystania takiego rozwiązania dla rozbudowy sieci kablowej w mieście Essen.



Rys. 7. Projekt kabla nadprzewodnikowego 10 kV

Dzięki kablom nadprzewodnikowym 10 kV można zrezygnować z budowy czterech, z dziesięciu planowanych, stacji transformatorowych 110/10 kV w centrum miasta Essen. Rozbudowa sieci przy użyciu konwencjonalnych kabli wiąże się z dużą skalą zapotrzebowania terenu dla tras kablowych oraz wysokimi stratami przesyłowymi. W przeciwieństwie do docelowej sieci 110 kV, rozszerzając sieć za pomocą przewodów HTS, zapewnia się znacznie prostszą strukturę sieci, która wymaga mniej miejsca na trasy kabli dystrybucyjnych i mniejszą powierzchnię dla instalacji pozostałych urządzeń. Jeżeli rozszerzenie sieci odbywa się za pomocą kabli HTS, całkowite koszty mogą być niższe, w porównaniu z budową standardowej sieci 110 kV. Zagadnienia związane z technologią nadprzewodnictwa, lecz dla kabli HVDC, poruszono w artykule B1-302.

Z kolei artykuł B1-303 zawiera wstępną ocenę możliwości konwersji istniejących linii kablowych AC 500 kV na kabel do pracy DC. Dwa obwody DC mogą być uzyskane z trzyżyłowego kabla AC. Linia kablowa może zostać zamieniona na DC: jedną dwubiegunową i jedną jednobiegunową. Rozważania pokazują, że teoretycznie istniejące układy 500 kV AC o zdolności przesyłowej równej 600 MW, mogą być wykorzystane przy napięciu 500 kV w systemie DC do przesyłania do 1650 MW.

W artykule B1-304 opisano rozwój systemu HVDC ±80kV, włącznie ze wszystkimi komponentami, skupiając się na projektowaniu kabli, w których wykorzystuje się izolacyjny związek „nano-composited". Przedstawiono nowo opracowany materiał izolacyjny, otrzymany przez dodanie do standardowej XLPE-DC nieorganicznego nanonapełniacza. W porównaniu z tradycyjną izolacją materiał ten posiada wiele zalet, w tym także zdolność do ograniczenia tworzenia się ładunku przestrzennego. Oprócz badań rozwojowych w artykule przedstawiono wyniki badań typu, wykonanych na pełnowymiarowym kablu 80 kV DC.

Tradycyjnie już podczas Sesji CIGRE uczestnicy mieli okazję zwiedzić wystawę techniczną, a zagadnieniom kablowym poświęca się uwagę na wielu stoiskach. Szczególnie ciekawe były nowe rozwiązania osprzętu kablowego na coraz wyższe poziomy napięcia i coraz większe przekroje kabli oraz nowe propozycje konstrukcji kabli morskich oraz kabli nadprzewodzących.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B1

[1] B1-101. Rendina R., Guarniere M.R., Niccolai R., Pazienza G. ..., The realization and commissioning of the ±500 kV 1000 MW HVDC link Sardinia Island – Italian Peninsula (SAPEI).

[2] B1-102. Ruiz I., Pallero N., Villafañe A., Medaglia A., Reduction of magnetic field levels on joint graves.

[3] B1-103. Donaghy R., Knutsen B., Mullins B., Wolff C., The Cork Harbour 220 kV submarine cable project.

[4] B1-104. Meijer S., De Jong J.P.W., Smit J.J. ..., Availability and risk assessment of 380 kV cable systems in transmission grids.

[5] B1-105. Garnacho F., Khamlichi A., Simon P., Gonzalez A., Guide to sheath bonding design, in distribution and transmission lines with HV underground cables.

[6] B1-106. Ibarra Romo F.G., Fuentes Estrada C.F., Arriaga Flores J.T., Mammeri M., Modernization Manzanillo I - The Mexican largest power transmission network of 400 kV with XLPE cable systems: design and construction.

[7] B1-107. De Louredo N.H.G.R., Filho E.K., Lopes J.C.R. …, Overhead to underground transmission line couplings - Technical recommendations to Brazilian utilities.

[8] B1-108. Karabolad E.F., Thomaz Jr R.D., Souza I.P. …, Design and installation of one section of Anhanguera - Casa Verde underground transmission line – 138 kV, using special "T" joints.

[9] B1-109. Tsuchiya S., Iida T., Morishita Y., Nakajima T., Akiya Y., Kurata T., EHV cable installation technology for tunnels and ducts in Japan.

[10] B1-201. M. Fenger, M. Credland, H. Sedding, Recent experiences with AC HiPot and PD commissioning testing of XLPE cable systems rated 69 kV and above.

[11] B1-201. Tarnowski J., Côté J., Gaudreau A., Gingras P., Pneumatic testing of the insulation of low-voltage underground cables.

[12] B1-203. Marzinotto M., Mazzanti G., Parametric sensitivity analysis of the innovative enlargement law for extruded HVDC cables.

[13] B1-204. Mohaupt P., Geyer H., Bergman B.A., Bergman S. …, Extension and optimization of the load range of DRT test systems for testing extra-long HV and UHV Cables.

[14] B1-205. Jacobsen E., Nielsen J.F., Salwin S.T., Mohrs A., Cohnen K.H., Pedersen P.E., Operational experience of dynamic cable rating.

[15] B1-206. Noske S., Rakowska A., Application of diagnostics based on partial discharge measurements to assess the technical condition of PILC insulated MV cables.

[16] B1-207. Hondaa P., Benard L., Mammeri M., Meurice D., Peurton F., Condition assessment of synthetic insulated cables and accessories operating more than 20 years in the French Network.

[17] B1-209. Echavarren F.M., Rouco L., Gonzalez A., Dynamic thermal modeling of isolated cables.

[18] B1-210. N. Singh, S.K. Singh, R. Reyes, T. Zhao, R. Ghafurian, Condition and remaining life of taped transmission cables through non-invasive and invasive testing based on in-service cables and cable samples removed from service.

[19] B1-211. Kim Y.B., Ryu J.H., Park K.J., Han B.S., Lee S.H., 400 kV 2500SQMM XLPE cable systems type test and prequalification test with their accessories.

[20] B1-212. Nishikawa T., Sudoh Y., Tsuchiya S., Shimohiro D., Iida T., Watanabe K., Asset management for power cable systems - Total cost optimization based on the application of diagnostics.

[21] B1-214. Wald D., Svada V., Ruzek D., Geldon M., Nyffenegger N., Keppler U., Correlation between calculated transmission capacity and actual one.

[22] B1-215. Fairhurst M., Gowadia A., Stevens G., …, Integrated development and assessment of new thermoplastic high voltage power cable systems.

[23] B1-301. Breuer A., Merschel F., Noe M., Goldacker W. …, Superconducting medium-voltage cables for urban power supply as an alternative scenario to 110 kV installations.

[24] B1-302. Stemmle M., Marzahn E., West B., Schmidt F., Schippl K., Superconducting HVDC power cables for voltage source converter systems.

[25] B1-303. Liu Y., Cao X., Li J., Chen J., Research on the technical scheme for conversion of 500 kV submarine SCLF AC cable circuit to DC operation in Hainan grid-connection project.

[26] B1-304]. Lee T.H., Choi J.W., Jung E.H. …, Development of the HVDC ±80 kV XLPE cable system and construction of test-bed in Korea.

CIGRE

Piotr Wojciechowski
ELBUD-PROJEKT Warszawa Sp. z o.o.

Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2

Overhead Lines – Study Committee B2

Podczas 44. Kongresu CIGRE 2012 odbyła się sesja plenarna Komitetu Studiów B2, w której brało udział ponad pięciuset uczestników.

Tematyka wiodąca na sesji została podzielona na trzy tematy preferencyjne, z których każdy podzielony był na kilka zagadnień wiodących.

1. Lepsze wykorzystanie linii napowietrznych.
   - 1.1. Optymalizacja przesyłu pod kątem elektrycznym, m.in. z użyciem przewodów nowego typu (HTLS – high temperature law sag – przewody o małych zwisach).
   - 1.2. Przebudowa linii prądu przemiennego na linie prądu stałego i budowa linii prądu stałego.
   - 1.3. Monitorowanie linii istniejących.
   - 1.4. Dzielenie prawa drogi z dostawcami innych mediów lub usług.
2. Stan i ocena linii napowietrznych.
   - 2.1. Operacyjne zbieranie danych dla zarządzania majątkiem sieciowym.
   - 2.2. Narzędzia diagnostyczne i metody mające na celu określenie niezawodności i pozostałej eksploatacyjnej długości życia poszczególnych elementów linii.
   - 2.3. Zachowanie linii pod wpływem obciążeń dynamicznych, praca linii w warunkach obciążeń sejsmicznych i nadzwyczajnych zjawisk pogodowych.
3. Konserwacja, utrzymanie i remonty linii napowietrznych.
   - 3.1. Praca na linii, użycie robotów.
   - 3.2. Użycie systemów informatycznych, analiza kosztów, skuteczność różnych metod i strategii.
   - 3.3. Przykłady modernizowanych linii.

Lepsze wykorzystanie linii napowietrznych

Uzyskiwanie nowych pozwoleń na budowę napowietrznych linii elektroenergetycznych staje się na całym świecie coraz trudniejsze z powodu rosnących wymagań w zakresie ochrony środowiska, przedłużających się procedur formalnoprawnych, wzrostu kosztów nieruchomości i wzrostu kosztów budowy. W związku z tym Inwestorzy zaczęli poszukiwać rozwiązań technologicznych i materiałowych, które pozwalałyby na zwiększenie obciążalności starych i nowo projektowanych linii.

Referat kanadyjski B2-101 opisuje rozbudowę linii 500 kV prądu stałego *Bipole III* realizowanej w prowincji Manitoba. Obecnie budowana linia ma za zadanie zwiększenie niezawodności już istniejących linii *Bipole I* i *Bipole II*. Po zakończeniu budowy w 2017 roku linia liczyć będzie 1380 km. Linia została zaprojektowana dla terenów z trudnymi warunkami klimatycznymi, zgodnie z wymaganiami normy IEC 60826 uzupełnionymi o lokalne dane meteorologiczne z uwzględnieniem 150-letniego okresu powrotu obciążeń klimatycznych.

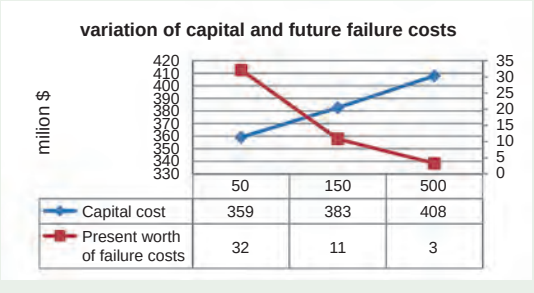
Na linii użyto przewodów wykonanych ze stopu A4, naprężenia zostały zaprojektowane zgodnie z IEC 60826 oraz broszurą CIGRE nr 273 z uwzględnieniem zwisów przewodów dla ich maksymalnej temperatury pracy +90° C.

W trakcie projektowania linii rozważano zastosowanie okresu powrotu obciążeń klimatycznych dla: 50, 150 lub 500 lat.

Na rysunku 1 przedstawiono analizę kosztową dla trzech rozważanych scenariuszy powrotu obciążeń klimatycznych.

Referat norweski B2-102 opisuje sposób przekształcenia linii 300 kV (pracującej na dwuprzewodowej wiązce przewodów) na linię 420 kV, dzięki czemu zdolność przesyłowa linii zostanie zwiększona o 40%. Konieczność zwiększenia zdolności przesyłowej linii wynikała ze zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną. Obecnie norweski *Statnett* użytkuje 5500 km linii 300 kV i 2200 km linii 420 kV. Przewiduje się, że do 2030 roku wszystkie linie 300 kV wyposażone w przewody w postaci wiązki dwuprzewodowej zostaną przekształcone w linie 420 kV.

Projekt przekształcenia linii zakładał pozostawienie na linii istniejących słupów i przewodów oraz wydłużenie łańcuchów izolacyjnych o 0,5 m. Za pomocą programów PLS-CADD i TOWER stwierdzono poprawność przyjętego założenia pozostawienia słupów i przewodów na linii. Odstępy izolacyjne zostały zweryfikowane za pomocą testów wykonanych w skali naturalnej.



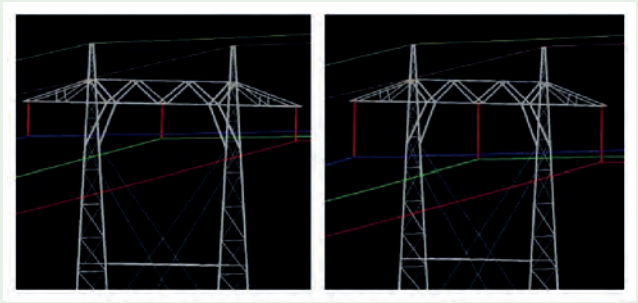
Rys. 1. Analiza kosztowa

Rys. 2. Norweski system energetyczny NN w 2010 roku (po lewej) i planowany w 2030 roku (po prawej). Linie 420 kV zaznaczone są na czerwono, linie 300 kV na niebiesko

Analizy i badania wykazały, że 30% linii 300 kV będzie można zmodernizować tą metodą zamiast budować nowe linie 420 kV. Pozwoli to na zaoszczędzenie ok. 7 miliardów NOK.

Nie tylko w Polsce występują problemy z uzyskaniem nowych pozwoleń na budowę linii elektroenergetycznych. Austriacki referat B2-103 opisuje sposób modernizacji linii 220 kV w Alpach Tyrolskich. Przedmiotowa dwutorowa linia 220 kV o długości 85 km została wybudowana 50 lat temu. W związku ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w regionie rozważano dwa projekty wybudowania nowych linii: 220 kV lub 380 kV. Biorąc pod uwagę przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną analiza wykazała, że ekonomiczniejsze jest wybudowanie nowej linii 380 kV. Niestety, dokładne analizy wykazały, że czas uzyskania wszystkich niezbędnych uzgodnień formalnoprawnych w celu wybudowania linii wynosić będzie 20 lat. Zmusiło to Inwestora do szukania innych sposobów zwiększenia możliwości przesyłowych linii. Biorąc pod uwagę:

- konieczność pracy linii przez co najmniej następne 20 lat,
- niemożność zmiany konstrukcji wsporczych i ich fundamentów,
- zwiększenie możliwości przesyłowych linii,
- konieczność zachowania średnicy przewodu i jego naprężeń



Rys. 3. Porównanie sylwetek słupów P przed (lewy) i po modernizacji (prawy).

postanowiono zastosować przewody nowego typu: HTLS ZTACIR. Przewody te są droższe (w produkcji i ich montażu) od przewodów tradycyjnych i wykazują się zwiększonymi stratami przesyłu oraz zwiększonym zapotrzebowaniem na moc bierną, ale z uwagi na konieczność spełnienia wymagań opisanych powyżej ich zastosowanie było jedynym racjonalnym sposobem zwiększenia możliwości przesyłowych linii. Przewody te charakteryzują się zwiększoną obciążalnością prądową przy jednoczesnym ograniczeniu ich zwisów. Obecnie wymieniono przewody na odcinku około 40 km.

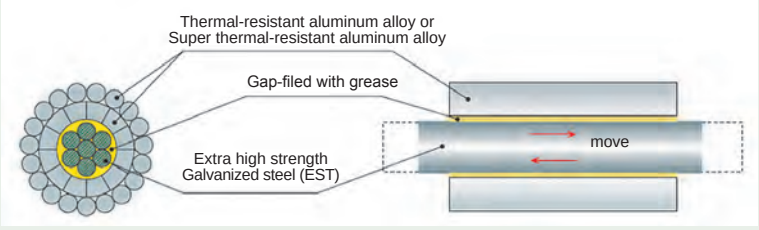
W podobnym duchu napisany został referat irlandzki B2-104 nawiązujący do trudności w uzyskaniu pozwoleń na budowę nowych linii elektroenergetycznych przy jednoczesnej konieczności zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną. Większość linii elektroenergetycznych 220 kV i 400 kV w Irlandii została wybudowana w latach 1960-1985. Od tego czasu zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o 150%, a przeprowadzone analizy prognozują, że w 2025 roku wzrośnie o 200%. Zwiększony wzrost zapotrzebowania na energię, przy jednoczesnych kłopotliwych i długotrwałych procedurach związanych z uzyskiwaniem pozwoleń na budowę dla nowych linii powoduje konieczność stosowania przewodów nowego typu HTLS. Poniżej przedstawiono typy przewodów HTLS:

- ACSS – Aluminium Conductor, Steel Supported
- G(Z)TACSR – Gap-type (Super) Thermal resistant Aluminium alloy Conductor Steel Reinforced
- (Z)TACIR – (Super) Thermal resistant Aluminium alloy Conductor Invar Reinforced
- ACCC – Aluminium Conductor Composite Core
- ACCR – Aluminium Conductor Composite Reinforced.

Na rysunku 4 przedstawiono konstrukcję przewodu HTLS TACSR.

Stan i ocena linii napowietrznych

Referat B2-202 napisany wspólnie przez przedstawicieli Norwegii, Wielkiej Brytanii i Kanady przedstawia możliwości zastosowania nowoczesnych metod meteorologicznych używanych do prze-

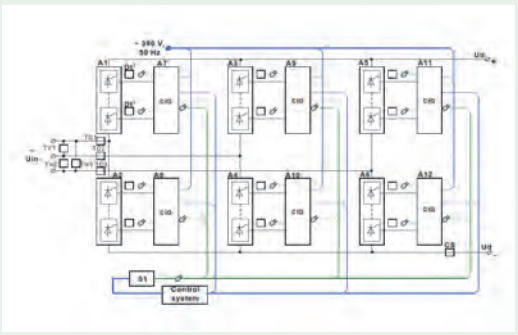


Rys. 4. Konstrukcja przewodu HTLS

widywania zjawisk pogodowych w celu właściwego określenia wartości obciążeń pochodzących od sadzi i wiatru do prawidłowego projektowania linii napowietrznych. Użycie zaawansowanego modelu, oznaczonego jako WRF (Weather research and forecasting model), pozwala na dokładniejsze określenie zjawisk fizycznych i dynamicznych zachodzących w atmosferze i bezpośrednie przełożenie ich na wartości obciążeń wiatrowych i sadziowych w konkretnych rejonach. Dzięki temu można np. przewidzieć rejony zwiększonego obciążenia sadzią na przewodach i na etapie projektowania znaleźć alternatywną trasę linii pozbawioną takich miejsc lub gdzie prawdopodobieństwo zaistnienia takiej sadzi jest znacznie mniejsze. Aktualnie w Wielkiej Brytanii trwają prace z użyciem modelu WRF mające na celu aktualizacje map obciążenia sadzią.

W wielu krajach (Kanada, Rosja, Chiny, Iran, Kazachstan) występują awarie napowietrznych linii elektroenergetycznych spowodowane nadmiernym oblodzeniem przewodów. Referat rosyjski B2-203 przedstawia używany w Rosji od 1994 roku system CIMR (Controlled Ice Melting Rectifiers). Urządzenia typu CIMR wytwarzają prąd stały o napięciu od 8 do 50 kV i natężeniu do 1600 A. Najbardziej popularne i najwygodniejsze w stosowaniu są urządzenia o napięciu 14 kV i natężeniu 1400-1600 A. Całe urządzenie mieści się w kontenerze, który łatwo może być montowany i przemieszczany. Urządzenia typu CIMR 50 kV/1200 A wymagają montowania w specjalnym budynku o powierzchni ok. 50 m^2. Zarówno kontenery

Rys. 5. Urządzenie typu CIMR w kontenerze montowane na stacji elektroenergetycznej



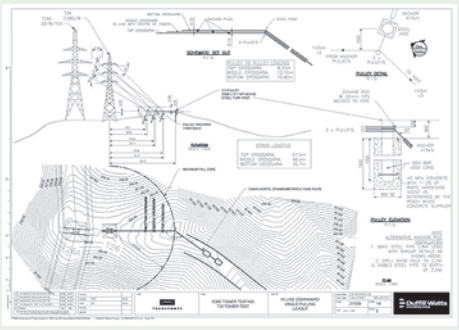
Rys. 6. Schemat urządzenia typu CIMR

jak i budynki umieszcza się w stacjach elektroenergetycznych na końcach linii. Za pomocą urządzeń typu CIMR można „odladzać" zarówno przewody robocze linii 110-500 kV, jak również przewody odgromowe. Obecnie urządzenia tego typu z sukcesem pracują w Rosji w Północnym Kaukazie, na wyspie Sachalin, Kamczatce i w rejonie Środkowej Wołgi.

Australijski referat B2-206 opisuje testy w skali naturalnej słupa i fundamentu wykonane dla modernizowanej dwutorowej linii 110 kV. Zmiana przebiegu istniejącej linii 110 kV dała okazję do wykonania testów w skali naturalnej dwóch zbędnych słupów przelotowych. Słup T27 został zdemontowany, pozostawiono jednak nienaruszony fundament, na którym przeprowadzono dynamiczne testy wytrzymałościowe. Słup T26 został pozostawiony bez zmian po zdemontowaniu z niego przewodów i przeprowadzono na nim statyczne testy wytrzymałościowe. Zarówno słup jak i fundamenty zostały wyposażone w tensometry i urządzenia pomiarowe do sprawdzenia ich przemieszczeń. Dodatkowo cały przebieg testów był nagrywany za pomocą kamer. Za pomocą układu olinowania (rys. 7, 8) zamodelowano siły działające na konstrukcję słupa. W rezultacie przeprowadzonych prób uzyskano następujące wyniki:

- słup nr 27: przy 120% obciążenia statycznego fundament uległ przemieszczeniu o 25 mm,
- badania kontynuowano i przy 145% obciążenia słup uległ katastrofie w wyniku zniszczenia jego dolnego wykratowania (rys. 9),
- dynamiczne obciążenie fundamentów słupa nr 26 skutkowało ich przemieszczeniami wynoszącymi 50 mm (dwukrotnie więcej niż w przypadku obciążeń statycznych).

Rezultaty badań w skali naturalnej opisane w referacie B2-206 są zbliżone do rezultatów badań wytrzymałościowych konstrukcji słupów przeprowadzanych w skali naturalnej przez polskie firmy wykonawcze i projektowe.



Rys. 7. Schemat stanowiska badawczego

Rys. 8. Układ olinowania w testowanym słupie

Rys. 9. Widok zniszczonego słupa

Austriacki referat B2-207 opisuje wpływ silnych wiatrów występujących jako cyklony lub tornada na napowietrzne linie elektroenergetyczne. Są to wiatry o bardzo dużych prędkościach mogących dochodzić nawet do 220 km/h, działające z reguły na niewielkich obszarach i pojawiające się w Europie niezwykle rzadko, ale mające niezwykle niszczycielską siłę. Takim przykładem był cyklon Emma, który w dniach od 29 lutego do 2 marca 2008 roku spowodował szereg zniszczeń domów, lasów i infrastruktury przemysłowej położonych na obszarach Niemiec, Austrii, Szwajcarii, Czech i Słowacji. Zniszczenia te objęły także linie elektroenergetyczne 110 kV i 220 kV położone na terenie Austrii. Zniszczeniu uległo 5 słupów przelotowych linii 110 kV i 7 słupów przelotowych linii 220 kV. Nie zaobserwowano zniszczeń fundamentów w słupach, które uległy katastrofie.

Uszkodzone linie zostały wybudowane w latach 1958 i 1979. Badania przeprowadzone po ich katastrofie nie wykazały wad materiałowych. Na szczęście w wyniku katastrofy nikt nie zginął. Analiza danych meteorologicznych wykazała, że prędkość wiatru na wysokości 10 m powyżej gruntu w rejonie katastrofy dochodziła do 220 km/h.

Podobne zjawisko, lecz o nieco mniejszej skali (prędkość wiatru dochodziła do 170 km/h) miało miejsce w lutym 1990 roku i było spowodowane działaniem cyklonu Vivian.

Oba te zdarzenia miały miejsce w austriackim rejonie St. Peter am Hart.

W celu dokładnego przeanalizowania wpływu terenu na tego typu zjawiska klimatyczne posłużono się modelem obliczeniowym wykorzystującym Metody Dynamicznych Analiz Przepływu Cieczy. Zasymulowano działanie cyklonów Emma i Vivian na obszarze 2,4×2,4×0,7 km. W wyniku tej analizy uzyskano potwierdzenie, że wiatr w porywach w okolicach słupów osiągał prędkości przekraczające 200 km/h i był bezpośrednią przyczyną ich katastrofy.

Konserwacja, utrzymanie i remonty linii napowietrznych

Tematem referatu B2-302 była wymiana izolacji na linii 400 kV w rejonie Zachodniego Przylądka w RPA. Na liniach 400 kV do 2006 roku standardowo używano izolatorów szklanych o jednostkowej drodze upływu 16 mm/kV lub 27 mm/kV (zgodnie z IEC 60815-1). Początek 2006 roku charakteryzował się w rejonie Zachodniego Przylądka niezwykle suchym „latem", pożarami buszów, zwiększoną gęstością pyłów w powietrzu, które to czynniki spowodowały szereg wyłączeń linii elektroenergetycznych w rejonie, spowodowanych przepięciami na zanieczyszczonych pyłem i solą morską izolatorach.

W celu oceny krytycznego poziomu zanieczyszczeń mogących być źródłem poważnych kłopotów eksploatacyjnych oraz wyboru optymalnego rodzaju izolatorów dla potrzeb przyszłych remontów linii użyto specjalnego programu, który brał pod uwagę: poziom zanieczyszczeń pomierzony w powietrzu, rodzaje izolatorów (wymiary, materiał, rodzaj starzenia się, wpływ przepięć), dane meteorologiczne oraz wytyczne IEC 60815. Analiza wykazała, że należy zastosować izolatory kompozytowe o otwartym profilu i jednostkowej drodze upływu 31 mm/kV. Do chwili obecnej wymieniono 90% z 22 000 izolatorów. Dodatkowymi trudnościami były warunki terenowe, w jakich znajduje się część stanowisk słupów (morskie klify), gdzie wymiany izolatorów były wykonywane z użyciem helikopterów, a także konieczność zminimalizowana wyłączeń na linii (większość prac odbywała się przy pracujących liniach).

We francuskim referacie B2-303 opisano sposób monitorowania stanu technicznego istniejących słupów linii elektroenergetycznych należących do RTE za pomocą bezzałogowych „maszyn latających" (UAV – unmanned aircraft vehicles). Aktualnie RTE posiada 230 000 stalowych słupów, z których 56 000 ma wiek powyżej 60 lat. W związku z powyższym znaczna ich część posiada skorodowane elementy w różnym stanie, mogące być zagrożeniem dla bezpieczeństwa konstrukcji, które wymagają wymiany lub renowacji.

Ze względu na dużą liczbę stanowisk wymagających przeglądu tradycyjne metody zajęłyby zbyt wiele czasu. Zdecydowano się więc na wykonanie inspekcji z użyciem bezzałogowych „maszyn latających" UAV wyposażonych w kamery. Przegląd jednego słupa trwa 20-30 minut i jest wykonywany przez dwóch operatorów. Jeden kieruje (za pomocą radia) maszyną UAV, drugi operuje kamerą wykonując zbliżenia i nagrywając najbardziej skorodowane miejsca na słupie. Dzięki temu można szybko i bardzo dokładnie określić potencjalne miejsca na słupie wymagające interwencji człowieka. Jedyną niedogodnością jest brak możliwości zastosowania tej metody w bezpośrednim sąsiedztwie dróg i zabudowań.

Rys. 10. Zniszczony słup przelotowy. Zdeformowany krawężnik słupa

Rys. 11. Widok na jeden ze słupów mocnych stojący na klifie

Rys. 12. Skorodowane elementy nośne słupa

Rys. 13. Użycie UAV w celu monitorowania stanu technicznego słupów

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW B2

[1] B2-101. Kieloch Z., Ghanoum E., Design of the 500 kV HVDC Bipole III line in Manitoba, Canada.

[2] B2-102. Berlijn S., Halsan K. i inni, Voltage Uprating of Statnett's 300 kV Transmission Lines to 420 kV.

[3] B2-103. Bodner J. i inni, Use oh high thermal limit conductors in the replacement of 220 kV overhead lines in the Tirolean Alps.

[4] B2-104. Geary R., Condon T. i inni, Introduction of high temperature low sag conductors to the Irish transmission grid.

[5] B2-202. Fikke S. i inni, Extreme weather studies by using modern meteorology.

[6] B2-203. Frolov O.V. i inni, Experience of Russia on preventing ice-wind failure in electric systems.

[7] B2-206. Lake R.G., Full scale tower and foundation tests help to identify reliability of existing lines and give guidance of likely dynamic tower/foundation interaction behavior.

[8] B2-207. Karner C. i inni, Effects from downbursts on overhead lines; Meteorological thunderstorm study – climatological, meteorological and CFD analysis.

[9] B2-302. Gutman I. i inni, Example of refurbishment of overhead lines 400 kV at Western Cape after major pollution event in February 2006.

[10] B2-303. Renier F., Lattice tower corrosion inspection with UAV.

CIGRE

Piotr Mański
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Stacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3

Substations – Study Committee B3

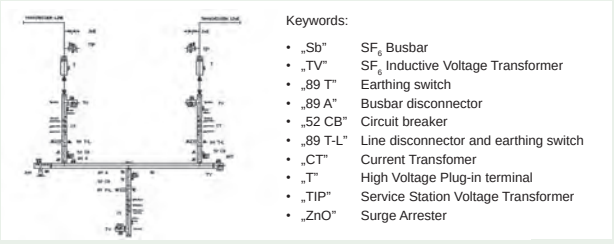
W zakresie stacji elektroenergetycznych, na 44. Sesji CIGRE przedstawiono artykuły w następujących dwóch tematach wiodących (*Preferential Subject)*:

- PS1 - Postęp w technologiach wykorzystywanych na stacjach (*Advances in Substation Technologies),*
- PS2 - Doświadczenia w zarządzaniu stacjami (*Substation Management Experience)*.

Postęp w technologiach wykorzystywanych na stacjach

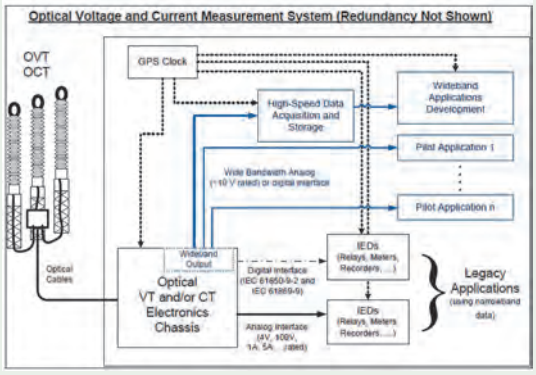
W ramach tematu przedstawiono 12 artykułów (jeden ze zgłoszonych artykułów został anulowany) [1-12].

Zwraca uwagę artykuł [2] ukazujący doświadczenia włoskiego operatora sieci przesyłowej *Terna,* związane z projektem *Kompaktowa Stacja do Szybkiej Instalacji* (ang. Compact Substation for Quick Instalation - SCRI). Rozwiązanie to wdrożone zostało we współpracy z *ABB Włochy* i obejmuje mobilną stację na napięcia 145 - 170 kV. Wykorzystuje ono technologię MTS (ang. Mixed Technology Switchgear) będącą połączeniem rozdzielnicy izolowanej gazem SF_6 oraz połączeń wysokonapięciowych izolowanych suchym powietrzem (ang. dry-type termination).



Rys. 1. Schemat jednokreskowy stacji SCRI

Rys. 2. Stacja SCRI. Widok na sekcję wysokonapięciową



Rys. 3. Proponowane rozwiązanie detekcji przepięć z wykorzystaniem przekładników optycznych w formie schematu

Uzyskano w ten sposób kompaktową, mobilną stację nie tracąc nic z funkcjonalności standardowych rozwiązań.

Stacja obejmuje dwie sekcje:

1) wysokonapięciową – trzypolowa rozdzielnica z zakończeniami balowymi typu plug-in oraz
2) niskonapięciową – zabezpieczenia sekcji WN, obwody sterownicze i pomocnicze.

Sekcje mieszczą się na naczepach typu TIR i mogą być transportowane zarówno po drogach standardowych jak i wyboistych niższej klasy. Umożliwia to stalowy szkielet konstrukcji zabezpieczony antywstrząsowymi absorberami.

Projekt ten jest wykorzystywany zarówno w procesach inwestycyjnych, na przykład w razie potrzeby szybkiego przyłączenia odbiorcy zewnętrznego do sieci, jak i w eksploatacji, w razie konieczności wykonania przeglądu pola minimalizując czas potrzebny na jego wyłączenie. Możliwe jest również jego wykorzystanie w razie katastrof spowodowanych siłami natury. Podobne projekty z powodzeniem stosowane są również w Japonii.

Przewidywany jest dalszy rozwój technologii obejmujący wyższe napięcia, nawet do 380 kV.

Ponadto artykuł [1] porusza kwestie detekcji przepięć, w tym przepięć łączeniowych w rozdzielnicach GIS. Prezentowane jest rozwiązanie wykorzystujące optyczne przekładniki napięciowe i prądowe.

Artykuły [3, 5, 10] poruszają problem implementacji i wykorzystania IEC 61850. Prace stale postępują zmierzając z jednej strony do ustanowienia standardu dla protokołów wykorzystujących IEC 61850, a z drugiej poszukiwane są sposoby optymalnego ich wykorzystania. Autorzy artykułów w trakcie prezentacji zwracali uwagę, że w zakresie IEC 61850 obserwowany jest zachwyt producentów, któremu towarzyszy jednocześnie sceptycyzm użytkowników. Proces przyjęcia IEC 61850 jest nieunikniony, ale wymaga czasu i dodatkowych przygotowań.

W artykułach [6, 9] ukazano wyzwania, przed jakimi stoją projektanci i użytkownicy infrastruktury elektroenergetycznej w dużych aglomeracjach. Na przykładach Teheranu (Iran) i Walencji (Hiszpania) ukazano działania zmierzające do minimalizowania rozmiarów stacji poprzez zastosowanie nowoczesnych technologii, jej rozmieszczeniu w sposób optymalny z punktu widzenia wykorzystania przestrzeni miasta czy jej wpływu na środowisko naturalne i człowieka.

Nie zabrakło również tematyki związanej z energetyką odnawialną. Artykuł [4] omawia zagadnienia szeroko pojętego wpływu na środowisko przybrzeżnych turbin wiatrowych.

Autorzy proponują rozszerzenie katalogu czynników, na które ma wpływ pracująca turbina, o te związane również pośrednio ze środowiskiem pracującej turbiny. Może to się przyczynić do wydłużenia czasu pracy turbin i ich komponentów oraz ograniczyć możliwość powstania katastrofy z ich udziałem.

Doświadczenia w zarządzaniu stacjami

W tym temacie na wyróżnienie zasługuje artykuł prezentujący doświadczenia rumuńskiego operatora sieci przesyłowej

Rys. 4. Przykładowe budynki stacji NN z fasadami wykonanymi z drewna i szkła

Rys. 5. Przykład zaadoptowania starego budynku na potrzeby stacji (Walencja)

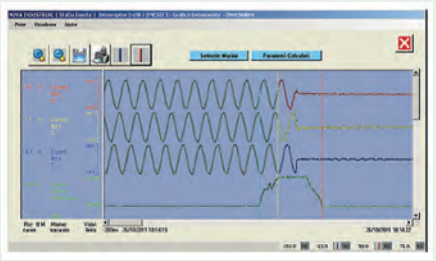
– *CN Transelectrica SA* na temat systemów monitoringu stosowanych na stacjach [13]. W dobie nowych technologii oraz coraz częstszej rezygnacji z obsługi ruchowej stacji, zdalna kontrola aparatury stacyjnej, zwłaszcza poprzez systemy on-line, nabiera coraz większego znaczenia. Kompleksowy system opisany w artykule zastosowano na stacji 400/110 kV *Darste*. Obejmuje on kontrolą transformatory mocy, dławiki, wyłączniki, odłączniki, przekładniki prądowe i napięciowe oraz ograniczniki przepięć (w sumie 167 elementów). Struktura systemu została zaprojektowana w taki sposób, aby mógł on działać jako niezależny system lub jako element większej sieci, w ramach tzw. sieci inteligentnych (ang. *Smart Grid*).

Intencją operatora rumuńskiej sieci przesyłowej jest implementacja sieci Smart Grid bazującej na monitoringu on-line dla stacji najwyższych napięć, linii napowietrznych oraz dla kontroli jakości energii. Do pilotowego programu wybrane zostały trzy stacje (1 x 400/100 kV oraz 2 x 220/110kV), które nie są przewidywane do modernizacji w najbliższych latach, ale aparatura pierwotna ma w przeważającej części ponad 25 lat.

System monitoringu on-line transformatorów mocy, oprócz powszechnie stosowanych pomiarów podstawowych parametrów elektrycznych, zawartości gazów palnych i wody w oleju czy monitoringu izolatorów przepustowych, realizuje również pomiar wyładowań niezupełnych metodą akustyczną. Oprócz tego monitorowane są parametry operacyjne transformatora (np. temperatury) oraz osprzętu (np. moc pobierana przez napęd przełącznika zaczepów).

Stan wyłączników oceniany jest na podstawie analizy operacji wyłącz/załącz, pomiaru czasów wyłączenia, oceny synchronizacji pomiędzy poszczególnymi fazami, czasu trwania łuku, ilości operacji, stanu styków i in. Wyróżniono trzy sekcje:

- sekcja pomiarów wykonywanych w stanie czuwania cały czas (napięcie robocze, temperatura otoczenia, ciśnienie gazu SF_6 itp.),
- sekcja pomiarów wykonywanych w trakcie cyklu wyłącz/załącz,
- sekcja sygnałów generująca zdarzenia spowodowane nieprawidłową pracą wyłącznika lub niekorzystnymi warunkami, w których pracuje.



Rys. 6. Proces otwierania wyłącznika – monitorowane parametry

Stan odłączników oceniany jest podobnie jak dla wyłączników.

Monitoring przekładnik**ów** obejmuje ich ogólny stan, warunki, w jakich działają, ciśnienie wewnątrz i in.

Opomiarowanie ogranicznik**ów** przepięć obejmuje stan ogólny ograniczników, prąd roboczy ogranicznika, prąd upływu, trzecią harmoniczną prądu, ilość operacji dla każdego z ograniczników.

Wszystkie wymienione dane gromadzone są w systemie stacyjnym (ang. *SCADA system*) oraz przesyłane poprzez połączenia światłowodowe i GSM do sieci intranetowej Operatora.

Dotychczasowe wnioski płynące z obsługi powyższego rozwiązania wskazują na obniżenie kosztów eksploatacji stacji i jej WN wyposażenia. Stały podgląd stanu technicznego aparatury wspomaga procesy decyzyjne związane z obsługą stacji i jej pracą w systemie.

Podobne doświadczenia ma operator włoskiej sieci przesyłowej – *Terna*. W artykule [14] ukazano zasady działania monitoringu on-line transformatorów, GIS oraz aparatury WN na stacjach. System został wdrożony po raz pierwszy w roku 2007 i obejmuje swoim zasięgiem już kilka obiektów. Opisano sposób akwizycji i przesyłu danych oraz zasady dostępu.

Należy zwrócić uwagę, że autorzy opisują jedynie kwestie techniczne związane z wprowadzeniem i obsługą systemów. Nie porusza się spraw formalnych związanych chociażby z okresami przeglądów transformatorów i aparatury WN, określonymi w różnego rodzaju instrukcjach prowadzenia eksploatacji czy dokumentach techniczno– ruchowych. Mogą one mieć znaczenie przy określaniu warunków ich ubezpieczenia. Niemniej wszystko wskazuje na to, że zindywidualizowane podejście do eksploatowanej aparatury, monitorowanej on-line, jest przyszłością. Wymaga ono zmian formalno- organizacyjnych, ale może rozwijać się w miarę dalszego rozwoju strukturalnych sieci inteligentnych.

Pozostałe artykuły ukazują doświadczenia związane z działaniami na stacjach mającymi na celu ich polepszenie poprzez modyfikacje pracujących elementów, ich wymianę lub zmianę całego układu [15, 16, 18, 21-24, 26]. Ponadto ukazano doświadczenia w badaniu stanu technicznego przekładników z wykorzystaniem metody analizy odpowiedzi dielektrycznej [17], doświadczenia w monitorowaniu stanu aparatury GIS i GIL [20] oraz wnioski z wykonywania pomiarów na stacjach ultrawysokich napięć (ang. *UHV substation*).

Poruszono również kwestie bezpieczeństwa pracy na dwóch sąsiadujących stacjach związane ze skutecznością ochrony odgromowej i systemem uziemienia na stacjach [19].

Dalsze działania

Tematy preferowane określone na kolejną, 45. sesję w Paryżu kontynuują dotychczasową linię postępowania. Zostały one określone następująco:

- PS1 - Nowe rozwiązania na stacjach w celu spełnienia nowych potrzeb w przyszłości (*Substation Developments to Address Future Needs),*
- PS2 - Zarządzanie czasem życia stacji (*Life-Cycle Management of Substations)*,

Uwzględniają one potrzeby użytkowników zainteresowanych wprowadzaniem nowych technologii przy jednoczesnym uwzględnieniu procesu starzenia istniejących stacji.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B3

[1] B3–101. Peelo D.F, Rahmatian F., Nagpal M., Sydor D. (Kanada): Real-time monitoring and capture of power system transients.

[2] B3–102. Falorni D., Iuliani V., Rebolini M., Sembiante F., Cameroni R., Gatti P., Granata C., Piazza C. (Włochy): Compact substation for quick instalation SCRI (Stazioni Compatte a Rapida Instalazione).

[3] B3–103. Henrion A., Pita D., Schaub P. (Australia): Service expierence of IEC 61850 process bus using no-conventional instrument transformers and implications in the evolution of high voltage switching plant.

[4] B3–104. Holboell J., Henriksen M., Olsen R.S., Jensen A., Koldby E. (Dania): Electrical and non-electrical environment of wind turbine main components .

[5] B3–105. Cooney K., Lynch K. (Irlandia): Developing a roadmap for introduction of IEC 61850 based solutions for HV substations in the Republic of Ireland.

[6] B3–106. Vadiati M., Kabiri M., Nekouei F., Ebrahimi A.R. (Iran): A new solution for space saving of substations in Tehran regional electric company..

[7] B3–107. Wallner C., Glaubitz P., Fråbel W., Pein H. (Niemcy): The challenge for busbar disconnectors of gas insulated switchgear (GIS) in a 420kV mixed technology (Hybrid) substation.

[8] B3-108. Chatrefou D., Rayon J.L., Lindner C. (Francja),: Digital substation – Tests of Process Bus with GIS – non conventional instruments transformers.

[9] B3-110. Adobes R., Cardona P., Fernandez A. (Hiszpania): Valencia Plan, model project to integrate facilities into the environment and reduce spaces.

[10] B3–111. Bautista Flores J., Garcia Colon V.R., Melendez Roman C.G., Robles Ramirez E., Rasgado Casique J.P. (Meksyk): First multivendor 400kV transmission line protection scheme using an IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays.

[11] B3-112. Reyes A., Felix A., Gonzales C., Islas E. (Meksyk): Optimal robot navigation for inspection and surveillance in electric substations.

[12] B3-113. Jha I.S., Chandy O., Sarkar R.K., Singh A.B. (Indie): Design challenges in the 765kV ait insulated substations.

[13] B3-201. Moldoveanu C., Brezoianu V., Vasile A., Ursianu V., Ionita I., Goni F., Radu C., Gal S., Metiu V., Diaconu C., Hategan I.D., Zaharescu V., Rosca Vl., Fagarasan T., Moraru G. (Rumunia): On-line monitoring of substation condition – A Romanian experience.

[14] B3-202. Battocletti U., Falorni D., Iuliani V., Rebolini M. (Włochy): The on-line monitoring systems combined with decision support system for HV and UHV Terna's substation maintenance.

[15] B3-203. Grinschpun H., Ingerto O. (Argentyna): Recycling, uprating and upgrading of a high voltage substation located at downtown of a big city.

[16] B3-204. Vaughan D., Rooney B., Adamczewski G. (Australia): Applying IEC 60865 on low tension inter-plant spans in EHV switchyards.

[17] B3-205. Raetzke S., Koch M., Krueger M. (Austria), Talib A. (Malezja): Condition assessment of instrument transformers using dielectric response analysis.

[18] B3-206. Chareonsrikasem S., Anantavanich K., Prungkhwunmuang S., Suwanasri T. (Tajlandia): Enhancement of substation reliability by retrofitting existing bus configuration applying hybrid switchgear.

[19] B3-207. Phayomhom A., Chirataweewoot N., Intharaha S., Sirisumrannukul S., Kasirawat T., Puttarach A. (Tajlandia): Safety analysis for grounding potential of two neighboring substations: case study of Metropolitan electricity authority's system .

[20] B3-208. Rayon J.L., Penning J.F., Ait-Abdelmalek F., Weidmann W., Juge P., Granelli G., Girodet A., (Francja), Gautschi D. (Szwajcaria): Monitoring and condition assessment for GIS substation and GIL.

[21] B3-209. Tremouille G., Parisot A. (Francja), Imagawa H. (Japonia): Short circuit uprating, methodology throughout the diversity of required skills. On behalf of B3-23..

[22] B3-210. Lee M.S., Jung J.W., Yeo S.Y., Lee C.S., Kim J.B. (Korea Płd.), Vega R. (Filipiny): Design experience of 230/115/69 kV substation refurbishment/extension – Project in Philippine grid network.

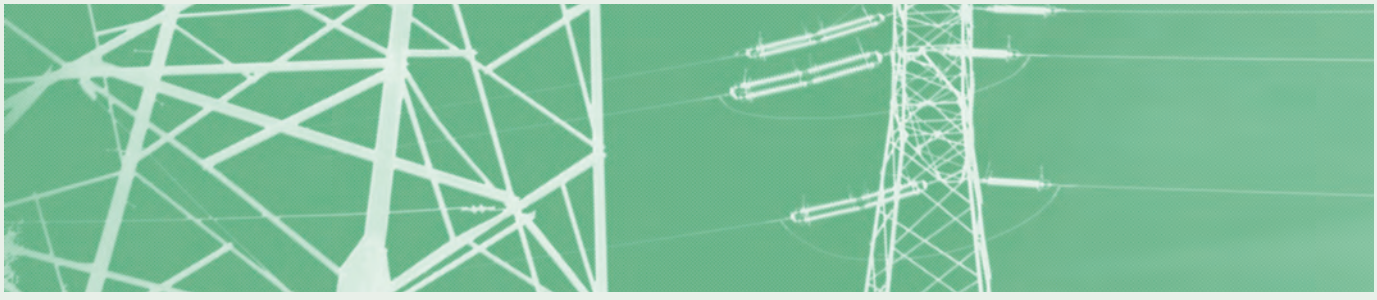
[23] B3-211. Crisostenes L., Moraes E.P., Cabral S.L.S., Vasconcelos G.F., Pinheiro W., Lopes J.C.R. (Brazylia): Substation upgrade of existing facilities – A succeed expierence.

[24] B3-212. Imura H., Kobayashi T., Mametani Y., Sasamori K., Yokota T., Okada A. (Japonia): Changes in requirements for substation equipment and examples of new technologies applied to existing facilities.

[25] B3–213. Uehara K., Kobayashi T., (Japonia), Li G., Fan J., Li B. (Chiny), Agrawal S.K. (Indie), Kim J.H., Oh C. (Korea): On-site tests at UHV substation. On behalf of WG B3.29.

[26] B3-214. Maya Montoya J.G., Gomez Torres D.E. (Kolumbia): Quality analysis of connectors used in the uprating of San Carlos and Chivor substations.

CIGRE



Michał Kosmecki
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych – Komitet Studiów B4

High Voltage Direct Current and Power Electronics – Study Committee B4

W ramach sesji plenarnej Komitetu Studiów B4 (Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych) przedstawiono 25 referatów dotyczących układów przesyłowych prądu stałego (HVDC – *High Voltage Direct Current*) oraz układów typu FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) w trzech tematach preferowanych:

1. Projekty i instalacje HVDC i FACTS (12 referatów, 1 anulowany).
2. Rozwój technologii HVDC i FACTS (5 referatów).
3. Zastosowanie technologii HVDC oraz FACTS (8 referatów, 1 anulowany).

Zarówno opisane poniżej artykuły, jak i aktualnie prowadzone prace w Komitecie Studiów B4 dobrze odzwierciedlają wysoką dynamikę rozwoju technologii HVDC. W przeciwieństwie do połączeń na napięciu przemiennym, stałoprądowe układy przesyłowe oferują pełną i szybką sterowalność, możliwość łączenia systemów pracujących asynchronicznie, możliwość przesyłu mocy na bardzo duże odległości czy prowadzenia dalekich połączeń podmorskich. W ostatnich latach technologia ta znalazła zastosowanie w przyłączaniu morskich farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Przewiduje się, że da to początek sieciom DC, które będą stanowiły całkowicie nowy wymiar tej technologii, dający wiele możliwości, ale i niosący za sobą ciekawe wyzwania.

Projekty i instalacje HVDC i FACTS

Referaty przedstawione w ramach pierwszego tematu preferowanego dotyczyły wyłącznie układów HVDC. Autorzy skoncentrowali się głównie na dwóch rodzajach zagadnień, z których pierwsze poświęcone było modernizacji lub powiększeniu istniejących instalacji, a drugie charakterystyce nowych projektów.

W referacie [9] opisano polityczne, techniczne i ekonomiczne aspekty nowo projektowanego połączenia HVDC pomiędzy Francją a Hiszpanią. Projekt pod nazwą INELFE jest o tyle nietypowy, że będzie to pierwsze w Europie połączenie oparte na prądzie stałym wewnątrz systemu synchronicznego (ENTSO-E). Dla Hiszpanii będzie to drugie połączenie w tej technologii – pierwsze o nazwie COMETA łączy Hiszpanię kontynentalną z wyspą Majorką. Głównym celem stawianym temu wartemu 700 mln € projektowi jest wzmocnienie połączenia pomiędzy Francją a Hiszpanią, które w obecnej formie realizowane jest poprzez 2 linie o napięciu 220 kV i dwie o napięciu 400 kV, umożliwiające przesył maksymalnie 1100 MW w kierunku Francji i 1400 MW w kierunku Hiszpanii. Zainstalowanie dwóch układów VSC (*Voltage-Source Converter*) o mocy znamionowej 1000 MW każdy, pracujących na napięciu ±320 kV_{DC} pozwoli zwiększyć tzw. zdolność przesyłową netto pomiędzy tymi dwoma krajami do 2600 MW przy przesyle do Francji i 2800 MW w odwrotnym kierunku.

Zastosowanie technologii VSC pozwoli dodatkowo uzyskać możliwość ciągłej regulacji napięcia dzięki niezależnej regulacji mocy biernej przekształtników oraz zasilania systemu bez napięcia (po zdarzeniu typu blackout), nie przyczyni się do zwiększenia mocy zwarciowej oraz wpłynie na zwiększenie stabilności systemu (np. dzięki możliwości tłumienia oscylacji o niskiej częstotliwości lub możliwości szybkiej zmiany kierunku przesyłanej mocy). Projekt będzie okazją do pobicia dwóch rekordów – największej wartości mocy znamionowej dla układu w technologii VSC oraz najwyższej wartości napięcia stałego w kablu układanym pod ziemią (o długości 64,5 km).

Nowy projekt o zupełnie odmiennej charakterystyce w stosunku do projektu INELFE omówiono szczegółowo w referatach [10] i [11]. Rio Madeira HVDC System ma stanowić zespół połączeń HVDC o łącznej mocy 7100 MW, służący odbiorowi energii elektrycznej z dwóch hydroelektrowni położonych na największym dopływie Amazonki. Dwa bipolarne (±600 kV_{DC}) łącza, każde o mocy znamionowej 3150 MW i długości 2350 km, wykonane w technologii LCC (*Line Commutated Converter*) będą wykorzystywane do przesyłu energii w rejon Sao Paulo, podczas gdy dwa kolejne łącza, wykonane w technologii CCC (*Capacitor Commutated Converter*) o mocy 400 MW

każde i topologii back-to-back, będą zasilały lokalną, bardzo słabą sieć 230 kV. W 2010 roku ukończono fazę formułowania specyfikacji technicznej dla licznych dostawców (projekt realizowany w ramach osobnych aukcji na poszczególne komponenty systemu), natomiast w kwietniu 2013 roku ma zakończyć się uruchamianie i testowanie elementów systemu. W tym czasie zaakceptowano zmianę proponowaną przez jednego z dostawców, polegającą na wykorzystaniu zalet technologii CCC nad klasyczną LCC i zastosowaniu jej do połączeń back-to-back. Realizacja tych połączeń w technologii LCC wymagałaby bowiem zainstalowania kompensatorów synchronicznych (w tym wypadku trzech o mocy 100 MVAr każdy) z powodu niskiej mocy zwarciowej, która może wystąpić w okresie suchym, gdy hydrogeneracja pracuje w minimalnym stopniu. Moc zwarciowa może wówczas spaść do bardzo niskiego poziomu, określonego współczynnikiem ESCR (*Effective Short-Circuit Ratio*) równym 0,34.

Omawiane łącza back-to-back będą wykonane w nowej, ulepszonej technologii CCC. Istota innowacji, omówiona szczegółowo w referacie [5], polega na zastosowaniu odpowiednio większych kondensatorów włączonych szeregowo pomiędzy transformator a przekształtnik oraz na modyfikacjach algorytmów sterowania, dzięki którym łącze będzie zdolne zarówno pobierać jak i oddawać moc bierną do sieci AC, a zatem będzie możliwa regulacja napięcia AC w punkcie przyłączenia do sieci. Pod względem funkcjonalności, łącze takie zbliży się zasadniczo do możliwości oferowanych przez łącza typu VSC. Wyniki symulacji wskazują, że falownik łącza może stabilnie pracować na system o współczynniku ESCR równym 0,35, co w standardowym wykonaniu technologii CCC jest niemożliwe. Warunkiem jest stosunkowo mocny system AC po stronie prostownika.

Kolejnym nowym projektem, stanowiącym jednocześnie rozszerzenie już istniejącej instalacji, jest łącze Nelson River HVDC *Bipole III*. W referacie [3] przedstawiono założenia i wyniki analizy porównawczej zastosowania różnych technologii do realizacji tego połączenia, przy założeniu, że moc znamionowa łącza będzie na poziomie 2000 – 2500 MW, a jego długość wyniesie ok. 900 km. Parametry tego rzędu są od ponad 40 lat z powodzeniem osiągane przy wykorzystaniu technologii tyrystorowej, jednak w tym przypadku wybór pomiędzy technologią LCC a innymi nie jest oczywisty. Ponieważ byłoby to trzecie łącze LCC w tym obszarze, mogłoby dojść do interakcji pomiędzy łączami. Aby temu zapobiec, moc zwarciowa w stacji falownikowej, w tym wypadku wyrażona za pomocą współczynnika MIESCR (*Multi-Infeed Effective Short-Circuit Ratio*), musiałaby być większa niż 2,5. To z kolei jest możliwe wyłącznie przy instalacji dodatkowych 1000 MVAr w kompensatorach synchronicznych, które przyczynią się do przekroczenia ograniczonych aparaturą zabezpieczeniową dopuszczalnych prądów zwarciowych z 63 kA do 80 kA. Ponadto wyłączniki zdolne wyłączyć prąd 80 kA w temperaturze -50°C obecnie nie istnieją.

Rozwiązanie zastępcze w postaci urządzenia STATCOM w miejscu kompensatorów synchronicznych zostało odrzucone m.in. ze względu na fakt, iż nie wprowadza ono inercji do systemu, do którego jest przyłączone. Alternatywa w postaci łącza w technologii CCC nie była brana pod uwagę, gdyż jeszcze nigdy nie zastosowano tej technologii w łączu stałoprądowym z linią napowietrzną. Powyższych wad i ograniczeń pozbawione byłoby łącze wykonane w technologii VSC, jednak z jego zastosowaniem wiąże się podstawowe wyzwanie polegające na usuwaniu zwarć w obwodzie DC układu VSC. Potencjalne rozwiązania problemu obejmują zastosowanie (nieistniejących jeszcze) wyłączników DC lub poważnych modyfikacji układu sterowania łączem VSC.

Modernizacja dwóch już istniejących układów HVDC z systemu Nelson River HVDC była tematem artykułu [1]. Ponieważ moc przesyłana łączami *Bipole I* i *Bipole II* zaspokaja 70% zapotrzebowania na energię elektryczną prowincji Manitoba w Kanadzie, zagadnienia niezawodności i dostępności układów HVDC są bardzo ważne. Konieczne było wprowadzenie usprawnień m.in. z uwagi na obniżoną wydajność, starzenie się czy malejącą dostępność podzespołów, jak również z powodu wymagań dotyczących ochrony środowiska i bezpieczeństwa. Proces modernizacji rozpoczęto już w 1992 roku, kiedy zamieniono prostowniki rtęciowe na prostowniki tyrystorowe, głównie z powodu niedostępności części zamiennych do tych pierwszych. Następnie zamieniono dławiki filtrów AC i DC z olejowych na powietrzne, co pozwoliło uniknąć problemów związanych z wyciekami oleju czy możliwością zapalenia się go. Częste awarie transformatorów (w sumie 52 transformatory) znacząco wpływały na obniżenie dostępności układów, dlatego postanowiono zakupić zapasowe transformatory oraz wprowadzić procedury napraw i podmian, co zaowocowało skróceniem czasu wymiany jednej sztuki z 30 do 9 dni. Oprócz tego wymieniono na nowsze takie elementy, jak komponenty układów chłodzenia i wyzwalania tyrystorów, przepusty izolatorowe i dławiki wygładzające w obwodach DC. Z przytoczonego w referacie raportu wynika, że po 20 latach działania łącza blisko 25% jego komponentów będzie podlegało wymianie, zatem podobna tematyka ma szanse coraz częściej pojawiać się publikacjach.

Dowodem na to jest referat [4], w którym przedstawiono proces modernizacji elementów łącza *Fenno-Skan 1*, które od 24 lat łączy Szwecję i Finalndię, przeprowadzanej przy okazji uruchomienia łącza *Fenno-Skan 2* o mocy 800 MW i napięciu 500 kV. Modernizacja objęła takie elementy, jak: rozdzielnia AC/DC *Dannebo*, linia napowietrzna AC, linia napowietrzna DC oraz elektroda podmorska.

Kolejna modernizacja, której celem było zwiększenie z 1600 MW do 2400 MW zdolności przesyłowej łącza *Intermountain Transmission System*, zlokalizowanego pomiędzy stanami Utah i California w USA, została opisana w referacie [7]. Łącze to charakteryzowało się dużą wartością przeciążalności dopuszczalnej długotrwale – w przypadku awarii jednego bieguna, drugi biegun mógł pracować z ciągłym przeciążeniem o 50% (1200 MW). Było to możliwe dzięki zastosowaniu odpowiednio

przewymiarowanych elementów obwodów pierwotnych układu i dawało podstawę do uzyskania zwiększonej mocy znamionowej łącza w pracy dwubiegunowej. W tym celu należało usprawnić układy chłodzące kluczy tyrystorowych i transformatorów przekształtnikowych oraz zainstalować dodatkowe środki kompensacji mocy biernej. W wyniku tej drugiej operacji liczba pojedynczych, załączalnych urządzeń bocznikowych (baterie kondensatorów, filtry harmonicznych) sięgnęła 23, co pociągnęło za sobą konieczność wprowadzenia zaawansowanego układu sterowania tymi urządzeniami. Zmodernizowano również system sterowania i zabezpieczeń poprzez wymianę platformy sprzętowej na nowszą. Czas wprowadzania wszystkich opisywanych zmian wraz z testowaniem nie przekroczył trzech tygodni na jeden biegun łącza.

Pod koniec 2010 roku uruchomiono pierwsze na świecie łącze VSC z linią napowietrzną. Układ *Caprivi Link* HVDC o mocy 300 MW połączył linią o długości 950 km systemy przesyłowe Namibii i Zambii, które charakteryzują się bardzo niskimi poziomami mocy zwarciowych, porównywalnych z mocą znamionową łącza. Zaprojektowanie układu do pracy w takich warunkach stanowiło duże wyzwanie. Ostateczną weryfikację poprawności działania przeprowadzono przed uruchomieniem, kiedy to układ przeszedł drobiazgowe testy, których wyniki podsumowano w referacie [6]. W szczególności porównano wyniki uzyskane podczas testów akceptacyjnych z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego (RTDS) oraz testów pod napięciem na obiekcie. Autorzy we wnioskach zwracają uwagę na przydatność testów akceptacyjnych, które pozwalają skrócić czas na uruchomienie łącza, ale z drugiej strony podkreślają wagę testów na obiekcie (w szczególności testów z imitowanym zwarciem w obwodzie DC i w systemie AC), dzięki którym wykryto niewielkie problemy w systemach zabezpieczeń, których identyfikacja w testach akceptacyjnych była niemożliwa ze względu na redukcje wprowadzone do modelu systemu AC otaczającego łącze HVDC.

Tematyka modelowania układów HVDC została również podjęta w referacie [2], w którym przedstawiono próbę odtworzenia za pomocą symulacji niecodziennego zdarzenia, do którego mogło dojść w duńskim systemie przesyłowym. Otóż w szczególnych warunkach, gdy część połączeń HVDC była używana do importu mocy z Norwegii, a część do eksportu mocy do Szwecji, mogło dojść do tzw. propagacji przewrotów komutacyjnych (rys. 1). Zaobserwowano, że przewrót komutacyjny w falowniku łącza eksportującego moc do Szwecji będzie widoczny w systemie AC po stronie prostownika tego łącza i w efekcie może dojść do przewrotu komutacyjnego w falowniku łącza importującego moc z systemu norweskiego.

Tylko dzięki niskiemu obciążeniu łącza pomiędzy Norwegią a Danią i specjalnym układom przeciwdziałającym przewrotom komutacyjnym nie doszło do przeniesienia przewrotu na to łącze, pomimo wystąpienia go na łączu ze Szwecją. Model, który wykorzystano przy próbie odwzorowania opisywanego zjawiska był dokładnym modelem trójfazowym symulowanym w programie klasy EMTP. Jest to niezbędne wymaganie do szczegółowej analizy przewrotów komutacyjnych, gdyż są to zjawiska niesymetryczne i najczęściej powstają w wyniku zwarć jednofazowych. Symulacja dowiodła, że rzeczywiście łącze pomiędzy Norwegią a Danią doświadczyłoby przewrotów komutacyjnych (w symulacji one wystąpiły), gdyż specjalne układy predykcyjne nie były wprowadzone w modelu. Dzięki porównaniu wyników symulacji z zarejestrowanymi przebiegami operatorzy łącz w Danii dodatkowo przekonali się, że nie dysponują wystarczająco dokładnymi modelami, które pozwalałyby wiernie i kompleksowo odzwierciedlić rzeczywiste pomiary.

Dwa ostatnie referaty tej sekcji dotyczyły zagadnień niezawodnościowych. W [8] zebrano wnioski z doświadczeń z eksploatacji dziesięciu układów HVDC w Chinach. W latach 2003 – 2010 średnia liczba wymuszonych odstawień obu biegunów łącza (skutkująca całkowitą niemożnością przesyłania mocy) spadła

Rys. 1. Połączenia HVDC pomiędzy skandynawskim a europejskim (konynentalnym) systemem elektroenergetycznym

z 1,5 do 0 wyłączeń/łącze/rok, natomiast średnia liczba wymuszonych odstawień pojedynczych biegunów spadła z 3,5 do 0,88 wyłączeń/biegun/rok. Dostępność układów w tych latach wahała się pomiędzy 87% a 96%, czyli była relatywnie niska, przy czym wartość 87% była spowodowana katastrofalnymi opadami śniegu w 2008 roku. Tak wyraźne obniżenie liczby wymuszonych odstawień było wynikiem wprowadzenia przez właściciela chińskiego systemu przesyłowego regulacji w zakresie standardów niezawodnościowych dla połączeń HVDC. Dla przykładu, wiele odstawień było powodowanych błędnym zadziałaniem układów zabezpieczeniowych, które oparte były na logice 1 z 2 – do odstawienia bieguna wystarczyło, aby pojedyncze zabezpieczenie zostało aktywowane. Ponieważ wielokrotnie zabezpieczenia działały błędnie (lub po prostu same ulegały awarii), wprowadzono logikę, 2 z 3, która potrzebowała aktywacji dwóch zabezpieczeń do odstawienia łącza, ale awaria jednego zestawu zabezpieczeń nie powodowała odstawienia i wciąż dawała szanse wyłączenia łącza w przypadku prawdziwego zagrożenia. Obecnie w Chinach działa 14 połączeń wykorzystujących prąd stały o łącznej mocy przekraczającej 40 GW i łącznej długości ponad 12,5 tys. km, a w samym dziale eksploatacji połączeń HVDC zatrudnionych jest dziewięciuset inżynierów.

W cyklu dwuletnim grupa doradcza Komitetu B4 AG B4.04 wydaje raport poświęcony niezawodności wszystkich połączeń HVDC na świecie. Z każdym cyklem grupa staje przed coraz bardziej pracochłonnym zadaniem, gdyż liczba połączeń dynamicznie rośnie. Referat [12] stanowi podsumowanie raportu za lata 2009 – 2010, w których pozyskano dane z 35 działających instalacji (przyrost o 5 w stosunku do poprzedniego wydania, brak danych z Chin). Wśród wielu interesujących statystyk podano m.in. średnią z wymuszonej niedostarczonej energii, która wyniosła 3,1%, z czego 79% wynika z awarii transformatorów przekształtnikowych. Przedstawione dane dotyczą wyłącznie łącz typu LCC.

Rozwój technologii HVDC i FACTS

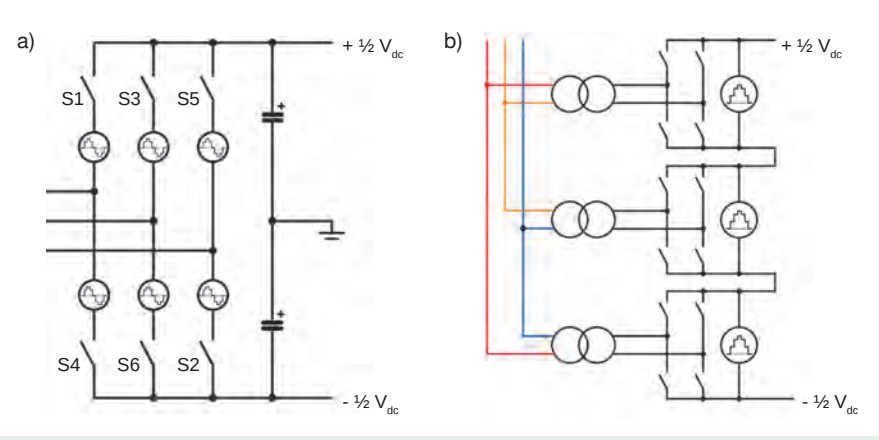
Drugi temat preferowany rozpoczynał referat [13], w którym przedstawiono status rozwoju technologii UHVDC, tj. układów prądu stałego bardzo wysokiego napięcia. W 2010 roku uruchomiono w Chinach łącze *Xiangjiaba-Shanghai* o (wciąż rekordowym) napięciu ±800 kV, które dowiodło, że praca z tak wysokim napięciem jest możliwa i opłacalna. W 2012 roku mówi się już o napięciu ±1100 kV, które ma być odpowiedzią na rosnące potrzeby przesyłu energii w Chinach.

Plany rozwoju chińskiego systemu elektroenergetycznego zakładają bowiem wykorzystanie zasobów energetycznych Tybetu i regionu autonomicznego Sinkiang oddalonych o ponad 2500 km od centrów odbioru energii. Wykorzystanie technologii ±800 kV do przesyłu energii na takim dystansie jest ekonomicznie nieoptymalne (straty na poziomie 10%). Moc znamionowa łącza na napięciu ±1100 kV ma wynieść 10 450 MW. Podobnie jak w przypadku napięcia ±800 kV, technologia dla napięcia ±1100 kV boryka się z analogicznymi problemami – koordynacja izolacji, wartości przepięć, gabaryty urządzeń. Przykładowo, rozmiary transformatorów przekładnikowych są tak duże, że nie będzie możliwe przetransportowanie ich na miejsce instalacji w jakikolwiek sposób. Dlatego zdecydowano się na składanie transformatorów w miejscu docelowym, a jako halę montażową będzie tymczasowo wykorzystywana hala tyrystorowa. Samo napięcie DC będzie realizowane przez typowy układ 12-pulsowy – 2 przekształtniki 6-pulsowe, każdy na napięcie 550 kV, połączone szeregowo po stronie DC. Co ciekawe, autorami referatu są wyłącznie Chińczycy, gdy jeszcze dwa lata temu o rekordowo wysokim napięciu mówili Szwedzi.

Rozwiązanie bardzo praktycznego i aktualnego problemu, dotyczącego sprawnego symulowania komputerowego układów VSC HVDC opartych na przekształtnikach MMC (*Modular Multilevel Converter*), przedstawiono w referacie [14]. Przekształtniki MMC ze względu na modułową budowę i niewielką częstotliwość przełączania stanowią bardzo atrakcyjny sposób realizacji układu VSC, jednak ich dokładne symulowanie w dziedzinie czasu nastręcza wielu problemów wydajnościowych. Istota problemu polega na wyborze kluczy do załączenia spośród wszystkich kluczy gałęzi mostka tak, aby realizować zadane napięcie na wyjściu mostka (tzw. capacitor voltage balancing algorithm). Jest to o tyle istotne, że zbyt częste załączanie części kluczy powoduje zwiększanie się strat przełączeniowych (cieplnych) oraz zużywanie się klucza. Autorzy prezentują metodę bazującą jedynie na odczytaniu aktualnego stanu kluczy (i kondensatorów w gałęzi) oraz znajomości stanu z chwili t-Δt. Umożliwia ona ponad 3-krotne skrócenie czasu symulacji w porównaniu z mniej efektywnymi, ale również stosunkowo nowymi metodami wyboru kluczy, przy zachowaniu porównywalnej dokładności symulacji.

Tematykę konwerterów MMC podjęto również w referacie [17], w którym zaprezentowano demonstracyjny projekt połączenia back-to-back VSC MMC o mocy 24 MW w laboratoriach firmy *Alstom*. Projekt ma służyć poszukiwaniu i testowaniu nowych rozwiązań technicznych w zakresie przekształtników VSC. Obie strony tego połączenia back-to-back są przyłączone do tego samego punktu w sieci na napięciu 11 kV, zatem moc pobierana przez prostownik jest oddawana w tym samym miejscu przez falownik (pomniejszona o niemałe straty – 0,5 MW). Obecnie konfiguracja układu odpowiada standardowej strukturze MMC, na której testowane są różne algorytmy sterowania. Zmianę struktury i parametrów układów sterowania można łatwo realizować za pośrednictwem środowiska Matlab. W przyszłości planuje się testowanie przekształtnika o roboczej nazwie „Alternate Arm Converter" (rys. 2a) oraz przekształtnika hybrydowego (rys. 2b).

W urządzeniach o mniejszych mocach znamionowych (< 1 MVA) przekształtniki MMC nie znajdują zastosowania, gdyż



Rys. 2. a) Przekształtnik "Alternate Arm Converter" z dodatkowym wyłącznikiem energoelektronicznym w każdym ramieniu; b) przekształtnik hybrydowy

przy niewielkiej liczbie modułów pojawia się problem z nadmierną ilością harmonicznych. Podniesienie częstotliwości przełączania zmniejszyłaby ich wielkość kosztem pogorszenia się sprawności urządzenia. Dlatego autorzy w [15] proponują wykorzystać inną strukturę przekształtnika do realizacji urządzenia typu D-STATCOM dla sieci dystrybucyjnej lub rozdzielczej w Japonii. Z porównania struktur możliwych do zastosowania wynika, że najlepszy będzie dwupoziomowy, kaskadowy przekształtnik z modulacją PWM. Jego niewielkie gabaryty i masa, jak również beztransformatorowe przyłączenie do sieci dają możliwość zainstalowania urządzenia bezpośrednio na słupie linii elektroenergetycznej. Prezentowany prototyp charakteryzuje się stratami na poziomie 0,95% przy mocy znamionowej 33,5 kVA i napięciu 6,6 kV. Docelowo planowane jest rozpoczęcie produkcji jednostek o mocy 100 kVA.

Referat [16] otwierał często podejmowaną na 44. Sesji CIGRE tematykę sieci DC i dotyczył urządzenia, bez którego stworzenie sieci DC będzie prawdopodobnie niemożliwe – przekształtnika DC/DC. Można się bowiem spodziewać, że powstawanie sieci DC będzie wieloletnim procesem, w początkowej fazie którego będą powstawały pojedyncze, osobne łącza typu punkt-punkt (np. farma wiatrowa offshore – ląd), a dopiero później będą one łączone w sieć w celu pełniejszego ich wykorzystania. Poszczególne łącza w sieci będą różniły się pomiędzy sobą m.in. technologią, dostawcą komponentów, napięciem i mocą znamionową, a przekształtniki DC będą stanowiły spoiwo pozwalające połączyć wszystkie niepasujące do siebie bezpośrednio elementy takiej sieci.

W zależności od rodzaju połączenia proponowane są różne konfiguracje przekształtników DC/DC. Dla połączeń o dużej mocy przesyłanej, ale niewielkiej różnicy napięć DC, proponuje się wykorzystanie przekształtnika z rysunku 2a, w którym w obwodzie pośredniczącym prądu przemiennego można zastosować wyższą częstotliwość, np. 500 Hz i inny niż sinusoidalny kształt napięcia, np. kwadrat lub trapez. Takie zabiegi pozwolą zmniejszyć gabaryty urządzeń oraz straty. Dla połączeń o mniejszych mocach, ale bardziej zróżnicowanych napięciach, proponuje się zastosować przekształtnik DC/DC o jednofazowym obwodzie AC. Z kolei dla przyłączania układów LCC do sieci DC można wykorzystać zmodyfikowaną wersję przekształtnika z rysunku 2a, w którym wszystkie moduły gałęzi będą zbudowane z mostków dwupołówkowych, dających możliwość odbioru energii z łącza LCC niezależnie od jego polaryzacji. W przypadku farm wiatrowych offshore, konwersja napięcia na drodze od siłowni wiatrowej do odbioru przebiega przez pięć stopni: AC/DC/AC/DC/AC. Przekształtniki DC/DC mogą posłużyć do wyeliminowania środkowego stopnia AC (system kablowy offshore), co pozwoli obniżyć koszty i zmniejszyć rozmiary platformy na morzu.

Zastosowanie technologii HVDC oraz FACTS

Sterowalność sieci DC jest tematem referatu [18]. Wartość prądu, która popłynie przez linię DC jest zależna od różnicy napięć na jej końcach oraz od jej rezystancji. Dlatego w sieci DC składającej się wyłącznie ze stacji przekształtnikowych (AC/DC lub DC/DC) i linii pomiędzy nimi nie będzie możliwe kontrolowanie wartości przepływu w każdej z gałęzi. Potrzebne będzie dodatkowe urządzenie, które na wzór swojego odpowiednika w systemie AC (FACTS) będzie wstrzykiwało do gałęzi, na której będzie zainstalowane, napięcie o zmiennym, niezależnym od kierunku prądu, znaku i wartości. Ponieważ rezystancja linii DC jest bardzo niska, zmienność przepływu powodowana zmianami napięcia jest bardzo duża, zatem wystarczy, aby regulator przepływu zmieniał napięcie w zakresie 5% napięcia znamionowego połączenia, na którym się znajduje. Urządzenie instalowane szeregowo musi być odporne na prądy zwarciowe, zatem zdecydowano się na wykorzystanie dwóch mostków tyrystorowych w układzie antyrównoległym, w którym zawsze będzie pracował wyłącznie jeden mostek w zależności od kierunku przepływu prądu.

Regulacja w sieci DC jest również tematem referatu [24], w którym omówiono sposób przeprowadzania analiz symulacyjnych regulacji napięcia (i mocy) oraz działania zabezpieczeń w sieci DC. Napięcie w węźle sieci DC zależy od stopnia niezbilansowania mocy pobieranej i oddawanej przez przekształtnik AC/DC, tak jak częstotliwość w sieci AC zależy od różnicy mocy elektrycznej i mechanicznej jednostki wytwórczej. Podobnie jak w sieci AC, w sieci DC założono, że regulatory napięcia oddziałujące na wejście regulatora mocy czynnej przekształtnika będą regulatorem proporcjonalnym charakteryzującym się określonym statyzmem. Ta metoda jest obecnie uważana za najbardziej obiecującą, gdyż pozwala wszystkim (lub wybranym, ale nie tylko jednemu) węzłom wspólnie uczestniczyć w regulacji napięcia w sieci. Zabezpieczenia w sieci DC muszą być zdecydowanie szybsze niż w sieci AC. W czasie mniejszym niż 10 ms zabezpieczenia muszą wykryć i usunąć zwarcie poprzez zadziałanie odpowiednich wyłączników DC, w przeciwnym wypadku najbardziej narażone na uszkodzenia elementy przekształtników – diody antyrównoległe – zostaną zniszczone. Konieczne są nowe typy wyłączników (w fazie projektowej są wyłączniki energoelektroniczne oraz hybrydowe), gdyż wyłączniki mechaniczne na prąd stały są zbyt wolne. Symulacje pokazują, że dla zwarcia w kablu DC w odległości 70 km od przekształtnika, zabezpieczenia będą miały dokładnie 7,67 ms zanim prąd osiągnie wartość niedopuszczalną dla diod.

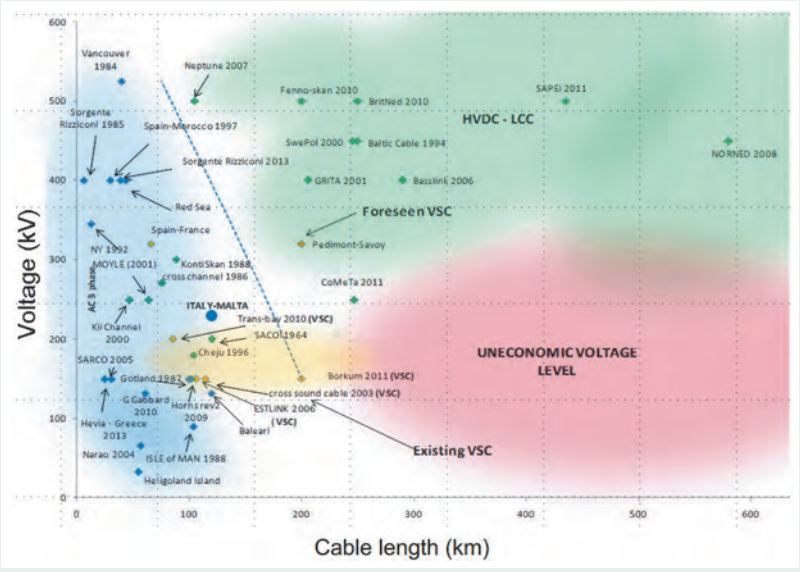
Szersze spojrzenie na sieci DC zostało przedstawione w referacie [23]. Zawiera on podsumowanie tego, co zostało dotychczas wykonane w ramach działalności międzynarodowej grupy badawczej pod niemieckim przewodnictwem, której celem jest opis podstawowych zasad działania sieci DC, opracowanie specyfikacji funkcjonalnej dla głównych elementów sieci DC oraz opracowanie propozycji dla Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego Elektrotechniki (CENELEC).

Całościowe potraktowanie tematu przez grupę pozwoliło uzyskać ciekawe wyniki. Przykładowo grupa proponuje, aby pojęcia praca prostownikowa i praca falownikowa używane w kontekście połączeń HVDC pomiędzy dwoma punktami, dla sieci DC zastąpić terminami praca w trybie regulacji napięcia (gdy przekształtnik wyposażony jest w regulator napięcia, np. taki jak opisano powyżej) oraz praca z regulacją mocy (dla pozostałych stacji). Rzeczywiście z punktu widzenia sieci AC, do której sieć DC będzie przyłączona, nowy opis może być bardziej trafny, gdyż w węzłach, w których będzie prowadzona regulacja napięcia po stronie DC, przepływ mocy może być zarówno do jak i z sieci DC, w zależności od warunków napięciowych w sieci (stąd czasem prostownik, czasem falownik). Grupa odniosła się również do pomysłu magazynowania energii w sieci DC, co pozwoliłoby uprościć pracę regulatorom napięcia w tej sieci, ale wymaga miejsca i podnosi koszty. Oprócz tego grupa szczegółowo analizuje zagadnienia dotyczące sterowania rozpływem mocy w sieci, detekcją i usuwaniem zwarć, uruchamianiem i zatrzymywaniem poszczególnych części sieci, interfejsem z systemem AC i innymi.

W referacie [20] przedstawiono podstawowe założenia i problemy projektu utworzenia zintegrowanej sieci AC-DC, umożliwiającej połączenie południowej części Europy z rejonem Maghrebu (północno-zachodnia Afryka). Celem projektu jest zwiększenie pewności i bezpieczeństwa zasilania odbiorców w energię elektryczną oraz zintegrowanie rynków energii elektrycznej poprzez wykorzystanie potencjału energetycznego krajów Maghrebu. Szacuje się, że Algieria, jako największy kraj tego obszaru, będzie dysponowała 12 000 MW w źródłach odnawialnych w 2030 roku, z tego 7200 MW w elektrowniach słonecznych wykorzystujących piece słoneczne, 2800 MW w ogniwach fotowoltaicznych i 2000 MW w elektrowniach wiatrowych. Warunki nasłonecznia w obszarze Sahary są bardzo dobre – 2650 kWh/m^2/rok, dla porównania w Polsce jest to około 1000 kWh/m^2/rok przy ponad dwukrotnie krótszym czasie świecenia słońca. Połączenie Europy z Afryką ma być możliwe dzięki trzem nowym połączeniom HVDC: Algieria – Włochy (1000 MW, 350 km), Algieria – Hiszpania (2000 MW, 240 km) oraz Tunezja – Włochy (1000 MW, 200 km). Główny problem, jaki nakreślono, związany jest ze stosunkowo słabą siecią, zarówno w obszarze Maghrebu, jak i na włoskich wyspach Sycylia i Sardynia. Daje on podstawy do rozważenia wykorzystania technologii VSC do realizacji połączeń, jednak z powodu braku uruchomionej instalacji o podobnych parametrach (moc, napięcie, długość połączenia – rys. 3), autorzy referatu traktują go sceptycznie.

Połączenie dużych systemów synchronicznych za pośrednictwem połączeń HVDC jest również tematem referatu [19]. Referat ten zawiera wnioski z analiz przeprowadzonych w ramach jednego z zadań projektu ICOEUR (projekt rosyjsko-europejski, poświęcony integracji wielkich systemów elektroenergetycznych), którego celem jest analiza możliwości zastosowania przeciwawaryjnych systemów sterowania (*Emergency Control Systems*) dla wariantu połączenia systemu ENTSO-E z systemem IPS/UPS za pośrednictwem układów HVDC i linii AC. Podstawowym zadaniem realizowanym przez taki system w obliczu zakłóceń na interfejsie pomiędzy systemami ma być niedopuszczanie do kolejnych kaskadowych wyłączeń linii oraz utrzymanie zaplanowanego przesyłu transgranicznego. Prezentowany w referacie sposób modulacji mocy połączeń HVDC wykorzystujący logikę rozmytą jest odpowiedni do realizacji tego zadania.

Referat [22] opisuje wybrane elementy aktualnie realizowanych projektów przyłączania morskich farm wiatrowych do niemieckiego systemu przesyłowego za pośrednictwem łącz VSC w technologii MMC. Oba projekty, *BorWin2* o mocy 800 MW i *HelWin1* o mocy 576 MW, będą wkrótce największymi działającymi instalacjami VSC MMC. Podmiotem odpowiedzialnym za udostępnienie przyłączenia farmy wiatrowej do systemu przesyłowego jest wg niemieckiego prawa operator systemu przesyłowego (w tym wypadku holenderski *TenneT*), zatem jest on odpowiedzialny za morskie połączenie HVDC. Jednym z kluczowych elementów takiego połączenia jest tzw. DC chopper, a więc rezystor w obwodzie DC służący wytracaniu nadmiaru energii podczas zwarć w systemie lądowym w celu



Rys. 3. Połączenia kablowe HVDC na świecie – podział ze względu na długość, napięcie i rodzaj technologii

uniknięcia wyłączenia farmy wiatrowej. Technologia MMC daje możliwość „rozproszenia" rezystora i umieszczeniu jego części w poszczególnych modułach lądowej stacji przekształtnikowej, dzięki czemu może on być płynnie załączany. Transformatory przekształtnikowe w zastosowaniu dla farm wiatrowych również są szczególne, bowiem ich znamionowa moc pozorna to zaledwie 70% mocy łącza, przy możliwości długotrwałego przeciążania do 100%. Z powodu utrudnionej dostępności do platformy morskiej założono redundancję transformatorów. Inne szczegóły przedstawione w referacie dotyczą kabli, systemów pomocniczych, potrzeb własnych i symulacji omawianych układów.

Koncepcyjnie innowacyjny projekt TresAmigas Superstation został zaprezentowany w referacie [25]. Projekt o sumarycznej mocy równej 5000 MW zakłada utworzenie na interfejsie trzech asynchronicznych systemów elektroenergetycznych stacji przekształtnikowej, w skład której będzie wchodzić 6 układów back-to-back dowolnie przełączalnych pomiędzy trzema systemami. Stacja będzie zlokalizowana w stanie Nowy Meksyk w Stanach Zjednoczonych i ma umożliwić rozszerzenie możliwości handlu energią oraz przesyłu energii z nowych źródeł odnawialnych. Pierwsze trzy łącza będą wykonane w technologii VSC z powodu słabego systemu AC, kolejne trzy wykorzystają technologię LCC. Zapewnienie elastyczności zmiany konfiguracji stacji zostało przeniesione na rozdzielnię AC wykorzystującą systemy GIS i GIL. Aktualnie projekt znajduje się w fazie precyzowania zakresu badań analitycznych dla pełnego układu stacji, rozpoczyna się również budowa pierwszego połączenia back-to-back.

Ostatni z prezentowanych referatów [21] dotyczy zastosowania układu D-STATCOM do poprawienia warunków systemowych w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, co w efekcie umożliwia spełnienie przez farmę wiatrową wymagań instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Demonstracyjna instalacja urządzenia o mocy znamionowej ±6 MVAr została uruchomiona w ramach projektu ADINE, w którym zakłada się współpracę urządzeń typu D-FACTS, zabezpieczeń, transformatorów z podobciążeniową zmianą zaczepów i generacji, w tym odnawialnej. Interakcja tych urządzeń odbywa się w ramach sieci ADN (*Active Distribution Network*). Zainstalowanie opisywanego urządzenia pozwoliło farmie wiatrowej o mocy 11,5 MW spełnić wymagania zawarte w zapisach irlandzkiej IRiESD, która w zakresie pracy farm wiatrowych przy zakłóceniach (*Fault Ride Through*) oraz kompensacji mocy biernej, jest bardzo zbliżona do polskiej instrukcji.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW B4

[1] Dhaliwal N.S., Mcnichol J.R., Valiquette R.A.: Life extension of Nelson River HVDC system.

[2] Zoroofi S. et al.: Commutation failure propagation in multi-infeed HVDC systems.

[3] Jacobson D.A.N. et al.: Planning the next Nelson River HVDC development phase considering LCC vs. VSC technology.

[4] Ingemansson T.D. et al.: New Fenno-Skan 2 HVDC pole with an upgrade of the existing Fenno-Skan 1 pole.

[5] Fischer P., Ängquist L., Nee H.P.: A new control scheme for an HVDC transmission link with capacitor commutated converters having the inverter operating with constant alternating voltage.

[6] Magg T.G. et al.: Caprivi link HVDC interconnector: comparison between energized system testing and real-time simulator testing.

[7] Beshir M.J., Bjorklund H.: Upgrading the intermountain HVDC project to handle 480 MW additional wind power.

[8] Ji X.: The reliability of HVDC projects of SGCC and the operation experience.

[9] Labra Francos P., Sanz Verdugo S., Guyomarch S.: New French-Spanish VSC link.

[10] Graham J.F. et al.: The Rio madeira HVDC system – Design aspects of bipole 1 and the connector to Acre-Rondonia.

[11] Doyle G.N. et al.: The ±600 kV HVDC Madeira River transmission system design.

[12] Bennet M.G., Dhaliwal N.S., Leirbukt A.: A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2009 – 2010.

[13] Liu Z. et al.: R&D progress of ±1100 kV UHVDC technology.

[14] Son G.T. et al.: Computationally efficient sub-module selection scheme for voltage balancing controller of modular multilevel converter.

[15] Takasaki M., Kuzumaki A., Irokawa S.: Development of high efficiency D-STATCOM using SiC switching devices.

[16] Barker C.D. et al.: Requirements of DC-DC converters to facilitate large DC grids.

[17] Davidson C.C. et al.: A 25 MW multilevel voltage source converter demonstrator to evaluate different converter topologies.

[18] Veilleux E., Ooi B.T.: Multi-terminal HVDC grid with power flow controllability.

[19] Arestova A. et al.: Application of HVDC to the emergency control of the hybrid DC/AC ENTSO-E – IPS/UPS network interface.

[20] Colla L. et al.: An integrated AC-DC multiterminal grid in the western Mediterranean Basin – development, planning and design challenges.

[21] Aho J. et al.: Grid code compliance support for connecting renewable energy into transmission line using D-STATCOM system.

[22] Hussennether V. et al.: Projects BorWin2 and HelWin1 – Large scale multilevel voltage-sourced converter technology for bundling of offshore wind power.

[23] Schettler F. et al.: Technical guidelines for first HVDC grids – A European study group based on an initiative of the German commission for electrical, electronic & information technologies.

[24] Descloux J. et al.: HVDC meshed grid: control and protection of a multi-terminal HVDC system.

[25] Kirby N.M. et al.: Tres amigas: a flexible gateway for renewable energy exchange between the three asynchronous AC networks in the USA.

CIGRE

Piotr Kacejko
Politechnika Lubelska

Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5

Protection and Automation – Study Committee B5

Obrady sesji plenarnej Komitetu Studiów B5 na 44. Sesji CIGRE prowadzono z podziałem na dwa preferowane tematy główne.

1. Wpływ elementów sieci elektroenergetycznych przewidywanych w przyszłości na problemy koordynacji zabezpieczeń i układów automatyki.
2. Wykorzystanie i zastosowanie zdalnego dostępu do układów zabezpieczeń i automatyki.

W pewnych obszarach tematy te przenikały się wzajemnie, co jest widoczne w załączonym spisie referatów, zakwalifikowanych do poszczególnych grup – 19 do pierwszej i 11 do drugiej.

Zabezpieczenia i układy automatyki w sieciach przyszłości

Aczkolwiek przedmiotem obrad Komitetu Studiów B5 nie jest dokładna specyfikacja kształtu sieci elektroenergetycznych przewidywanego w przyszłości, to jednak pewne elementy spodziewane w takich sieciach wydają się być pewne, tak więc ich wpływ na postać i cechy funkcjonalne układów EAZ znalazły swoje odbicie w prezentowanych referatach.

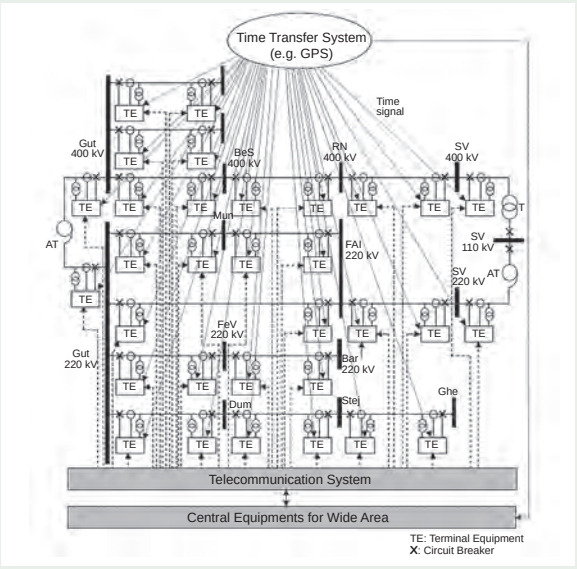
Układy WAP i WACS

Zastosowanie synchrofazorów i techniki PMUs (Phasor Measurment Units) w systemie elektroenergetycznym obejmuje już nie tylko szeroko omawianą ocenę stabilności – [B5-119], ale także tworzenie obszarowych (Wide Area) systemów zabezpieczeń (WAP) oraz systemów sterowania (WACS) – referaty [B5-101], [B5-104], [B5-111].

Tradycyjnie postrzegane wady zabezpieczeń różnicowych (wrażliwość na nasycenie przekładników prądowych, błędy w komunikacji pomiędzy krańcami zabezpieczanej linii, brak działania rezerwowego dla zakłócenia poza strefa zabezpieczaną) mogą zostać skutecznie wyeliminowane poprzez utworzenie powiązanego poprzez system GPS układu takich zabezpieczeń. Układ taki obejmuje w sposób jednolity rozległy fragment SEE [B5-101]. Na przykładzie rozwoju systemu zabezpieczeń WAP w rozległej sieci przesyłowej Argentyny można określić kierunki ewolucji układów zabezpieczeń obszarowych w układy zdefiniowane jako WAP&CS (*Wide Area Protection & Control System*), w których funkcje zabezpieczeniowe są rozszerzane o szereg funkcji z zakresu sterowania, zarówno w stanach normalnych jak i awaryjnych [B5-104].

Zabezpieczenia a energetyka rozproszona

Bez wątpienia fakt rozwoju energetyki rozproszonej wpływa na nowe zadania i uwarunkowania pracy układów EAZ. Prezentowane na sesji referaty wskazują, że



Rys. 1. Schemat testowego obszaru sieci 400 i 220 kV (fragment SEE Rumunii), w którym rozpatrywano obszarowy system zabezpieczeń oparty na zabezpieczeniach różnicowych – [B5-101]

operatorzy sieci zdają sobie z tego sprawę [B5-103, B5-107, B5-116] i przewidują decentralizację i automatyzację systemów regulacji napięcia, wprowadzenie zarządzania przeciążeniami linii i sankcjonowanie pracy wyspowej.

Co ciekawe, znaczący wzrost generacji rozproszonej przewidywany jest w bliskiej perspektywie (2015 r.) w krajach, które do tej pory nie były w tym zakresie liderami – rysunek 2. Rozwojowi temu towarzyszy już dziś tworzenie niezbędnych systemów wspomagających prace sieci nasyconej generacją rozproszoną – między innymi zarządzanie przeciążeniami (*Congestion Management and Mitigation*) [B5-103].

Rozwój generacji rozproszonej na poziomie sieci średniego i niskiego napięcia rodzi koncepcje, które jeszcze kilka lat temu uznane byłyby za herezję – praca w układzie zamkniętym, podział na sekcje wyłącznikowe zabezpieczane układami różnicowymi – rysunek 3.

Pomimo doskonalenia rozpoznanych metod detekcji pracy wyspowej (przekaźniki wrażliwe na df/dt) poszukiwane są inne, lepsze rozwiązania, miedzy innymi wykorzystanie ekstrapolacji liniowej częstotliwości mierzonej lokalnie (na podstawie danych historycznych) [B5-116].

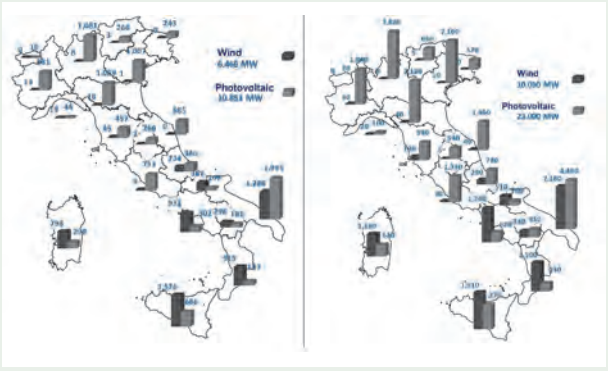
Klasyczne problemy wciąż aktualne

Z pewnym sentymentem w prezentowanych referatach odnajduje się problemy określane jako „klasyka" wiedzy o zabezpieczeniach: kompensacja ziemnozwarciowa zabezpieczeń odległościowych oraz eliminacja błędnych pomiarów dokonywanych przez te zabezpieczenia w liniach z kompensacją szeregową [B5-105] oraz [B6-105]. Okazuje się, że w przypadku systemów elektroenergetycznych o innej specyfice niż europejski (Egipt, RPA) mają one wciąż istotne znaczenie, a nowe rozwiązania w zakresie rozwiązania tych problemów są przedmiotem badań i wdrożeń.

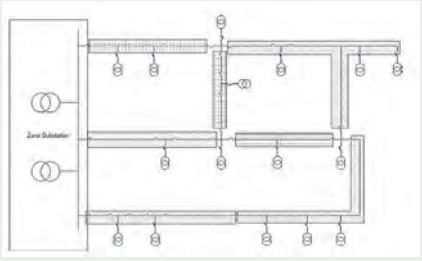
Standard IEC 61850 – nieuchronna konieczność, pytania i problemy

Niewątpliwie w statystyce referatów prezentowanych na sesji Komitetu B5 problematyka związana z rożnymi aspektami stosowania standardu IEC 61850 występowała najczęściej – zarówno w pierwszej jak i drugiej grupie tematycznej – [B5-104], [B5-109], [B5-110], [B5-114], [B5-118], [B5-201], [B5-202], [B5-203], [B5-204], -B5-205], [B5-207], [B5-209], [B5-2011].

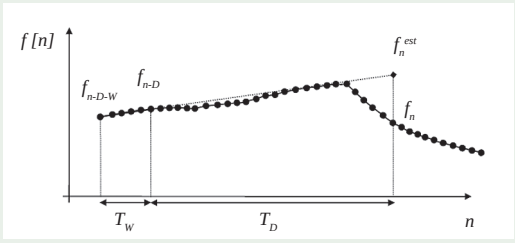
Współczesne systemy nadzoru oraz urządzenia EAZ mają możliwość komunikowania się między sobą wykorzystując różne łącza transmisyjne oraz protokoły komunikacji. Pozwalają one również na konwertowanie danych pomiędzy systemami stosującymi odmienne standardy. Wydaje się jednak, na podstawie lektury tak dużej liczby referatów sesji B5, że rozwiązaniem docelowym będzie zastosowanie standardu IEC 61850, który pozwala na opisanie działania i współpracy urządzeń pracujących zarówno w sieciach najwyższych napięć, w sieciach rozdzielczych średniego napięcia, jak również w sieciach niskiego napięcia. Standard ten pojawia się w systemach elektroenergetycznych w obiektach najwyższych napięć, ale należy przypuszczać, że wraz ze spadkiem cen urządzeń oraz coraz większą ich liczbą oferowaną przez różnych producentów stopniowo będzie wkraczał również do sieci niższych



Rys. 2. Ilustracja stanu obecnego i niedalekich perspektyw rozwoju generacji rozproszonej we Włoszech - energetyka wiatrowa i słoneczna – [B5-103]



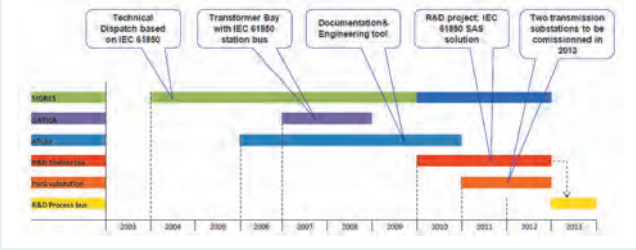
Rys. 3. Koncepcja pracy sieci średniego napięcia nasyconej jednostkami generacji rozproszonej jako sieci zamkniętej – [B5-107]



Rys. 4. Ilustracja estymacji częstotliwości za pomocą ekstrapolacji liniowej opartej na danych historycznych realizowane w zabezpieczeniu od pracy wyspowej – [B5-116]

napięć. Główną ideą standardu jest stworzenie spójnego systemu automatyki stacji (SAS - *Substation Automation Systems*) opartego na urządzeniach inteligentnych komunikujących się pomiędzy sobą.

Rysunek 5 przedstawia „mapę drogową" określoną przez hiszpańską firmę *Red Elecrica* w zakresie wdrażania standardu IEC 61850 w systemie elektroenergetycznym tego kraju.



Rys. 5. Hiszpańska mapa drogowa dla wdrażania IEC 61850 – [B5-109]

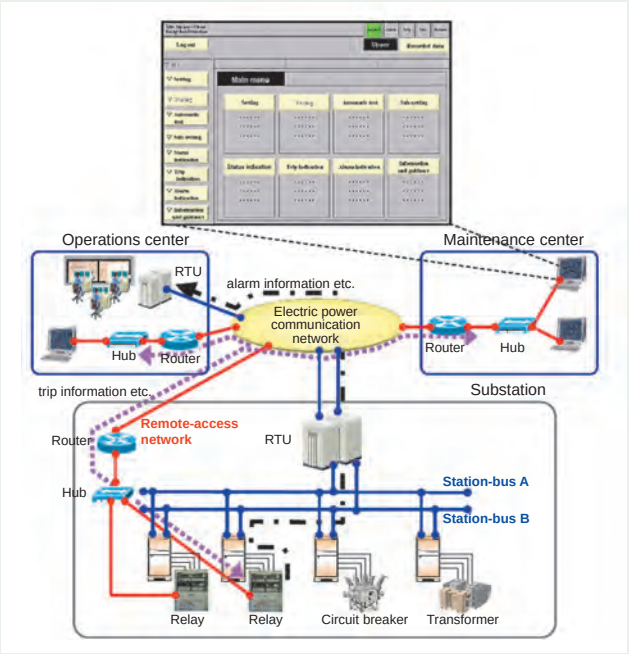
Zdalny dostęp do układów zabezpieczeń

Problematyce zdalnego dostępu poświecone były referaty drugiej grupy tematycznej, wspomniane wcześniej w ramach problematyki IEC 61850. Najbardziej przystępny i oparty na całościowym historycznym spojrzeniu na zagadnienia postępu w zdalnym dostępie do urządzeń EAZ jest referat [B5-210], opisujący praktykę japońską – w tym przypadku niewiele różniącą się od tendencji europejskich. W świetle dzisiejszych możliwości systemów telekomunikacyjnych zdalny dostęp do układów automatyki i sterowania (zarówno przez personel sieciowy jak też upoważnionych producentów urządzeń) wydaje się oczywisty i konieczny. Kluczowe jednak stają się problemy bezpieczeństwa i niezawodności, które poprzez względnie łatwy dostęp do urządzenia o decydującym znaczeniu dla poprawnej pracy systemu nie mogą zostać „poświęcone" dla eksploatacyjnego komfortu obsługi – taki wniosek ogólny wynika z analizy referatów tej grupy tematycznej.

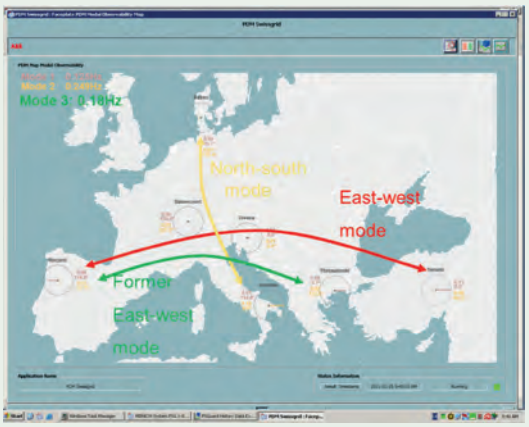
Przykład systemu podwójnego zdalnego dostępu do urządzeń EAZ oraz aparatury stacyjnej (operacyjnego i eksploatacyjnego) zaczerpnięty z [B5-210] pokazano na rysunku 6.

Inne problemy, technologie alternatywne

Spośród innych problemów poruszanych w referatach Komitetu B5 na uwagę zasługuje także problematyka sieci prądu stałego poruszana w aspekcie rozwoju konwerterów nowego typu (VCS-HVDC), na podstawie których możliwe jest tworzenie sieci DC o wielu węzłach krańcowych (MTDC) oraz o znacznie lepszych i pełniejszych możliwościach sterowania niż układy tradycyjne (CSC) [B5-108]. Jako ciekawy przykład nowych technologii w EAZ i integracji funkcji zabezpieczeń, sterowania i pomiarów należy przytoczyć referat [B5-112] przedstawiający doświadczenia z zakresu zastosowania cewek Rogowskiego jako sensora prądowego [B5-112]. Referat [B5-119] uświadamia zagrożenia związane z kołysaniami mocy obejmującymi obszar całej Europy (kraje systemu ENSTO-E) oraz podaje możliwości ich monitorowania i efektywnego tłumienia (FACTS, HVDC plus układy PMU).



Rys. 6. System zdalnego dostępu do układów EAZ i urządzeń pierwotnych stacji – [B5-210]



Rys. 7. Mapa ilustrująca podstawowe mody oscylacji w wnętrznych w systemie ENSTO-E – [B5-119]

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW B5

[1] B5-101. Miron A., Nedelcu I., Comanescu D.: The using differential protection based area protection to prevent large contingencies in the power grids.

[2] B5-102. Jager J., Krebs R., Balasiu F., Lazar F.: Automated protection coordination and verification – an impact task for continuing the service reliability in future networks.

[3] B5-103. Perini M, Sabelli C., Miotti A., Zanellini F., Koeppe S.: A new substation level dispatching approach to increase the network control and performances in presence of dispersed generatio.

[4] B5-104. Gonzalez F., Estevez P.G., Dufor E., Nizovoy E.: Foundation for design of future WAPS and WACS in Argentina.

[5] B5-105. El-Hadidy M., Farouk H., Soudy B.: Zere sequence compensation effect on distance protection ground reach (practical study).

[6] B5-106. Mquhayi N., Perera A., Bartylak A.: Over – current supervised zone 1 on Escom series compensated transmission lines.

[7] B5-107. Nair N.K.C., Enabling future meshed operation for distribution networks.

[8] B5-108. Zhao C., Hu J., Yang L., Yang X: Control and protection strategies for multi-terminal HVDC transmission systems based on voltage source convertors.

[9] B5-109. Rodrigues del Castillo C., Pozuelo J.F., Goraj M., Pereda R., Amezeaga A.: Redundancy challenges on IEC 61850 systems and migration paths for IEC 61850 substation communication networks.

[10] B5-110. Cardenas J., Lopez De Vinaspre A., Argadona R., De Arriba C., Farooqui H.: The next generation of smart substations. Challenges and possibilities.

[11] B5-111. Udren E., Rahmatian F., Hu Y., Madani V., Novosel D.: In field synchrophasor system calibration, testing and application validation using high – voltage optical sensors.

[12] B5-112. Kojovic L.A.: Integration of protection, control and metering functions.

[13] B5-113. Chano S.R., Miller D., Kasztenny B.: Application considerations for protection and control functions available in multiple intelligent electronic devices

[14] B5-114. Ordacgi at all (14 co-authors): Data and information structure to cope with sharing and allocation of PAC functions.

[15] B5-115. Ito H., Maeda T., Nagahama K.: Substation automatic restoration systems for future advanced networks.

[16] B5-116. An G., Millar G., Lloyd J.: Smart algorithms to accommodate distributed generation in the grid.

[17] B5-117. Abdulhadi I., Coffele F., Dyśko A., Lloyd J, Kirby B.: Performance verification and scheme validation of adaptive protection schemes.

[18] B5-118. Crolssley P.A., Yang L., Li H.Y., Anombem U., Wen A., Chatfield R., Wright J., Redfern M., Sun X.: Performance assessment of an IEC 61850-9-2 based protection scheme for the mesh corner of a 400 kV transmission substation.

[19] B5-119. Larsson M., Korba P., Sattinger W., Owen P.: Monitoring and Control of power system oscillations using FACTS/HVDC and wide–area phasor measurement.

[20] B5-201 El-Haddidy M., Helmi D.: Real recorded cases supporting stand alone disturbance recording systems.

[21] B5-202. Schuster N., Herrmann H-J, Suhr A.: Advantages of solutions for remote access in protection and control applications via communication networks.

[22] B5-203. Carre O., Englert H., Ostermeier A., Lange J., Lhuillier P.: Substation to control centre communication based on IEC 61850: requirements, concepts and practical experiences.

[23] B5-204 Anning W., Jie M., Yi T., Debin H., Qianru Z., Lei L: Research and practice for relay protection information system's technical architecture on the basis of IEC 61850.

[24] B5-205. Boisset J.M., Hossenlopp L.: Remote access for substation automation systems: needs, technologies and applications.

[25] B5-206. Kezunovic M., Clowe B., Fardanesh B., Waligórski J., Popovic T.: Automated data retrieval, analysis and operational response using substation intelligent electronic devices.

[26] B5-207. Myrda P.T., Desai B., Lu Y., Rasche G., Sternfeld S.: Development of secure standards based approach to automated retrieval of power system field data including subsequent analysis and response.

[27] B5-208 Espinosa D., Melendez C., Manriquez M.: Present and future for remote access solutions to IEDs.

[28] B5-209. Rodrigues M.A.M., Ramos M.A.F. Ramos, Villela D.A.M., Farizele R., Silva Fo J.E.: Digital fault recordings: practices and prospective for automated data retrieval, information management and analysis in large Brazilian utility.

[29] B5-210. Kuroi K., Oshida H., Komatsu C., Kawasaki Y., Toi M., Nakatani H.: Application and development for the remote access to protection relays.

[30] B5-211. Brand K.P., Herzig M., Wimmer W.: Remote access to substation: state, possibilities, challenges.

CIGRE

Wojciech Lubicki, Łukasz Ciś
EPC S.A.

Planowanie struktury systemu elektroenergetycznego i zarządzanie majątkiem sieciowym w obliczu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii[1)] – Komitet Studiów C1

Planning of a Power System Structure and Management of Network Property in the face of Dynamic Development of Renewable Energy Sources – Study Committee C1

Pomimo trwającego kryzysu i obserwowanego w wielu regionach świata spowolnienia gospodarczego, problemy i wyzwania związane z planowaniem systemu elektroenergetycznego oraz zarządzania majątkiem sieciowym są ciągle aktualne. Dodatkowo wydaje się, iż przeobrażenia systemów elektroenergetycznych spowodowane dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii (OZE) wymuszają poszukiwanie nowych narzędzi planistycznych, modyfikacje istniejących kryteriów oceny oraz wytyczenie nowych kierunków rozwojowych.

Przedmiotowe zagadnienia i problemy zostały poruszone na forum 44. sesji generalnej CIGRE, która odbyła się w sierpniu 2012 r. w Paryżu. W ramach Komitetu C1 przedstawione zostały 34 referaty, które podzielić można na trzy bloki tematyczne przedstawione w kolejnych rozdziałach niniejszego artykułu.

Planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego

Przewidywany duży wzrost mocy wytwórczych zainstalowanych w OZE powoduje pojawienie się w systemach elektroenergetycznych źródeł o zmiennej, często nieprzewidywalnej charakterystyce generacji. Zjawisko alokacji mocy wytwórczych oraz charakter pracy OZE z punktu widzenia stabilności i niezawodności pracy sytemu jest zjawiskiem mało korzystnym. Z drugiej jednak strony zachodzi potrzeba możliwie najefektywniejszego wykorzystania energii odnawialnej, co wymusza kierunki rozwoju przyszłych struktur sieciowych. Dyskusja powyższej problematyki oraz zidentyfikowanych wyzwań dla problematyki planowania rozwoju na sesji CIGRE odbyła się w ramach następujących kategorii ogólnych: nowe podejście planistyczne do oceny niepewności generacji i zapotrzebowania, przyłączanie dużych morskich farm wiatrowych, planowanie połączeń międzysystemowych, wykorzystanie możliwości źródeł odnawialnych do wspomagania pracy systemu oraz wpływ zmiennych warunków pogodowych na ocenę wystarczalności rezerw mocy w systemie.

Nowe podejście planistyczne do oceny niepewności generacji i zapotrzebowania

W dobie rozwoju systemów informatycznych istnieje wiele narzędzi i metod, których zastosowanie może być kluczowe dla planowania rozwoju sieci przesyłowych i sektora elektroenergetycznego. Jednocześnie w celu zapewnienia niezawodnych dostaw energii elektrycznej wzrastają ciągle wymagania wobec systemów elektroenergetycznych, co z kolei powoduje, że potrzebne są coraz to bardziej wyspecjalizowane narzędzia umożliwiające ocenę zakresu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przewidywanie możliwych scena-

[1)] Artykuł przygotowano na podstawie streszczenia prac Komitetu CIGRE - C1 (Rozwój i ekonomia systemu elektroenergetycznego) obejmującego okres 2010-2012 oraz referatów przedstawionych na sesji generalnej CIGRE w Paryżu w 2012 roku.

riuszy generacji czy charakteru obciążenia sieci, analizy ekonomiczne, analizy ryzyka, realizację wielokryterialnych modeli decyzyjnych, itd. Dostępne obecnie na rynku, nawet wysoce wyspecjalizowane, symulatory i programy nie obejmują jak dotychczas całości zagadnienia, a skupiają się na rozwiązaniu zagadnień cząstkowych.

I tak, w artykule [12] przedstawiciele Norwegii zaprezentowali wyniki prac nad wykorzystaniem nowej, zintegrowanej metodyki (SAMREL) do oceny niezawodności dostaw energii elektrycznej. Metoda ta łączy symulator rynku energii (EMPS), symulator systemu elektroenergetycznego (PSS™E) oraz metodę oceny niezawodności pracy sieci i kosztów przerw zasilania (OPAL). Obliczenia przeprowadzono na modelu sieci testowej, obejmującej 24 węzły podzielone na cztery obszary. Integracja metodyk pozwoliła na uzyskanie bardziej precyzyjnych wyników aniżeli w każdym z symulatorów osobno. Zaletą prezentowanej metody w stosunku do metod tradycyjnych jest również rozszerzenie zbioru stanów wejściowych w EMPS i ciągły okres analizy, w artykule przedstawiono bowiem wyniki dla 10 400 stanów pracy sieci obejmujących 4 serie w ciągu każdego tygodnia na przestrzeni 50 lat. Dla opisywanego podejścia ciągle dużym wyzwaniem są jednakże różnice pomiędzy rzeczywistym rynkiem energii a jego modelem, a także brak informacji o napięciu i części biernej prądu przy transformacji danych z modułu symulatora rynku energii (model stałoprądowy) do modułu symulatora systemu elektroenergetycznego (model zmiennoprądowy).

Podobne podejście zaprezentowano na przykładzie systemu holenderskiego [18], gdzie użyta metoda obliczeniowa łączy w sobie symulacje rynku oraz analizy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przyjęty do obliczeń model uwzględnia 17 krajów (model rynkowy) oraz 5 krajów (model obliczeń sieciowych). Wyniki uzyskane za pomocą zaprezentowanej metody są zbieżne z planami holenderskiego operatora systemu przesyłowego (*TenneT*), opracowanymi na podstawie tradycyjnych metod opartych na obliczeniach reprezentatywnych stanów pracy systemu. Nowa metoda pozwala jednak na określenie dodatkowych informacji na temat ryzyka przeciążenia elementów systemu oraz umożliwia bardziej szczegółową identyfikację tzw. wąskich gardeł w sieci, wraz z określeniem ich rankingu.

Autorzy artykułu z USA [1] wskazują na duży wzrost poziomu niepewności odnośnie do przyszłego charakteru źródeł wytwórczych, co stanowi istotne wyzwanie dla procesu planowania rozwoju. Szacuje się bowiem, że w samym tylko obszarze wschodnim amerykańskiego systemu przesyłowego (AEP-East) może zostać wycofanych od 15 000 do 64 000 MW mocy zainstalowanej w blokach konwencjonalnych oraz uruchomionych od 6000 do 46 000 MW zainstalowanych w OZE, przy całkowitej mocy zainstalowanej w AEP–East wynoszącej ok. 318 000 MW. W celu oszacowania skutków systemowych związanych z powyższymi niepewnościami opracowano i przeanalizowano 6 scenariuszy przyszłej generacji, biorąc pod uwagę różne poziomy wytwarzania OZE, wycofań bloków konwencjonalnych oraz zapotrzebowania. Wynikiem analizy są spodziewane kierunki przepływu mocy pomiędzy obszarami sieci, które zostaną wykorzystane dla określenia kierunków rozwoju sieci.

Istotny rozwój sektora energetycznego jest spodziewany w Indiach [19], gdzie w horyzoncie czasowym 2017 przewiduje się przyrost zapotrzebowania mocy o ok. 100%, a do roku 2027 – o ok. 400% w stosunku do stanu istniejącego. Tak duży przyrost zapotrzebowania mocy niesie ze sobą poważne wyzwania w zakresie planowania rozwoju sieci i jest obarczony wysokim poziomem niepewności. Niepewność inwestycyjna została dodatkowo zwiększona ustawą z 2003 roku, zapewniającą udział w sektorze energetycznym Prywatnych Producentów Energii (IPP). Powyższe uwarunkowania przyczyniły się do rozwoju koncepcji planowania sieci przesyłowych uwzględniającej podział ryzyka inwestycyjnego pomiędzy operatorów sieci przesyłowych a IPP. Inwestorzy prywatni partycypują w kosztach budowy korytarzy przesyłowych współdzieląc z operatorami spółek dystrybucyjnych opłatę przesyłową, która na mocy zawartych umów jest rozliczana po uruchomieniu generacji. Podejście to pozwala na zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego po stronie operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz pozwala na dotrzymanie przyjętego harmonogramu powstawania nowych generacji w systemie.

Przyłączanie dużych morskich farm wiatrowych

Korea Południowa [8], ze względu na brak zasobów paliw kopalnych oraz konieczność redukcji emisji CO_2, stawia na rozwój energetyki wiatrowej poprzez wieloelementowy program rozwoju OZE: subsydia, pożyczki, zniżki podatkowe, itd. W związku z powyższym obecnie wdrażany jest, koordynowany przez rząd Korei Południowej, program przyłączenia morskiej farmy wiatrowej o mocy 2500 MW w *Young - Gwang*. W ramach wyboru optymalnego rozwiązania przyłączenia farm wiatrowych rozpatrzono trzy warianty oparte na połączeniach: stałoprądowych (LCC HVDC z naturalną komutacją sieciową oraz VSC HVDC z przekształtnikami o komutacji wymuszonej) i zmiennoprądowych HVAC. Przeprowadzona, przy użyciu metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, analiza ekonomiczna wskazała wariant LCC HVDC jako optymalny.

W artykule [31] przedstawiciele Norwegii zaprezentowali podejście do planowania rozwoju sieci przesyłowych w rejonie Morza Północnego, uwzględniające przewidywaną skalę rozwoju morskich farm wiatrowych w tym regionie. Podejście to wykorzystuje dwie alternatywne metody: NetOp – metoda wykorzystująca kryteria techniczne oraz EMPS – metoda ekonomiczna wykorzystująca model rynku energii elektrycznej. W wyniku porównania dwóch powyższych metod, pomimo różnic w modelach, uzyskano pewien wspólny zbiór rozwiązań. Doprowadziło to autorów do wniosku o celowości stworzenia metody zintegrowanej, analogicznej jak opisano wcześniej w przypadku artykułu [12].

Od pewnego czasu w Danii [2] obserwuje się duże zmiany zachodzące w systemie elektroenergetycznym następujące w wyniku przyłączania generacji

rozproszonej. Następuje wzrost udziału OZE i spadek udziału elektrowni konwencjonalnych odpowiedzialnych za utrzymanie wymaganego poziomu rezerw mocy. Artykuł opisuje przypadek przyłączenia, zlokalizowanej na Bałtyku, farmy wiatrowej *Kriegers Flak* o mocy 600 MW, która jest największą elektrownią w analizowanym obszarze regulacji. Farmy takie przyłączane są do systemu w stacjach najwyższych napięć za pomocą kabli HVDC, zaś kryterium techniczne przyłączenia obejmowało dotychczas co najmniej analizę stanów n-1. Ponieważ budowa nowych źródeł konwencjonalnych jest rozwiązaniem drogim, stawia się systemowi elektroenergetycznemu wymaganie zapewnienia możliwości wykorzystania (przesyłu) istniejących rezerw mocy w maksymalnie możliwym stopniu. Dlatego też przy analizie miejsca optymalnego przyłączenia nowych farm wiatrowych wprowadza się kryterium (n-1)-1. Kryterium to jest odmienne od kryterium n-2, ponieważ zakłada się, że drugie wyłączenie następuje po pewnym czasie od pierwszego. Ten czas jest niezbędny do dokonania zmian rozdziału obciążenia oraz przełączeń niezbędnych dla eliminacji przeciążeń powstałych po pierwszym wyłączeniu. Uwzględnienie nowego kryterium daje odmienne wyniki od uzyskiwanych wcześniej, w ocenie autorów zapewnia jednakże efektywniejsze wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych.

W referacie [22] przedstawiciele Szwecji zaprezentowali podejście do rozwoju morskich farm wiatrowych prowadzące do tworzenia „generatorowych wysp synchronicznych" połączonych z systemem lądowym AC za pomocą powiązań kablowych stałoprądowych HVDC. Zalety takiego podejścia widoczne są głównie w stanach awaryjnych, polegających na wyłączeniu kabla prądu stałego łączącego daną farmę wiatrową ze stacją przekształtnikową na lądzie, co w konsekwencji nie powinno oznaczać utraty generacji w systemie. Istotne są jednak stany awaryjne polegające na awarii stacji przekształtnikowych, mogące skutkować negatywnie dla całego układu generatorów. Wobec powyższego praca analizowanych układów wymaga opracowania specjalnych zasad prowadzenia ruchu.

W artykule [13] zaprezentowanym przez przedstawicieli Wielkiej Brytanii i Francji pokazano, w jaki sposób zwiększenie możliwości wymiany energii elektrycznej w skali europejskiej może wpłynąć na wykorzystanie potencjału OZE, a co za tym idzie na zmniejszenie emisji CO_2. Autorzy referatu skupiają się w szczególności na poprawie zdolności przesyłowych sieci morskich (połączenia stałoprądowe HVDC), w kontekście planów rozwoju energetyki wiatrowej w obszarze Morza Północnego, sugerując jednocześnie, iż istniejące ograniczenia mogą w horyzoncie czasowym 2020 roku stanowić przeszkodę dla wykorzystania potencjału tych farm. Warunkiem koniecznym zwiększenia stopnia wykorzystania zdolności wytwórczych OZE jest istotne zwiększenie zdolności przesyłowych na granicach poszczególnych państw. Do przeprowadzenia analizy wykorzystano symulacje prowadzone metodą Monte Carlo.

Podobnie w artykule [5] przedstawiono wyniki szkocko-irlandzkiego studium ISLES rozwoju sieci morskich w obszarze pomiędzy Szkocją, Irlandią i Irlandią Północną. Wskazano, iż budowa tych sieci może być opłacalna i przynieść wiele ekonomicznych, handlowych i środowiskowych korzyści. Nie stwierdzono technicznych ograniczeń dla realizacji powyższego przedsięwzięcia, wykazując jednocześnie, iż rozbudowa połączeń w ramach sieci morskich może spowodować zwiększenie możliwości sieci lądowych dla przyłączania farm morskich. Niemniej jednak zwrócono szczególną uwagę na konieczność ścisłej współpracy pomiędzy ww. krajami/regionami w zakresie strategii rozwoju, budowy i zarządzania sieciami oraz prawodawstwa. Innym aspektem wymagającym skoordynowanych działań są ograniczenia wynikające z występowania przybrzeżnych obszarów chronionych oraz walorów krajobrazowych i estetycznych wybrzeży.

Planowanie połączeń międzysystemowych

W referacie [28] międzynarodowy zespół autorski zaprezentował sposób wykorzystania istniejących narzędzi analizy decyzyjnej, wykorzystujących badanie oczekiwanej wartości bieżącej netto zamierzenia inwestycyjnego, w procesie planowania połączeń międzysystemowych o dużym ryzyku inwestycyjnym. Ryzyko to może wiązać się z nieprawidłowym oszacowaniem parametrów wejściowych modelu ekonomicznego, takich jak np.: pochodna przyrostu obciążenia, opóźnienia realizacji dużych projektów generacyjnych, ograniczenia finansowe czy stopień udziału sektora prywatnego w całości inwestycji. Powyższe zagrożenia szczególnie widoczne są w nowych, rozwijających się rynkach energii elektrycznej, tj. afrykańskim, środkowoamerykańskim, azjatyckim. W referacie przedstawiono dwa rzeczywiste przypadki połączeń międzysystemowych pomiędzy Kenią i Etiopią oraz w Ameryce Środkowej. Analizie poddano kilka możliwych scenariuszy realizacji połączeń transgranicznych. Jako funkcję celu dla rozwiązania optymalnego przyjęto minimalizację maksymalnych (metoda „min-max") kosztów wynikających z wystąpienia pewnych zdarzeń związanych np. z niezrealizowaniem projektów generacji, zidentyfikowanych w modelu jako możliwe ryzyko inwestycji.

W artykule [11] przedstawiono efekty badań i analiz dotyczące przyłączenia dużej elektrowni wodnej o mocy 11 000 MW w Belo Monte (Brazylia) do systemu elektroenergetycznego. Lokalizacja elektrowni na obszarze Amazonii, z dala od dużych ośrodków zapotrzebowania na energię elektryczną, wymusza konieczność utworzenia długich połączeń sieciowych rzędu 1000 km dla wyprowadzenia mocy z projektowanej elektrowni. Połączenia te powinny jednocześnie stanowić wzmocnienie powiązania pomiędzy odrębnymi częściami brazylijskiego systemu elektroenergetycznego. W związku z powyższym do analizy przyjęto dwa rozwiązania połączeń międzysystemowych:

- N-NE – połączenie pomiędzy systemem północnym, w którym planowana jest lokalizacja elektrowni *Belo Monte*, i systemem północno–wschodnim, oraz
- N-S – połączenie pomiędzy systemem północnym oraz systemem południowo-wschodnim.

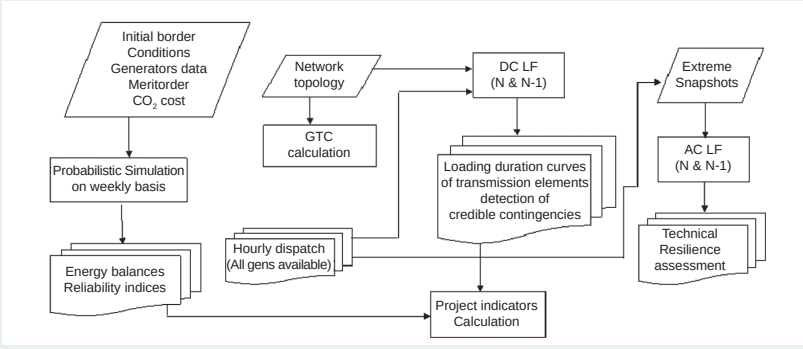
Dodatkowo uwzględniono szereg możliwych wariantów realizacji zadania, w technologii AC i DC, przy różnych poziomach napięć oraz zróżnicowanym poziomie mocy przesyłanej w kierunkach NNE i N-S. Jako kryterium oceny przyjęto minimalizację kosztów inwestycyjnych i kosztów strat energii dla kolejnych 15 lat analizy, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium n-1. Przeprowadzone analizy techniczno–ekonomiczne wykazały, iż wariantem rekomendowanym dla połączenia N-S jest utworzenie równoległego połączenia 800 kV DC (*Belo Monte - San Paulo*, *Belo Monte – Rio de Janeiro*). Dla połączenia N-NE wariantem rekomendowanym jest budowa linii 500 kV AC.

Również przedstawiciele Grecji w artykule [20] podjęli temat planowania rozwoju sieci przesyłowych w warunkach niepewności. Niepewność ta związana jest m.in. z przewidywanymi zdolnościami wytwórczymi oraz zapotrzebowaniem na moc, nietrafionymi inwestycjami czy też warunkami makroekonomicznymi. Dodatkowym uwarunkowaniem jest limitowana wartość dostępnych środków finansowych. W takich warunkach tradycyjne podejście polegające na analizie najgorszych warunków pracy sieci jest niewystarczające (zbyt kosztowne opcje rozwojowe się uzyskuje) i muszą być zastosowanie inne kryteria. Zaprezentowana w artykule metoda, opierająca się na podejściu wielokryterialnym, została wykorzystana dla potrzeb oceny możliwości rozwoju sieci CSE (Continental South East) w ramach „Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Sieci Przesyłowych ENTSO-E". Główne etapy metody przedstawiono na rysunku 1.

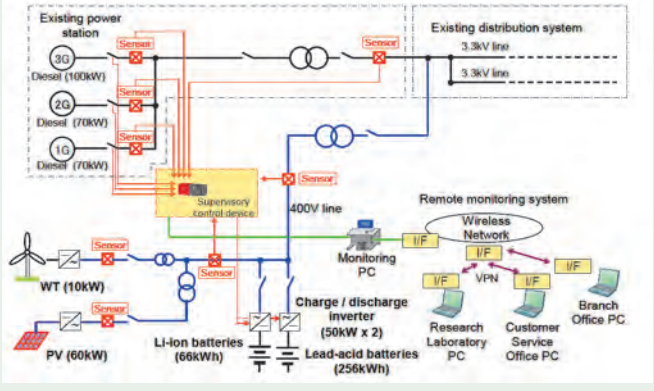
Wykorzystanie możliwości źródeł odnawialnych do wspomagania pracy systemu

Duży udział OZE w systemie elektroenergetycznym oprócz korzyści ekonomicznych i ekologicznych może nieść ze sobą szereg niepożądanych skutków związanych z działaniem systemu, np. dotrzymaniem parametrów częstotliwości i napięcia na odpowiednim poziomie. Konieczne jest zatem opracowanie odpowiednich rozwiązań technicznych umożliwiających nie tylko uniknięcie negatywnego oddziaływania OZE na system, ale również wykorzystanie ich do poprawy pracy systemu. Przykładem zastosowania źródła energii odnawialnej do poprawy warunków pracy systemu jest farma wiatrowa o mocy 64,4 MW *Te Uku* w Nowej Zelandii [7]. Rozwiązania techniczne zastosowane dla *Te Uku* dają możliwość farmie wiatrowej regulacji napięcia w sieci (nawet w okresach bezwietrznych, gdzie przekształtnik generatora po stronie sieci pracuje jako STATCOM) oraz częstotliwości prądu. Przeprowadzone badania dają obiecujące perspektywy, ponieważ w związku z rosnącą liczbą farm wiatrowych w systemie nieuniknione wydaje się być wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji pracy systemu elektroenergetycznego.

Japoński *Kyushu Electric Power Company* (*KEPCO*) [17] jest dostawcą energii elektrycznej dla wielu odległych, małych wysp, których sieci zasilające stanowią niejako odrębne systemy oparte obecnie na mało ekonomicznych turbogeneratorach spalinowych Diesla. W związku z powyższym istnieją duże możliwości w zakresie wykorzystania energii OZE, która pozwoliłaby na znaczną redukcję kosztów wytwarzania i ograniczenie emisji CO_2 oraz zmniejszenie zużycia zapasów ropy. Wprowadzenie źródeł odnawialnych spowoduje pojawienie się problemu stabilności małego, inercyjnego systemu elektroenergetycznego, związanej z wahaniami generacji i obciążenia. W celu opracowania strategii rozwoju energetyki odnawialnej i rozwiązania problemu stabilności KEPCO prowadzi program pilotażowy obejmujący 6 niezależnych rzeczywistych „mikrosystemów" zlokalizowanych na małych wyspach. Do każdego mikrosystemu przyłączone zostało źródło energii odnawialnej w postaci ogniwa fotowoltanicznego oraz baterie litowo–jonowe. Schemat takiego mikrosystemu na wyspie Kuroshima przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 1. Główne etapy proponowanej metody wielokryterialnej [20]



Rys. 2. Mikrosystem na wyspie Kuroshima [17]

W artykule [33] na przykładzie Chin przedstawiono mechanizm rozwoju energetyki odnawialnej przy skoordynowanej współpracy z sieciami inteligentnymi. W znaczeniu tym rozwój źródeł odnawialnych powinien być zgodny z kierunkami rozwoju tych sieci, w zakresie tempa i skali rozwoju, zastosowanych technologii oraz wspólnej polityki. Ocena koordynacji rozwoju energetyki odnawialnej i sieci smart-grid została przeprowadzona za pomocą 15 wskaźników obejmujących 4 podstawowe sekcje: wytwarzanie, przesył i dystrybucja, zapotrzebowanie oraz dysponowanie mocą. Powyższym wskaźnikom w wielokryterialnej metodzie hierarchicznej analizy AHP (analytic hierarchy process) jest następnie przypisywana odpowiednia „waga wskaźnika". Przeprowadzona analiza wskaźników wykazała, że ogólny poziom koordynacji energetyki odnawialnej i sieci inteligentnych dla Chin wynosi 0,8, a dla poszczególnych sekcji wskaźniki te kształtują się następująco: wytwarzanie energii – 0,8; przesył – 0,87; zapotrzebowanie na moc – 0,65 oraz dysponowanie mocą – 0,81. Powyższa analiza wykazała, iż podjęcie działań w obszarze zapotrzebowania na moc, tj. zwiększenie nacisku na stosowanie inteligentnych liczników energii czy ładowanie baterii urządzeń elektrycznych w szczytach produkcji OZE, stanowić będzie priorytet działań w celu poprawy poziomu skoordynowania sieci inteligentnych i źródeł odnawialnych.

Wpływ zmiennych warunków pogodowych na ocenę wystarczalności rezerw mocy w systemie

W artykule [15] przedstawiono wpływ ekstremalnie zmiennych warunków klimatycznych na kształtowanie systemu elektroenergetycznego Federacji Rosyjskiej (UES). Warunki klimatyczne, a przede wszystkim temperatura otoczenia, wpływają na poziom zapotrzebowania energii. Dodatkowo zróżnicowanie strukturalne regionów UES (różne wymagania odbiorców energii) powoduje, że wpływ ten dla tych samych temperatur w różnych regionach ma odmienny charakter. Powyższe uwarunkowania uwypuklają potrzebę zmiany podejścia do obliczeń systemowych, poprzez uwzględnianie parametrów określających poziom zapotrzebowania w funkcji temperatury. Zależność ta dla danego regionu jest wyznaczana poprzez: przetworzenie danych historycznych w celu określenia struktury konsumpcji w funkcji temperatury, wyznaczenie regularności przebiegów dla dni roboczych, wyznaczenie linii trendu otrzymanych przebiegów obciążenia oraz określenie współczynników temperaturowych dla charakterystyki zapotrzebowania i dostępności rezerw mocy w systemie.

W przedmiotowym artykule przedstawiono przykładowe zależności zapotrzebowania w funkcji temperatury dla części europejskiej UES oraz południa kraju. Zwrócono również uwagę na malejący wraz ze wzrostem temperatury poziom mocy dostępnych gazowych jednostek wytwórczych.

W perspektywie roku 2016 i lat kolejnych w Hiszpanii [27] przewiduje się konieczność zapewnienia znacznych rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc, w związku z niskim poziomem generacji OZE w okresie szczytu. Szacuje się, iż taka sytuacja może wystąpić kilka godzin w ciągu roku, niemniej jednak istotnym dla operatora systemu jest określenie poziomu wymaganych i dostępnych rezerw mocy w systemie. Dostępność mocy w systemie definiuje tzw. wskaźnik adekwatności generacji. W artykule przedstawiono dwie alternatywne, probabilistyczne metody kalkulacji tego wskaźnika. Pierwsza metoda PDAP opiera się na funkcji rozkładu prawdopodobieństwa dostępnej mocy zainstalowanej całego systemu. Metoda druga zawiera kalkulacje indeksu oczekiwanych niedoborów mocy (LOLE), określonych jako maksymalną długość czasu, w jakim zapotrzebowanie może nie zostać pokryte ze względu na brak rezerw mocy w systemie. Metody probabilistyczne zestawiono z klasycznym podejściem do oceny wskaźnika adekwatności generacji liczonego jako stosunek szczytowej mocy dostępnej w systemie w okresie zimowym do szczytowej wartości zapotrzebowania. Przeprowadzona analiza porównawcza dla systemów hiszpańskiego i portugalskiego, obejmująca lata 2016 oraz 2020, wykazała, iż najlepszą metodą, pod kątem złożoności procesu obliczeniowego, szybkości obliczeń oraz jakości otrzymanych wyników, jest metoda PDAP. W ocenie autorów metoda LOLE jest zbyt wrażliwa na poziom niepewności stanów wejściowych oraz charakteryzuje się zbyt optymistycznymi wynikami w stosunku do metody klasycznej oraz PDAP.

Przedstawiciele Wielkiej Brytanii [10] poruszyli temat poprawności oceny wskaźnika adekwatności generacji w kontekście współpracy systemu brytyjskiego z OZE. W artykule zwrócono uwagę, iż stosowane obecnie metody statystyczne i probabilistyczne są obarczone dużą niepewnością, ponieważ nie obejmują zbioru niezależnych obserwacji zapotrzebowania bądź dostępności mocy w systemie, uwzględniając jedynie ich historyczne ciągłe przebiegi. Jednocześnie podkreślono znaczenie historycznych danych meteorologicznych dla prawidłowej oceny wskaźnika adekwatności generacji, wykazując wpływ panujących warunków meteorologicznych na poziom zapotrzebowania, a także wskazano potrzebę wykonania dużej liczby symulacji dla określenia rozkładu statystycznego danych wejściowych, na podstawie którego istnieje możliwość oszacowania ich niepewności. W artykule przedstawiono również sposób wykorzystania danych historycznych do zrozumienia warunków wiatrowych panujących w przeszłości oraz możliwość wykorzystania tych informacji w ocenie adekwatności generacji.

Wyzwania inwestycyjne

W obliczu postępującej globalizacji oraz integracji politycznej obserwowanej w wielu regionach świata, zauważalne są również zmiany zachodzące w gospodarkach krajowych i regionalnych, w tym również w sektorze energetycznym. Dodatkowo nacisk środowisk politycznych i ekologicznych na rozwój tzw. zielonej energii stawia nowe wyzwania procesom planistycznym planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych. Obecnie coraz częściej zauważalny

jest trend planowania struktur sieciowych w skali makro, co oznacza, że ocena danego rozwiązania rozpatrywana powinna być w kontekście uzyskiwanych korzyści z punktu widzenia całego sytemu elektroenergetycznego, a nawet połączonych systemów czy gospodarki. Proponowane na forum plenarnym CIGRE rozwiązania skupiają się na dążeniu do zrównoważonego rozwoju przyszłych systemów elektroenergetycznych w celu osiągnięcia maksymalnych, długoterminowych korzyści gospodarczych i społecznych, z uwzględnieniem integracji OZE oraz wymiany międzynarodowej. Powyższe zagadnienia można połączyć w dwie grupy tematyczne: rozwój sieci przesyłowych w celu uzyskania maksymalnych korzyści społecznych oraz efektywny rozwój wykorzystania zasobów wytwórczych.

Rozwój sieci przesyłowych w celu uzyskania maksymalnych korzyści społecznych

W ramach europejskiego projektu badawczego REALISEGRID [24] zostały opracowane nowe, bardziej wydajne w stosunku do tradycyjnych, metody planowania rozwoju sieci przesyłowych. Pierwsza metoda jest rozszerzeniem tradycyjnego podejścia likwidacji w sieci tzw. wąskich gardeł o analizę techniczno-ekonomiczną, natomiast druga metoda obejmuje wielokryterialną analizę kosztów i korzyści w celu ustalenia kolejności (rankingu) kluczowych inwestycji. W związku z dużą niepewnością niektórych danych wejściowych (np. plany generacji) powyższe metody powinny stanowić wzajemne uzupełnienie. Przedstawione w artykule studium przypadków dowodzi, iż ocena planów rozwoju zależy w dużej mierze od perspektywy, z jakiej są one ocenianie. Oznacza to, iż najlepsze rozwiązania dla jednego systemu nie muszą być optymalne z punktu widzenia systemów połączonych. W celu wyznaczenia optymalnych ekonomicznie kierunków rozwoju całej europejskiej sieci przesyłowej konieczna jest współpraca poszczególnych operatorów sieci przesyłowych oraz stosowanie zunifikowanych kryteriów oceny.

W artykule [21], na podstawie przeprowadzonej analizy kosztów energii elektrycznej różnych krajów europejskich w stosunku do cen energii na giełdach międzyregionalnych, przedstawiciele Finlandii wykazali, iż zwiększenie wymiany międzynarodowej energii elektrycznej może przyczynić się do podniesienia ogólnego poziomu dobrobytu społecznego. Z drugiej strony przedstawiono, w jaki sposób interesy narodowe mogły przyczynić się do niezrealizowania planów rozwoju sieci przesyłowych, korzystnych z punktu widzenia całej Europy. Większość operatorów przesyłowych wykazuje podejście, w którym dominującą rolę odgrywa eksport energii, stąd też krajowe sieci przesyłowe kształtowane są tylko w tym kierunku, pozostawiając możliwości importowe na dużo niższym poziomie. Zauważono również, że opracowany do 2020 roku Dziesięcioletni Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej, mimo iż zwiększa ogólnie poziom dobrobytu społecznego, to jednak daleki jest od optymalnego. Brak globalnego porozumienia w sprawie kształtowania połączeń międzysystemowych może prowadzić do częściowej optymalizacji sieci przesyłowych, a co za tym idzie do strat społecznych. Jednym z przykładów mogą być nieskoordynowane inwestycje polegające na instalacji przesuwników fazowych na liniach transgranicznych.

Biorąc pod uwagę charakter obecnie zawieranych umów handlowych dotyczących połączeń transgranicznych (linii przesyłowych i telekomunikacyjnych, gazociągów, itp.) w artykule [32] przedstawiciele Serbii i Włoch przedstawili rozważania dotyczące zasad oceny i kryterium podziału kosztów, korzyści ekonomicznych oraz ryzyka inwestycyjnego dotyczącego przyszłych inwestycji infrastrukturalnych. Obecnie praktykowane umowy oparte na równym bądź terytorialnym podziale kosztów wydają się być nieadekwatne w stosunku do realiów. Jest oczywiste, iż dla inwestycji przesyłowych główne czynniki kosztów i korzyści inwestycji są różne z punktu widzenia inwestorów publicznych i prywatnych. Inwestorzy prywatni skupiają się głównie na osiągnięciu maksimum zysków, dla operatora systemu przesyłowego istotne są również aspekty niezawodnościowe i optymalizacja pracy sieci. W artykule przedstawiono wzorce modeli biznesowych inwestycji publicznych i prywatnych oraz ich możliwych wariacji wraz z określeniem linii podziału kosztów, korzyści, ryzyka inwestycyjnego oraz uprawnień dla każdego z modeli.

W artykule [30] przedstawiciele Belgii dokonali porównania Planu Rozwoju Sieci dla okresu 10 lat (TYNDP), opracowanego w roku 2012 z TYNDP, opracowanym w roku 2010. W wyniku porównania obu planów stwierdzono, że 75% inwestycji zawartych w TYNDP z 2012 r. było już uwzględnionych w TYNDP z 2010 r. W nowym TYNDP ok. 45% to inwestycje średnioterminowe, zaś pozostała część to inwestycje długoterminowe. Ponadto ok. 80% projektów związana jest z przyłączenie OZE do systemu elektroenergetycznego (125 GW OZE na poziomie europejskim). Realizacja założonych projektów inwestycyjnych ma pozwolić na uzyskanie 5% oszczędności na koszcie produkcji energii elektrycznej. Szczegółowe wyniki zamieszczone są na stronie internetowej ENTSO-E.

MEDGRID [16] jest projektem energetycznym w Afryce Północnej zrzeszającym osiem krajów należących do UE oraz MENA (Middle East and North Africa). Założeniem projektu jest wspieranie rozwoju śródziemnomorskich sieci przesyłowych w celu stworzenia warunków bardziej efektywnego wykorzystania taniej energii źródeł odnawialnych (głównie energii słonecznej) w krajach europejskich i północnoafrykańskich. Celem badań prowadzonych w ramach MEDGRID jest realizacja połączeń sieciowych w obrębie basenu Morza Śródziemnomorskiego w celu umożliwienia eksportu do Europy energii elektrycznej pochodzącej z OZE w Afryce Północnej. Planuje się, że w horyzoncie czasowym 2020-2025 zainstalowanych tam zostanie ok. 20 000 MW mocy, z czego ok. 5000 MW ma zostać przeznaczonych na eksport do Europy. Zaprezentowane podejście do analizy techniczno-ekonomicznej opiera się na globalnym modelu obejmującym systemy krajów europejskich i afrykańskich, będącym w stanie ocenić rentowność i przyszłe

korzyści planowanych połączeń wymiany międzynarodowej, z uwzględnieniem krajowych scenariuszy zapotrzebowania, generacji oraz planów rozwoju sieci. W modelu odwzorowane są również charakterystyki wytwarzania w OZE, a także niektóre czynniki zewnętrzne, takie jak ceny ropy, emisji CO_2 czy koszty eksploatacyjne.

Jako główne kryterium oceny planowanych powiązań sieciowych, oprócz eksportu zielonej energii, zostały wymienione potencjalne korzyści ekonomiczne wymiany energii Europa – Afryka w obydwu kierunkach, współdzielenie rezerw mocy oraz poprawa niezawodności i elastyczności systemu globalnego. Uwzględniając strukturę podmorską Morza Śródziemnego w artykule wyróżniono 3 możliwe korytarze nowych powiązań kablowych: zachodni, centralny i wschodni, które należy rozpatrywać w przyszłych koncepcjach oraz wskazano techniczne ograniczenia dla stosowanych technologii połączeń stałoprądowych. Zaprezentowane podejście MEDGRID traktuje rozwój sieci śródziemnomorskich w aspekcie globalnym, co w odróżnieniu od realizowanych dotychczas umów dwustronnych realizacji powiązań transgranicznych pomiędzy dwoma operatorami systemów pozwala na wykorzystanie wspólnych kryteriów oceny poszczególnych projektów. Daje to szansę opracowania bardziej spójnego oraz technicznie i ekonomicznie uzasadnionego planu rozwoju sieci przesyłowych w analizowanym regionie. Istniejące i planowane powiązania sieciowe w obrębie basenu Morza Śródziemnego zamieszczono na rysunku 3.

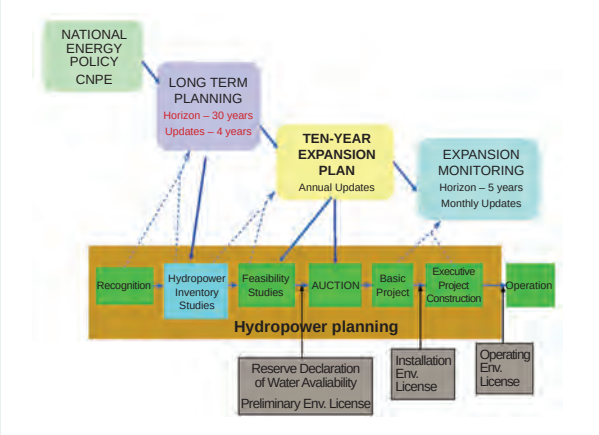
Współczesne procesy planistyczne, z uwagi na niespotykaną dotąd skalę oraz dynamikę zmian, są procesami złożonymi, o dużej odpowiedzialności spoczywającej na organach decyzyjnych. Globalizacja rynków energii, inwestycje międzynarodowe w sektorze energetycznym, wspólne projekty rozwojowe sieci przesyłowych stawiają nowe wyzwania pod kątem oceny podejmowanych decyzji planistycznych. Przedstawiciele Kolumbii [34] zaprezentowali opracowany na potrzeby kolumbijskiego operatora systemu przesyłowego (ISA) dynamiczny model symulacyjny, jako narzędzie wsparcia w procesie planowania długoterminowego rozwoju sieci. Przedstawione podejście składa się z dwóch modeli określających zachowania gospodarki krajowej (model ekonomiczny) oraz sektora energetycznego (model sektorowy), uwzględniających dane historyczne. W modelu ekonomicznym poprzez PKB, poziom inflacji czy kursy walut określane są przyszłe wskaźniki makroekonomiczne. Następnie wskaźniki te wykorzystywane są w modelu sektorowym do określenia priorytetowych inwestycji w sieciach przesyłowych, z uwzględnieniem planów rozwoju sieci, generacji, zapotrzebowania oraz budowy linii transgranicznych. Ostatnim krokiem jest makroekonomiczna symulacja zysków i strat oraz określenie zmiany wskaźników bilansowych przedsiębiorstwa energetycznego, w kontekście planowanych inwestycji i całej gospodarki.

Rys. 3. Istniejące i planowane w przyszłości połączenia sieciowe w obrębie Morza Śródziemnego [16]

Efektywny rozwój wykorzystania zasobów wytwórczych

W referacie [26] przedstawiono aktualne rozwiązania techniczne oraz ekonomiczne przyłączania nowych źródeł wytwórczych do australijskiego systemu elektroenergetycznego, bazujące na prawach rynkowych, stosowane we wschodnim (NEM) oraz zachodnim (WEM) systemie australijskim. W związku z dużym rozwojem nowych jednostek wytwórczych, przedstawionym na przykładzie stanu Wiktoria, wyszczególniono zagrożenia dla przyszłych struktur systemowych związane z lokalizacją jednostek wytwórczych w wybranych obszarach występowania surowców energetycznych (odnawialnych i nieodnawialnych). Koszty związane z budową stacji elektroenergetycznych są bardzo wysokie, a istniejące ramy regulacyjne uniemożliwiają operatorom sieci przesyłowych uzyskiwania pełnego zwrotu aktywów. Innym zagrożeniem jest ponoszenie przez operatora systemu całości ryzyka inwestycyjnego. W związku z powyższym rozważane są trzy podejścia do przyłączania do sieci farm wiatrowych: pierwsze – tradycyjne, każda farma jest przyłączona do odrębnej stacji, drugie – farmy są grupowane i przyłączane do istniejących stacji oraz trzecie - tworzone są specjalne stacje agregujące wiele farm wiatrowych, które następnie przyłączane są do systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo w ramach powyższych zmian przewiduje się przesunięcie części kosztów związanych z rozwojem sieci przesyłowych na wytwórców energii. Zaproponowane rozwiązania mają na celu promowanie inwestycji efektywnych z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego oraz być przejrzyste dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej.

Odmienne, w stosunku do rynkowego modelu australijskiego, podejście oparte na centralnym planowaniu źródeł wytwórczych zostało przyjęte w Brazylii [23]. Szybki wzrost gospodarczy krajów rozwijających się, takich jak Brazylia, powoduje zwiększenie wymagań stawianych sektorowi energetycznemu pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju przy jednoczesnym dotrzymaniu standardów ochrony środowiska naturalnego. W artykule, na przykładzie rozwoju energetyki wodnej, przedstawiono brazylijskie podejście w procesie planistycznym źródeł wytwórczych. Opiera się ono na ocenie możliwości wykorzystania zasobów wodnych, biorąc pod uwagę, poza korzyściami ekonomicznymi i energetycznymi, również aspekty społeczne i środowiskowe, przy czym ważne jest, aby wszystkie powyższe zagadnienia uwzględniane były od samego początku procesu planowania. Podstawowym kryterium optymalizacyjnym danego rozwiązania jest uzyskanie maksimum korzyści ekonomicznych i energetycznych, przy jednoczesnej minimalizacji negatywnych skutków społecznych i środowiskowych.



Rys. 4. System planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego i energetyki wodnej w Brazylii [23]

Zarządzanie majątkiem sieciowym

W grupie tematów dotyczących zarządzania majątkiem sieciowym znalazły się zarówno referaty dotyczące zwiększenia stopnia wykorzystania istniejącego majątku, potrzeby zmian podejścia do zarządzania aktywami wynikającej ze specyfiki systemu oraz referaty przedstawiające operatorów, dla których zmiana tego podejścia jest szansą unowocześnienia pracy całego systemu. Prezentowane referaty odnoszą się do aspektów planowania przyszłych struktur sieciowych, wymiany istniejącego majątku wynikającego z jego struktury wiekowej oraz zapewnienia odpowiedniego poziomu usług zasilania odbiorców w obliczu transformacji scentralizowanych systemów elektroenergetycznych w kierunku generacji rozproszonej OZE.

Rosnący poziom generacji rozproszonej OZE we włoskim systemie elektroenergetycznym [4] stanowi poważne wyzwanie dla operatora systemu przesyłowego pod kątem eksploatacji sieci oraz prowadzenia modernizacji elementów sieciowych, w tym przede wszystkim planowania wyłączeń. Jest to szczególnie istotne z powodu potencjalnego ryzyka zakłóceń pracy systemu ze względu na trudny do przewidzenia poziom generacji w OZE oraz trudne do ustalenia racjonalne scenariusze generacji pozostałych źródeł wytwórczych. Zakładane podejście metodyczne definiuje trzy fazy optymalizacji procesu zarządzania majątkiem. W pierwszej definiowane są scenariusze wytwarzania z wykorzystaniem modelu rynku energii oraz z uwzględnieniem cen usług systemowych. W fazie drugiej tworzony jest optymalny plan wyłączeń elementów sieciowych uwzględniający kryteria techniczne oraz spełniający kryterium minimalizacji kosztów. Natomiast trzecia faza to ponowna weryfikacji adekwatności układu sieciowego z planowanymi wyłączeniami pod kątem spełnienia kryteriów bezpiecznej pracy.

Zaproponowane podejście metodyczne przetestowano na fragmencie włoskiego systemu przesyłowego obejmującego Sycylię (1150 km linii przesyłowych, moc szczytowa 3500 MW, 1400 MW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych oraz 750 MW instalacji fotowoltaicznych). Uzyskane wyniki potwierdziły poprawność proponowanej metodyki. Implementacja metodyki w dużych systemach przesyłowych wymaga jednakże rozwiązania szeregu zagadnień związanych z przyjętymi uproszczeniami oraz wymaganymi dużymi mocami obliczeniowymi. Zagadnienie to będzie przedmiotem dalszych prac badawczo-rozwojowych.

W związku ze spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną w Japonii [14] obserwowana jest również zmiana podejścia w stosunku do budowy nowych struktur sieci przesyłowych. Obecnie normą, zamiast budowy nowych linii przesyłowych, staje się maksymalizacja wykorzystania posiadanego majątku sieciowego, uwzględniająca wymianę istniejących, wyeksploatowanych linii. Autorzy opisują nowe narzędzie do określania rankingu takich właśnie inwestycji, które składa się z dwóch modułów. Pierwszy moduł pozwala na kalkulację wskaźnika niezawodności, uwzględniającego wzrost awaryjności linii wraz z jej wiekiem. Drugi moduł to moduł planistyczny, zakładający utrzymanie wskaźnika niezawodności na poziomie z roku wymiany obiektu i kalkulujący koszty. Ranking inwestycji jest ustalany ze względu na efektywność kosztową. Wskaźnik niezawodności kalkulowany jest w sposób tradycyjny, jako niedostarczona energia w deterministycznych stanach systemu, przy uwzględnieniu prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Wskaźnik efektywności zaś to iloraz niedostarczonej energii i kosztu wymiany obiektu sieciowego (w artykule analizowano wyłącznie przypadek linii napowietrznych). Oprogramowanie testowano na fragmencie typowej japońskiej sieci 66 kV i uzyskano wyniki zbieżne z wynikami tradycyjnych metod planowania. Dalsze prace będą prowadzone nad rozszerzeniem modelu na większe sieci, oraz dokładniejszym odzwierciedleniu rzeczywistych uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego.

Analogiczny problem do powyższego przedstawiono w artykule [25]. Opisano przykład sieci elektroenergetycznej w rejonie Kansai na wyspie Honsiu. Dodatkowo zwrócono uwagę na sąsiadujące obszary o występującym wzroście zapotrzebowania na moc oraz spadku tegoż zapotrzebowania. To stwarza dodatkowo trudne warunki dla pracy systemu, którego urządzenia, w opisywanym przykładzie, mają za sobą nawet ponad 80 lat pracy. Dlatego proponuje się tworzenie master planu dla systemu elektroenergetycznego przy nacisku na: zapewnienie niezawodności dostaw energii elektrycznej, dążenie do uzyskania możliwie wysokich wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji, elastyczność zmian konfiguracji sieci, łatwość

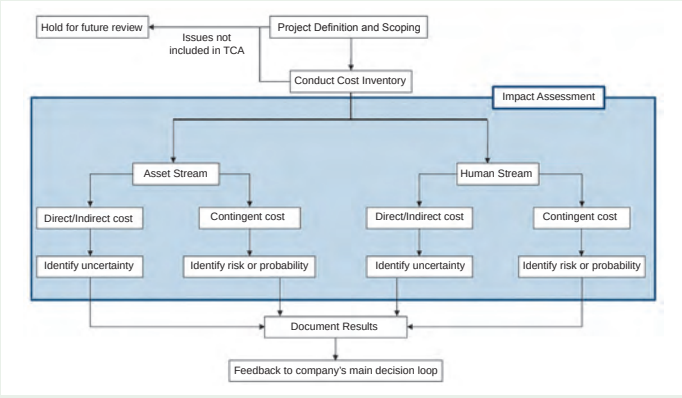
eksploatacji, napraw i modernizacji elementów sieci oraz możliwość rozbudowy instalowanych systemów poprzez wykorzystanie przyszłych technologii.

Problem zarządzania majątkiem przesyłowym został poruszony również w zaprezentowanym przez przedstawicieli Wielkiej Brytanii artykule [9], gdzie opisano zintegrowaną metodę wspomagania procesów decyzyjnych na podstawie kosztów cyklu życia (LCC) aktywów i metodologię oceny ryzyka. Podstawowe elementy metody przedstawiono na rysunku 5. Ocena niepewności dokonywana jest z wykorzystaniem metody Monte Carlo. Metodę przetestowano na rzeczywistych przypadkach opisanych w artykule.

Problem kompensacji mocy biernej jest ogólnie znanym problemem w systemach elektroenergetycznych. W obecnie projektowanych systemach coraz częściej stosowane są linie kablowe, charakteryzujące się dużym prądem ładowania. Prowadzić to może do znacznych podskoków napięcia na końcach linii kablowej. Podobny problem występuje w przypadku długich, niskoobciążonych linii napowietrznych, gdzie również obserwuje się ponadnormatywne wzrosty napięcia. W artykule [6] opisano przykład wykorzystania w Szwecji dławików kompensacyjnych (*VSR - Variable Shunt Reactor*) do dynamicznej kompensacji mocy biernej poprzez optymalizację położenia przełącznika zaczepów.

W artykule [3] przedstawiono proces wprowadzania zmian w zarządzaniu majątkiem sieciowym w ramach *TRANSCO*, przedsiębiorstwa odpowiedzialnego za utrzymanie, eksploatację i rozwój sieci przesyłowych wodnych i elektrycznych wysokiego napięcia w Arabii Saudyjskiej. Spośród dostępnych standardów wybrano brytyjską specyfikację PAS55, pozwalającą *TRANSCO* na wdrożenie zmian w sposób najbardziej skoordynowany i zorganizowany. Proces wdrażania zmian, wyzwania stojące w obliczu nowego systemu oraz osiągnięte korzyści zostały zilustrowane w przedmiotowym artykule. *TRANSCO* stało się pierwszą firmą na Bliskim Wschodzie, która posiada akredytację Institiute of Asset Management.

Potrzeba zmiany podejścia w aspekcie zarządzania aktywami zauważona została również przez *TRANSELEC*, głównego chilijskiego właściciela sieci przesyłowej [29]. Decyzja o wdrożeniu nowego programu została podjęta na podstawie badań porównawczych w ramach grup ITOMS (International Transmission Operations and Maintenance Study) oraz CIER (Comision de Integracion Energetica Regional). Analizy wykazały, iż w zakresie wydajności urządzeń sieciowych oraz kosztów ich utrzymania wskaźniki *TRANSELEC* są niższe od średnich z obydwu grup. Zaprezentowana praca analityczna przedstawia nowatorskie, z punktu widzenia *TRANSELEC*, podejście do zarządzania majątkiem sieciowym, wykorzystujące dane historyczne uszkodzeń i awarii oraz pokazuje obecnie obowiązujące mechanizmy zbierania danych, procesy przeprowadzania przeglądów technicznych i napraw poawaryjnych.



Rys. 5. Podstawowe elementy metody LCC [9]

Podsumowanie

Podsumowując działanie Komitetu C1 oraz ostatnią sesję CIGRE w 2012 r. trzeba stwierdzić, iż nie pojawiły się nowe metodyki w zakresie planowania rozwoju systemu przesyłowego. Standardem staje się natomiast podejście dwufazowe w procesie planistycznym, opisywane od kilku już lat. W pierwszej fazie wykorzystywane są symulatory rynku dla określenia potencjalnego zestawu generacji, przy uwzględnieniu szerokiego wachlarza uwarunkowań (technicznych, makro- i mikroekonomicznych, pogodowych, etc.). W drugiej fazie, na podstawie wyników pierwszej, wykonywane są różnego typu analizy: techniczne, techniczno-ekonomiczne, oceny ryzyka. Uzyskiwane wyniki poddawane są różnym kryteriom decyzyjnym. Co do określania uwarunkowań pracy sieci to dominuje raczej podejście deterministyczne.

Drugim niezwykle istotnym zagadnieniem, szczególnie w dobie recesji gospodarczej, jest optymalizacja wykorzystania istniejącego majątku sieciowego oraz metody jego odtworzenia (niekoniecznie o tych samych parametrach). Propozycje różnym metodyk w tym zakresie prezentują głównie, ale nie wyłącznie, kraje dalekiego wschodu. Na uwagę zasługuje także zintegrowana metoda wspomagania procesów decyzyjnych wykorzystująca koszty cyklu życia aktywów i metodologię oceny ryzyka proponowana przez Brytyjczyków z *National Grid* i *Gnosys Global*.

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW C1

[1] C1-112. Ahmed M., Ali K., Palermo P.J.: Treatment of Renewable Generation and Generation Retirement Uncertainties in Transmission Planning as Applied to American Electric Power System.
[2] C1-105. Akhmatov V. (i inni): Grid connection of offshore wind power plants and transmission system constraints.
[3] C1-304. Asma Al. Falasi.: Implementing a PAS55 approach to Asset Management within TRANSCO.
[4] C1-301. Baffa Scirocco T. (i inni): Modelling of decision making support tools for the as-

set management optimization in the Italian transmission system.
[5] C1-118. Bathurst G. (i inni): Testing constraints and opportunities for offshore renewable energy: strategic development of offshore networks for interconnection and market access.
[6] C1-303. Bengtsson C., Gajic Z., Khorami M.: Dynamic Compensation of Reactive Power by Variable Shunt Reactors; - Control Strategies and Algorithms.
[7] C1-108. Brown Ray W, Scott-Dye Hayden N.: Te Uku Wind Farm – Planning and Operation of a Deeply Embedded Power Plant with Advanced Ancillary Services.
[8] C1-113. Chang J.W. (i inni): Overview of renewable energy development in South Korea and the economic analysis of grid interconnection for large scale offshore wind farm.
[9] C1-307. Culley D. (i inni): New Methodology for Whole Life Costing and Risk Assessment.
[10] C1-119. Dent C.J. (i inni): Generation adequac assessment with high wind penetrations: Data requirements and insights from meteorology.
[11] C1-115. Esmeraldo P.C.V. (i inni): Long distance transmission interconnections expansion in Brazil impacted by Belo Monte power plant.
[12] C1-102. Gjerde O. (i inni): Integrated approach for reliability of electricity supply analysis – studies of demonstration network.
[13] C1-117. Houghton T., Bell K.R.W., Doquet M.: The economic case for developing HVDC-based networks to maximise renewable energy utilisation across Europe: an advanced stochastic approach to determining the costs and benefits.
[14] C1-305. Hidaka K., Koda J., Seki T.: Development of Support Tool for Overhead Transmission Line Replacement Planning Considering EENS and Cost Effectiveness.
[15] C1-104. Ilyenko A., Pilenieks D.: The problems of forming the UES of Russia capacity balances for extreme climatic conditions period (Unofficial translation). CIGRE-104.
[16] C1-207. Imaz Monforte L. (i inni): Co-development of the Mediterranean transmission grids.
[17] C1-116. Ishida K. (i inni): Demonstration tests of microgrid systems using renewable energy for small remote islands.
[18] C1-109. Jacobs P.G.H. (i inni): Combining Market Simulations and Load-Flow Calculations for planning of interconnected systems with high RES penetration – Practical Experience.
[19] C1-114. Jha I.S., Sehgal Y.K., Subir Sen.: Transmission system planning under uncertainty of supply and demand in Indian context.
[20] C1-106. Kabouris J. (i inni): A novel practical approach to transmission planning under severe uncertainties.
[21] C1-204. Lehtonen M., Supponen M.: National and Company Interests of Electricity Transmission Investments.
[22] C1-107. Lescale V.F. (i inni): Parallelling offshore wind farm HVDC ties on offshore side.
[23] C1-208. Melo A.C.G. (i inni): Sustainable Development of Hydropower in Brazil – Technical and Institutional Aspects.
[24] C1-201. Migliavacca G. (i inni).: Planning future transmission grid expansion investments for a sustainable pan-European energy system: the REALISEGRID approach.
[25] C1-306. Nagahata J., Nishida K.: Challenges for Forming Rational Power Systems Faced with Replacement Work of Aged Facilities.
[26] C1-202. Pushparaj N., Frearson K., Bones D.: Planning for connection of new generation projects in the Australian Electricity Market.
[27] C1-111. Revuelta J., Longás C., Imaz L.: Generation Adequacy with Large Scale Integration of Renewable Energy Sources
[28] C1-101. Tinoco T. (i inni): Planning of Interconnections in Central America and East Africa, considering uncertainties.
[29] C1-302. Vargas J., Guerrero A., Geraldo C.: Basis of Asset Management program implementation in Transmission Owner in Chile.
[30] C1-206. Verseille J., Lepy S., Paun M.: European transmission network investments planning with a view on long-term environmental goals.
[31] C1-103. Völler S. (i inni): Onshore and Offshore Transmission Expansion in the European Grid for Large Scale Wind Integration in the North Sea.
[32] C1-103. Völler S. (i inni): Onshore and Offshore Transmission Expansion in the European Grid for Large Scale Wind Integration in the North Sea.
[33] C1-205. Vujasinović Z., Iliceto A.: Business models for new interconnections: allocation of costs benefits and risks.
[34] C1-110. Wang Yimin, Wang Wei.: Coordinated development mechanism of new energy and smart grid.
[35] C1-209. Rendón Vargas Y., Buitrago Quintero C. J.: Application of system dynamics in long-term financial planning in power transmission utilities.

CIGRE

Krzysztof Madajewski
Instytut Energetyki
Oddział Gdańsk

Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2

System Operation and Control – Study Committee C2

Sesja plenarna Komitetu Studiów C2 CIGRE – „Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego" obejmowała dwa tematy preferowane.

Temat 1 - Metody przezwyciężenia problemów ruchowych powodowanych kombinacją źródeł charakteryzujących się wahaniami mocy oraz zmianami po stronie obciążeń – perspektywa operatora sieci przesyłowej (OSP):

- bilansowanie systemu (dzień przed i w dniu bieżącym),
- zmniejszona inercja systemu,
- zarządzanie ograniczeniami, regulacja napięcia, skoordynowana regulacja przesuwników fazowych.

Temat 2 - Metody poprawy ogólnych informacji o stanie połączonych systemów i koordynacja działań operatorów systemów przesyłowych (OSP):

- wymiana informacji pomiędzy OSP w połączonych systemach z kilkoma centrami sterowania,
- skoordynowane działania naprawcze,
- przetwarzanie informacji, systemy wspomagania decyzji, techniki wizualizacji,
- wymiana informacji i interfejsy między OSP i innymi podmiotami w tym operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD).

Spośród 26 zgłoszonych referatów 11 dotyczyło tematu pierwszego, natomiast 15 tematu drugiego.

Metody przezwyciężania problemów ruchowych

Referat [1] analizuje wymagania, jakie powinny spełniać obecnie elektrownie wiatrowe, aby umożliwić bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. Omawiane są w szczególności takie funkcjonalności elektrowni wiatrowej, jak:

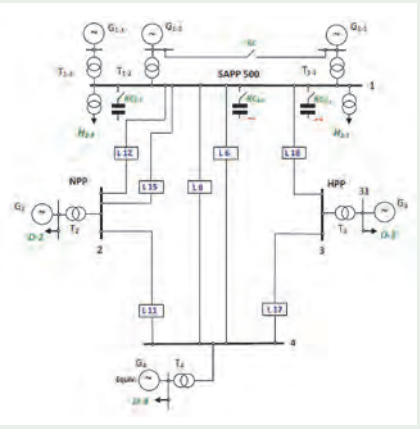
- utrzymanie elektrowni w sieci w warunkach obniżonego napięcia (najczęściej zwarcia) - *LVRT (Low Voltage Ride Through*),
- wspomaganie tłumienia kołysań mocy, analogiczne do działania stabilizatora systemowego w regulatorach napięcia konwencjonalnych generatorów – *PSS (Power System Stabilizer);*
- emulacja inercji systemu; wykorzystanie w stanach przejściowych energii kinetycznej mas wirujących z dynamiką analogiczną do mechanicznych stałych czasowych turbozespołów konwencjonalnych.

Wszystkie trzy funkcjonalności można uzyskać zdaniem autorów przez dodatkowe pętle regulacji. W referacie pokazano przykładowe wyniki potwierdzające skuteczność proponowanych rozwiązań.

W referacie [2] przedstawiono istniejący w Rosji system badania i testowania układów wzbudzenia i regulatorów napięcia generatorów synchronicznych. Badania są realizowane w NIIPT (High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute) z wykorzystaniem fizycznego modelu systemu elektroenergetycznego, którego schemat pokazano na rysunku 1.

Program testów obejmuje sprawdzenie:

- skuteczności stabilizatorów systemowych przy małych zaburzeniach,
- właściwości części mocowej układu z punktu widzenia zapewnienia maksimum zapasu stabilności,
- skuteczności układu regulacji w warunkach awarii,
- poprawności działania ograniczników regulacji (UEL, OEL),



Rys. 1. Schemat fizycznego modelu systemu elektroenergetycznego do badania układów wzbudzenia i regulacji napięcia generatorów synchronicznych w NIIPT w Rosji

- stabilności pracy równoległej testowanego układu regulacji generatora z generatorem wyposażonym w inny układ regulacji,
- możliwości i poprawności pracy układów regulacji w przypadku pracy dwóch generatorów na jeden wspólny transformator blokowy.

Badania obejmują łącznie 84 testy. Każdy wytwórca, który ma zamiar wprowadzić swoje rozwiązania na rynek rosyjski, musi przejść z wynikiem pozytywnym ten program testów. Dotychczas poddano badaniom 20 układów regulacji od różnych wytwórców. Trzynaście rozwiązań pomyślnie przeszło testy i zostało dopuszczonych do stosowania w Rosji.

Nowe zaawansowane rozwiązanie wspomagające proces prowadzenia ruchu we włoskim systemie przesyłowym opisano w referacie [3]. Rozwiązanie opracowane zostało wspólnie przez operatora systemu przesyłowego (TERNA) oraz placówkę badawczą (CESI) w ramach projektu Smart Grid Roadmap. Potrzeba nowego narzędzia do wspomagania prowadzenia ruchu włoskiego systemu elektroenergetycznego wynikała głównie z intensywnego rozwoju źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych we Włoszech. Podstawowym celem opracowanego rozwiązania jest cykliczna analiza planu pracy jednostek wytwórczych w najbliższej przyszłości, uwzględniająca aktualne i przyszłe warunki meteorologiczne oraz zmiany obciążeń. Zastosowane podejście kombinatorowo–probabilistyczne umożliwia krótkookresową weryfikację i optymalizację wielkości rezerw koniecznych do bezpiecznego prowadzenia ruchu włoskiego systemu elektroenergetycznego.

Problemy Irlandii z realizacją ambitnego celu uzyskania w 2020 roku 40% energii ze źródeł odnawialnych przedstawiono w referacie [4]. Ogromna większość tej energii pochodzi i będzie pochodzić z elektrowni wiatrowych. Oznaczać to będzie zainstalowanie 5000 MW mocy w elektrowniach wiatrowych w systemie o szczytowym zapotrzebowaniu równym 7500 MW. Jest to przy tym system bez powiązań zewnętrznych na napięciu przemiennym, a jedynie z połączeniami o niewielkiej mocy z Wielką Brytanią w technologii HVDC (przesył prądem stałym). Ocenę zagrożeń i koniecznych środków zaradczych dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu wykonano na podstawie badań modelowych dla połączonego systemu Irlandii i Irlandii Północnej.

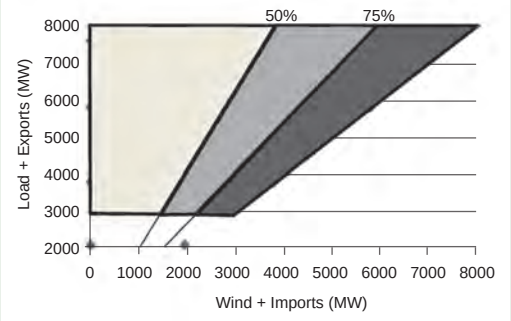
Podstawowym celem badań było ustalenie, jaki maksymalny udział w pokryciu zapotrzebowania może mieć generacja wiatrowa (dokładniej niewytwarzana w źródłach synchronicznych), aby zapewnić niezawodną pracę systemu elektroenergetycznego. Wyniki liczbowe przedstawiono na rysunku 2. Bezpieczny obszar pokazano jasnym kolorem (max 50% udział generacji wiatrowej). Kolor szary to obszar, w którym konieczne jest dokonanie istotnych zmian w wymaganiach zapisanych w kodeksie sieciowym, a obszar oznaczony kolorem czarnym w ogóle nie jest dopuszczalny.

Wskazano, że podstawowe problemy bezpieczeństwa wynikają z obniżenia inercji systemu i dysponowanej mocy biernej. Wskazano na możliwe środki zaradcze.

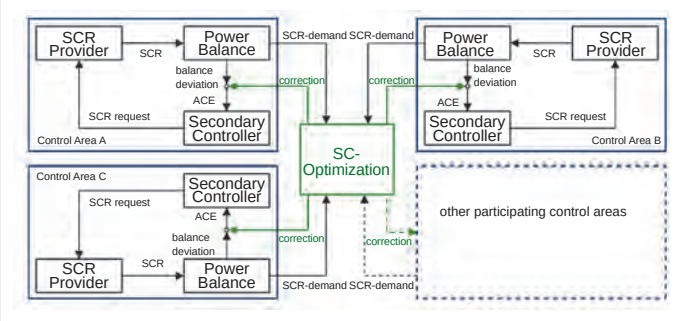
Rozwój koncepcji systemu regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym kontynentalnej Europy przedstawiono w referacie [6]. Prezentowana koncepcja GCC (Grid Control Cooperation) stanowi ramy dla realizacji współpracy granicznej w warstwie optymalizacji LFC (Load Frequency Control). Techniczna realizacja tego rozwiązania, pokazana na rysunku 3, oznacza faktycznie skoordynowaną optymalizację regulacji wtórnej.

Wdrażanie idei GCC rozpoczęto w 2008 u czterech operatorów niemieckiego systemu przesyłowego. W roku 2011 rozszerzono to rozwiązanie na obszar Danii, a w 2012 planowano włączenie Holandii, Szwajcarii, Czech i Belgii. Wdrożone w Niemczech rozwiązanie przyniosło wymierne efekty techniczne i ekonomiczne. Oszczędności oszacowano na 200 mln euro. Techniczne efekty to lepsze wykorzystanie rezerw oraz poprawa elastyczności i niezawodności pracy systemu.

Wyniki testów nowego rozwiązania regulacji napięcia z wykorzystaniem farm wiatrowych w Hiszpanii przedstawiono w referacie [7]. Dotychczas podstawowa metoda regulacji polegała na zadawaniu dla farmy wiatrowej wartości współczynnika mocy zależnego od warunków pracy systemu. Układy regulacji farmy miały za zadanie utrzymywanie przez zadany czas stałej wartość tego współczynnika. Ten sposób regulacji nie pozwala jednak na pełne wykorzystanie



Rys. 2. Bezpieczeństwo pracy systemu Irlandii w zależności od udziału generacji wiatrowej



Rys. 3. Skoordynowana regulacja wtórna – schemat podstawowy

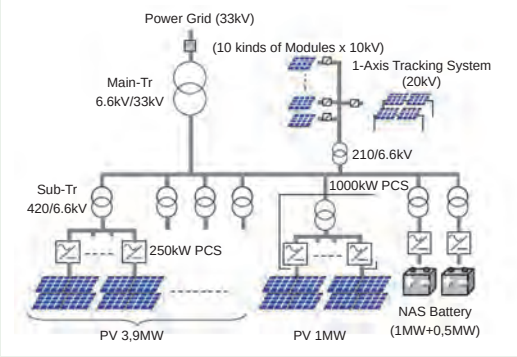
możliwości regulacyjnych turbin wiatrowych. Zaproponowany sposób regulacji polega na zadawaniu wartości napięcia na szynach stacji do realizacji przez grupę farm wiatrowych przyłączonych do tej stacji. Testy przeprowadzono dla jednego węzła 400 kV (*Morella*), do którego jest przyłączonych dziesięć farm wiatrowych (generatory typu DFIG) o łącznej mocy 395 MW oraz dla jednego węzła 220 kV (*Suido*), do którego przyłączonych jest kilka farm wiatrowych o łącznej mocy 135 MW, z generatorami indukcyjnymi o starszej konstrukcji, ale uzupełnionymi o statyczne kompensatory mocy biernej (SVC).

W efekcie przeprowadzonych badań zweryfikowano w praktyce nowy sposób regulacji i stwierdzono, że daje on bardzo dobre rezultaty zwłaszcza dla nowoczesnych rozwiązań turbin wiatrowych (DFIG). Oczekuje się, że jego wdrożenie przyczyni się do zwiększenia udziału farm wiatrowych w generacji ogółem z zachowaniem bezpieczeństwa pracy systemu.

Metody poprawy ogólnych informacji o stanie połączonych systemów

Referat [10] omawia ciekawe praktyczne doświadczenia z wykorzystaniem instalacji PV (fotowoltaika) o mocy 5 MW w powiązaniu z magazynem energii o mocy 1,5 MW w Japonii (rys. 4).

Japonia realizuje program osiągnięcia 28 GW mocy zainstalowanej w technologii PV do roku 2020. Jednakże ten rodzaj generacji odnawialnej również charakteryzują znaczne fluktuacje mocy oddawanej i problemy z prognozowaniem generowanej energii z tych źródeł. Jednym ze sposobów przeciwdziałania tym negatywnym zjawiskom jest współpraca instalacji PV z magazynem energii. W omawianym projekcie zastosowano baterię 1,5 MW x 7,2 h typu NAS (sodium-sulfur). W ramach projektu opracowano i wdrożono system prognozowania generacji PV. Istotną kwestią w tego typu projektach jest relacja wielkości mocy źródeł PV do mocy baterii (magazynu). Im większa moc baterii, tym łatwiej jest zapewnić ciągłość i stałość dostarczanej do systemu mocy. Niestety, bateryjne magazyny energii są bardzo kosztowne, co ogranicza wielkość instalowanej baterii. Autorzy omawiają różne metody zarządzania ładowaniem i rozładowaniem wskazując na optymalny, w warunkach omawianej instalacji, sposób realizacji tych procesów.



Rys. 4. Konfiguracja instalacji PV wraz z magazynem energii

Wyniki projektu R&D o nazwie PEGASE, finansowanego w ramach siódmego programu ramowego UE, przedstawiono w referacie [14]. Celem czteroletniego projektu z udziałem 21 partnerów było opracowanie i testowanie nowych zaawansowanych algorytmów dla wyznaczenia estymatora stanu, optymalizacji statycznej i przeprowadzenia symulacji całego systemu elektroenergetycznego kontynentalnej Europy. W ramach projektu między innymi opracowano i wdrożono dwuetapowy algorytm wyznaczania estymatora stanu oraz bezpośrednie wspomaganie estymatora stanu pomiarami fazorów synchronicznych. Badania symulacyjne w dziedzinie czasu realizowano z zastosowaniem obliczeń równoległych oraz rozdziału na procesy szybkozmienne i wolnozmienne z różnymi krokami całkowania.

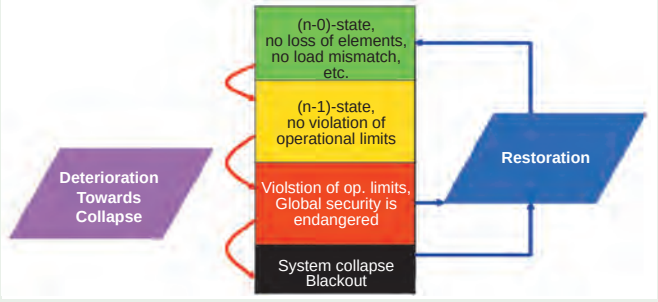
Zasady, stan obecny i przyszłość współpracy międzyoperatorskiej w centralnej części europejskiego systemu elektroenergetycznego przedstawiono w referacie [15]. Belgia, Holandia, Francja oraz Niemcy to kraje, których operatorzy przesyłowi od kilku lat koordynują działania w zakresie planowania i prowadzenia ruchu systemu. Konieczność takich działań wynika z bardzo znaczącej zmienności rozpływów mocy w tym obszarze, spowodowanej efektami działania rynku energii oraz zmiennością generacji odnawialnej (generacja wiatrowa i PV).

Utworzono kilka struktur organizacyjnych, takich jak: TSC – TSO Security Cooperation, SSC – Security Service Center, CASC – Capacity Allocation Service Company oraz CORESO, mających na celu wspomaganie procesów koordynacyjnych. Jednym z głównych celów tych działań jest zapobieganie bądź usuwanie ograniczeń sieciowych. Środki techniczne do realizacji tego celu obejmują między innymi skoordynowane nastawy ośmiu przesuwników fazowych zainstalowanych na terenie wymienionych krajów. Rozważa się wykorzystanie połączeń prądu stałego (HVDC).

W referacie [17] przedstawiono EAS (European–wide real-time Awareness System), wspólny europejski system informujący dyspozytorów prowadzących ruch krajowych systemów o stanie ogólnym europejskiego systemu elektroenergetycznego. Jest to system czasu rzeczywistego, którego idea powstała po awarii z 4 listopada 2006 r., w trakcie której krajowe dyspozycje w większości krajów w ogóle nie były świadome rodzaju, miejsca ani przyczyny awarii, jak również nie wiedziały, jaki jest stan systemu poza granicami ich odpowiedzialności. Realizacja systemu EAS wymaga udostępniania w czasie rzeczywistym przez wszystkich operatorów kluczowych danych i informacji o stanie ich systemu. Informacje te obejmują m.in:

- lokalne pomiary częstotliwości,
- bilans mocy czynnej,
- planowaną i pomierzoną wymianę mocy na liniach granicznych,
- całkowitą wartość generowanej mocy w rozbiciu na różne rodzaje generacji.

Najprostszą formą wizualizacji stanu systemu europejskiego w rozwiązaniu EAS jest system sygnalizacji świetlnej pokazany na rysunku 5, zainstalowany w dyspozycji każdego operatora systemu przesyłowego.



Rys. 5. Stan systemu europejskiego obrazowany sygnalizacją świetlną

W pełni rozwinięty i wdrożony system będzie obejmował zaawansowane systemy wizualizacji.

W referacie [18] zaprezentowano nową wspólną, europejską klasyfikację zaburzeń w systemie elektroenergetycznym. Klasyfikacja obejmuje zaburzenia:

- mające wpływ na graniczne przepływy mocy i handel energią (np.: znaczące wyłączenia generacji, wyłączenia infrastruktury liniowej lub podział systemu);
- wywołujące skutki społeczne (np.: wyłączenie obciążeń, częściowy lub całkowity blackout);
- prowadzące do istotnego pogorszenia niezawodności pracy systemu (np.: istotne zmiany parametrów systemu);
- prowadzące do naruszenia wystarczalności systemu (np.: brak możliwości zapewnienia rezerw).

W tabeli 3 pokazano związek między rodzajem zaburzenia a czterostopniową skalą zaburzeń.

Nowe rozwiązania w zakresie systemów sterowania dla poprawy krótko- i długookresowej stabilności napięciowej w Korei przedstawiono w referacie [21]. Struktura i topologia systemu elektroenergetycznego Korei sprzyja powstawaniu zagrożeń prowadzących do utraty stabilności napięciowej. Relatywnie odległe źródła wytwórcze i silne skupienie obciążenia w rejonie Seulu (około 42% całkowitego obciążenia) powoduje, że w przypadku wyłączenia jednej z linii 765 kV w niekorzystnej sytuacji sieciowej może dojść do utraty stabilności napięciowej. W celu zapobieżenia w takiej sytuacji powstaniu lawiny napięciowej dokonuje się prewencyjnego wyłączenia obciążenia o mocy 900 MW, po spełnieniu z góry założonych warunków napięciowych (napięcie poniżej 0,985 p.u w wybranym węźle 345 kV przez czas >200 ms). To rozwiązanie opracowano w drodze badań symulacyjnych off-line przyjmując konserwatywne założenia warunków pracy systemu.

Nowe rozwiązanie typu WAMAC (Wide-area Monitoring and Control) będzie bazowało na pomiarach fazorów synchronicznych, estymatorze stanu pozyskiwanym z systemu SCADA/EMS oraz badaniu warunków napięciowych czterech optymalnie wybranych węzłów sieci 345 kV. Podnapięciowe wyłączanie obciążeń w tym rozwiązaniu będzie, jak się oczekuje, odpowiadało dużo lepiej rzeczywistym potrzebom wynikającym ze stanu systemu.

Referat [25] omawia środki zaradcze zapobiegające awariom prowadzącym do blackoutu oraz przyspieszające odbudowę systemu po wystąpieniu takiej awarii, wdrożone w Brazylii po dwóch poważnych awariach obejmujących znaczną część systemu elektroenergetycznego. Pierwsza awaria (2009-10-11) rozwijała się jako sekwencja zdarzeń, kolejnych zwarć C1, C2 i C3, na trzech równoległych liniach 765 kV pokazanych na rysunku 6. W efekcie doszło do lawiny napięciowej w rejonie Sao Paulo i Rio de Janeiro i 40 mln osób zostało pozbawionych zasilania (22,436 MW obciążenia).

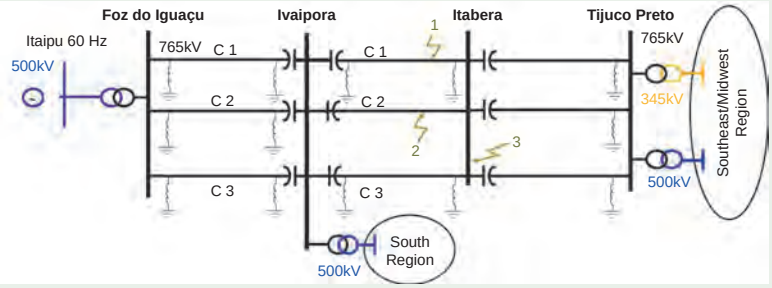
Kolejna awaria miała miejsce 4 lutego 2011 r. i pozbawiła zasilania również 40 mln osób, ale wartość wyłączonej mocy wynosiła w tym przypadku 7363 MW. W wyniku tych awarii operator systemu przesyłowego podjął dodatkowe środki zapobiegające awariom oraz przyspieszające odbudowę systemu, takie jak:

- opracowanie i wdrożenie możliwości „blackstartu[1]" w nowych elektrowniach,
- przygotowanie nowych korytarzy przesyłowych dla wspomagania odbudowy systemu,

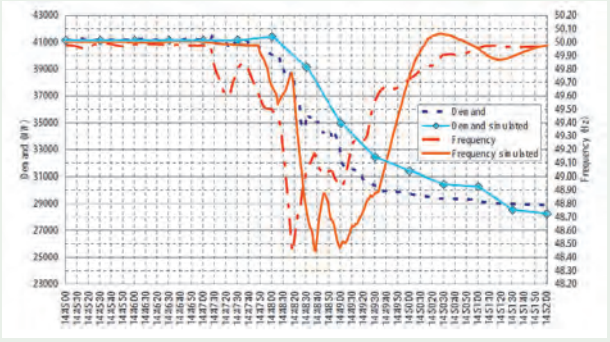
[1] Proces przywracania elektrowni do ruchu bez konieczności korzystania z zewnętrznej sieci.

Tabela 3

National Perimeter		Regional Perimeter	Wide Europe incident
Level 0 - Anomaly	Level 1 - Noteworthy Disturbance	Level 2 - Extensive incident	Level 3 - Major incident
Final tripping of equipments: consequences on national area	Final tripping of equipments: consequences on national area	Final tripping of equipments: consequences on regional level	
Loss of generation no noticeable consequence	Loss of generation consequences on national area	Loss of generation consequences on regional level	
	Alert State	Emergency State	Black Out State
	Lack of reserve		
	Voltage exceeding thresholds		
	N-1 violation situation		
	Frequency deviation threshold 1	Frequency deviation threshold 2	Frequency deviation threshold 3
		Separation of a significant part of grid	
		Regional Black out	Black out of synchronous area
Load Disconnection Threshold 1	Load Disconnection Threshold 2	Load Disconnection Threshold 3	Load Disconnection Threshold 4



Rys. 6. Lokalizacja zaburzeń prowadzących do blackoutu w sieci w Brazylii w 2009-10-11



Rys. 7. Przebieg awarii w systemie TEPCO w Japonii w trakcie trzęsienia ziemi w marcu 2011. Pomiary i symulacja

- rozwój interakcji między pracami badawczymi a rzeczywistym prowadzeniem ruchu,
- analiza systemu planowania połączeń międzynarodowych z punktu widzenia odbudowy systemu,
- masowe zastosowanie podziału na wyspy z wykorzystaniem elektrowni wodnych małej i średniej mocy,
- okresowe sprawdzanie możliwości „blackstartu" w wytypowanych do tego elektrowniach,
- stworzenie programu szkoleń i oceny kwalifikacji dla dyspozytorów prowadzących ruch systemu.

Referat [26] omawia kroki podjęte przez operatora *Tokyo Electric Power Co*, Japonia w zakresie opracowania i uruchomienia nowego, zaawansowanego symulatora treningowego dla dyspozytorów prowadzących ruch systemu przesyłowego. Bezpośrednim impulsem dla podjęcia tego zadania była awaria w 2006 roku. Opracowany i uruchomiony w *TEPCO* symulator pozwolił przygotować dyspozytorów do tak wielkich awarii, jak ta związana z trzęsieniem ziemi i tsunami w marcu 2011 roku. Symulator ten wykorzystano do odtworzenia i analiz przebiegu tej awarii (rys. 7).

PIŚMIENNICTWO

[1] El Itani S., Joos G.: Wind Turbine Generator Controls: Meeting Present and Future Grid Code Requirements.
[2] Burmistrov A., et al.: Estimation of efficiency of modern excitation controllers of synchronous machines in the conditions of physical model of a complex power system and suggestion of estimation technique and criteria as an addition to the IEC standard.
[3] Sabelli C., et al.: Very Short-Term Optimal Dispatching: an Integrated Solution for the Advance Dispatching.
[4] Coughlan Y., et al.: Overcoming Operational Challenges to maximise the levels of Wind Integration – a System Operator perspective.
[5] Spaan F., et al.: Congestion Management implemented in the Dutch System by using market principles: a practical example from the TSO perspective.
[6] Zolotarev P., et al.: Grid Control Cooperation – A Framework for Technical an Economical Cross-Border Optimization for Load-Frequency Control
[7] Arlaban T., et al.: Voltage control by multiple wind power plants: field test results.
[8] Zheng T., et al.: Robust Optimization and Its Application to Power System Operation.
[9] Lee S.H., et al.: An Establishment of Operating Instruction and Information Gathering Hierarch Considering Smart Grid and Micro Grid Environment in the Korean SO's Perspective.
[10] Niyama M., et al.: Development of Output Control Technologies for a Large-Scale PV System with Battery Storage—Wakkanai Mega-Solar Project.
[11] Scherer M., et al.: Improved Frequency Bias Factor Sizing for Non-Iterative Control.
[12] Hillberg E., et al.: System Integrity Protection Schemes – Increasing operational security and system capacity.
[13] Rabinovicz M.A., et al.: Simulator Wizard for a Grid Company's Top Management Dispatcher.
[14] Rapport S., et al.: PEGASE R&D project: advanced algorithms for state estimation and simulation of the Pan-European power system.
[15] Arrive O., et al.: Improved TSO coordination in the Central West European region.
[16] Schneiders C., et al.: Visualization of the System State and Situation Awareness in Wide Area Transmission Systems for Electricity.
[17] Albrecht J., et al.: Development and Setup of the first European-wide real-time Awareness System (EAS) for the Transmission System Operators of ENTSO-E.
[18] Gahungu J.F., Bikulcius R.: Development of an European-wide incidents classification scale for ENTSO-E transmission system operators.
[19] Boulet F., et al.: Technical and cultural interest of a centralised coordination service centre Experience of Coreso after 3 years of operation.
[20] Al-Ebrahim., et al.: GCC Interconnection Grid: Operational Studies for the GCC Interconnection with United Arab Emirates (UAE).
[21] Nam S., et al.: Voltage Control Schemes to improve Short-term and Long-term Voltage Stability in KEPCO system.
[22] Soonee S.K., et al: Institutional Capacity Building of the Load Dispatch Centres in India.
[23] Sodha N.S., et al.: Phasor Measurement Applications in Smart Grid.
[24] Gomes P., et al.: The conception of a New Special Protection System involving long distance – Coordinated remedial actions.
[25] Antonio C.B., et al.: Lessons Learned in Restoration from Recent Blackout Incidents in Brazilian Power System.
[26] Kataoka T., Shitsukawa M., Tajimi A.: Improvement in coordinated restoration operation skills covering more than one area (Developing a power system operation training simulator that precisely reproduces electrical phenomena).

CIGRE

Anna Stankowska
PBE Elbud Warszawa Sp. z o.o

Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko – Komitet Studiów C3

System Environmental Performance – Study Committee C3

Działalność Komitetu skupia się na czterech głównych zagadnieniach technicznych, tj.:

- TD 1. Rozwój/funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego a środowisko,
- TD 2. Globalne zmiany środowiskowe a system elektroenergetyczny,
- TD 3. Społeczna akceptacja infrastruktury elektroenergetycznej, zaangażowanie właścicieli nieruchomości a komunikacja społeczna,
- TD 4. Wydajność sektora energetycznego a środowisko.

Podczas 44. otwartej sesji CIGRE Komitetu Studiów C3 przedstawiono 24 referaty, obejmujące zagadnienia z dwóch bloków tematycznych.

P.S.1: Publiczna akceptacja infrastruktury elektroenergetycznej:

- doświadczenia w komunikacji, zaangażowanie właścicieli nieruchomości oraz wzrost świadomości publicznej,
- wymagania legislacyjne, wytyczne oraz rola władz i operatorów,
- metody oraz doświadczenia w zakresie uwzględniania wymagań właścicieli nieruchomości przy planowaniu i pracy infrastruktury elektroenergetycznej.

P.S.2: Jak „zielone" są przyszłościowe systemy elektroenergetyczne:

- metodologia służąca ocenie oddziaływania na środowisko oraz osiągnięcia w zakresie innowacyjności struktury i koncepcji sieci elektroenergetycznej,
- przeciwstawianie się zmianom klimatu,
- implikacje środowiskowe wpływające na zwiększenie wydajności systemu energetycznego poprzez tworzenie nowych sieci wysokich napięć oraz integracje źródeł energii na poziomie sieci dystrybucyjnych,
- doświadczenia w ocenie jakościowej, szacowania ilościowego oraz benchmarkingu.

W ostatnich latach obserwuje się rosnący udział społeczeństwa w procesach inwestycyjnych, zwłaszcza w obszarze prowadzonej procedury lokalizacyjnej dla danego przedsięwzięcia, jak również jego oceny oddziaływania na środowisko. W chwili obecnej techniczne aspekty planowania i realizacji elektroenergetycznych inwestycji infrastrukturalnych są bowiem dobrze znane i rozpoznane, zarówno przez projektantów, wykonawców, jak i inwestorów. Jednakże znacząca część procesu inwestycyjnego związana jest z procedurą legislacyjną, a co za tym idzie z koniecznością uzyskania społecznej akceptacji na jego realizację. Dość często pozyskanie zgody ludności zamieszkującej obszary planowanej lokalizacji inwestycji jest zadaniem trudnym i czasochłonnym, zarówno pod względem społecznym, jak i ekonomicznym. Uzyskanie przychylności społeczeństwa, zwłaszcza dla projektów z sektora elektroenergetycznego, wymaga zatem prowadzenia szeroko pojmowanego dialogu społecznego. Niejednokrotnie bowiem pojawiający się opór społeczny prowadzi do znaczących opóźnień w realizacji projektów lub też ich zaniechania, co w konsekwencji może wpłynąć na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Przez pozyskanie akceptacji społecznej rozumieć należy zbiór działań i procedur umożliwiających poprawę komunikacji oraz zapewniających dostęp do informacji na temat planowanych projektów inwestycyjnych, zarówno właścicieli nieruchomości, na których lokalizowana będzie dana inwestycja, jak i stron trzecich oraz społeczności lokalnej.

Ze względu na wagę wspomnianego zagadnienia niniejszy artykuł w zwięzły sposób ukazuje tematy poruszane w ramach pierwszego bloku tematycznego, tj. Publiczna akceptacja infrastruktury elektroenergetycznej.

Publiczna akceptacja infrastruktury elektroenergetycznej

Omawiany blok tematyczny podzielony został na trzy grupy, tj.:

- Grupa 1: Społeczna akceptacja wpływu pól elektromagnetycznych 50/60 Hz i ryzyka z nim związane.
- Grupa 2: Studia przypadku.
- Grupa 3: Pozostałe czynniki wpływające na pozyskanie społecznej akceptacji.

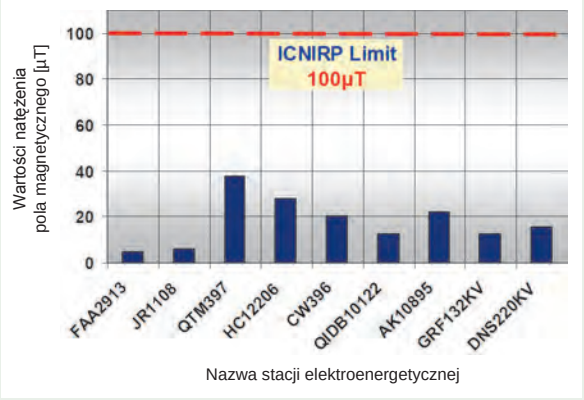
Społeczna akceptacja wpływu pól elektromagnetycznych 50/60 Hz i ryzyka z nim związane

W pierwszej grupie tematycznej przedstawione zostały 4 referaty (C3-101, C3-103, C3-110, C3-113) dotyczące potencjalnego lub istniejącego wpływu infrastruktury elektroenergetycznej na ludność zamieszkującą w jej otoczeniu.

W referacie C3-101 przedstawiono metodologię przeprowadzenia testów spalania oleju mineralnego przeznaczonego do celów przemysłowych, w wyniku których wydziela się polichlorowany bifenyl (PCB). Testy te przeprowadzono w celu oszacowania potencjalnego ryzyka skażenia środowiska, pracowników oraz ludzi znajdujących się w pyle ognia pochodzącego od płonącego transformatora zawierającego wspomniany olej przemysłowy [1].

Celem referatu C3-103 było zaprezentowanie bazy danych zbudowanej przez Narodowego Regulatora *(Nacional Ente Regulador de la Eletricidad* – ENRE, Argentyna), zawierającej informacje o polu elektrycznym i magnetycznym 50 Hz pochodzącym od stacji elektroenergetycznych oraz linii napowietrznych wysokich napięć. Baza ta, zawierająca informacje dostarczone przez prywatne instytuty planowania środowiskowego oraz ENRE, zaprojektowana została jako narzędzie do zarządzania oceną i kontrolą dotrzymywania ustalonych standardów emisji substancji (tj. pól elektromagnetycznych) do środowiska oraz jako instrument do celów komunikacji ze społeczeństwem [2].

W artykule C3-110 przedstawiono natomiast wyniki pomiarów natężeń pól magnetycznych pochodzących od stacji i linii elektroenergetycznych zlokalizowanych w obszarze zabudowy mieszkaniowej. Pomiary te zostały wykonane dla próby kontrolnej (tj. wybranych linii i stacji elektroenergetycznych), w której wartości natężeń pól odpowiadały międzynarodowym regulacjom [3]. Do przeliczeń zmierzonych wartości na najbardziej niekorzystne warunki pracy linii i stacji elektroenergetycznych zastosowano obowiązujące modele przeliczeniowe. Pozwoliło to na ocenę ekspozycji ludzi w polu magnetycznym pochodzącym zarówno od linii przesyłowych, jak również stacji dystrybucyjnych (rys 2).



Rys. 2. Zmierzone wartości natężenia pola magnetycznego przy ogrodzeniach stacji elektroenergetycznych [3]

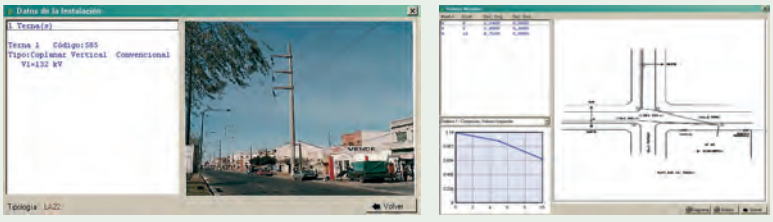
W artykule C3-113 opisane zostało tło, struktura oraz filozofia utworzonego w Japonii w 2008 r. centrum informacji (Japan EMF Information Centre - JEIC). Centrum to powstało w celu minimalizacji ryzyka pojawienia się luki informacyjnej wśród właścicieli nieruchomości w zakresie specjalistycznej wiedzy na temat pola elektromagnetycznego i jego wpływu na życie i zdrowie ludzi. Rzetelność przekazywanych informacji jest bowiem kluczowym czynnikiem wpływającym na minimalizację pojawienia się ryzyka „komunikacyjnego" [4].

Studia przypadku

W artykułach C3-102, C3-104, C3-106, C3-107, C3-108, C3-109 i C3-114 przedstawiono przypadki dotyczące prowadzonych kampanii informacyjnych, komunikacyjnych, techniki zaangażowania społeczeństwa oraz negocjacji, umożliwiających pozyskanie społecznej akceptacji dla planowanych i realizowanych inwestycji elektroenergetycznych. Doświadczenia te pochodzą ze Słowenii, Nowej Zelandii, Belgii, Irlandii, Portugalii, Holandii i Japonii.

W artykule C3-102 opisane zostały wymagania, jakim powinny odpowiadać debaty publiczne dotyczące ustalenia lokalizacji linii napowietrznych, na przykładzie doświadczeń słoweńskich. Jest to bowiem krytyczna faza w całym procesie inwestycyjnym. Stwierdza się przy tym, iż ignorowanie społeczeństwa i nieangażowanie go w proces planowanego do realizacji przedsięwzięcia elektroenergetycznego nie przynosi żadnych pozytywnych rezultatów [5]. Lokalizacja inwestycji oraz proces pozyskiwania akceptacji społecznej jest bowiem kluczowym czynnikiem wpływającym na cały proces inwestycyjny.

W artykule C3-104 przedstawiono zarys ewolucji postawy władz rządzących w Nowej Zelandii w zakresie eksploatacji i rozwoju sieci przesyłowej, począwszy od historycznego braku społecznego zaufania oraz słabo egzekwowanych istniejących regulacji prawnych, aż do osiągnięcia ustawowych mechanizmów ochrony społeczeństwa i środowiska. Ewolucja ta dokonana została dzięki m. in. powstaniu zbioru uregulowań prawnych oraz niestandardowych podejść do zarządzania korytarzami przesyłowymi (rys. 3).



Rys. 1. Program do obserwacji i pomiarów pola elektromagnetycznego - przykładowy widok [2]

Rys. 3. Przykład korytarza przesyłowego. *Źródło: materiały wewnętrzne Komitetu Studiów S.C. 03, Paryż 2012 r.*

Powstałe uregulowania prawne umożliwiły również planowanie długookresowej strategii rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej zgodnie z wymaganiami gospodarki przestrzennej [6].

W artykule C3-106 przedstawiono rolę społeczeństwa w procesie planowania rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej w Belgii, zwłaszcza w procedurze lokalizacyjnej. Opisane zostały główne fazy procesu oraz cel każdej z nich. Zaprezentowano również przykład pozytywnie przeprowadzonej debaty publicznej, która umożliwiła uzyskanie społecznej akceptacji dla proponowanych lokalizacji linii przesyłowych [7].

Czteroletnie doświadczenia z Irlandii w zakresie prowadzenia konsultacji społecznych dotyczących projektów budowy linii przesyłowych 110 oraz 400 kV zaprezentowane zostały w artykule C3-107. Opisano główne elementy dotyczące uczestnictwa społeczeństwa zamieszkującego w otoczeniu planowanej trasy napowietrznej linii przesyłowej, jak również propozycje przebiegu konsultacji. Przedstawiono ponadto „*Projekt Rozwoju i Mapę Konsultacji*" oraz główne kroki postępowania w ramach prowadzonych konsultacji społecznych wraz z ich rezultatami [8].

W artykule C3-108 przedstawiono doświadczenie portugalskiego operatora - Nacional Eléctrica Rede (REN) - z konsultacji społecznych odbywających się w latach 2007 - 2008, w ramach przeprowadzonej Strategicznej Oceny Oddziaływania na Środowisko (tj. SEA, zgodnie z wymogami dyrektywy UE) mającej na celu określenie wpływ na środowisko trzyletniego *"Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej"*. Szczególnie skupiono się na procesie angażowania właścicieli, których nieruchomości zlokalizowane były w otoczeniu planowanej inwestycji, sposobu komunikacji oraz prowadzenia dialogu umożliwiającego uzyskanie opinii i poglądów na temat wspomnianego planu. Przedstawiono ponadto sukcesy oraz przeszkody, które wystąpiły w czasie prowadzonych konsultacji społecznych [9].

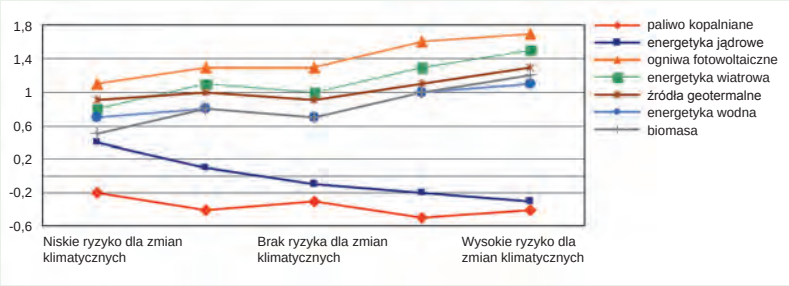
W artykule C3-109 przedstawiono ogólne informacje dotyczące uwarunkowań oraz możliwości wkomponowania stacji elektroenergetycznych w otaczające środowisko. Zaprezentowano kilka aspektów związanych z procesem projektowania stacji oraz podano przykłady wynikające z doświadczeń holenderskich [10].

W artykule C3-114 przedstawiono wyniki badania ankietowego przeprowadzonego w Japonii, którego celem była analiza bieżących poglądów, poziomu wiedzy i akceptacji przez społeczeństwo niskoemisyjnej technologii produkcji energii (np. odnawialne źródła energii RS, energia jądrowa itp.), wprowadzanych w celu zapobiegania zmianom klimatu. W ankiecie przeprowadzonej on-line między 12-16 marca 2010 r. wzięło udział 7785 respondentów. W wyniku przeprowadzonej analizy stwierdzono [11]:

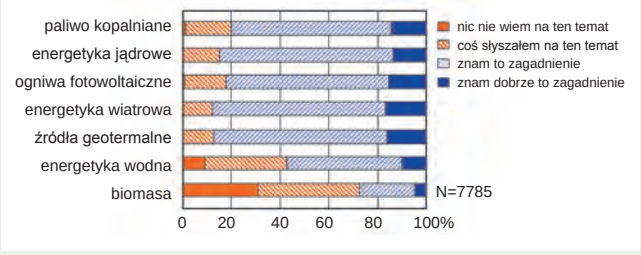
- większą akceptację społeczną dla niskoemisyjnych technologii produkcji energii pochodzącej z odnawialnych źródeł (RE) niż w przypadku tradycyjnych technologii, tj. energetyka konwencjonalna – paliwo kopalniane (rys. 4);
- dużą akceptacje społeczeństwa szczególnie dla źródeł geotermalnych, podobnie jak dla energetyki wiatrowej;
- respondenci oczekują jasnych i zrozumiałych informacji o występowaniu potencjalnego ryzyka związanego z technologiami produkcji energii oraz o sposobach zarządzania tym ryzykiem (rys. 5).

Ponadto respondenci stwierdzili zgodnie, iż przed zastosowaniem niskoemisyjnych technologii produkcji energii niezbędne jest przeprowadzenie debaty publicznej z udziałem społeczeństwa.

Przykładowe wyniki badania ankietowego zaprezentowano na rysunkach 4 i 5.



Rys. 4. Relacja między postrzeganiem ryzyka zmiany strefy klimatycznej a nastawieniem społeczeństwa do poszczególnych technologii produkcji energii [11]



Rys. 5. Relacja między poziomem wiedzy a nastawieniem społeczeństwa do poszczególnych technologii produkcji energii [11]

Czynniki wpływające na pozyskanie akceptacji społecznej

W trzeciej części omawianego bloku tematycznego przedstawiono rozwiązania umożliwiające zwiększenie akceptacji społecznej dla projektów elektroenergetycznych.

W referacie C3-105 przedstawiono australijski program, pod nazwą *Powerlink Queensland Green Works,* stworzony w celu zwiększenia poparcia społecznego dla realizacji danego projektu inwestycyjnego. Program ten zakłada poprawę wskaźników środowiskowych (m.in. zastosowanie odpowiednich rozwiązań technicznych zmniejszających oddziaływanie inwestycji na środowisko, lepsze wkomponowanie infrastruktury elektroenergetycznej w otaczające środowisko), jak również wypromowanie inicjatyw umożliwiających włączenie społeczeństwa oraz właścicieli nieruchomości w proces decyzyjny. W publikacji opisano sposób identyfikacji i oceny projektów elektroenergetycznych umożliwiający pozyskanie poparcia właścicieli nieruchomości, jak również aktywnego zaangażowania ich w proces inwestycyjny, co w konsekwencji umożliwi sprawną realizację projektów. Program ten określa również m. in. sposoby prowadzenia konsultacji z partnerami projektu i właścicielami nieruchomości (tj. właściciele ziemscy na obszarze, na którym planuje się lokalizację inwestycji), pod kątem uzgadniania aspektów technicznych i lokalizacyjnych planowanej inwestycji [12].

W referacie C3-111 przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych przez Federal University of Pernambuco (UFPE) w Brazylii, których celem było przekazanie wiarygodnych informacji o korzyściach, jakie niesie ze sobą budowa elektrowni wodnych oraz ich wpływie na otaczające środowisko. Badania te pozwoliły na przekazanie społeczeństwu rzetelnych informacji oraz przeprowadzenie wyważonej dyskusji na temat konieczności produkcji energii w ilości zapewniającej rozwój kraju [13].

W artykule C3-112 opisano proces selekcji wskaźników środowiskowych (IGS) wpływających na poprawę komunikacji z właścicielami nieruchomości oraz ich zaangażowanie w procedurę lokalizacyjną inwestycji. Ukazano również, w jaki sposób wspomniane wskaźniki mogą pomóc przedsiębiorstwu elektroenergetycznemu angażować właścicieli nieruchomości we wspomnianą procedurę oraz reagować na ich różnego rodzaju wymagania i oczekiwania [14].

Jak „zielone” są przyszłościowe systemy elektroenergetyczne

Patrząc przez pryzmat bieżących oraz przyszłych wyzwań dotyczących konieczności przyłączenia dużej ilości odnawialnych źródeł energii do systemu elektroenergetycznego, oczywiste jest, że istniejące systemy przesyłowe i dystrybucyjne muszą zostać dostosowane pod względem wielkości, struktury oraz zasad pracy. Powstanie nowoczesnych i elastycznych systemów elektroenergetycznych umożliwi bowiem podłączenie nowych producentów i odbiorców do sieci, nawet na poziomie gospodarstw domowych.

W drugim bloku tematycznym omówione zostały metodologie umożliwiające przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko oraz osiągnięcia w zakresie innowacyjnych struktur sieci elektroenergetycznej wraz z nowymi koncepcjami z zakresu szacowania cyklu życia (LCA), kosztu cyklu życia (LCC) oraz wielokryterialnej analizy (MCA). Zaprezentowane zostały nowe doświadczenia z zakresu jakościowej oceny, ilościowego szacowania oraz benchmarki. Zagadnienia te zaprezentowano w dziesięciu referatach podzielonych na 3 grupy tematyczne:

- Grupa 1: LCA, LCC oraz MCA analiza/ badania o systemie elektroenergetycznym.
- Grupa 2: Badania z zakresu ochrony środowiska oraz jego komponentów.
- Grupa 3: Nowe struktury sieci i narzędzia zarządzania, prowadzenie analiz.

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW C3

[1] C3-101. Lessard M., Castonguay J., Larose B., Boyd J., Fortin S., Plante M., Impact of a Fire in Electrical Equipment Containing Insulating Oil Contaminated with Polychlorinated Biphenyls.
[2] C3-103. Arnera P., Barbieri B., Wall C., Mayer G., Postiglioni O., Turco J., Experience in information management and control of electric and magnetic fields of electrical companies.
[3] C3-110. Ellithy K., Al-Jomaili A., Alshafai A., Human Exposure to Magnetic Fields in Substations and Power Lines Located in Qatar.
[4] C3-113. Yomori H., Ohkubo C., The role of the third party in EMF risk communication – Activities of Japan EMF Information Centre.
[5] C3-102. Jamsek S., Brecevic D., Marinsek M., Kregar A., Public Involvement in Power Line Siting Process – a Case Study of Slovenia.
[6] C3-104. Ririnui A., Horrox C., Evolution of Regulatory Frameworks for Transmission Corridors – Lessons from New Zealand.
[7] C3-106. Du Four V., Mentens J., The impact of public consultation and participation on the authorization of a new 380kV line in Belgium.
[8] C3-107. Corcoran A., Public Acceptance of Electric Power System Infrastructure.
[9] C3-108. Fernandes P., Peralta J., Rita Silva M., Engaging with stakeholders: adding value the energy system.
[10] C3-109. Sanders H., Added value of integrated substations in improving social acceptance of power system infrastructure.
[11] C3-114. Kubota H., Baba K., Hondo H., Relative comparison of the public's evaluation and social acceptability to low carbon power technologies in Japan.
[12] C3-105. Martin S., Palmer M., Maguire N., A model for assessing community driven environmental projects.
[13] C3-111. Furtado R.C., Furtado F., Buarque S., Increasing Public Acceptance of Power Developments.
[14] C3-112. Garcia K., Pires S., Matos D., Paz L., Development of Corporate Environmental Indicators to improve stakeholder communication and engagement.

CIGRE

Maksymilian Przygrodzki
PSE Innowacje Sp. z o.o.

Zagadnienia techniczne systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C4

System Technical Performance – Study Committee C4

Obszar działań Komitetu C4 obejmuje metody i narzędzia analiz pracy systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem warunków dynamicznych i przejściowych oraz interakcji zachodzących w obrębie systemu elektroenergetycznego. Przedmiotowe zjawiska są związane ze współpracą podsystemów i urządzeń, a także oddziaływaniami zewnętrznymi, będącymi przyczynami narażeń zaburzających pracę systemu elektroenergetycznego. Szczegółowe zagadnienia wynikające z projektowania i produkcji elementów systemu oraz urządzeń nie są przedmiotem zainteresowań Komitetu C4. Również do tego obszaru nie należą szczegóły rozwiązań w zakresie planowania, obsługi i sterowania, z wyjątkiem tych przypadków, w których zachowanie elementów/urządzeń/podsystemów zależy od pracy systemu elektroenergetycznego lub znacząco oddziałuje na parametry systemu elektroenergetycznego.

Tematyka zakresu działań Komitetu C4 dotyczy w szczególności: jakości energii elektrycznej, kompatybilności i zakłóceń elektromagnetycznych (EMC/EMI), koordynacji izolacji, wyładowań atmosferycznych, zaawansowanych narzędzi analizy pracy systemu elektromagnetycznego, modelowania i analizy własności dynamicznych systemu elektroenergetycznego. Tematy te odnoszą się również do nowego trendu rozwoju struktur systemu, tj. do technologii Smart Grid, ze szczególnym podkreśleniem zagadnień jakości energii elektrycznej i zaawansowanych narzędzi analiz stanów nieustalonych i dynamicznych w oddziaływaniu na system elektroenergetyczny.

Z powyżej wymienionymi obszarami można powiązać następujące zagadnienia [1]:

- jakość energii elektrycznej: badania i analizy porównawcze jakości energii elektrycznej; poziomy i wskaźniki kompatybilności; pomiary i monitoring; związki pomiędzy wyładowaniami atmosferycznymi i spadkami napięć; emisyjność instalacji odbiorczych (np. układów HVDC, SVC, pieców łukowych); odporność instalacji na zakłócenia;
- kompatybilność elektromagnetyczna (EMC): wrażliwość elektromagnetyczna; EMC w sąsiedztwie systemu elektroenergetycznego; wymagania i rozwiązania dla stacji wysokich napięć oraz elektrowni;
- koordynacja izolacji: stosowane praktyki; układy ultrawysokiego napięcia (UHV); układy przesyłowe prądu stałego (HVDC); oddziaływania pomiędzy transformatorami a systemem, w szczególności w zakresie badań zjawisk występujących przy załączaniu nieobciążonych transformatorów; rezonans i ferrorezonans; oddziaływania pomiędzy długimi liniami kablowymi a systemem; wpływ warunków i charakterystyk sieciowych na działanie wyłączników, w tym napięć powrotnych; wpływ zanieczyszczeń izolacji na właściwości sieciowe;
- wyładowania atmosferyczne: dane statystyczne; praca linii przesyłowych i dystrybucyjnych podczas wyładowań przy zastosowaniu odgromników; zabezpieczenia linii; zabezpieczenia farm wiatrowych; wykorzystanie danych z systemów lokalizacji wyładowań;
- zaawansowane narzędzia do analizy właściwości systemu elektroenergetycznego: numeryczna analiza pola elektromagnetycznego przy badaniu propagacji fal; techniki numeryczne analiz od stanów ustalonych do stanów szybkozmiennych; modelowanie niesymetrycznych warunków pracy systemów elektroenergetycznych;
- dynamiczne modele pracy systemów elektroenergetycznych i ich analiza: ocena bilansów mocy; wpływ przekształtników mocy i urządzeń HVDC na bezpieczeństwo systemu i wydajność sieci zmiennoprądowej; metody modelowania i agregacji obciążenia w sieciach; zagadnienia związane z zastosowaniem długich kabli HVAC; dynamiczne interakcje pomiędzy urządzeniami wytwórczymi i przesyłowymi.

Problematyka Komitetu Studiów C4 podczas sesji CIGRE 2012

Na sesję CIGRE 2012 zaproponowano trzy wiodące tematy [2].

- Modelowanie i praktyczne doświadczenia oddziaływań pomiędzy nowymi źródłami/technologiami przesyłu

i powiązanymi urządzeniami energoelektronicznymi w obszarze przesyłu i dystrybucji, w tym zagadnienia:
  – właściwości sieci w stanach dynamicznych i przejściowych;
  – jakości energii i kompatybilności elektromagnetycznej odniesione do masowo użytkowanych urządzeń elektronicznych i zjawisk zewnętrznych.
- Zaawansowane narzędzia i techniki analizy własności systemu elektroenergetycznego ze szczególnym uwzględnieniem metod stochastycznych, w tym zagadnienia:
  – uwzględniania i oceny ryzyka w analizach za pomocą narzędzi probabilistycznych, w świetle wzrastającej złożoności przyszłych struktur sieci;
  – zaawansowanych metod numerycznych ze szczególnym uwzględnieniem niesymetrii badanego układu.
- Zabezpieczenia przed przepięciami i koordynacja izolacji w odniesieniu do nowych źródeł i technologii przesyłowych, w tym zagadnienia:
  – źródeł wiatrowych;
  – systemów UHV;
  – systemów HVDC;
  – nowych modeli do modelowania i obliczania skutków wyładowań atmosferycznych w liniach przesyłowych.

W ramach wymienionych powyżej tematów zaakceptowano i opublikowano 29 referatów. Spomiędzy tej liczby referatów, 15 publikacji dotyczyło tematu pierwszego, 8 publikacji tematu drugiego, a 6 publikacji trzeciego. Całość tych publikacji obejmuje badania i zgromadzone doświadczenie w bardzo szerokim obszarze tematycznym, co jest pewną cechą charakterystyczną zagadnień poruszanych przez Komitet Studiów C4. Niemniej jednak można wyróżnić pewne grupy zagadnień, wokół których skupiają się prezentowane referaty. Poniżej przedstawiono skrótowo tematy publikacji w ramach wyróżnionych tematów wiodących.

W ramach tematu związanego z modelowaniem i praktyką w obszarze przyłączania nowych technologii wytwarzania/przesyłu w istniejących strukturach systemu elektroenergetycznego przedstawiono doświadczenia w następujących zagadnieniach:

- monitorowanie, modelowanie i analiza jakości energii elektrycznej w strukturach Smart Grid, liniach WN, układach przekształtnikowych, liniach kablowych, systemach mieszanych AC/DC;
- badania stanów dynamicznych i przejściowych w sieciach w związku z przyłączaniem i pracą farm wiatrowych lądowych, morskich oraz systemów przesyłowych HVDC;
- analiza oscylacji i ich tłumienie w sieci współpracującej z elektrownią atomową;
- analizy stabilności kątowej w układach promieniowych, sterowanie i udział farm wiatrowych w regulacji częstotliwości, modele symulacyjne i studium przypadków;
- wpływ generacji rozproszonej na sieć – układy o dużym udziale źródeł hybrydowych (źródła wiatrowe i fotowoltaiczne), analizy bilansowe, modelowanie zachowania się systemu;
- pomiary, ocena i modele numeryczne badające zjawiska interferencji elektromagnetycznych w systemach przesyłowych powiązanych z układami HVDC;
- przepięcia łączeniowe w liniach nieskompensowanych, modele oceny napięć powrotnych w wyłącznikach.

W temacie dotyczącym narzędzi i technik analizy własności systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem metod stochastycznych zostały przedstawione badania z następującego zakresu:

- modelowanie i analiza lokalizacji zwarć w układach sieć – transformator, symulacja stanów pracy, wykorzystanie synchrofazorów do lokalizacji zwarć w systemach sieciowych;
- efektywność układów Smart Grid w zakresie poprawy jakości energii elektrycznej;
- probabilistyczna ocena wymagań rezerwy wirującej w układach ze źródłami odnawialnymi, kryteria oszacowania wymogów rezerwy;
- wymagania dla jednostek wytwórczych z uwagi na sterowanie i kontrolę częstotliwości w systemach z dużą liczbą źródeł fotowoltaicznych;
- ocena probabilistyczna niezawodności w sieciach dystrybucyjnych przy wykorzystaniu zdalnej automatyki łączeniowej i zabezpieczeń;
- ocena funkcji ryzyka wystąpienia zagrożeń pracy systemu elektroenergetycznego.

Zagadnienia przedstawione w temacie dotyczącym zabezpieczenia przed wyładowaniami i koordynacji izolacji w odniesieniu do nowych technologii wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej można streścić w następujących prezentowanych problemach:

- analiza wyładowań piorunowych w liniach wysokich napięć, modelowanie i ocena przepięć; dobór aparatury i zabezpieczeń;
- studium zabezpieczeń przed wyładowaniami atmosferycznymi turbin i urządzeń siłowni wiatrowych, mapowanie ryzyka, ocena efektywności zarządzania ryzykiem;
- modelowanie i symulacja zjawisk przejściowych elektromagnetycznych wywołanych wyładowaniami piorunowymi w stacjach 400 i 1000 kV;
- wymagania i ocena zagrożeń wynikających z wyładowań atmosferycznych w liniach (500 kV), metody i narzędzia symulacji, bazy danych i statystyki.

Z uwagi na szeroki zakres tematyczny referatów prezentowanych na konferencji CIGRE w Paryżu w 2012 roku poniżej odniesiono się do wybranych tematów, w szczególności uwzględniając bieżące w warunkach krajowych zagadnienia wiodące. Pełną listę publikacji objętych tematyką Komitetu C4 i prezentowanych na sesji w 2012 roku w Paryżu podano w literaturze niniejszego artykułu.

Oddziaływania wynikające z technologii rozproszonych

Wśród nowych wyzwań, które są stawiane przed systemem elektroenergetycznym znajdują się zagadnienia związane z integracją nowych technologii wytwórczych z systemem elektroenergetycznym. Tradycyjnie wytwarzanie energii elektrycznej następuje w dużych źródłach, przyłączonych do sieci przesyłowej i podlega koordynacji operatorów systemu. W tym obszarze podstawowymi technologiami wytwórczymi są elektrownie konwencjonalne i wodne. Dla tych układów opracowano już wiele modeli matematycznych, w tym

modele generatorów, układów wzbudzenia, regulatorów napięcia, stabilizatorów systemowych czy też regulatorów prędkości obrotowej. Również w tym przypadku wykorzystywane systemy SCADA lub inne systemy monitorowania dostarczają odpowiednich danych dla tych układów.

Z uwagi na kwestie środowiskowe, w tym wyczerpywanie się zasobów kopalnych jak i ograniczenia emisji, wzrasta zapotrzebowanie na wykorzystanie energii odnawialnej. Tego typu technologie są stosowane często w źródłach małej mocy przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, bądź w większych skupiskach do sieci przesyłowej. Funkcjonowanie tych układów często nie jest bezpośrednio poddawane koordynacji operatorów sieciowych czy to w wymiarze operacyjnym, czy też w wymiarze planistycznym.

Modelowanie obciążeń sieci ze źródłami rozproszonymi

W publikacji [16] przedstawiono pośrednie wyniki badań prowadzonych we fragmentach systemu brazylijskiego, a służących estymacji obciążeń sieci dystrybucyjnej. W szczególności celem tych badań jest uzyskanie i weryfikacja modeli znajdujących zastosowanie w badaniach dynamiki systemu oraz ich ocena na tle dotychczas stosowanych uproszczonych modeli obciążeń o stałych impedancjach. W ramach prowadzonych prac zbudowano model oparty na pomiarach obciążeń wykonanych w stanach normalnych i zakłóceniowych. Głównym elementem modelu jest dobór typowych danych reprezentujących wejścia-wyjścia systemu, tj. mocy czynnych i biernych (wielkości wyjściowe) oraz napięć (wielkości wejściowe) w stanach ustalonych i zakłóceniowych (zwarcia, zakłócenia atmosferyczne, itd.) dotyczących sieci dystrybucyjnej. Następnym krokiem w budowie modelu jest oszacowanie zbioru parametrów dla funkcji przejścia, która najlepiej dopasuje zgromadzone dane. Nie jest wymagany wybór modelu matematycznego dla tej funkcji, a raczej struktury możliwie najprostszej z minimalną liczbą parametrów, która dopasuje dane pomiarowe do rzeczywistych zachowań układu.

W tym celu wykonano rejestrację za pomocą urządzeń typu IED (Intelligent Electronic Devices) przebiegów napięć i prądów w sieci 69 kV. Na rysunku 1 przedstawiono proces obróbki sygnałów mierzonych. Podano wyniki tylko dla jednego cyklu, ale algorytm funkcjonuje w całym zakresie przebiegów na zasadzie przesuwnego okna pomiarowo-analitycznego.

Na rysunku 2 przedstawiono wyniki ilustrujące opracowaną metodykę. Zbadano przypadek zakłócenia spowodowanego przez wyładowanie atmosferyczne, które miało miejsce w sieci przesyłowej w pobliżu transformatora 230/69 kV/kV. W wyniku zakłócenia nastąpił spadek napięcia do wartości 0,6 p.u. wartości znamionowej. Ciekawostką odnotowaną na rysunkach 2a i 2b jest to, że po wyłączeniu zwarcia następuje oscylacja mocy pomiędzy źródłem rozproszonym a maszynami synchronicznymi w systemie elektroenergetycznym. Zachowanie to jest całkowicie odmienne w układach sieci dystrybucyjnej bez źródeł rozproszonych. Na rysunku 2 zastosowano indeksy: „meas" dla wielkości pomiarowych, „arx" dla wielkości estymowanych w opracowanym modelu, „zip" dla wielkości uzyskanych w tradycyjnym modelu o stałych parametrach.

W tabeli 1 krótko scharakteryzowano tradycyjny system elektroenergetyczny oraz system z dużą liczbą źródeł rozproszonych. W tradycyjnym systemie dystrybucyjnym można stosować modele uniwersalne. W przypadku systemu ze źródłami rozproszonymi zakres zastosowań modeli jest znacznie węższy, co oznacza, że należy uwzględnić modele stosowne do badanych sytuacji.

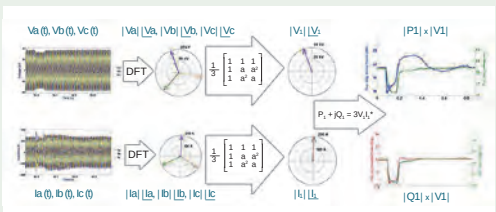
Zarządzanie wpływem źródeł wiatrowych na właściwości dynamiczne sieci w procesie planowania

W referacie [11] przedstawiono i przedyskutowano różne podejścia do zarządzania wpływem źródeł wiatrowych na stabilność pracy sieci przesyłowej już na etapie

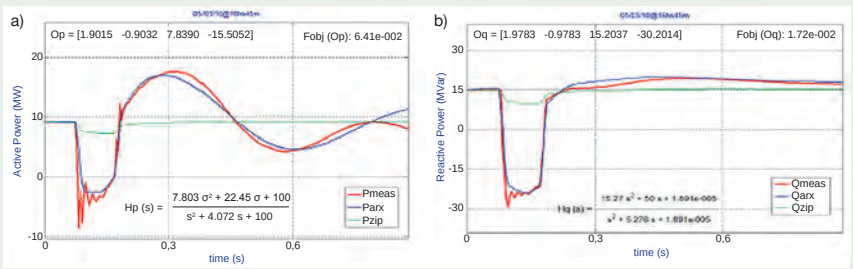
Tabela 1

Charakterystyka porównawcza systemu dystrybucyjnego (wg [16])

Wielkość	Tradycyjny system dystrybucyjny	System dystrybucyjny ze źródłami rozproszonymi
Moc czynna	przepływy jednokierunkowe	przepływy mogą być dwukierunkowe
	spadek i odbudowa napięcia podczas zapadów następują wykładniczo lub z małymi oscylacjami	spadek i odbudowa napięcia podczas zapadów występuje z dużymi oscylacjami
Moc bierna	przepływy mogą być dwukierunkowe	przepływy mogą być dwukierunkowe
	spadek i odbudowa napięcia podczas zapadów następują wykładniczo lub z małymi oscylacjami	spadek i odbudowa napięcia podczas zapadów następują wykładniczo lub z małymi oscylacjami



Rys. 1. Procedura transformacji danych [16]



Rys. 2. Wyniki estymacji parametrów: a) mocy czynnej P_{arx} oraz b) mocy biernej Q_{arx} [16]

planowania. Skoncentrowano się na dwóch szczególnych elementach perspektywy planistycznej, tj. zagadnieniach zarządzania wpływem źródeł wiatrowych na tłumienie oscylacji elektromechanicznych i na możliwych kwestiach zjawisk oddziaływań podsynchronicznych pomiędzy źródłami wiatrowymi a skompensowaną siecią zamkniętą. Zagadnienia te zostały przedstawione na tle warunków funkcjonowania fińskiego systemu elektroenergetycznego.

Zdolność przesyłowa fińskiej sieci jest ograniczona ze względów stabilnościowych z uwagi na wymianę mocy w systemie skandynawskim. Żeby poprawić warunki stabilnej pracy sieci przesyłowej m.in. wprowadzono kompensację linii przesyłowych łączących południową i północną część Finlandii, jak również linii łączących Finlandię i Szwecję (rys. 3).

Rozważając dynamiczne właściwości fińskiego systemu elektroenergetycznego najbardziej obiecującymi obszarami z wytwórczymi źródłami wiatrowymi są tereny zlokalizowane w kluczowych miejscach systemu. Obszary te są nie tylko w elektrycznym centrum dróg przesyłowych pomiędzy południową Finlandią a południową Skandynawią, ale również dokładnie w centrum fińskiego systemu przesyłowego o stopniu kompensacji do 75%. Z powodu właściwości dotychczas stosowanych charakterystyk napięciowych układów sterujących, lokalizacje te mogą mieć znaczący wpływ na zjawiska stabilnościowe w sieci przesyłowej, jak również na stabilność napięciową i tłumienie oscylacji elektromechanicznych. Także z powodu późniejszych możliwych zjawisk oddziaływań podsynchronicznych, które mogą zagrozić spójności pracy źródeł wiatrowych i elementów systemu przesyłowego, należy uwzględnić te kwestie już na wczesnym etapie procesu przyłączeniowego.

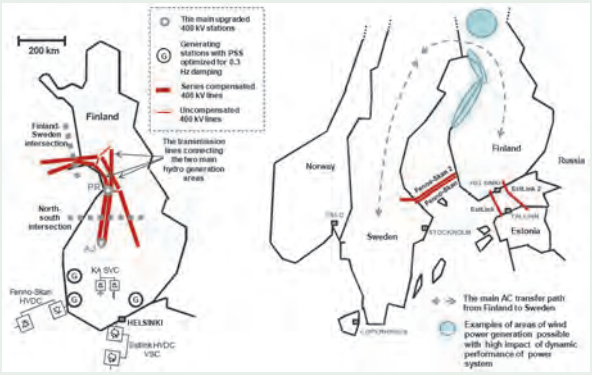
Wymagania przyłączeniowe opracowywane przez operatorów sieciowych są zasadniczym elementem zarządzania wpływem źródeł na właściwości dynamiczne systemu oraz w ogólności na niezawodność i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego w perspektywie krótko- i długookresowej. W związku z tym podkreślić należy te zagadnienia, które będą wynikały z technicznych właściwości źródeł wiatrowych i będą wpływały na dynamikę systemu, tak jak wymuszenie pracy i odbudowa napięcia po zakłóceniach, np. funkcja FTR (Fault Ride Through) oraz dostarczanie prądu biernego w stanach przejściowych.

W publikacji [11] przedstawiono modele źródeł wiatrowych opracowane dla celów badawczych i zaimplementowane w programie symulacyjnym PSCAD EMT. Modele te zastosowano w analizach według różnych scenariuszy integracji z systemem elektroenergetycznym źródeł wiatrowych. Uzyskane wyniki jasno wskazują, że w przypadku silnie uwarunkowanych stabilnościowo systemów ze względnie wysokim poziomem integracji źródeł wiatrowych, wpływ na tłumienie oscylacji elektromechanicznych jest znaczący. Z perspektywy fińskiego systemu elektroenergetycznego, w którym praca źródeł wiatrowych odbywa się w ramach zamkniętej, skompensowanej sieci przesyłowej powstaje ryzyko wystąpienia oddziaływań podsynchronicznych. Zjawisko to rozważane z uwagi na integralność elementów sieci w takim układzie wiąże się z występowaniem szeregu częstotliwości rezonansowych zależnych od warunków operacyjnych jak również od współpracujących równolegle nieskompensowanych sieci niższych napięć. Analizę wpływu na poziom tego zjawiska podstawowych parametrów sieci przesyłowej wstępnie przeprowadzono na uproszczonym modelu systemu (rys. 4). W badaniach uwzględniono wpływ przykładowych parametrów: moc połączonych ekwiwalentów systemów, stopień kompensacji oraz punkt pracy generatora.

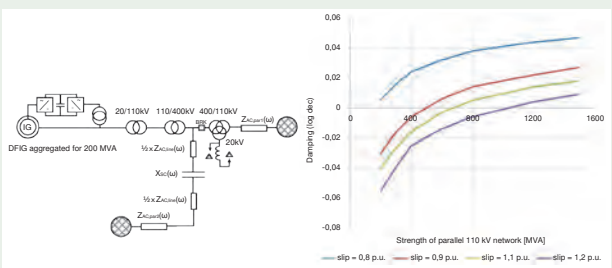
Jak wynika z rysunku 4, udział poziomu mocy zwarciowej nieskompensowanej podsieci sieci przesyłowej znacząco zwiększa tłumienie oscylacji podsynchronicznych. Oznacza to, że na etapie perspektywy planistycznej należy uwzględniać uwarunkowanie miejsca przyłączenia, co będzie wpływało na przyszłą pracę źródła i jego oddziaływanie na system elektroenergetyczny.

Studium oddziaływań generacji rozproszonej

Rozważając wysoki udział generacji rozproszonej w pracy systemu elektroenergetycznego warto podjąć badania w kierunku kwestii związanych z lokalnymi problemami napięciowymi, które mogą wpłynąć na stabilność systemu. Takie badania studyjne przedstawiono w publikacji [17]. Zostały one zainicjowane oceną przyszłych struktur urządzeń pracujących w japońskim



Rys. 3. Różne sposoby poprawy zdolności przesyłowej fińskiej sieci przesyłowej (po lewej) i lokalizacja obszarów wytwórczych źródeł wiatrowych (po prawej) [11]

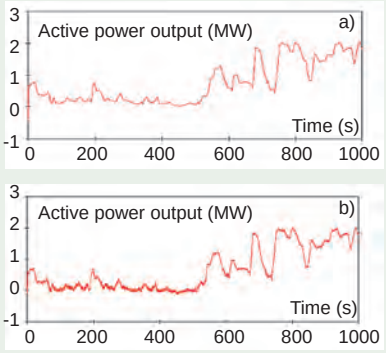


Rys. 4. Analizowany model systemu (po lewej) i przykładowe wyniki (po prawej) [11]

systemie elektroenergetycznym. Japoński rząd zamierza wprowadzić łącznie 53 GW mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych do końca 2030 roku. Dodatkowo w Japonii źródła te będą powstawać prawdopodobnie w tych regionach, gdzie już są i powstaną kolejne źródła wiatrowe. Masowe wykorzystanie źródeł odnawialnych, takich jak źródła fotowoltaiczne i wiatrowe, będzie powodowało fluktuację produkcji energii na wyjściu, co oddziaływać będzie nie tylko na sieć dystrybucyjną, ale również na sieć przesyłową. Dodatkowo nie wyjaśniono jeszcze całkowicie wpływu różnych zakłóceń na pracę systemu przesyłowego. Stąd ważnym jest, aby określić właściwe modele i miary zapewnienia stabilnej pracy systemu zarówno w stanach ustalonych, jak i w stanach po wystąpieniu zakłóceń.

W referacie [17] opisano model symulacyjny źródła wiatrowego, który został opracowany w celu oceny wpływu generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny. Model ten został zweryfikowany w zakresie symulacji w dziedzinie czasu. W modelu wykorzystano dane pomiarowe. Na rysunku 5 przedstawiono porównanie mocy generowanej przez źródło wiatrowe określonej na drodze pomiarowej jak i wyznaczonej przy wykorzystaniu opracowanego modelu.

Opracowany model źródła wiatrowego zaimplementowano w modelu symulacyjnym systemu z dużym udziałem źródeł fotowoltaicznych. Do tego celu wykorzystano 10 - maszynowy model systemu japońskiego opracowany przez instytut badawczy IEEJ (Institute of Electrical Engineers of Japan). W tym systemie uwzględniono moc źródeł fotowoltaicznych rzędu 29,4 GW.



Rys. 5. Porównanie wyników mocy generowanej przez źródło wiatrowe: a) pomiar; b) wynik symulacji [17]

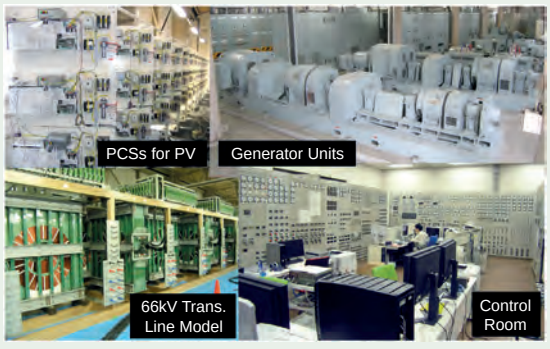
Ponadto przygotowano warunki i zasady pracy tego systemu, obejmujące zasady odłączania źródeł fotowoltaicznych w funkcji napięcia w węzłach przyłączenia.

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych w dziedzinie czasu sformułowano podane poniżej wnioski.

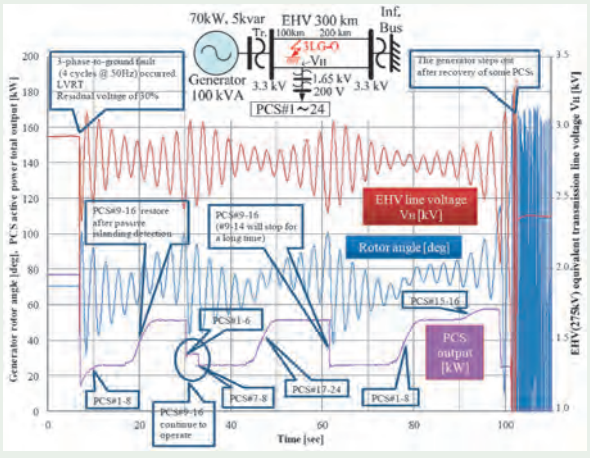
1. Zarówno moment synchronizujący jak i tłumiący wzrasta tylko w przypadku, gdy kąt wirnika generatora względem sieci (kąt mocy) maleje z powodu redukcji przepływu mocy w liniach przesyłowych.
2. Pojawiają się spadki napięć w systemie z powodu redukcji obciążeń generatorów dużej mocy i produkowanej mocy biernej w źródłach systemowych.
3. Pozorne obciążenie systemu widziane z poziomu górnego napięcia maleje z powodu nałożenia się mocy czynnej produkowanej przez źródła fotowoltaiczne na moc czynną zapotrzebowania. Zakres zmiany obciążenia zmienia się w czasie zapadu napięcia powodowanego przez zwarcie w systemie będąc skutkiem wpływu źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do systemu. Stąd, przy dużym udziale źródeł fotowoltaicznych, rzeczywista zmiana obciążenia systemu staje się większa przy wystąpieniu zwarcia. W wyniku tego wzrasta czułość obciążenia systemu na wahania napięcia, tj. wzrasta wskaźnik charakterystyki obciążeniowo-napięciowej.
4. Wzrasta liczba samoodłączanych źródeł fotowoltaicznych w trakcie zapadu napięcia wskutek rozprzestrzeniania się zjawiska.

Poza badaniami symulacyjnymi przeprowadzono badania eksperymentalne, żeby ocenić wpływ zakłóceń w systemie na liniach przesyłowych przy dużym udziale źródeł fotowoltaicznych. W tych badaniach wykorzystano panele fotowoltaiczne i sterujące układy przyłączeniowe (PCS) zainstalowane w laboratoryjnym symulatorze systemu CRIEPI (rys. 6).

Na rysunku 7 przedstawiono wyniki testów przeprowadzonych w laboratorium CRIEPI. Po wystąpieniu trójfazowego zwarcia doziemnego w 7,1 sekundzie większość urządzeń sterujących PCS została zatrzymana z powodu uaktywnienia funkcji pracy wyspowej. Część urządzeń PCS (1-8 oraz 9-16) została przywrócona do pracy w ciągu 23 sekund.



Rys. 6. Laboratorium symulacyjne CRIEPI [17]



Rys. 7. Przykładowe wyniki uzyskane w laboratorium symulacyjnym CRIEPI [17]

Z uwagi na to, że stabilność kątowa wirnika była bliska wartości granicznej, zmianie uległo napięcie w linii przesyłowej wysokiego napięcia (ekwiwalent linii 275 kV), a napięcie na zaciskach sterowników PCS spadło poniżej 80% wartości znamionowej, w wyniku czego nastąpiła redukcja mocy wyjściowej źródeł fotowoltaicznych. Ostatecznie doprowadziło to do wypadnięcia z synchronizmu generatora pracującego w układzie. Potwierdziło to stawiane w referacie tezy [17], że przy małym nasyceniu systemu źródłami fotowoltaicznymi można poprawić warunki stabilnej pracy układów, jednak przy dużym udziale źródeł fotowoltaicznych warunki te ulegają pogorszeniu.

Podsumowanie

Zakres problemów poruszanych w obszarze działania Komitetu Studiów C4 jest bardzo szeroki. W szczególności jednak poruszane kwestie dotyczą warunków i parametrów pracy systemu elektroenergetycznego w stanach ustalonych i nieustalonych. Wśród prezentowanych metod i narzędzi analitycznych poruszane są również bieżące zagadnienia oddziaływania nowych technologii począwszy od układów przesyłowych, dystrybucyjnych, a skończywszy na technologiach rozproszonych. Rozważane problemy skupiają się wokół interakcji pomiędzy systemem elektroenergetycznym a podsystemami i urządzeniami, a także przypadkami narażeń na oddziaływania zewnętrzne. Problemy te są często wspólne dla operatorów systemów, nie tylko w Europie, ale również w państwach pozaeuropejskich. Ciągły rozwój urządzeń, instalacji i technologii wytwórczych wyznacza nowe potrzeby i wyzwania dla przyszłych struktur systemów elektroenergetycznych. Prezentowane treści są wyznacznikiem przyszłych kierunków badań.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C4

[1] SC C4. Technical System Performance. Strategic Plan for 2010 to 2016, Revised Version, April 2011. http://c4.cigre.org
[2] C4-100. Emin Z., McNabb D., Xemard A.: Special Report for SC C4 (System Technical Performance).
[3] C4-101. Stanescu C., Gal S., Postolache P., Widmer J.: The Romanian TSO's Power Quality Monitoring System as Smart Grids Component.
[4] C4-102. Ciapessoni E. (i inni): Dynamics and Control of Multi-Terminal High Voltage Direct Current Networks for Integration of Large Offshore Wind Parks into AC Grids.
[5] C4-103. El-Sadik F.M.: An Active Angle Stability Circuit Reference for Power Line Resistance-Induced Voltage Singularities.
[6] C4-104. Issouribehere P.E. (i inni): Measurements of Disturbances Produced by Power Electronic Devices on EHV Overhead Lines using Electric Field Sensors.
[7] C4-105. Owen M.: Overvoltages During Line Dropping of Compensated Lines.
[8] C4-106. Depierreux F., Karoui K., Warichet J., Burniat E.: Damping Measurement, Analysis and Performance of a Nuclear Power Plant on the Belgian Grid.
[9] C4-107. Al-Ebrahim A. (i inni): GCC Interconnection Grid: Operational Studies for the GCC Interconnection with United Arab Emirates (UAE).
[10] C4-108. Faria da Silva F., Bak C.L., Holst P.B.: Study of Harmonics in Cable-based Transmission Networks.
[11] C4-109. Rauhala T., Nikkila A-J.: On Management of Impact of Wind Power on Dynamic Performance of Stability Restricted and Meshed Series Compensated Transmission Network in System Planning.
[12] C4-110. Macenri J., Thiringer T., Reed M.: Power Quality and Flicker performance of the Tidal Energy Converter, SeaGen.
[13] C4-111. Pretorius P. H. (i inni): On the Electromagnetic Interference Associated with the Power Line Carrier System of the Cahora Bassa HVDC Line – a Hypothesis Based on Recent Investigations and Observations.
[14] C4-112. Alvarez - Cordero G. (i inni): A Methodology for Harmonic Impedance in Large Power Systems. Application to the Filters of a VSC.
[15] C4-113. Miller N. W., Shao M., Venkataraman S.: Impact of Frequency Responsive Wind Plant Controls on Grid Performance.
[16] C4-114. Visconti I.F., Souza L.F.W., Costa J.M.S.C., Sobrinho N.R.B.: Measurement-based Load Modelling of Systems with Dispersed Generation.
[17] C4-115. Kitauchi Y., Yamashita K., Yamada F., Verma S.C., Fujiwara S., Kitayama M.: Studies on the Impact of Dispersed Generation – Development of Wind Generator Model and Impacts of Power System Faults with High Penetration of Photovoltaics.
[18] C4-201. Sun C. C. (i inni): Experience in Pinpoint Fault Location and Reliability Improvement from a Double Transformer Failures Case.
[19] C4-202. Dialynas E. N., Daoutis L. G., Iakovakis D.: Probabilistic Methodology for Assessing the Impact of Spinning Reserve Requirements and Demand Response Programs in Power Systems with Increased Penetration of Renewable Energy Sources.
[20] C4-203. Schwan M., Ettinger A., Gunaltay S.: Probabilistic Reliability Assessment in Distribution Network Master Plan Development and in Distribution Automation Implementation.
[21] C4-204. Martinez Duro M., Denis R.: Parameter Uncertainty Assessment in the Calculation of the Overvoltages due to Transformer Energization in Resonant Networks.
[22] C4-205. Al-Mohammed A.H., Mansour M.M., Abido M.A.: Fault Location in SEC Interconnected Network Based on Synchronized Phasor Measurements.
[23] C4-206. Allaf B.A., Alwafi M.R.: Power Monitoring Applications for Smart Network Operations.
[24] C4-207. Sarmiento H., Pampin G., Castellanos R., Ramirez M., Villa G., Mirabal M.: Risk Assessment Applications in the Operation of the Mexican Electric Transmission System.
[25] C4-208. Kuramoto M., Nagata M., Inoue T.: Proposal of a Modified Algebraic Approach to Evaluate Required Capacity for Load Frequency Control (LFC) under a Large Penetration of Solar Photovoltaic Generations.
[26] C4-301. Hsiao S. J., Chen J. F., Chen M. T.: Lightning Transient Analysis of a 69 kV Transmission Line with Externally Gapped Line Surge Arrester under Normal Open Circuit Breaker System.
[27] C4-302. Chang G. W., Huang H. M., Lin Y. T.: On Lightning Study for Wind Generation System.
[28] C4-303. Yinbiao Shu (i inni): Commissioning Test on the 1000 kV UHV AC Demonstration Project and Operation Monitoring of the Main Equipments.
[29] C4-304. Sun S., Tremouille G.: Lightning Invasion Overvoltage Study for UHVAC Substation.
[30] C4-305. Correia D. (i inni): A Review on EHVAC Transmission Line Lightning Performance.
[31] C4-306. Shindo T., Sekioka S., Ishii M.: Studies of Lightning Protection Design for Wind Power Generation Systems in Japan.

CIGRE

Grzegorz Tomasik
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5

Electricity Markets and Regulation – Study Committee C5

Komitet Studiów C5 analizuje różne podejścia rynkowe, a także stosowane rozwiązania i ich wpływ na elastyczne funkcjonowanie systemu. Istotne zmiany zachodzące w przemyśle wraz z integracją na dużą skalę źródeł energii o zmiennej charakterystyce pracy spowodowały pewne trudności w prowadzeniu ruchu systemu, jednak dotychczas nie stwierdzono potrzeby wprowadzania zmian w modelu rynku energii elektrycznej w celu osiągnięcia niezbędnej elastyczności. Rynki energii elektrycznej rozwijały się przez 20 lat i wiele z nich osiągnęło dojrzałość, podczas gdy inne wdrażały zmiany i borykały się z trudnościami. Dlatego też istotne jest dokonanie oceny doświadczeń i korzyści wynikających z funkcjonowania rynków energii elektrycznej.

Nowe technologie zmieniają procesy planowania i prowadzenia ruchu systemu i mimo że jest to wczesny etap rozwoju, to należy odnieść się do ich wpływu na modele rynku.

W związku z powyższym w 2012 roku wybrano następujące tematy:

- Temat 1: Integracja odnawialnych źródeł energii (OZE) z rynkiem energii elektrycznej – wnioski.
- Temat 2: Doświadczenia i analizy z funkcjonowania rynku energii elektrycznej.
- Temat 3: Wpływ rozwoju zaawansowanych technologii na rozwój modeli rynkowych.

Integracja OZE z rynkiem energii elektrycznej – wnioski

Rynki energii elektrycznej napotykają istotne trudności w związku z czynionymi na przestrzeni ostatniej dekady zobowiązaniami decydentów w zakresie zwiększenia udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym w wielu systemach prawnych. Aby osiągnąć integrację większej ilości energii pochodzącej z OZE z rynkiem energii elektrycznej przydatne mogą okazać się doświadczenia z przeszłości. Przedmiotowy temat skupia się na tych doświadczeniach oraz wyciągniętych wnioskach i został podzielony na trzy obszary:

- Obszar I - Wnioski z ustanawiania systemów wsparcia.
- Obszar II - Integracja OZE z rynkami spot.
- Obszar III - Przesył i OZE.

Obszar I – Wnioski z ustanawiania systemów wsparcia

Referat C5-101 prezentuje model symulacji rynkowych pozwalający na analizę wieloobszarową w interwałach godzinowych na przestrzeni całego roku. Model ten wykorzystuje algorytmy pozwalające na minimalizowanie całkowitych kosztów wytwarzania i maksymalizowanie nadwyżki rynkowej. Działa on z uwzględnieniem: kosztów wytwarzania energii elektrycznej poszczególnych jednostek wytwórczych lub ofert składanych przez wytwórców. Model ten został stworzony w celu usprawnienia planowania rozwoju sieci, podejmowania decyzji inwestycyjnych oraz zwiększenia udziału OZE.

Referat C5-104 przedstawia wpływ instalacji fotowoltaicznej o mocy 2000 MW na system o parametrach: 4500/11 000 MW (wartość min/wartość szczytowa) w Republice Czeskiej. W referacie zamieszczono wnioski uwzględniające ocenę efektywności polityki rządu w zakresie OZE oraz potrzebę jej pilnej weryfikacji ze względu na ogromne zainteresowanie inwestorów i ich dynamiczne działania. Referat ten opisuje wpływ instalacji na ceny, handel transgraniczny i usługi dodatkowe oraz oczekiwane perspektywy rozwoju.

Referat C5-105 opisuje projekt Mediterranean Solar Project (MSP), jako szansę na osiągnięcie europejskich celów w zakresie energii odnawialnej poprzez udział w ciągłym rozwoju ekonomicznym krajów arabskich. Autorzy wymieniają cztery główne przeszkody: zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych, technologia, ramy regulacyjne i prawne, umowy dotyczące finansowania. Referat zawiera dyskusję na temat każdej z powyższych przeszkód.

Referat C5-107 zawiera zestawienie funkcjonujących systemów wsparcia energii odnawialnej na świecie (taryfy gwarantowane, zielone certyfikaty). Podczas gdy taryfy gwarantowane skutkują redukcją ryzyka po stronie wytwórców i stanowią

silną zachętę do inwestowania, referat sugeruje bardziej odmienne podejście do alokacji ryzyka poprzez wykorzystanie przez wytwórców elastycznych instrumentów finansowych. W referacie zaproponowano wprowadzenie opcji finansowych, które pozwolą wytwórcom na redukcję ryzyka i jednocześnie spowodują ułatwienie integracji źródeł wiatrowych z siecią.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru I

- *Problem 1:*

Czy opisane powyżej inicjatywy rządowe, które czasami skutkują problemami natury technicznej lub komercyjnej, dają w konsekwencji niespodziewane wyniki wymagające interwencji? Jakie wnioski zostały wyciągnięte lub jakie działania podjęte w trakcie projektowania lub wdrożenia któregokolwiek z powyższych podejść?

- *Problem 2:*

Czy istnieją podejścia, które bardziej pasują do rynków rozwijających się niż do tych już rozwiniętych?

- *Problem 3:*

Czy prosto skonstruowane systemy wsparcia (takie jak certyfikaty za energię produkowaną w źródłach fotowoltaicznych) mają przewagę nad złożonymi rozwiązaniami rynkowymi, takimi jak np. Europejski System Handlu Emisjami? Czy w konsekwencji, oba podejścia prowadzą do osiągnięcia tego samego rezultatu?

Obszar II – Integracja OZE z rynkami spot

Referat C5-102 opisuje sposób, w jaki zarządzane są źródła wiatrowe na australijskim rynku energii elektrycznej. Podano przykłady interakcji pomiędzy źródłami wiatrowymi a konwencjonalnymi na rynku spot. Przedyskutowane zostały kwestie dotyczące wykorzystania generacji „quasi-dysponowanej", zwiększenia generacji wiatrowej, a także zapewnienia adekwatnej inercji.

Referat C5-106 dotyczy rynku energii elektrycznej w Tajlandii. Opisana jest w nim struktura taryfowa, która polega na obciążeniu odbiorców końcowych kosztami energii z OZE . Referat pokazuje, że alokacja kosztów nie zależy od zużycia energii, ale udziału w wykorzystaniu zdolności przesyłowych, jaki ma dana grupa odbiorców w szczycie obciążenia (tzw. Class Peak Responsibility).

Referat C5-108 przedstawia trudności w systemie hiszpańskim, które są wynikiem znaczącej penetracji OZE. Referat rozważa obecne i przyszłe ograniczenia w dostarczaniu energii z OZE w latach 2015-2020. Aby zminimalizować te ograniczenia badane są rozwiązania zarówno techniczne jak i regulacyjne. Referat podkreśla także znaczenie rynków zdolności wytwórczych dla elektrowni konwencjonalnych, co może być wymagane ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa systemu.

Referat C5-109 opisuje kroki podjęte przez Niezależnego Operatora Systemu z Nowego Jorku w celu ułatwienia integracji generacji wiatrowej o mocy 8 GW w systemie o szczytowej wartości obciążenia 34 GW**.** Operator wprowadził scentralizowany system prognozowania generacji wiatrowej, umieścił zasoby pod kontrolą centralnej dyspozycji, stworzył rynek dla ograniczonych zasobów magazynowania energii i zmodyfikował umowy dotyczące dysponowania w taki sposób, aby umożliwić nowym grupom dostawców świadczenie usług regulacyjnych. Referat podkreśla, że zwiększenie integracji źródeł wiatrowych wymaga zmiany systemów sterowania czasu rzeczywistego tak, aby źródła wiatrowe mogły konkurować ze źródłami konwencjonalnymi na porównywalnych warunkach. Referat podkreśla znaczenie kilku zmian w modelu rynku, które pozwoliłyby na zwiększenie udziału źródeł wiatrowych w systemie przez władze stanu Nowy Jork.

Referat C5-110 przedstawia wyniki dwóch badań, które oceniały operacyjny i rynkowy wpływ penetracji OZE na poziomie 20% i 33% na kalifornijskim rynku energii elektrycznej. Badanie dotyczyło głównie *źródeł* wiatrowych i słonecznych *(źródła o zmiennej generacji)*. W wyniku przeprowadzonych badań zaproponowano pakiet następujących działań:

- rozszerzenie możliwości świadczenia usług związanych z rezerwą mocy zasobom innym niż źródła wytwórcze (magazyny energii, odpowiedź strony popytowej), poprzez składanie ofert;
- włączenie źródeł o zmiennej generacji do procesu planowania i prowadzenia ruchu analogicznie jak ma to miejsce w przypadku źródeł konwencjonalnych (w pełni dysponowanych przez operatora systemu);
- zmiana poziomu cen energii w taki sposób, aby zachęcić wytwórców dysponujących źródłami o zmiennej generacji do ograniczania produkcji energii w określonych okresach;
- zbadanie czy nowe produkty czasu rzeczywistego (bilansujące) są wymagane oraz czy konieczne jest redukowanie i wyrównywanie ram czasowych dla dysponowania zasobami.

Referat C5-111 opisuje zalety wykorzystania instalacji magazynowania energii podczas integracji OZE z siecią. W ramach referatu przebadano 2 technologie magazynowania współpracującej z OZE:

1) magazynowanie energii w postaci skompresowanego/sprężonego powietrza,
2) wykorzystanie skoncentrowanej energii słonecznej.

Do badania wykorzystano rynkowy model symulacyjny SC-UC (security constrained unit commitment) z ekonomicznym rozdziałem obciążeń. Obiektem badania były połączenia wewnętrzne na zachodnich terenach USA. Badane studia przypadków pokazały, w jaki sposób instalacje magazynowania energii mogą: zredukować cykliczność zapotrzebowania bazowego, zredukować ograniczenia produkcji energii przez źródła o zmiennej generacji, zwiększyć przychody źródeł pokrywających zapotrzebowanie bazowe i źródeł o zmiennej generacji, „przesuwać" generację pomiędzy godzinami doby lub pomiędzy dobami, zapewnić szybkie/dynamiczne rampy i ułatwić świadczenie usług dodatkowych przez zintegrowane z siecią OZE.

Referat C5-113 przedstawia aktualizację wdrożenia rynku zielonych certyfikat*ów* w Indiach. Decyzja polityczna o rozdzieleniu komponentu „zielonych certyfikatów" od komponentu „fizycznej energii" pozwoliła na stworzenie nowego produktu, który może być przedmiotem wolnego obrotu. Od momentu rozpoczęcia handlu, w marcu 2011 roku, zaobserwowano znaczny wzrost liczby wytwórców energii odnawial-

nej zarejestrowanych w ramach systemu. Ceny transakcyjne powinny zawierać się w przedziale pomiędzy ceną minimalną aktualizowaną cyklicznie (tzw. floor price) a zastępczą ceną regulowaną (tzw. forbearance price), która odzwierciedla poziom kary nakładanej na sprzedawców niewywiązujących się z obowiązku zakupu odpowiedniej ilości certyfikatów. Handel prowadzony jest wyłącznie poprzez giełdę energii (nie prowadzi się obrotu wtórnego). W ramach systemu wyróżnia się certyfikaty wydawane dla źródeł słonecznych i pozostałych OZE. Produkty te mogą być ujednolicone w długim okresie.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru II

- *Problem 1:*

Czy stały rozwój (obecny i w przyszłości) źródeł energii odnawialnej o zmiennej charakterystyce pracy oznaczał będzie brak dalszej akceptacji dla ich samodzielnej dyspozycji?

- *Problem 2:*

Biorąc pod uwagę wyciągnięte w okresie ostatnich lat wnioski, czy nadszedł już czas na włączenie wszystkich źródeł energii odnawialnej o zmiennej charakterystyce pracy do funkcjonowania w ramach rynków spot (prowadzenie ruchu, koordynacja)? Jakie cechy modelu rynku musiałyby zostać zmienione? Jakie istnieją przeszkody?

- *Problem 3:*

Czy instalacje magazynowania energii (w tym również pojazdy elektryczne) są odpowiedzią na problem źródeł energii o zmiennej charakterystyce pracy? Jaką rolę pełnią rynki spot w umożliwianiu instalacjom magazynowania ułatwianie integracji OZE? W jaki sposób rynki te muszą się zmienić, aby to osiągnąć?

- *Problem 4:*

Jak ważna jest rola usług dodatkowych dostarczanych przez źródła konwencjonalne lub nowe technologie we wsparciu integracji OZE? Czy istnieją jakieś przykłady, gdzie nowe usługi dodatkowe zostały zdefiniowane lub wymagają zdefiniowania?

- *Problem 5:*

Czy rynki zdolności wytwórczych zakładają nowy wymiar swojego znaczenia w następstwie wielkoskalowej penetracji źródeł energii odnawialnej o zmiennej charakterystyce pracy? Czy los rynków wyłącznie energii elektrycznej jest przesądzony, biorąc pod uwagę olbrzymią skalę OZE o zmiennej charakterystyce pracy?

- *Problem 6:*

Jakie doświadczenia zostały zaobserwowane wraz z ograniczaniem dostaw energii pochodzącej z OZE na dużą skalę? Czy takie rozwiązanie jest akceptowalne?

- *Problem 7:*

Jakie doświadczenia i problemy pojawiły się w trakcie tworzenia rynku zielonych certyfikatów (rynki pierwotne i wtórne)? Jakie wnioski powinny zostać wyciągnięte na przyszłość?

Obszar III – Przesył i OZE

Referat C5-103 opisuje aktualny status w zakresie integracji OZE w chilijskim systemie elektroenergetycznym i przedstawia wyzwania, jakie czekają ten kraj w przyszłości. W referacie zaproponowano wiele usprawnień mających na celu zwiększenie zdolności systemu do integracji większego udziału OZE, biorąc pod uwagę przyszłe zróżnicowane scenariusze w zakresie generacji i inwestycji, określając kto finansuje rozbudowę sieci przesyłowej w celu przyłączenia do niej OZE na zasadzie pierwszeństwa, zanim zostaną przyłączone nowe źródła wytwórcze.

Referat C5-112 podsumowuje stan obecny w zakresie energii odnawialnej w Meksyku oraz przedstawia rozwój elektrowni wiatrowych, wodnych, geotermalnych, słonecznych, biogazowych i opalanych biomasą w ostatnim okresie. W referacie wskazano kilka ograniczeń dla rozwoju OZE, które muszą zostać pokonane, w tym: brak zdolności przesyłowych pomiędzy Meksykiem a USA, zróżnicowane systemy wsparcia i zachęty w poszczególnych jurysdykcjach i wysoce zdecentralizowane ramy regulacyjne w USA, trudne do zarządzania.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru III

- *Problem 1:*

Czy rozsądna jest rozbudowa systemu przesyłowego zanim pojawią się potrzeby ze strony OZE? Kto powinien ponosić konsekwencje materializacji ryzyka, jeśli taka potrzeba się nie pojawi?

- *Problem 2:*

Jakie są kluczowe elementy lub cechy dobrej polityki rozwoju systemu przesyłowego, które byłyby bodźcem do rozwoju OZE? Czy istnieją przykłady takiej polityki?

- *Problem 3:*

Jakie korzyści dla rozwoju OZE oraz uniknięcia ograniczeń w dostawach energii z OZE może przynieść modelowanie symulacyjne?

Doświadczenia i analizy z funkcjonowania rynku energii elektrycznej

Sesja ta prezentuje zakres perspektyw powiązanych z doświadczeniami z funkcjonowania rynku, inwestycjami rynkowymi i analizami rynkowymi. Dyskusja koncentrowała się na trzech obszarach.

- Obszar I - Koordynacja rynku.
- Obszar II - Inwestycje rynkowe.
- Obszar III - Ewolucja rynku.

Obszar I – Koordynacja rynku

Referat C5-204 opisuje potencjalne przejście z metody ATC market coupling na metodę flow-based market coupling w Europie Centralno-Zachodniej. Referat przedstawia postęp, jaki został dokonany w ramach metody flow-based w celu doprowadzenia do jej operacyjnego wykorzystania. Przedyskutowano potencjalny wpływ na rynek oraz korzyści wynikające z przejścia na metodę flow-based. W konkluzjach stwierdza się, że mechanizm flow-based przewyższa mechanizm ATC pod względem zdolności przesyłowych udostępnionych rynkowi oraz dobrobytu społecznego i konwergencji cen.

Referat C5-207 prezentuje nowy algorytm koordynacyjny do zastosowania na sąsiadujących rynkach w celu optymalizacji rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych na tych rynkach. Autorzy przedstawiają efektywne rozwiązanie dla osiągnięcia wieloobszarowego ekonomicznego rozdziału obciążeń, które stanowi przejście z rozwiązania lokalnego do rozwiązania regionalnego. Referat opisuje metodę koordynacji i przedstawia studium przypadku w celu zobrazowania wyników algorytmu koordynacji.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru I

- *Problem 1:*

Jaki wpływ na istniejące kontrakty terminowe mogłyby mieć zasadnicze zmiany rynkowe, np. przejście z metody ATC na metodę flow-based? Jakie wnioski zostały wyciągnięte z innych ewolucji rynkowych, które mogą być konstruktywne w rozwijaniu podobnych mechanizmów?

- *Problem 2:*

Czy wzmożona koordynacja lub bardziej racjonalne mechanizmy łączenia rynków mogą zapewnić dodatkową przejrzystość rynku? Jakie wnioski zostały wyciągnięte w zakresie funkcjonowania rynku i jego odpowiedzi na dodatkowy przepływ informacji oraz zwiększoną przejrzystość?

- *Problem 3:*

Jak wzmożona koordynacja pomiędzy operatorami systemów wpływa na optymalizację przepływów mocy pomiędzy sąsiednimi rynkami i handel transgraniczny? Jakie wnioski zostały wyciągnięte z koordynacji handlu pomiędzy rynkami energii elektrycznej, mającej na celu zidentyfikowanie barier w handlu transgranicznym? Czy eliminacja takich barier może być alternatywą dla koordynacji w celu osiągnięcia efektywności w handlu międzyregionalnym?

Obszar II – Inwestycje rynkowe

Referat C5-201 wyjaśnia, że rynki energii elektrycznej dają możliwość uzyskiwania przychodów inwestycyjnych zarówno w branży elektroenergetycznej jak i poza sektorem energetycznym. Referat ten omawia koncepcję polegającą na tym, że ekspansja usług na inne sektory zapewnia źródła przychodu, które w dalszej kolejności staną się podstawą inwestycji w system elektroenergetyczny. Referat opisuje kilka przypadków, które umożliwiają przedsiębiorstwom dystrybucyjnym i przesyłowym świadczenie usług telekomunikacyjnych.

Referat C5-208 opisuje model brazylijski, który obejmuje działanie na dwóch równoległych rynkach – pierwszy (dominujący) regulowany, drugi nieuregulowany. Autor wyjaśnia, że podstawowym źródeł finansowania nowych jednostek wytwórczych na rynku regulowanym są aukcje na dostawy energii dla obecnych odbiorców. Wyniki aukcji stanowią podstawę do ustalania cen energii w kontraktach długoterminowych. Referat omawia wyniki i wyzwania związane z przedstawionym podejściem.

Referat C5-209 opisuje rynek energetyczny w Brazylii i ewolucję regulacyjną i rynkową w okresie deregulacji. Autor tłumaczy, że zgodnie z regulacjami 100% zapotrzebowania na energię powinno mieć pokrycie w kontraktach na dostawy energii, a wszystkie kontrakty powinny mieć pokrycie w wiążących certyfikatach energetycznych. Referat opisuje rozwój mechanizmów aukcyjnych i ocenia efektywność przetargów.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru II

- *Problem 1:*

Jakie wnioski zostały wyciągnięte z wdrożenia rynkowych sygnałów inwestycyjnych? Jakie miary mogą być wykorzystane do dyscyplinowania regulatorów, aby zapewnić odpowiedni czas dla sygnałów rynkowych w celu stymulowania inwestycji?

- *Problem 2:*

Jakie rynkowe i regulacyjne struktury są uznawane za najbardziej skuteczne w stymulowaniu inwestycji w infrastrukturę? Jakie są najsilniejsze czynniki fundamentalne dla inwestycji, niezawodności, ekonomiki, polityki?

Obszar III – Ewolucja rynku

Referat C5-202 przedstawia aktualny status wdrożenia egipskiego rynku energii elektrycznej wraz z jego wyzwaniami związanymi z przejściem od taryf regulowanych do w pełni konkurencyjnego rynku. Opisano etapy przejściowe i poszczególne elementy modelu rynku dla każdej fazy wdrożenia oraz wymagania w zakresie infrastruktury.

Referat C5-203 opisuje rozwój wspólnego rynku energii elektrycznej Irlandii i Irlandii Północnej. Artykuł opisuje cele wdrożenia wspólnego rynku i wyjaśnia jego sukces dotyczący osiągania zrównoważonego poziomu cen połączony z niezawodnością. Referat opisuje także przyszłą ewolucję wspólnego rynku, w tym integrację zasobów odnawialnych i rozwój odpowiedzi strony popytowej.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru III

- *Problem 1:*

Jakie wskaźniki mogą być stworzone dla każdej fazy ewolucji rynku, aby dokonać oceny sukcesu i korzyści dla interesariuszy w wielofazowym planie ewolucji rynku? Jakie mierniki mogą zostać użyte do określenia czy przejście do kolejnej fazy ewolucji rynku przyniesie korzyści dla interesariuszy?

- *Problem 2:*

Jakie mogą być potencjalne rozwiązania rynkowe dla zwiększającego się udziału strony popytowej i wpływu na ceny rynkowe? Jakie wskaźniki mogą być zaprojektowane do śledzenia rozwoju reakcji strony popytowej i identyfikacji barier?

- *Problem 3:*

Jakie wnioski zostały wyciągnięte z ewolucji rynku energii elektrycznej, które mogą być przydatne dla przyszłego rozwoju? Jakie są największe wyzwania dla ciągłego wzrostu rynków konkurencyjnych?

Wpływ rozwoju zaawansowanych technologii na rozwój modeli rynkowych

Kilka innowacji technologicznych prawdopodobnie przyczyni się do zasadniczej zmiany systemów elektroenergetycznych w kolejnych latach. Technologia informatyczna sprawi, że rozproszeni odbiorcy staną się aktywnymi uczestnikami rynku i nie będą dalej pełnili funkcji jedynie biorców ceny. Ta nowa elastyczność powinna spowodować większe zbilansowanie pomiędzy podażą i popytem na rynku, zapewniając stronie popytowej znacznie istotniejszą rolę aniżeli w chwili obecnej. Znaczący rozwój nowych małoskalowych jednostek wytwórczych zmodyfikuje znacząco klasyczny miks determinowany dotychczas przez źródła wielkoskalowe. Sukces tych nowych zaawansowanych technologii będzie zależał nie tylko od ich fizycznego/technicznego rozwoju, ale przede wszystkim od innowacyjnych rozwiązań regulacyjnych i rynkowych, które pozwolą im na odegranie znaczących ról.

Pewne rozwiązania muszą być stworzone, aby:

- umożliwić stronie popytowej (tzn. wszystkim odbiorcom) uczestniczenie w rynkach długoterminowych (rynki mocy), rynkach krótkoterminowych (rynki energii) i rynkach czasu rzeczywistego (rynki rezerw);
- poradzić sobie z nieelastyczną i rozproszoną generacją z OZE, której rola jest coraz bardziej znacząca na rynkach energii elektrycznej.

Dyskusja koncentrowała się na dwóch obszarach.

- Obszar I - Integracja odpowiedzi strony popytowej z rynkami.
- Obszar II - Wzajemne oddziaływanie pomiędzy generacją a popytem w ujęciu globalnym.

Obszar I – Integracja odpowiedzi strony popytowej z rynkami

Referaty C5-301 i C5-302 opisują, głównie poprzez raporty z projektów badawczych, kluczowe pytania, na które muszą zostać znalezione odpowiedzi, aby zintegrować wszystkie rodzaje elastycznych odbiorów z rynkami energii elektrycznej. W uzupełnieniu referat C5-303 zawiera listę rozwiązań technologicznych i wyzwań, które są wymagane dla osiągnięcia wymienionego celu.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru I

- *Problem 1:*

Czy przynajmniej na poziomach eksperymentalnych lub lokalnych (OSD) możliwe jest opisanie zakończonej sukcesem integracji odpowiedzi strony popytowej bazującej na małych odbiorcach (mały przemysł lub odbiorcy indywidualni) z rynkiem energii elektrycznej (terminowym, dnia następnego lub czasu rzeczywistego)? Jakie były koszty i zmierzone korzyści?

- *Problem 2:*

Czy rozwiązania stricte rynkowe mogą być wystarczające, aby umożliwić efektywny rozwój odpowiedzi strony popytowej opartej na małych odbiorcach? Jeśli nie, to jakie *środki regula*cyjne byłyby wymagane (subsydia)?

Obszar II – Wzajemne oddziaływanie pomiędzy generacją a popytem w ujęciu globalnym

Referat C5-304 podkreśla interakcję pomiędzy rozproszoną generacją z OZE a instalacjami magazynowania energii elektrycznej, podczas gdy referat C5-303 daje globalny pogląd na wzajemne oddziaływanie pomiędzy generacją i obciążeniem w przyszłym systemie energetycznym Japonii. Referat C5-301 także opisuje rolę odpowiedzi strony popytowej w zarządzaniu ograniczeniami w sieciach dystrybucyjnych.

Problemy do rozstrzygnięcia w ramach Obszaru II

- *Problem 1:*

W przyszłych systemach elektroenergetycznych wszystkie przyłączone do sieci jednostki/podmioty, niezależnie od ich wielkości, lokalizacji lub poziomu napięcia, będą mogły odgrywać role na rynkach energii elektrycznej. Jak będzie zapewniona globalna równowaga pomiędzy podażą a popytem? Jakie będą role OSP, OSD i niezależnych operatorów?

- *Problem 2:*

Instalacje magazynowania powinny odgrywać nową rolę w przyszłości, szczególnie w zakresie zarządzania rezerwami mocy. W tym kontekście utracą one swoją tradycyjną rolę i będą mogły być rozważane jako aktywo operatora systemu. Czy istnieje jakakolwiek inna instalacja, która mogłaby być postrzegana/traktowana w podobny sposób? Czy taka ewolucja technologiczna jest w stanie przesunąć granice pomiędzy działalnością stricte wytwórczą a niezależną działalnością sieciową?

Podsumowanie

Zasadniczą konkluzją wynikającą z lektury referatów przedstawionych w ramach grupy C5 może być stwierdzenie, że integracja źródeł odnawialnych z istniejącymi modelami rynku energii elektrycznej ma coraz większy wpływ na ograniczanie czasu pracy jednostek konwencjonalnych w ciągu roku. To zaś wpływa bezpośrednio na trudności z pokrywaniem kosztów stałych wytwarzania energii elektrycznej w przedmiotowych jednostkach wytwórczych, które są jednak niezbędne z uwagi na potrzeby regulacyjne systemu. Jako sposoby na ewentualne rozwiązanie powyższego problemu wskazywano najczęściej konieczność wdrożenia rynków zdolności wytwórczych, innej wyceny usług systemowych świadczonych przez źródła konwencjonalne lub wdrożenie nowych usług systemowych, związanych z rosnącym zapotrzebowaniem na większą elastyczność systemów elektroenergetycznych. Wśród innych rozwiązań wskazywano także na konieczność wdrażania nowych technologii magazynowania energii i zarządzania popytem.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW C5

[1] C5-101. Capurso P., Cova B., Elia E., Portoghese P., Stabile M., Vedovelli F., Venturini A.: Market integration in Europe: a market simulator taking into account different market zones and the increasing penetration of RES generation.

[2] C5-102. Bowker D., Baker T., Swift D.: How the Australian market manages the winds of change.

[3] C5-103. Araneda J.C., Valpuesta R.: Integrating renewable energy into the Chilean Grid.

[4] C5-104. Kabele R., Nemecek B., Prochazka J.: The impact of uncoordinated development of photovoltaic power plants on electricity market in Czech Republic.

[5] C5-105. El-Khayat M.M., Yasso K., Abdl-Rahman M.: An assessment for Mediterranean solar plan on electricity market in Arab countries.

[6] C5-106. Woradej S.: The alleviation of prices impact on electricity tariff caused by renewable energy adders in Thailand.

[7] C5-107. Zhao S., Yin Y., Zhang D., Shen H., Zhang H.: Risk evaluation and management considering wind integration: Chinese experience and future trends.

[8] C5-108. Revuelta J., Fernandez J.: Renewable Energy Sources integration difficulties in the Spanish electric system.

[9] C5-109. Mukerji R.: Integration of wind resources in the New York electricity market.

[10] C5-110. Venkataraman S., Rothleder M., Helman U., Guo T.: Integrating variable energy resources into the California electricity market

[11] C5-111. Zhu J., Li H., Wang S., Brinkman G.: Economic assessment of energy storage systems for renewable integration.

[12] C5-112. Avila M.A.: Promoting the cross-border renewable energy market in the California's.
[13] C5-113. Soonee S.K., Garg M., Saxena S.C., Prakash S.: Implementation of renewable energy certificate.
[14] C5-201. Bragulat A.: Technological progress and the rise of non-regulated activities in the Argentinean Electric Market.
[15] C5-202. Abouneima F., Basta S., El-Khattam W.: Plans, Timeline, and Challenges for Achieving an Egyptian Fully Competitive Electricity Market.
[16] C5-203. Downey A.D., Campbell M.T., Stevens D.S.: The Strategic Evolution of the Single Electricity Market across Ireland and Northern Ireland.
[17] C5-204. Aguado M., Bourgeois R., Bourmaud J.Y., Van Casteren J., Ceratto M.A., Jäkel M., Malfliet B., Mestdag C., Noury P., Pool M., Van den Reek W., Rohleder M., Schavemaker P.H., Scolari S., Weis O., Wolpert J.: Flow-based market coupling in The Central Western European region - on the eve of implementation.
[18] C5-207. Zhao F., Litvinov E., Zheng T.: A New Coordination Scheme for Efficient Dispatch of Interconnected Electricity Markets.
[19] C5-208. Vieira X., Alqueres J.L., Veiga M., Oliveira A., Vieira M.: The Brazilian Market Structure: Strengths and Improvements Still Needed.
[20] C5-209. Cavalcanti T., Fittipaldi E.: Auction Analysis for Energy Trade in Brazilian Market.
[21] C5-301. Evens C., Six D.: Market solutions for the integration of Active Demand-based services in the ADDRESS project.
[22] C5-302. Chuang A., Gelling C.: Impact of Demand-side Technology Readiness on Market Designs.
[23] C5-303. Okamoto H., Yokoyama A.: Consideration on Japanese market designs realizing low-carbon society through advanced technologies development.
[24] C5-304. Price Wojszczyk B., Styczynski Z., Hatziargyriou N., Seethapathy R.: The practical application of advanced energy storage technologies within existing and planned market structures.

CIGRE

Krzysztof Siodła
Politechnika Poznańska

Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1

Materials and Emerging Test Techniques – Study Committee D1

Celem działania Komitetu Studiów D1 jest ocena zarówno jakości jak i przydatności już istniejących i nowych materiałów stosowanych w elektrotechnice, nowych technik diagnostycznych, badań prowadzonych przy użyciu wysokich napięć i silnych prądów, nowoczesnych technologii, które mogą być użyte w systemach elektroenergetycznych. Komitet ma za zadanie propagować informacje o nowych rozwiązaniach pojawiających się w obszarze szeroko rozumianej elektroenergetyki.

W najbliższych latach planowane są następujące działania:

- wizja systemu elektroenergetycznego w najbliższej przyszłości - do roku 2020,
- optymalna eksploatacja systemu obecnie istniejącego,
- ocena stanu urządzeń wysokiego napięcia i analiza ryzyka ich dalszej eksploatacji,
- aspekty środowiskowe, otwarcie na potrzeby społeczne i współpraca z osobami podejmującymi decyzje gospodarcze i polityczne.

Materiały i nowoczesne techniki badawcze podczas Sesji Generalnej CIGRE 2012

Na 44. Sesji Generalnej CIGRE w ramach Komitetu Studiów D1 przedstawiono 29 artykułów w trzech następujących dziedzinach tematycznych, zwanych tematami preferowanymi PS (ang. *Preferential Subjects*).

- PS1 – parametry dielektryczne i starzenie materiałów izolacyjnych - 11 artykułów,
- PS2 – techniki badawcze stosowane dla napięć UHV z uwzględnieniem HVDC - 5 artykułów,
- PS3 – narzędzia diagnostyczne - 13 artykułów.

W artykułach [1-11], należących do pierwszego tematu preferowanego, opisano zagadnienia związane z badaniem materiałów izolacyjnych stałych, ciekłych i gazowych używanych w transformatorach energetycznych wysokiego napięcia, kablach elektroenergetycznych, izolatorach liniowych i systemach GIS.

W artykułach [1-3, 5-8, 11] opisano badanie parametrów dielektrycznych, efektów zachodzących procesów starzeniowych

i wytrzymałości elektrycznej olejów mineralnych, estrów naturalnych i mieszanin olejów. Stwierdzono, że obserwacja form zjawisk przedprzeskokowych występujących pod wpływem napięcia udarowego może być przydatna do określenia przewidywanej/spodziewanej wartości napięcia przeskoku [1]. Obserwacji i pomiarów dokonywano przy użyciu ultraszybkiej kamery rejestrującej wyładowania elektryczne w układzie modelowym elektrod odpowiadającym warunkom rzeczywistym spotykanym w transformatorach.

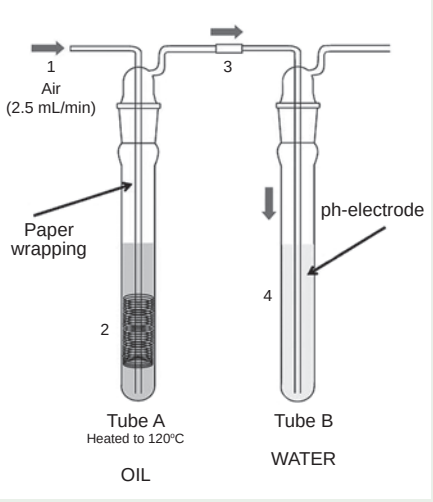
W artykule [2] stwierdzono, że substancje dodawane do olejów transformatorowych jako antyutleniacze w podwyższonej temperaturze (powyżej 150°C) ulegają rozpadowi z wytworzeniem bardzo agresywnych rodników. Powoduje to powstawanie produktów przyspieszających procesy starzeniowe zachodzące w oleju oraz może powodować przyspieszoną korozję części metalowych transformatora – rdzenia, uzwojeń, kadzi. Obserwuje się także osadzanie cząstek siarczanów miedzi na papierze izolacyjnym, co pogarsza jego właściwości. Przebadano nowy rodzaj substancji pełniących w oleju funkcję inhibitorów utleniania i porównano je z dotychczas używanymi substancjami o ogólnej nazwie Irgamet. Stwierdzono, że niektórzy producenci olejów używają dodatków, które nie są opisane w karcie katalogowej dostarczanego oleju.

Coraz większą popularność zdobywają estry naturalne i syntetyczne, jako ciecze izolacyjne stosowane w transformatorach. Są one używane wszędzie tam, gdzie zapewnione muszą być podwyższone warunki bezpieczeństwa przeciwpożarowego i brak negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Estry naturalne przebadano [5] w układzie modelowym oraz w pełnowymiarowym przełączniku zaczepów i transformatorze, sprawdzając ich odporność na procesy starzeniowe i właściwości gazowe. Stwierdzono, że w układach o polu silnie niejednorodnym (takie warunki pracy mogą występować w układzie izolacyjnym przełącznika zaczepów) odstęp międzyelektrodowy wypełniony estrami wykazuje gorsze właściwości izolacyjne. Objawia się to mniejszą wytrzymałością elektryczną w porównaniu z olejem mineralnym, co spowodowane jest innymi warunkami rozwoju zjawiska przeskoku. Estry naturalne wymagają zapewnienia im hermetycznego zamknięcia w eksploatowanym urządzeniu, ponieważ niekontrolowany dostęp tlenu i wilgoci bardzo znacznie obniża ich parametry dielektryczne. Obecność tlenu zwiększa lepkość estrów, co wpływa na efektywność chłodzenia transformatora i ogranicza minimalną temperaturę pracy przełącznika zaczepów do około -10°C. Inne właściwości gazowe estrów, w porównaniu z olejami mineralnymi, powodują, że koniecznym staje się opracowanie nowych schematów interpretacji zawartości gazów rozpuszczonych w oleju wyznaczanych metodą DGA (ang. *Dissolved Gas Analysis*) – krzywe równowagi, trójkąt Duvala. Dotyczy to szczególnie defektów powodowanych przez podwyższoną temperaturę pracy.

Autorzy artykułu [6] proponują zastosować, opracowany przez nich, nowy typ antyutleniacza dodawanego do oleju mineralnego. Jest to substancja zawierająca półprzewodzące nanocząstki i charakteryzująca się zwiększoną odpornością na wchłanianie wody przez olej. Stwierdzono, że tak zmodyfikowany olej miał większą wytrzymałość elektryczną, wyższe napięcie zapłonu wyładowań niezupełnych i wykazywał większą odporność na starzenie.

W artykule [7] proponuje się szersze użycie syntetycznych węglowodorów typu M/DBT (Mono/Dibenzylotoluen) jako dodatków do oleju mineralnego. Autorzy porównują parametry oleju mineralnego, estru naturalnego i M/DBT, takie jak wytrzymałość elektryczna, odporność na wyładowania niezupełne i właściwości gazowe. Stwierdzono, że mieszanina oleju mineralnego i 3-10% M/DBT wykazuje lepszą absorpcję gazów i zmniejsza intensywność wyładowań niezupełnych, podczas gdy wytrzymałość elektryczna tak przygotowanej cieczy izolacyjnej pozostaje na niezmienionym poziomie.

W artykule [8] opisano, w jaki sposób papier nasycony olejem transformatorowym ulega starzeniu i jak ten proces wpływa na sam olej. Badano efekty jednoczesnego starzenia oleju i papieru według procedury opisanej w normie IEC 61125C i zmodyfikowanej na potrzeby przeprowadzanych badań. Olej podgrzany do temperatury około 120°C, z umieszczonym w nim papierem izolacyjnym, poddano działaniu strumienia powietrza przez 1300 godzin i mierzono zawartość kwasów zarówno w papierze, w oleju jak i w powietrzu mającym kontakt z olejem. Schemat układu badawczego przedstawiono na rysunku 1. Stwierdzono, że w trakcie utleniania się oleju powstają kwasy, które są absorbowane przez papier. Tłumaczy to fakt, dlaczego nowy olej impregnujący niezestarzony papier wykazuje obecność kwasów dopiero po wielu latach eksploatacji. Nawet w tak ekstremalnych warunkach prowadzenia badań w oleju identyfikowano ciągłą obecność krezoli (DBPC), użytych jako inhibitorów starzenia.



Rys. 1. Schemat układu pomiarowego użytego do badania zawartości kwasów w oleju, papierze i powietrzu. Czas starzenia - 1300 godz., temperatura oleju i umieszczonego w nim papieru - 120°C [8]

Autorzy artykułu [11] opisują, podobne do przytoczonego powyżej, zagadnienie starzenia papieru i preszpanu, ale w estrze naturalnym Biotemp. Badano zmiany wytrzymałości mechanicznej tych wyrobów celulozowych starzonych w oleju o różnych temperaturach i z różną zawartością wody.

Artykuł [4], autorów z Egiptu, opisuje badanie wytrzymałości elektrycznej izolatorów polimerowych z gumy silikonowej SR (ang. *Silicone Rubber*) w porównaniu z izolatorami porcelanowymi, użytkowanymi w trudnych warunkach pogodowych panujących na terenach pustynnych, którymi są np. burze piaskowe, duże dobowe zmiany temperatury lub wilgotna atmosfera z dużą zawartością soli występująca na terenach nadmorskich. W wyniku przeprowadzonego eksperymentu stwierdzono, że napięcie przeskoku na izolatorach polimerowych jest zawsze wyższe niż na porcelanowych, gdy oba typy izolatorów poddano działaniu takich samych warunków atmosferycznych – mgła solna i warstwa zabrudzeń na powierzchni. Zaobserwowano jednak duże zmiany gładkości powierzchni izolatorów polimerowych na skutek działania ziaren piasku w czasie burzy piaskowej.

W artykule [9] poruszono zagadnienie wiarygodności metod monitoringu stanu izolacji kabli elektroenergetycznych niskiego napięcia wykonanych z ognioodpornej gumy etylenowo-propylenowej FR-EPR (ang. *Flame Retardant Ethylene--Propylene Rubber*). Kable tego typu układane są na terenie elektrowni atomowych w Japonii i dlatego tak dużą wagę przykłada się do opracowania i szerokiego stosowania systemów monitoringu, które umożliwiają wczesne wykrywanie w nich miejsc o zdegradowanej i osłabionej izolacji. Prawidłowa ocena stanu kabli jest istotnym elementem bezpiecznej pracy systemu zasilania elektrowni. Stosowana przez autorów metoda badawcza, zwana szerokopasmową spektroskopią impedancyjną BIS (ang. *Broadband Impedance Spectroscopy*), oparta jest na odwrotnej szybkiej transformacie Fouriera IFFT (ang. *Inverse Fast Fourier Transform*) w zakresie częstotliwości od 1 do 110 MHz, a jej zastosowanie pozwala zlokalizować potencjalne uszkodzenie kabla z bardzo dużą dokładnością.

Autorzy artykułu [11] opisują procesy degradacyjne zachodzące w powłokach dielektrycznych używanych do pokrywania torów prądowych oraz starzenie izolatorów wsporczych podtrzymujących te tory w kompaktowych systemach przesyłowych izolowanych gazem GIS (ang. *Gas Insulated Switchgear/Equipment*). Systemy o zmniejszonych wymiarach stosuje się ze względu na ochronę środowiska, ponieważ zawierają mniej gazu SF_6, który uznany został za gaz zwiększający efekt cieplarniany. Mikrodefekty występujące w powłokach ochronnych oraz wewnątrz izolatorów o długościach pomniejszonych w stosunku do tych, które są używane w systemach pełnowymiarowych GIS, w większym stopniu wpływają na bezawaryjność pracy układów przesyłowych izolowanych gazem.

W artykułach [12-16] należących do drugiego tematu preferowanego PS2 – techniki badawcze stosowane dla napięć UHV z uwzględnieniem HVDC – opisano zagadnienia dotyczące zjawisk przedprzeskokowych i prób napięciowych urządzeń bardzo wysokiego napięcia. Omawiano [12] problem stosowania współczynnika korekcyjnego uwzględniającego ujemne temperatury panujące podczas prób napięciowych urządzeń przeznaczonych do pracy w warunkach napowietrznych. Podobne w swej tematyce są artykuły [14] i [15].

W artykule [14] opisano procedurę wykonywania prób napięciem piorunowym zawierającym chwilowe przepięcia wysokiej częstotliwości w pobliżu szczytu fali udarowej. Próby wykonywano mierząc wytrzymałość powietrznego układu izolacyjnego pręt-płaszczyzna i kula-płaszczyzna. Zaobserwowano, że gdy udar piorunowy, przykładany do badanego układu, miał polaryzację ujemną, wystąpienie przepięcia powodowało przeskok tuż po szczycie udaru, w czasie nie dłuższym niż około 0,5 μs. Natomiast gdy do badanego układu przykładano udar dodatni z przepięciem, przeskok na badanym urządzeniu występował na grzbiecie udaru – po około 10 μs od osiągnięcia wartości szczytowej. Dlatego należałoby stosować różne wartości współczynnika korekcyjnego *k* dla polaryzacji ujemnej i dodatniej napięcia udarowego piorunowego oraz układów z różnymi materiałami izolacyjnymi. Badany układ laboratoryjny przedstawiono na rysunku 2 [14].

Rys. 2. Generator napięcia udarowego piorunowego oraz badany powietrzny układ izolacyjny w trakcie prób w Brandenburgische Technische Universität w Cottbus, Niemcy [14]

Dużym wyzwaniem dla konstruktorów jest zbudowanie pomiarowego dzielnika bardzo wysokiego napięcia udarowego, cechującego się liniową charakterystyką w całym zakresie mierzonego napięcia w odniesieniu do jego wartości i kształtu. Autorzy artykułu [16] opisują rozważania teoretyczne i badania eksperymentalne wykonane dla dzielnika pojemnościowego na napięcie do 2,4 MV.

W artykułach [17-28] należących do trzeciego tematu preferowanego PS3 – narzędzia diagnostyczne – opisano zagadnienia dotyczące urządzeń, metod i procedur pomiarowych stosowanych do badania stanu urządzeń elektroenergetycznych wysokiego napięcia i zarządzania ich pracą. Bardzo dużo uwagi poświęca się badaniom transformatorów, jako najdroższych i najbardziej istotnych elementów systemu energetycznego, ale opisywane są także metody badania pozostałych urządzeń, takich jak kable, aparatura łączeniowa i systemy GIS.

W dalszym ciągu szeroko stosowane są różnego rodzaju metody (elektryczna, akustyczna, chemiczna, optyczna) do badania poziomu wyładowań niezupełnych oraz strat dielektrycznych w urządzeniach, co pozwala określić stan ich układu izolacyjnego, stopień zestarzenia oraz z dużą ostrożnością szacować pozostały czas eksploatacji [17]. Na podstawie takich badań możliwe jest optymalne zarządzanie majątkiem sieciowym, z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia

niezbędnych remontów, planowania inwestycji i reinwestycji, złomowania urządzeń, których dalsza eksploatacja zagrażać może awarią i zakłóceniami w pracy systemu elektroenergetycznego. Badania prowadzone metodami pomiaru napięcia powrotnego RVM (ang. *Recovery/Return Voltage Measurements*), spektroskopii dielektrycznej w dziedzinie częstotliwości FDS (ang. *Frequency Dielectric/Domain Spectroscopy*) i w dziedzinie czasu TDS (ang. *Time Domain Spectroscopy*), prądów polaryzacji i depolaryzacji PDC (ang. *Polarisation and Depolarisation Currents*), analizy odpowiedzi układu w dziedzinie częstotliwości FRA (ang. *Frequency Response Analysis*), pozwalają na opracowanie systemów eksperckich niezbędnych do oceny jakości eksploatowanych urządzeń i ułatwiających prowadzenie polityki inwestycyjnej [18, 21]. Stosowanie systemów eksperckich, wyposażonych w samouczące się sztuczne sieci neuronowe, ułatwia także interpretację wyników wykonywanych badań, pozwala na oddzielenie informacji istotnych od mniej ważnych (niewpływających bezpośrednio na działanie urządzenia), umożliwia generowanie komunikatów, ostrzeżeń i sygnałów o prawdopodobnej, zbliżającej się awarii [20]. Porównanie wyników badań wykonanych w warunkach laboratoryjnych na modelach urządzeń oraz pomiarów na rzeczywistych urządzeniach pracujących w systemie elektroenergetycznym umożliwia utworzenie baz danych, niezbędnych do oceny stanu układu izolacyjnego urządzenia, porównania zmian zachodzących w trakcie eksploatacji pomiędzy kolejnymi badaniami okresowymi, a w efekcie przedsięwzięcie odpowiednich kroków co do dalszej eksploatacji elementów systemu [18].

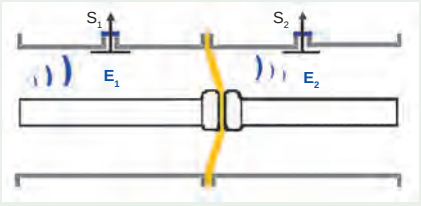
Autorzy artykułu [19] proponują, aby w badaniach GIS zastąpić próbę napięciem udarowym piorunowym, pomiarem wyładowań niezupełnych za pomocą wysokoczułego układu z niskoszumowymi, szerokopasmowymi czujnikami współpracującymi z wzmacniaczami o dużym wzmocnieniu. Proponowana metoda może być stosowana zarówno u wytwórcy, jak i w miejscu zainstalowania systemu GIS. Pozwala na wykrycie zanieczyszczeń i obecności cząstek o swobodnym potencjale znajdujących się na powierzchni izolatorów odstępnikowych, co dotychczas realizowano w trakcie badań napięciem udarowym.

W artykule [21] opisano metody RVM i IRC (ang. *Isotherm Relaxation Current measurement*) stosowane do badania kabli z izolacją papier-syciwo, gumową i polimerową, jako nieinwazyjne i niedestrukcyjne, pozwalające na określenie strat dielektrycznych występujących w izolacji, czego przyczyną może być na przykład drzewienie wodne. Użycie aproksymacji Hamona pozwala połączyć zalety metod pomiarowych działających w dziedzinie czasu i częstotliwości, co skraca czas niezbędny do wykonania badań stanu izolacji kabli elektroenergetycznych.

Artykuł [22] autorów z Chin porusza zagadnienie lokalizacji występowania wyładowań niezupełnych (wnz) wewnątrz transformatora przy użyciu metody opartej na pomiarze różnic czasowych RF (ang. *Radio Frequency*). Zastosowany układ pomiarowy pozwala na detekcję sygnałów wnz o intensywności od około 500 pC, a miejsce występowania źródła tych sygnałów może być zlokalizowane z dokładnością około 30 cm.

Autorzy artykułu [23] opisują zagadnienie podobne do powyższego, ale z zastosowaniem pomiarów w dziedzinie ultrawysokich częstotliwości UHF do lokalizacji występowania wyładowań niezupełnych w GIS, jak i w transformatorach. Zazwyczaj stosowanie dwóch czujników wystarcza do lokalizacji źródła wyładowań w układzie izolowanym gazem (rys. 3), podczas gdy na transformatorze należy umieścić co najmniej cztery sensory, aby zbadać wybraną jego część. Badanie całego urządzenia wymaga użycia wielu czujników rozmieszczonych na całej kadzi transformatora.

W artykule [24] opisano system pomiarowy skonstruowany do badania wyładowań niezupełnych w izolacji kabli w miejscu ich zainstalowania. System umożliwia pomiar intensywności wnz oraz lokalizację występowania ich źródła.



Rys. 3. Przykładowe umieszczenie dwóch sensorów S_1 i S_2 wystarczające do lokalizacji źródła wyładowań niezupełnych w przedziale GIS. E_1 i E_2 – fale akustyczne UHF rozprzestrzeniające się od miejsca powstawania wyładowań niezupełnych [23]

Użyte specjalistyczne oprogramowanie i zastosowane algorytmy obróbki sygnałów pozwalają na wydzielenie sygnałów pochodzących od wyładowań niezupełnych spośród szumów i zakłóceń zewnętrznych, które mogą być dosyć intensywne, szczególnie w rozdzielni wysokiego napięcia.

Artykuły [26-28] poświęcone są badaniom transformatorów energetycznych. Opisany jest wpływ związków siarki, takich jak np. siarczek miedzi Cu_2S, powstający w oleju izolacyjnym i osadzający się na papierze, na degradację papieru i związane z tym niebezpieczeństwo awarii transformatora [26]. Zaproponowano tzw. model Montesa, który umożliwia określenie przewodności papieru z osadzoną warstwą siarczku miedzi z uwzględnieniem temperatury i zawartości wody w papierze. W artykule [27] autorzy proponują wykorzystanie spektroskopii w bliskiej podczerwieni NIR (ang. *Near Infra-Red*) do określenia zawartości wody w papierze izolacyjnym. Artykuł [28] opisuje badania stanu uzwojeń transformatora metodą analizy odpowiedzi częstotliwościowej FRA (ang. *Frequency Response Analysis*).

Zagadnienie badania izolacji kabli wysokiego napięcia omawiają autorzy artykułu [29], którzy analizują dane pomiarowe w celu określenia aktualnego stanu izolacji kabli i próbują przewidzieć czas ich dalszej eksploatacji. Stosują statystykę Weibulla oraz model Crow-AMSAA i PHM (ang. *Proportional Hazard Model*). Badania wykonywane były zarówno

na próbkach jak i na rzeczywistych kablach. Ich wyniki pozwalają osobom zarządzającym pracą systemu podejmowanie optymalnych decyzji dotyczących warunków eksploatacji, utrzymania ruchu, planowanie remontów, konserwacji i wymiany odcinków kabli stwarzających zagrożenie uszkodzenia.

REFERATY KOMITETU STUDIÓW D1

[1] D1-101. Torshin Y.V., Prediction of the impulse breakdown voltage of the mineral transformer oil from predischarge phenomena.

[2] D1-102. Schaut A., Eeckhoudt S., Effect of triazole additives in transformer oils.

[3] D1-103. Bertrand Y., Tran-Duy C., Murin V., Schaut A., Autru S., Eeckhoudt S., MV/LV distribution transformers: research on paper ageing markers.

[4] D1-104. Arafa B.A., Nosseir A., Effect of severe sandstorms on the performance of polymeric insulators.

[5] D1-105. Frotscher R., Vukovic D., Jovalekic M., Tenbohlen S., Harthun J., Perrier C., Schäfer M., Behaviour of ester liquids under dielectric and thermal stress – from laboratory testing to practical use.

[6] D1-106. Lv Y.Z., Du Y.F., Zhou J.Q., Li X.X., Chen M.T., Li C.R., Wang G.L., Nanoparticle effect on electrical properties of aged mineral oil based nanofluids.

[7] D1-107. Walker J., Valot A., Wang Z.D., Liu X.Yi, Q., M/DBT, new alternative dielectric fluids for transformers.

[8] D1-108. Wiklund P., Biverstal A., Pahlavanpour B., Nunes J., Study on formation of low molecular acids form aging of cellulose and insulating oil.

[9] D1-109. Ohki Y., Hirai N., Yamamoto T., Minakawa T., Okamoto T., Improvement of inspection and maintenance procedures of polymeric cable insulation used in nuclear power plants in Japan.

[10] D1-110. Hama H., Okabe S., Miyashita M., Ageing evaluation of insulation materials for environmentally-friendly compact gas-insulated equipment.

[11] D1-111. Duart J-C., Bates L.C., Key E.W., Asano R. JR, Cheim L., Cherry D.B., Claiborne C.C., Thermal aging study of cellulosic materials in natural ester liquid for hybrid insulation systems.

[12] D1-201. Lokhanin A., Koryavin A., Volkova O., Goldshtein M., Choice of the test switching pulse and amendments on atmospheric conditions for UHV external insulation.

[13] D1-202. Marzinotto M., Mazzanti G., A procedure for space charge measurements in full-size HVDC extruded cables in order to acess the electric field in the insulation wall.

[14] D1-203. Hinow M., Pietsch R., Steiner T., Schwarz H., Investigations on lightning impulses with well-defined overshoots.

[15] D1-204. Okabe S., Tsuboi T., Ueta G., Yamagata Y., Study of lightning impulse test waveforms for UHV equipment.

[16] D1-205. Li Y., Voltage linearity of scale factor and wave shape parameters of UHV impulse voltage dividers.

[17] D1-301. Anandkuraman A., Sedding H.G., Ageing management of cables in nuclear power plants.

[18] D1-302. Csépes G., Németh B., Vörös C., Practicable expert system for the improved interpretation of dielectric response diagnostic methods of power transformers.

[19] D1-304. Hoek S.M., Neuhold S.M., Tuned medium band UHF PD measurement system for GIS.

[20] D1-305. Nejedly J., Halbwirth H., Screening of 400 kV and 220 kV power transformers through of DGA.

[21] D1-306. Petzold F., Götz D., Schlapp H., Putter H.T., Oetjen H., Hampton N., Perkel J., Suitability of Hamon approximation for dielectric condition assessment on electric power assets with high capacitance.

[22] D1-307. Zheng S.S., Li C.R., Tang Z.G., Chang W.Z., Zhou B., Research and application of ultra-wide-frequency method used for PD location in transformers.

[23] D1-308. Girodet A., Fifi S., Gautschi D., Luna G., Lebreton R., Improvement of defect defection by measurement of the UHF signal transmission inside single phase and three phase encapsulated GIS and power transformers.

[24] D1-309. Garnacho F., Sanchez-Uran M.A., Ortego J., Alvarez F., Perpinan O., Puelles E., Moreno R., Prieto D., Ramos D., New procedure to determine insulation condition of high voltage equipment by means of PD measurements in service.

[25] D1-310. Seo I.J., Koo J.Y., Lee Y.J., Lee B.W., Kim J.T., Identification of insulation defects by modified chaotic analysis of partial discharge under DC stress.

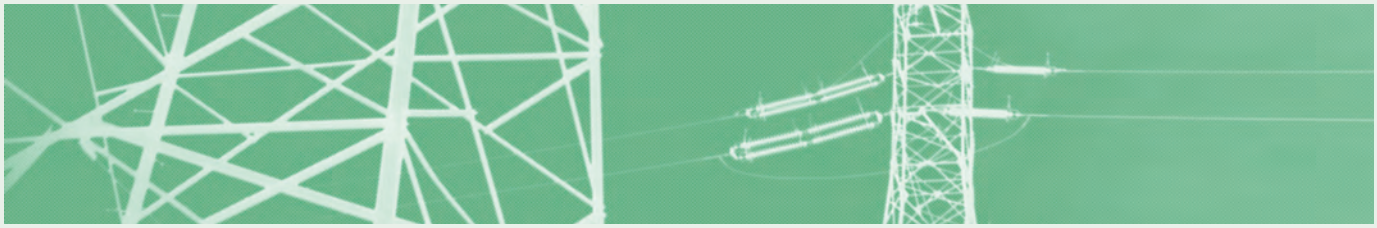
[26] D1-311. Montes-Fernandez R., Garcia-Colon V.R., Guzman Lopez A., Damage assessment for transformer windings subjected to corrosive oil exposure using dielectric spectroscopy.

[27] D1-312. Rodriguez - Rodriguez J.H., Martinez - Pinon F., Alvarez -Chavez J.A., Near-infrared direct optical techniques for the measurement of water content in oil-paper insulation to avoid Oommen's moisture equilibrium curves.

[28] D1-313. Bagheri M., Salay Naderi M., Blackburn T.R., Phung T., A case study on FRA capability in detection of mechanical defects within a 400 MVA transformer.

[29] D1-314. Zhou C., Jing X., Tang Z., Jiang W., Alkali B., Zhou W., Yu J., Statistical approaches for analysis of failure data in power cables.

CIGRE



Tomasz Szudejko
PSE S.A.

Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2

Information Systems and Telecommunication – Study Committee D2

Misją Komitetu Studiów D2 „Systemy informatyczne i telekomunikacja" jest:

- ułatwianie i promowanie postępu inżynierii systemów teleinformatycznych i telekomunikacji w obszarze elektroenergetyki oraz międzynarodowej wymiany informacji i wiedzy w tej dziedzinie;
- uzupełnianie wiedzy teleinformatycznej poprzez opracowanie najlepszych praktyk oraz zaleceń.

Plan Strategiczny na lata 2012-2021 określa następujące cele Komitetu Studiów D2:

- większe ukierunkowanie na zaspokajanie oczekiwań odbiorców prac SC/D2;
- aktywne wsparcie grup roboczych;
- utrzymanie równowagi pomiędzy systemami informatycznymi, telekomunikacyjnymi, telesterowania i automatyki;
- promowanie prac wykonanych przez Komitet Studiów wśród odbiorców.

Referaty omawiane na sesji tematycznej Komitetu Studiów D2 w ramach 44. Sesji Generalnej CIGRE koncentrowały się wokół dwóch tematów wiodących.

1. Rozproszone platformy informatyczne dla elektroenergetyki przyszłości:
   a) nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych,
   b) systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania,
   c) aplikacje w chmurze obliczeniowej i platformy udostępniające usługi,
   d) bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni.
2. Połączone systemy informatyczne wspierające konkurencyjne rynki:
   a) nowe rozwiązania informatyczne.

Tabela 1

Zestawienie i podział referatów pierwszego tematu wiodącego

Numer	Tytuł	AR	BU	CC	CS
D2-101	Budowa platformy informatycznej na potrzeby zbierania, przetwarzania i transferu danych pomiarowych pomiędzy obiektami energetycznymi i centrami sterowania	X			
D2-102	Bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni: usługi systemowe dla ochrony cyfrowych systemów automatyki stacyjnej	X			X
D2-103	Bezpieczeństwo sieciowe zautomatyzowanej stacji	X			X
D2-104	Zagrożenie bezpieczeństwa i rozwiązania redukujące jego wpływ w przypadku ataku na połączenia transgraniczne europejskiej sieci energetycznej				X
D2-105	Systemy awaryjnego sterowania w sytuacji niedostępności systemu SCADA	X	X		
D2-106	Wpływ wydajności teleinformatyki na systemy WAMC (Wide Area Monitoring and Control)	X			
D2-107	Charakterystyka ataków w cyberprzestrzeni i klasyfikowanie zabezpieczeń: kluczowe elementy przy projektowaniu architektury zabezpieczeń przedsiębiorstw energetycznych (EPUs)				X
D2-108	Rozproszone platformy informatyczne na przykładzie japońskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych	X		X	X
D2-109	Monitorowanie i sterowanie inteligentną siecią przesyłową na przykładzie systemu EAM	X			
D2-110	Wdrożenie rozproszonych platform informatycznych na potrzeby zarządzania systemem elektroenergetycznym			X	X
D2-111	Niezawodna sieć telekomunikacyjna dla zaawansowanych aplikacji Smart Grid	X			X
D2-112	System monitoringu sieci optycznej „Red Electrica de Espana"	X	X		
D2-113	Nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych przedsiębiorstwa elektroenergetycznego	X		X	
D2-114	Innowacyjna architektura systemów informatycznych meksykańskiego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego	X			
D2-115	Nowe centra sterowania na potrzeby indyjskiego systemu elektroenergetycznego	X	X		X
D2-116	Bezpieczeństwo informatyczne platformy telekomunikacyjnej Chesf (Sao Francisco Hydroelectric Company)	X			
D2-117	Rozbudowa sieci telekomunikacyjnej Chesf	X			

b) nowe rozwiązania telekomunikacyjne.
c) analiza ryzyka i możliwości.

Przesłano z trzynastu krajów siedemnaście referatów tematycznie związanych z grupą pierwszą oraz z pięciu krajów pięć referatów poruszających problemy grupy drugiej.

Rozproszone platformy informatyczne dla elektroenergetyki przyszłości

Wpływ nowych technologii na sieci i systemy informatyczne znacznie zwiększył się w ostatnich latach. Dobrym przykładem jest wykorzystanie protokołów komunikacyjnych IP oraz przeniesienie aplikacji i usług do chmury obliczeniowej. Z drugiej strony rosnące potrzeby wymiany danych wewnątrz przedsiębiorstwa elektroenergetycznego (EPU – Electric Power Utility) oraz z jego otoczeniem przyczyniają się do większej złożoności projektowania i zabezpieczania usług informatycznych.

Temat obejmował zarówno zagadnienia związane z systemami zapasowymi oraz z zachowaniem ciągłości usług dostarczanych przez systemy operacyjne przedsiębiorstwa elektroenergetycznego, jak też kwestie dotyczące technologicznego rozwoju teleinformatyki:

a) nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych (AR),
b) systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania (BU),
c) aplikacje w chmurze obliczeniowej i platformy udostępniające usługi (CC),
d) bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni (CS).

Nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych

Referat D2-106 ze Szwecji. Autorzy poddali wnikliwej analizie architekturę teleinformatyczną, która powinna spełniać rygorystyczne wymagania związane z ogromną ilością aktualnych danych z aplikacji, takich jak Wide Area Monitoring and Control (WAMC). Zostały przeanalizowane i porównane dwa rodzaje architektury teleinformatycznej.

Referat D2-109 z Chin. Autorzy przedstawili nowoczesny system monitorowania i sterowania inteligentną siecią przesyłową. Umożliwia on wielowarstwową prezentację danych, analizę wydajności zasobów i szeroki zakres sterowania obiektami. Pozwala to na lepsze monitorowanie zachodzących procesów oraz alarmowanie o zagrożeniach.

Referat D2-111 z Hiszpanii. Autorzy zaprezentowali architekturę informatyczną o wysokiej niezawodności, umożliwiającą udostępnianie wielu usług i sieci telekomunikacyjnych zgodnie z wymaganiami Smart Grid. Architektura umożliwia zachowanie równowagi pomiędzy bezpieczeństwem, jakością, niezawodnością i dostępnością. Prezentowane rozwiązanie zostało wdrożone w ramach projektu Malaga Smart City.

Referat D2-114 z Meksyku. Autorzy opisali architekturę teleinformatyczną nawiązującą do uznanych standardów i najlepszych rozwiązań stosowanych w praktyce. Wybrana architektura jest w stanie zapewnić terminową, bezpieczną i niezawodną wymianę informacji pomiędzy różnymi procesami w systemie. Architektura jest skalowalna oraz wykazuje odporność na chwilowe przerwy w komunikacji.

Referat D2-117 z Brazylii. Autorzy opisali metody rozbudowy sieci telekomunikacyjnych w celu stworzenia nowoczesnej architektury teleinformatycznej, umożliwiającej udostępnianie usług nowej generacji. W ramach tej architektury są stosowane protokoły IP i MPLS-TP, wspierające szerokie spektrum aplikacji, w tym telefonię IP i automatykę stacyjną zgodną ze standardem IEC-61850.

Wybrane problemy tematu
Nowa architektura operacyjnych systemów informatycznych

Coraz więcej przedsiębiorstw elektroenergetycznych wykorzystuje IP i Ethernet jako protokoły komunikacyjne. Daje to większą elastyczność, ale wiąże się także z pewnymi wyzwaniami.

Pytanie 1.1: Cykl życia stosowanych produktów teleinformatycznych jest coraz krótszy. Większość z nich musi być aktualizowana regularnie lub wymieniana. Ma to wpływ na dostępność dostarczanych usług. Jak sobie radzić z tym problemem? Jaki ma to wpływ na niezawodność, dostępność, koszty?

Pytanie 1.2: Nowoczesne sieci i systemy są oparte na technicznie zaawansowanych rozwiązaniach komunikacyjnych, takich jak IEC-61850 i MPLS. Sieci te muszą być zarządzane. Większość firm, a nawet niektórzy dostawcy nie mają wystarczającej liczby wykwalifikowanych pracowników. Jak sobie z tym radzić? Jak należy zorganizowany dział teleinformatyki?

Pytanie 1.3: Prawie wszystkie firmy nadal wykorzystują protokół IPv4. Sieci komputerowe rozrastają się bardzo szybko: jest coraz więcej usług i serwerów. Czy firmy stosują protokół IPv6 w swoich sieciach? Z jakimi wyzwaniami trzeba się liczyć w trakcie migracji do IPv6?

Systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania

System zachowania ciągłości działania należy rozumieć jako zestaw środków technicznych i organizacyjnych umożliwiających, w przypadku poważnej awarii lub katastrofy, utrzymanie ciągłości realizacji lub jak najszybsze odtworzenie najważniejszych procesów biznesowych przy minimalizacji wpływu zaistniałej sytuacji na ich działanie.

Referat D2-105 z Tajlandii. Dokument prezentuje koncepcję wielopoziomowych systemów rezerwowych na okoliczność wystąpienia awarii systemu SCADA. Przedstawiona koncepcja zwiększa odporność, niezawodność i dostępność usług w ramach rozsądnego budżetu.

Referat D2-110 z Japonii. Dokument opisuje budowę i wykorzystanie wielu rozległych, redundantnych systemów rozproszonych w japońskich firmach energetycznych. Projekty te zapewniają utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej w przypadku katastrof na szeroką skalę, takich jak trzęsienia ziemi. Referat prezentuje szereg wdrożeń.

Referat D2-112 z Hiszpanii. Dokument przedstawia cechy systemu monitorowania sieci optycznej. System pozwala na wykrywanie incydentów i awarii sieci oraz ich precyzyjnej lokalizacji. Dodatkowo umożliwia on monitorowanie sieci w czasie

rzeczywistym, co jest wykorzystywane do prewencyjnego wykrywaniu potencjalnych incydentów. Wdrożenie spowodowało poprawę jakości usług utrzymania sieci.

Referat D2-115 z Indii. Dokument opisuje duże zmiany na półwyspie Indyjskim dotyczące architektury systemów wymiany informacji, hierarchii centrów sterowania, tworzenia zapasowych centrów sterowania, integracji WAMS oraz systemów bezpieczeństwa teleinformatycznego. Dokument ilustruje strategie migracji w obszarze zbierania (akwizycji) danych, pracy równoległej nowych i istniejących systemów oraz aspekty ich integracji.

Wybrane problemy tematu
Systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania

Systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania, jak również infrastruktura, odgrywają kluczową rolę w budowaniu rozwiązań wysokiej dostępności, odpornych na działanie naturalnych kataklizmów lub innych awarii. Systemy te w większości wykorzystują rozwiązania teleinformatyczne.

Pytanie 1.4: Większość przedsiębiorstw elektroenergetycznych nadal posiada sieci PDH/SDH oraz inne systemy niestandardowe. W jaki sposób można utworzyć systemy rezerwujące te sieci i systemy wykorzystując nowe technologie? Czy da się zaplanować etapową migrację tych systemów do systemów zgodnych z nowoczesnymi standardami?

Pytanie 1.5: Systemy rezerwowe i systemy zachowania ciągłości działania wykorzystują zarówno oprogramowanie jak i sprzęt. Wymagają one częstych aktualizacji. Stare wersje produktów są zwykle bardzo niezawodne i mają długi cykl życia. Jaka jest wartość nowoczesnych rozwiązań teleinformatycznych w porównaniu z poprzednimi (nie standardowymi) produktami?

Aplikacje w chmurze obliczeniowej i platformy udostępniające usługi

Referat D2-101 z Rosji. Dokument opisuje implementację nowoczesnej, wielkoskalowej platformy informatycznej, przeznaczonej do zbierania, przetwarzania i przesyłania danych pomiarowych, w połączeniu z rozwojem nowych algorytmów i modeli matematycznych. Platforma umożliwia obliczenia parametrów systemów energetycznych z wyższą rozdzielczością, co pozwala na lepsze monitorowanie działania centralnych i lokalnych automatycznych układów sterowania i regulacji.

Referat D2-108 z Japonii. Dokument prezentuje doświadczenia z wykorzystania wirtualnej chmury obliczeniowej i oprogramowania otwartego. Osiągnięto większą moc obliczeniową, która przetwarza w czasie rzeczywistym bardzo duże ilości danych. Druga część dokumentu opisuje politykę bezpieczeństwa w środowisku wirtualnej chmury.

Referat D2-113 z USA. Dokument proponuje innowacyjne podejście w projektowaniu operacyjnych systemów informatycznych. Powodem nowego rozwiązania jest konieczność sprostania większej liczbie danych niż dotychczas, większej złożoności przetwarzania, interakcji i integracji z innymi systemami. Wirtualizacja jest stosowana do tworzenia elastycznych, rozproszonych platform przetwarzania danych.

Wybrane problemy tematu
Aplikacje w chmurze obliczeniowej i platformy udostępniające usługi

Przewiduje się znaczny wzrost zapotrzebowania na moc obliczeniową niezbędną do przetwarzania dużych ilości danych. Będzie to wymagane do poprawnego zarządzania Smart Grid i dużych systemów elektroenergetycznych z wykorzystaniem np. Wide Area Monitoring/ Phasor Measurement Unit. Wykorzystanie rozproszonego przetwarzania i chmury obliczeniowej świadczą o znacznym rozwoju w tym obszarze.

Pytanie 1.6: Sieci i systemy operacyjne (biznesowe) migrują w kierunku biurowej teleinformatyki. Czy nadal są aktualne argumenty o niełączeniu biurowych sieci z technologicznymi (skoro wszystko jest oparte na IP)? Systemy i sieci technologiczne wykorzystują sieci teleinformatyczne. Jak powinna być zorganizowana teleinformatyka teraz, a jak w przyszłości?

Pytanie 1.7: Obliczenia w chmurze i oprogramowanie jako usługa stają się powszechne, tańsze i coraz bardziej bezpieczne. Czy jest to rozwiązaniem problemu braku wykwalifikowanych pracowników i sposób na ograniczanie kosztów IT? Kiedy wykonać migrację do nowego środowiska? Jeśli nie, to dlaczego i jakie są alternatywy?

Bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni

Referat D2-102 z Włoch. Dokument przedstawia najlepsze doświadczenia praktyczne autorów, dotyczące bezpieczeństwa w cyberprzestrzeni. Określa różnice pomiędzy teleinformatyką korporacyjną i cyfrowymi systemami automatyki stacyjnej (DSAS). Prezentuje praktyczne zalecenia w zakresie logicznych i fizycznych topologii sieci stacyjnej. Opisuje także, jak radzić sobie z kwestią mobilnych mediów w ramach stacji takich jak pamięci USB i CD/DVD.

Referat D2-103 z Nowej Zelandii. Dokument wykorzystuje dziesięcioletnie doświadczenia dotyczące bezpieczeństwa w cyberprzestrzeni. Opisuje wizję kompleksowego procesu definiowania i rozwoju bezpieczeństwa sieci poprzez budowę modeli w celu zredukowania złożoności zagadnienia. Wynikiem jest zestaw narzędzi do definiowania architektury i projektowania stref związanych z różnymi wymaganiami, dotyczącymi poziomu bezpieczeństwa.

Referat D2-104 z Polski. Dokument klasyfikuje zagrożenia bezpieczeństwa teleinformatycznego transgranicznych połączeń europejskiej sieci energetycznej. Identyfikuje możliwe negatywne skutki ataków wynikających z omawianych zagrożeń, w odniesieniu do urządzeń IED (Intelligent Electrical Devices), systemów SCADA i sieci operacyjnych. Przedstawia sposoby minimalizowania zagrożeń i zapobiegania możliwym atakom.

Referat D2-107 z Francji. Dokument prezentuje nowe podejście do modelowania cyberataku w kompleksowym zarządzaniu bezpieczeństwem teleinformatycznym w elektroenergetycznych systemach sterowania. Jednym z opisywanych aspektów jest

określenie możliwości powodzenia danego ataku, a także przewidywanie jego skutków. Dokument prezentuje metodę klasyfikowania zabezpieczeń na tle istniejących standardów i najlepszych doświadczeń praktycznych.

Referat D2-116 z Brazylii. Dokument opisuje proces wdrażania standardu ISO/IEC 27000 w dziale telekomunikacji przedsiębiorstwa *Chesf* (*Sao Francisco Hydroelectric Company*). Wdrożenie wykorzystuje analizę luk bezpieczeństwa w zasobach, prawdopodobieństwa i skutków ryzyk. Dokument prezentuje osiągnięte sukcesy oraz nowe wyzwania.

Wybrane problemy tematu
Bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni

Bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni jest aktualnie jednym z najważniejszych aspektów zarządzania systemami i sieciami operacyjnymi, przy czym koszty tego bezpieczeństwa stale rosną.

Pytanie 1.8: Czy mamy pewność, że użytkownicy i administratorzy IT nie używają domyślnych nazw użytkowników lub standardowych haseł?

Pytanie 1.9: Bezpieczeństwo w cyberprzestrzeni jest związane z wieloma ryzykami. Jakie są największe ryzyka, które należy brać pod uwagę? Cyberprzestępczość? Cyberwojna?

Pytanie 1.10: Zarządy przedsiębiorstw elektroenergetycznych zwykle nie są zaangażowane w proces wdrażania bezpieczeństwa teleinformatycznego. Jest to zwykle spowodowane brakiem czasu, chęci lub wiedzy. Jak ważne jest takie zaangażowanie? Jak dotrzeć do zarządu i zyskać jego zrozumienie i zaangażowanie?

Pytanie 1.11: Bezpieczeństwo teleinformatyczne jest trudne do zmierzenia. Jakimi miarami można ocenić bezpieczeństwo? Czy są jakiekolwiek standardy lub dobre praktyki w tym zakresie?

Połączone systemy informatyczne wspierające konkurencyjne rynki

W dzisiejszych czasach przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (EPU) na całym świecie muszą zmierzyć się z napływem rozwiązań i aplikacji teleinformatycznych. Od kiedy rynki energii elektrycznej zostały częściowo lub całkowicie zliberalizowane, sprawna teleinformatyka jest wręcz warunkiem funkcjonowania EPU.

Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, zarówno przesyłowe jak i dystrybucyjne, muszą szybko reagować na nowe wyzwania przystosowując swoje wewnętrzne struktury do wymagań regulatorów i roszczeń innych interesariuszy oraz wdrażając zintegrowane systemy teleinformatyczne. Co więcej, EPU odgrywają główną rolę we wdrażaniu inteligentnych urządzeń w obszarach, gdzie dotychczas były one pomijane lub dostępne na małą skalę, np. w domach odbiorców.

Przyszłość Smart Grid wiąże się z połączeniem wszystkich interesariuszy w sposób interaktywny, zapewniając automatykę niezbędną do doskonalenia zarządzania energią elektryczną oraz dostarczając informacji o jej zużyciu w czasie rzeczywistym. Jest to korzystne zarówno dla dostawców energii, operatorów sieciowych, jak i odbiorców.

Temat bezpieczeństwa obejmował:
a) nowe rozwiązania informatyczne (MS);
b) nowe rozwiązania telekomunikacyjne (SC);
c) analiza ryzyka i możliwości (RO).

Nowe rozwiązania informatyczne

Referat D2_201 z Hiszpanii. Dokument opisuje wdrożenie systemu AMI (Advanced Metering Infrastructure), utworzonego przy wykorzystaniu architektury zorientowanej na usługi (SOA - Service Oriented Architecture), w którym setki/tysiące koncentratorów danych tworzą geograficznie rozproszone środowisko informatyczne. Koncentratory są najbardziej krytycznym elementem tego systemu w związku z istotnym wpływem ich kosztu na całą rozległą sieć systemu AMI. Nowoczesne koncentratory danych są odpowiedzialne za zarządzanie lokalnymi sieciami, do których są podłączone inteligentne liczniki. Wbudowane w koncentratorach serwery WEB umożliwiają wymianę informacji z użytkownikami systemu lub z innymi systemami informatycznymi, będącymi częścią architektury sieciowej AMI. Głównym zadaniem koncentratorów jest wymiana danych z systemami zarządzania pomiarami (Meter Data Management systems - MDM) przy wykorzystaniu techniki Web Services. Konfiguracja i zarządzanie siecią są przedstawione jako kluczowe udogodnienia w działaniu systemów AMI, wykorzystujących koncentratory danych.

Referat D2-202 z Egiptu. Dokument opisuje kluczowe systemy i aplikacje IT wymagane do prawidłowego funkcjonowania nowoczesnego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego energii elektrycznej,

Tabela 2

Zestawienie i podział referatów tematu wiodącego PS2

Numer	Tytuł	MS	SC	RO
D2-201	Rozproszona architektura IT stosowana w ramach wdrożeń bezpiecznej, zaawansowanej infrastruktury pomiarowej	X	X	
D2-202	Zastosowanie systemów informatycznych i telekomunikacyjnych do rozwoju usług dostarczanych przez sektor energetyczny	X	X	
D2-203	Rozwój systemów teleinformatycznych do zarządzania systemem elektroenergetycznym i zderegulowanymi rynkami w oparciu o Smart Grid	X		X
D2-204	Kwestie prywatności i bezpieczeństwa związane z inteligentnymi licznikami			X
D2-205	Od czujnika do iPhone-a: wielowarstwowa architektura IT, przeznaczona do publikacji danych związanych z generacją wiatrową	X	X	

dążącego do spełnienia wymagań zgodnych z międzynarodowymi standardami jakości. Nowoczesne rozwiązania techniczne, które zostały zastosowane w celu poprawy działania i jakości usług świadczonych dla klientów są kluczowe dla firmy wchodzącej na konkurencyjny rynek energii elektrycznej.

Referat D2-203 ze Szwecji. Dokument podkreśla krytyczną rolę systemów telekomunikacyjnych energetyki w infrastrukturze Smart Grid. Opisuje ewolucję tych systemów telekomunikacyjnych, a także systemów sterowania, od „zautomatyzowanych wysp" do w pełni zintegrowanych systemów. Autor podkreśla, że wprowadzenie do sieci energetycznej urządzeń inteligentnych tworzy przesłanki transformacji tej sieci w kierunku Smart Grid, np. inteligentne liczniki jako rozwiązania zorientowane na klienta, wykorzystanie energii wiatrowej, nowe rozwiązania SCADA/EMS.

Referat D2-205 z Francji. Dotyczy projektów RTE do publikacji danych dotyczących zużycia energii elektrycznej we Francji, francuskiego „energy-mix", wpływu produkcji energii elektrycznej na emisję CO_2 oraz prognozowania generacji wiatrowej. W szczególności został przedstawiony mechanizm uzyskiwania, przetwarzania, agregacji i publikacji informacji związanych z generacją wiatrową, który jest realizowany poprzez wielowarstwową architekturę IT, pozwalającą na przetwarzanie danych specyficznych dla generacji wiatrowej.

Wybrane problemy tematu
Nowe rozwiązania informatyczne

Pytanie 2.1: Jakie są praktyczne doświadczenia przedsiębiorstwa elektroenergetycznego w wykorzystaniu Web Services do dystrybucji informacji zebranych przez koncentratory danych do innych interesariuszy bezpośrednio lub poprzez systemy MDM?

Pytanie 2.2: Jakie są metody identyfikacji rzeczywistych potrzeb teleinformatyki, strategie filtrowania i selekcji istniejących aplikacji IT, w celu ich przyszłego wykorzystania i integracji z nowymi systemami i aplikacjami w sposób efektywny kosztowo?

Pytanie 2.3: Obserwując przykłady wdrożeń inteligentnych liczników, charakteryzujących się brakiem ugruntowanych standardów oraz relatywną otwartością rozwiązań, czy można zauważyć jakąkolwiek analogię z ewolucją systemów EMS/SCADA w ciągu ostatnich 20 lat, począwszy od zastrzeżonych prawnie rozwiązań do produktów zgodnych z międzynarodowymi standardami? Jakie praktyczne działania mogą być wykonane w ramach standaryzacji i zdolności do współpracy inteligentnych liczników, zarówno z punktu widzenia dostawców rozwiązań jak i praktyki wdrożeniowej?

Pytanie 2.4: Elektrownie generujące energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, w szczególności wykorzystujących energię wiatru, są zintegrowane z systemami SCADA/EMS operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego tak jak wszystkie inne źródła wytwórcze albo są nadzorowane przez oddzielne, regionalne systemy SCADA, które to z kolei są połączone z systemami EMS/SCADA operatora. Jakie są zalety i wady każdego z tych rozwiązań architektonicznych w zakresie wymaganych technologii IT, aplikacji i potrzebnych usług telekomunikacyjnych z uwagi na koszty?

Nowe rozwiązania telekomunikacyjne

Referat D2-201 z Hiszpanii. Dokument proponuje rozwiązania dotyczące kompresji danych przesyłanych pomiędzy głównymi węzłami infrastruktury AMI a systemem MDM, w związku z niską przepustowością połączenia WAN realizowanego za pomocą usług transmisji danych w trybie komutacji pakietów GPRS lub usług oferowanych w tym trybie przez sieci komórkowe trzeciej generacji (3G). Autorzy rekomendują technikę Extensible XML interchange (EXI) w celu zredukowania rozmiaru plików XML przesyłanych za pomocą sieci WAN pomiędzy koncentratorami danych a systemem MDM. Ponadto zastosowanie architektury PRIME z zastosowaniem techniki PLC w ramach komunikacji z inteligentnymi licznikami, a także tradycyjnego protokołu SNMP, pozwala na uzyskanie w czasie rzeczywistym informacji o stanie inteligentnych liczników, a także na raportowanie zdarzeń telekomunikacyjnych (telecom events) przy użyciu tradycyjnych narzędzi Network Management Tools. Systemy zarządzania konfiguracją w ramach AMI są bardzo ważne z uwagi na potrzebę zdalnej aktualizacji oprogramowania firmowego (firmware) i masowych/indywidualnych zmian w inteligentnych licznikach lub w koncentratorach danych.

Referat D2-202 z Egiptu. Dokument prezentuje doświadczenia firmy *CCED* w zakresie zwiększenia wykorzystania Web Services do uzyskiwania danych pomiarowych z liczników, płatności za energię elektryczną przez Internet, a także uruchomienia płatności za pomocą telefonów komórkowych.

Referat D2-205 z Francji. Dokument opisuje sposób podawania ogólnych informacji do wiadomości publicznej i przekazywania ich uczestnikom rynku w formie tradycyjnych stron internetowych lub przy wykorzystaniu aplikacji iPhone lub telefonów z systemem operacyjnym Android.

Wybrane problemy tematu
Nowe rozwiązania telekomunikacyjne

Pytanie 2.5: Jakie są rozwiązania umożliwiające optymalizację transmisji danych pomiędzy koncentratorami i systemami MDM? Czy są przykłady wdrożeń dużych projektów AMI/Smart Metering, które można wykorzystać do prezentacji proponowanych funkcjonalności opartych na architekturze PRIME lub innych otwartych architekturach związanych z zastosowaniem techniki PLC, posiadających zintegrowane systemy zarządzania?

Pytanie 2.6: Jakie są przykłady wykorzystania technologii smart phone w celu instalowania nowych aplikacji przeznaczonych dla odbiorców energii elektrycznej? Jakie są niebezpieczeństwa związane z publikacją danych z wykorzystaniem Web Services i urządzeń mobilnych?

Pytanie 2.7: Czy przedsiębiorstwa elektroenergetyczne lub producenci mogą się dzielić swoimi inicjatywami lub rozwiązaniami dotyczącymi wdrażanych przez siebie projektów, służących udostępnianiu

danych odnośnie do produkcji i zużycia energii elektrycznej, interesariuszom rynku energii elektrycznej, w zakresie zastosowanych rozwiązań teleinformatycznych?

Analiza ryzyka i możliwości

Referat D2-203 ze Szwecji. Dokument podkreśla konieczność poprawy bezpieczeństwa teleinformatycznego systemów SCADA/EMS. Właściwa architektura zabezpieczeń powinna być wykonana w początkowym etapie budowania tych systemów. Zabezpieczeń nie należy dodawać do istniejących już systemów, jak to się często działo dotychczas. Autor wskazuje na potrzebę oddzielenia technologicznych (operacyjnych) sieci teleinformatycznych (np. służących zarządzaniu ruchem) od sieci teleinformatycznych wykorzystywanych w obszarze administracji (tzw. sieci korporacyjne lub biurowe), w celu poprawy bezpieczeństwa teleinformatycznego.

Referat D2-204 z Chin. Dokument wskazuje na możliwość wykorzystania danych uzyskiwanych z inteligentnych liczników do opracowywania nowych taryf i innych metod oszczędzania energii elektrycznej. Autorzy zwracają uwagę, że jednocześnie te same dane mogą być zafałszowane przez osoby do tego nieupoważnione w przypadku niezabezpieczonej transmisji danych. Proponują oni zachowanie poufności informacji poprzez wykorzystanie koncepcyjnego modelu PPIU (Privacy-Preserving Information Utilization).

Wybrane problemy tematu
Analiza ryzyka i możliwości

Pytanie 2.8: Jakie są wady i zalety rozdzielenia części technologicznej IT od korporacyjnej mając na uwadze rynkową presję na integrację operacyjnych systemów IT z systemami rynkowymi, z systemami korporacyjnymi IT, z regionalnie koordynowanymi systemami (ETSO, itp.) poprzez dedykowane prywatne/publiczne łącza lub nawet poprzez Internet? Jakie rozwiązania są zalecane dla przedsiębiorstwa elektroenergetycznego (EPU), zważywszy, że istnieje trend łączenia operacyjnych systemów IT ze środowiskiem korporacyjnym?

Pytanie 2.9: W większości przypadków połączenia komunikacyjne używane przez EPU do transmisji danych od odbiorców do końcowych systemów IT polegają na zestawieniu prywatnych i publicznych kanałów. Jakie są doświadczenia wdrożeniowe, które mogą potwierdzić zachowanie bezpieczeństwa i prywatności danych klienta?

Pytanie 2.10: Projekty związane z wdrażaniem inteligentnych liczników angażują wiele stron (dostawcy liczników, dostawcy systemów IT, dostawcy systemów telekomunikacyjnych, integratorzy, dostawcy usług wdrożeniowych). W jaki sposób EPU powinno zdefiniować odpowiedzialność poszczególnych stron takiego projektu w celu zminimalizowania ryzyka utraty prywatnych danych?

REFERATY
KOMITETU STUDIÓW D2

[1] D2-101. Danilin A.V., Shubin N.G., Berdin A.S., Gerasimov A.S., Molvinskikh M.Y.: Development of the information platform for organization of data measurements, collection, processing and transfer between power facilities and control centers.
[2] D2-102. Petrini M., Casale E., Benlamkaddem F., Faija A., Grillo P., Gulino R., Ridolfo F.: Cyber security: system services for the safeguard of digital substation automation systems.
[3] D2-103. Hemming A., Dagger P., Slater C.: Network security for the automated substation.
[4] D2-104. Babś A., Świderski J.: Cyber threats and solutions to reduce their impact in case of attacks to international interconnections in the European power grid.
[5] D2-105. Jintagosonwit P.: Back-up substation control system with multi-communication media support for handling emergency switching during SCADA failure.
[6] D2-106. Zhu K., Chenine M., Nordström L.: ICT system performance impact on wide area monitoring and control systems.
[7] D2-107. Zerbst J., Pietre-Cambacedes L., Dondossola G., McDonald J., Ekstedt M., Torkilseng A.: Cyber attack modelling and security graded approach: key elements when designing security architecture for electric power utilities (EPUs).
[8] D2-108. Kawasoe S., Igarashi K.Y., Shibayama K., Nagashima Y., Nagashima S.: Examples of distributed information platforms constructed by power utilities in Japan.
[9] D2-109. Wang X., Liu Y., Deng C., Liu S., Zhang Y., Guo J., Wang J., He H.: Study and application of smart transmission grid analysis-control system.
[10] D2-110. Fujikawa F., Yamazaki Y., Ishimori W., Morizane T., Sugiura H., Toyama H.: Application of distributed information platforms for electric power systems (EPS).
[11] D2-111. Alvarez-Cuevas Figuerola F., Corbeira Graell L., Oviedo Enciso J.: Type an IP based, highly reliable telecommunications framework for advanced smart grid applications.
[12] D2-112. Diaz De Torres I., Garcia Lopez J.A., Ubeda Cervera R.: Optical network monitoring system of „Red Eléctrica de Espana".
[13] D2-113. Gurela T., Taft J.: New architecture for operational information systems.
[14] D2-114. Parra I., Espinosa A., Arroyo G., Gonzalez S.: Innovative architecture for information systems for a Mexican electricity utility.
[15] D2-115. Sodha N.S., Kushwaha A.S., Mishra A.K., Mohan N.: Future grid control centres for Indian power system.
[16] D2-116. Temporal A.: Information security on Chesf's telecommunications platform.
[17] D2-117. Leal R., Coelho F., Lessa R., Lira A.: Transformation of the telecommunications network - Case chesf.
[18] D2-201. Txetxu A., Marron L., Aitor A.: A distributed IT architecture for deploying a secure advanced metering infrastructure.
[19] D2-202. Al Yamany M.S.M.: Applying information systems and telecommunication to develop the services provided by the electricity sector.
[20] D2-203. Ericsson G.N.: Development of ICT (Information and Communication Technology) systems for power system operation and deregulated markets in a smart grid arena.
[21] D2-204. Gao K., Liu J.: Privacy and security issues related to smart meter.
[22] D2-205. Astic J-Y., Didier F., Martinot V.: From the sensor to the Smartphone: a multilayer IT architecture to publish wind data.

CIGRE

Mariusz Krupa
Sekretarz PKWSE

Tematy wskazane 45. Sesji Generalnej CIGRE 2014

Preferred subjects for the 45th CIGRE General Session 2014

45. Sesja Generalna CIGRE odbędzie się w Paryżu w dniach 24-30 sierpnia 2014 r. PKWSE – jako polski komitet krajowy CIGRE – ma prawo zgłoszenia do pięciu referatów na Sesję. Warto dodać, że istnieje możliwość zgłoszenia dodatkowych referatów, pod warunkiem uznania ich zawartości merytorycznej przez poszczególne Komitety Studiów, za szczególnie interesujące.

Zgłoszenia referatów krajowych można dokonywać jedynie za pośrednictwem PKWSE. Wszystkich zainteresowanych, w imieniu PKWSE, uprzejmie zapraszamy do zgłaszania propozycji referatów w postaci streszczeń obejmujących minimum 500 słów lub w miarę możliwości pełnych tekstów. Zgłoszenie powinno również zawierać wskazanie tematu wybranego, którego referat dotyczy oraz podanie adresu e-mail głównego autora. Streszczenia powinny być opracowane w języku angielskim i zgodne ze wzorem zamieszczonym na stronie CIGRE (www.cigre.org). Jednocześnie przypominamy, że główny autor referatu musi być członkiem CIGRE – indywidualnym lub przedstawicielem członka zbiorowego.

Uprzejmie prosimy o nadsyłanie streszczeń referatów do sekretariatu PKWSE (e-mail: pkwse@ien.com.pl) w terminie do **15 kwietnia 2013 r.** tak, aby można było wybrać referaty najlepiej dostosowane do aktualnej tematyki prac CIGRE i zgłosić je do Biura Centralnego CIGRE w wymaganym terminie.

Poniżej wymieniono tematy wskazane 45. Sesji Generalnej CIGRE.

Komitet Studiów A1: Rotating Electrical Machines

Temat 1: Developments of Rotating Electrical Machines

- Improvements in design, manufacture, efficiency, operation and maintenance. Developments in insulation, machine capacity, cooling reliability, bearings and materials.
- Influence of customer specifications and grid operator requirements on the operation, design and cost of machines.
- New developments for extending the power rating of large generators.

Temat 2: Life Management of Generators

- Refurbishment, replacement, power up-rating, efficiency improvement. Economic evaluation and influence of grid codes on refurbishment decisions.
- Effects of torsional oscillations on the shaft fatigue of generators.
- Failure analysis: determination of root causes and prevention, including robotic inspections.

Temat 3: Rotating Machines for Dispersed Generation

- Design, manufacture, development, capacity, generation costs and operation problems, efficiency, monitoring and diagnosis.
- Effects of faults and system disturbances on design and control strategies of machines.
- Evolution and trends in machines for dispersed generation.

Komitet Studiów A2: Transformers

Temat 1: Best practices for asset management

- Health index as a tool for condition assessment and applications of transformer fleet ranking by condition and criticality.
- Best practices for maintenance and reinvestment strategies. Solid insulation ageing markers, on-line monitoring and diagnostics and the role of post-mortem investigations.
- Mitigation techniques against major events, spare transformer requirements and practices.

Temat 2: Transformers for specialized applications

- Application of phase-shifting, converter, industrial and offshore/subsea transformers, variable shunt reactors and other specialized designs.
- Specification, design, manufacturing and testing.
- Performance, reliability, operation & maintenance.

Temat 3: Field experience with the use of non-conventional materials and technologies

- Transformer experience with alternative insulating liquids, gas and solids, improved winding and core material and technologies.
- Experience with new technologies for components: bushings, tap changers and other transformer accessories.
- High-Temperature Superconducting (HTS) transformer experience and applications.

Komitet Studiów A3: High Voltage Equipment

Temat 1: Equipment to cater for changing network conditions
- AC and DC substation equipment to meet new demands.
- Equipment for future distribution systems.
- New requirements for design, testing and equipment modelling.

Temat 2: Lifetime management and ageing of T&D equipment
- Maintenance, monitoring and equipment diagnosis.
- Influence of asset management practices, operating duty and stresses on reliability.

Temat 3: Impact of extreme opera ting conditions on T&D equipment
- Environmental stresses e.g. temperature, humidity, earthquake, wind, heavy rain, altitude.
- System stresses and over-stressing e.g. short-circuit current, temporary overvoltage, transient recovery voltage, uprating or higher operating voltages.
- Operational regime.

Komitet Studiów B1: Insulated Cables

Temat 1: Feedback from newly installed or upgraded underground and submarine AC and DC cable systems
- Design, installation techniques, operation.
- Environmental issues and mitigation.
- Lessons learnt from permitting, consent and implementation.

Temat 2: Best use of existing T&D cab le systems
- Condition assessment and diagnostic testing of cable systems.
- Trends in monitoring cables and accessories.
- Upgrading methodologies and related experiences.
- Trends in maintenance strategies.

Temat 3: Insulated cab les in the Network of the Future
- Higher voltage levels for AC and DC cables.
- New functionalities expected from cable systems.
- Technical issues regarding long cables.
- Innovative cable types.

Komitet Studiów B2: Overhead Lines

Temat 1: Minimizing the Impact of new Overhead Lines
- Design, construction and operation.
- Ecology, vegetation and wildlife management.
- Routing and visual acceptance.
- Design of, and experiences with, transitions to underground sections.

Temat 2: Reliability and Design Optimization
- Tools and methods.
- Impact of different designs on initial and life cycle costs.
- Cost effects of environmental, regulatory and public influence.

Temat 3: Conductors: Installation and Long Term Performance
- Installation, maintenance and replacement methods including live line techniques.
- Creep and fatigue issues on new conductor types.
- Mechanical behaviour of new bundle configurations.

Komitet Studiów B3: Substations

Temat 1: Substation Developments to address future needs
- Integration of new approaches to grid automation in transmission and distribution substations.
- Impact of new grid developments on substation design.
- Off shore substations.
- Low cost and fast deployment distribution substations.

Temat 2: Life-cycle management of substations
- Renovation, refurbishment, extension and up-rating of substations.
- Asset management, maintenance, monitoring, reliability and sustainability issues.
- Managing risk in design, installation and operation of substations.

Komitet Studiów B4: HV DC and Power Electronics

Temat 1: HV DC Systems and Applications
- Technology development including HVDC Grids.
- Connection of renewable resources.
- Project planning, environmental and regulatory issues.
- Project implementation and service experience.

Temat 2: FACTS Systems and Applications
- Renewable Resources Integration.
- Increased network performance.
- Project planning, Environmental and Regulatory issues.
- Project Implementation and Service experience.

Temat 3: Power Electronic Equipment Developments
- Converters for renewable generation and energy storage.
- DC circuit breakers, DC load flow controllers and fault current limiting devices.
- New semiconductor devices and converter topologies.

Komitet Studiów B5: Protection and Automation

Temat 1: New protection and automation schemes based on enhanced communication possibilities
- Protection and automation algorithms and their implementation.
- Benefits from new protection and automation schemes.
- mproving maintenance and operation of protection and automation schemes with remote configuration and testing.
- Use of enhanced communication and on-line information for improvement of maintenance of other equipment.

Temat 2: Expectations from stakeholders about IEC 61850
- Expectations of users, vendors and system integrators related to the standard IEC 61850.

- Duties, roles and required level of knowledge of IEC 61850 from system integrators, users and vendors.
- Best practices for tools, training, standardization, documentation and flow of information among users, system integrators and vendors for IEC 61850–based solutions.

Komitet Studiów C1: System Development and Economics

Temat 1: Improvement in system and asset performance through application of enhanced Asset Management methodologies

- Case studies of asset management methodologies for:
  - Increased asset load cycling and low load transfers due to high penetration of RES.
  - Aging infrastructure.
  - Delivering customer value.
- Experience with the application of current and proposed AM standards.

Temat 2: New system solutions and planning techniques for:

- Flexibility of generation, load and grid facilities to enable high penetration of RES.
- Power systems evolving into supergrids or microgrids.
- Changing technologies.

Temat 3: Securing investment in transmission networks with increasing RES

- Managing uncertainty in investment decision making.
- Demonstration of value to investment decision makers.
- Defining customer value when MWh transferred reduces.

Komitet Studiów C2: System Operation and Control

Temat 1: Managing new challenges in operational planning and real time operation of Electric Power Systems

- Stability analysis, monitoring and control (i.e. voltage and frequency control, phase angle stability).
- Use of line load ability and dynamic ratings.
- Ancillary services, including operational reserves.

Temat 2: Emerging Operational Issues for Transmission and Distribution Interaction

- Transmission, distribution and consumers Interfaces. Control centres and market operator interfaces.
- Education and training of operators.
- Visibility and awareness of operation issues.
- Modelling needs and data interchange.
- Controllability of distributed generation.
- Fault level management.
- Demand response.

Komitet Studiów C3: System Environmental Performance

Temat 1: Environmental implications of energy storage technologies

- Environmental assessment from a system perspective.
- Environmental comparison among technological alternatives.
- Social acceptance and implications.

Temat 2: Integra ted sustainable approaches for T&D development

- New concepts for sustainable design strategies involving stakeholders (including procurement, construction, maintenance, decommissioning).
- Environmental improvements from new materials, equipment and ICT solutions - Project results and case studies.
- Life cycle assessment (LC A) and end-of-use of new and existing equipment.

Temat 3: Acceptance of High Voltage transmission assets near urban areas

- Placement and permitting of new overhead lines, cables and substations.
- Economic evaluation of environmental impacts.
- Communication strategies: the role of social networks for stakeholders and companies.

Komitet Studiów C4: System Technical Performance

Temat 1: Power system technical performance in the ad vent of large deployment of power converter connected generation technologies

- Impact on stability and reliability of the power system due to large amounts of inverter based wind and solar PV generation, and large amounts of HVDC (wind plants and interconnectors).
- Impact of wind, solar-PV and tidal generation on power quality.
- EMC and power quality impact of large scale voltage source converter (VSC) based technologies.

Temat 2: Methods and techniques for the evaluation of lightning performance and insulation coordination

- Evaluation of lightning performance and models (e.g. leader-progression versus EGM) for EHV and UHV AC and DC lines.
- Protection of other exposed structures such as wind turbines.
- Insulation coordination for EHV and UHV AC systems including adequate modelling of apparatus.

Temat 3: Advanced methods, models and tools for the analysis of power system technical performance

- Application of hybrid tools for 3-phase and positive sequence modelling of power systems, and hybrid EMT and finite-difference time-domain analysis.
- Characterization and modelling of geomagnetically induced currents.
- Analysis of system performance with a large number of long AC cables, such as the potential for harmonic resonance.

Komitet Studiów C5: Electricity Markets and Regulation

Temat 1: Electricity Market Governance, Market Models and Market Development Objectives

- Policy drivers, implementation mechanisms and regulatory jurisdiction.
- Market design aspects (voluntary vs mandatory, pool vs bilateral, viability…).

- Process for review of market performance and rule changes.

Temat 2: Interaction be tween changing demand and energy usage profiles on market design and operation

- Emerging changes in price responsiveness (for instance, demand elasticity).
- Demand response business models for market participation.
- Customer participation and distributed generation impacts on markets.

Temat 3: Integrating renewable resources from the perspective of the electricity market

- Lessons learned and improvements for future RES integration.
- Customizing the market model to optimize RES management.
- Business aggregation or portfolio models for RES and alternative resources.

Komitet Studiów C6: Distribution Systems & Dispersed Generation

Temat 1: Design of distribution networks with high penetration of DER and new loads

- Grid connected and remote grid, microgrids, low voltage DC networks.
- Increasing the ability to accommodate DER and new loads, such as electrical vehicles.
- Impacts of changing electricity loading patterns.

Temat 2: Operation and control of active distribution networks and dispersed generation

- Innovation in distribution management systems (increasing observability, gateways for integration of local producers and active consumers).
- Experiences with increased DER penetration (including dynamic phenomena).
- Application of advanced communication solutions.

Temat 3: New roles and services of distribution systems for transmission system operation

- Local energy management.
- Ancillary and flexibility services.

Komitet Studiów D1: Materials and Emerging Test Techniques

Temat 1: Electrical insulation systems under DC voltage

- Material properties.
- Space and surface charges & potential distribution.
- Long term performance.

Temat 2: Emerging test techniques and diagnostic tools

- UHVAC and UHVDC.
- Atmospheric and altitude correction, harsh conditions.
- Development of new diagnostic and analysing methods for asset management.

Temat 3: Proper ties and potential applications of new materials

- Material for field grading.
- Eco-friendly materials.
- Super conducting materials.

Komitet Studiów D2: Information Systems and Telecommunication

Temat 1: Information and telecommunication technologies for connecting distributed energy resources

- Facilities for control, monitoring, security and safety.
- Use of existing standards, interoperability and cybersecurity issues.
- Operating conditions, EMF, installation and maintenance issues.

Temat 2: Maintaining operational IT reliability in an evolving environment

- Virtualization applied to power system operations and disaster recovery.
- Cloud services availability and security.
- Impact of operational systems on IT governance, practices and experiences.

Temat 3: Trends in managing utility communication networks

- Smart grid communication network and service management.
- Evolution of operation support systems.

CIGRE

Mariusz Krupa
Sekretarz PKWSE

Grupy robocze w CIGRE (stan na luty 2013 r.)

Working Groups in CIGRE (February 2013)

Podstawowym obszarem działalności CIGRE jest funkcjonowanie grup technicznych działających w ramach szesnastu Komitetów Studiów. To właśnie na poziomie grup najpełniej dokonuje się wymiana informacji, doświadczeń oraz współpraca między ekspertami z całego świata. Wynikiem prac grup są broszury techniczne stanowiące kompendium aktualnej wiedzy z danej tematyki.

Obecnie w strukturach CIGRE działa ponad 2500 ekspertów z całego świata. Bardzo ważne jest liczniejsze zaangażowanie się polskich ekspertów w prace grup, gdyż jest to szansa na kontakt ze specjalistami z wiodących ośrodków na świecie oraz doskonała okazja do promowania polskich rozwiązań i myśli technicznej na arenie międzynarodowej.

W ramach struktur Komitetów Studiów można wyróżnić następujące typy grup:

- grupa robocza - Working Group (WG)
- zespół zadaniowy - Task Force (TF)
- grupa doradcza - Advisory Group (AG)
- grupa współpracy - Co-operation Group (CG)
- wspólna grupa robocza - Joint Working Group (JWG) oraz
- wspólny zespół roboczy - Joint Task Force (JTF),

w skład których wchodzą specjaliści różnych Komitetów Studiów.

Osoby zainteresowane włączeniem się w prace nowo utworzonych grup i zespołów prosimy o kontakt z Polskim Komitetem Wielkich Sieci Elektrycznych.

Study Committee A1: Rotating Electrical Machines

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG A1.1	Turbine Generators	R. Fenton (US)	Permanent
AG A1.2	Hydro Generators	R. Tremblay (CA)	Permanent
AG A1.5	New Technologies	L. Rouco (ES)	Permanent
AG A1.6	Large Motors	E. Tortello (IT)	Permanent
WG A1.01	Guide on Overflowing Generators	N. Connolly (UK)	2008 - 2012
WG A1.02	Generator Stator Winding Stress Grading Coating Problem	R. Tremblay (CA)	2008 - 2012
WG A1.05	Economic Evaluation of Generator Refurbishment/Replacement	W. Moore (US)	2008 - 2012
WG A1.13	Feasibility of Updating from Class F to Class H the Insulation Systems in Electrical Rotating Machines	J. L.G. Araco (ES)	2008 - 2012
WG A1.14	Guide for Minimizing the Damage from Stator Winding Grounds in Hydro Generators	O. Martinez (ES)	2008 - 2012
WG A1.17	Methods of Determining the Condition of Stator Winding Insulation and their Effectiveness	S. Rodriguez (ES)	2008 - 2012
WG A1.21	Bearing Segments with Plastic Lining – Operating and Maintenance Experience	L. E. Kampe (SE)	2008 - 2012
WG A1.22	Guide – Consideration of Duty on Windings	M. Berlamont (FR)	2010 - 2012
WG A1.24	Literature Survey on Diagnostics Trends for Wind Generators for Reliability Improvement	S. Salem (US)	2010 - 2012
WG A1.25	Survey on Hydro-Generator Cleaning	G. Aalvik (NO)	2010 - 2013
WG A1.26	Monitoring, Diagnosis and Prognosis of Large Motors	N. Smit (ZA)	2010 - 2012
A1.27	Adjustable Speed Drives and High-Efficiency Motors applications in Power Plants	E. Tortello (IT)	2010 - 2011
WG A1.28	Guide – Corona Electromagnetic Probe Tests (TVA)	D. Zlatanovci (RO)	2011 - 2014
WG A1.29	Guide on New Generator-Grid Interaction Requirements	L. Rouco (ES)	2010 - 2013
WG A1.30	Use of Magnetic Slot Wedges in Hydro Generators	J. Studir (HR)	2011 - 2013

WG A1.31	State of the art of stator winding supports in slot area and winding overhang of Hydro Generators	F. Ramsauer (AT)	2011 - 2013
WG A1.32	A Survey on Small Hydro Power Plants Considering Technical and Strategic Aspects	A. Gromow (BR)	2011 - 2012
WG A1.33	Guide for the Proper Storage and Cleanliness of Generators and Components	K. Mayor (CH)	2011 - 2013
WG A1.34	Testing Voltage of Doubly-Fed Asynchronous Generator-Motor Rotor Windings for Pumped Storage System	O. Nagura (JP)	2011 - 2014
WG A1.35	Hydroelectric Generators behaviour under abnormal operation conditions	E. Robles (MX)	2011 - 2014
WG A1.36	Vibration and Stability Problems Met In New, Old and Refurbished Hydro Generators, Root Causes and Consequences	J. Ahtiainen (FI)	2012 - 2015
WG A1.37	Turbogenerator Stator Winding Support System Experience	A. Villarrubia (ES)	2011 - 2013

Study Committee A2: Transformers

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG A2.1	Strategic Planning	C. Rajotte (CA)	2010 - 2014
AG A2.2	Customer and Tutorial	S. Tenbohlen (DE)	2010 - 2014
AG A2.3	Transformer Technology	F. Devaux (BE)	2010 - 2014
AG A2.4	Transformer Utilisation	P. Lorin (CH)	2010 - 2014
AG A2.5	Ultra High Voltage Transformer AC&DC	Y. Shirasaka (JP)	od 2010
WG A2.37	Transformer Reliability Survey	S. Tenbohlen (DE)	2008 - 2011
WG A2.38	Transformer Thermal Modelling	J. Lapworth (UK)	2008 - 2013
JWG A2/C4.39	Electrical Transient Interaction between Transformers and the Power System	A. Rocha (BR)	2008 - 2012
WG A2.40	Copper sulphide long-term mitigation and risk assessment	J. Lukic (RS)	2009 - 2012
JWG A2/D1.41	HVDC transformer insulation – Oil conductivity	A. Kuchler (DE)	2010 - 2013
WG A2.42	Guide on Transformer Transportation	A. Mjelve (NO)	2010 - 2012
WG A2.43	Bushing Reliability	A. Mikulecky (HR)	2010 - 2013
WG A2.44	Transformer Intelligent Condition Monitoring	C.J. Dupont (BR)	2011 - 2014
WG A2.45	Transformer failure investigation and post-mortem analysis	M-C. Lessard (CA)	2011 - 2014
JWG A2/D1.46	Field experience with transformer solid insulating ageing markers	R. Mertens (BE)	2011 - 2015
WG A2.48	Technology and utilization of oil insulated high voltage shunt reactors	G. Hanna (IR)	2012 - 2015
WG A2.49	Condition assessment of power transformers	P. Cole (AU)	2012 - 2015
WG A2.50	Effect of the distributed energy sources on T&D transformers	J-C. Riboud (FR)	2012 - 2016

Study Committee A3: High Voltage Equipment

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG A3.01	Strategic Planning	H. Ito (JP)	od 2002
AG A3.04	Tutorials	M. Glinkowski (US) M. Runde NO) R. P. P. Smeets (NL)	od 2001
WG A3.17	Surge Arrester	B. Richter (CH)	2003 - 2012
WG A3.24	Simulating internal arc and current withstand testing	N. Uzelac (US)	2008 - 2013
WG A3.25	MO varistors and surge arresters for emerging system conditions	B. Richter (CH)	2009 - 2013
WG A3.26	Capacitor bank switching and impact on equipment	A. Bosma (SE)	2009 - 2014
WG A3 27	The impact of the application of vacuum switchgear at transmission voltages	R. Smeets (NL)	2009 - 2014
WG A3.28	Switching phenomena and testing requirements for UHV & EHV equipment	D. Dufournet (FR)	2010 - 2014
WG A3.29	Deterioration & ageing of HV substation equipment	A. Maheshwari (AU)	2010 - 2015
WG A3.30	Overstressing of HV substation equipment	A. Carvalho (BR)	2010 - 2014
WG A3.31	Instrument transformers with digital output	F. Rahmatian (CA)	2011 - 2014

Study Committee B1: Insulated Cables

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG B1	Strategic Advisory Group	P. Argaut (FR)	2010 - 2014
AG B1	Customer Advisory Group	E. Bergin (IE)	2010 - 2014
AG B1	Tutorial and Publication Advisory Group	J. Karlstrand (SE)	2010 - 2014
AG B1	Prospective Advisory Group	M. Marelli (IT)	2010 - 2014
WG B1.28	On site Partial Discharges Assessment	M. Fenger (CA)	2008 - 2011
WG B1.29	Guidelines for maintaining the integrity of XLPE transmission cable accessories	E. Bergin (IE)	2009 - 2012
WG B1.30	Cable systems electrical characteristics	C. Royer (CA)	2008 - 2012
WG B1.31	Testing of superconducting cable systems	D. Lindsay (US)	2009 - 2012
WG B1.32	Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 kV	B. Sanden (NO)	2008 - 2011
JWG B1/B3.33	Feasibility of a common, dry type interface for GIS and Power cables of 52 kV and above	P. Mirebeau (FR)	2009 - 2012
WG B1.34	Mechanical forces in large cross section cable systems	J. Kaumanns (DE)	2010 - 2013
WG B1.35	Guide for rating calculations	F. de Wild (NL)	2010 - 2013
WG B1.36	Life cycle assessment and environmental impact of underground cable systems	A. Laurens (FR)	2011 - 2014
WG B1.37	Guide for operation of fluid filled cable systems	C. Peacock (AU)	2010 - 2014
WG B1.38	After laying tests on AC and DC cable systems with new technologies	M. Fenger (CA)	2011 - 2014
WG B1.39	On shore generation cable connections	O. Moreau (FR)	2011 - 2014
WG B1.40	Off shore generation cable connections	C. Jensen (DK)	2011 - 2014
WG B1.43	Recommendations for mechanical testing of submarine cables	M. Jeroense (SE)	2011 - 2014
SC B1/IEEE-ICC	Interactions between CIGRE SC B1 and IEEE/PES	W. Zenger (US)	permanent

Study Committee B2: Overhead Lines

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
SAG B2	Strategic Advisory Group	K.O. Papailiou (CH)	Permanent
CAG B2	Customer Advisory Group	Z. Kieloch (CA)	Permanent
P&TAG B2	Publications & Tutorials Advisory Group	M. Schmale (DE)	Permanent
AG B2.04	Electrical Performance	D. Douglass (US)	od 2007
AG B2.05	Towers, Foundations, Insulators Advisory Group	J. Da Silva (BR)	od 2007
AG B2.06	Mechanical Behaviour Of Conductors And Fittings	W. Tropauer (AT)	od 2007
AG B2.07	Asset Management, Reliability, Availability	J. Doyle (IE)	od 2007
WG B2.24	Qualification of HV and UHVoverhead line supports under static and dynamic loads	L. Kempner (US)	2010 - 2012
JWG B2./B3.27	Live line maintenance: a management perspective	K. Lindsey (US)	2008 - 2011
WG B2.28	Meteorological data for assessing climatic loads. Update of IEC TR 61774	S. M. Fikke (NO)	2010 - 2012
WG B2.41	Guide to the conversion of existing AC lines to DC operation	J. Lundquist (SE)	2010 - 2013
WG B2.42	Guide to Operation of Conventional Conductor Systems above 100°C	L. Custer (US)	2010 - 2012
WG B2.43	Guide for Thermal Rating Calculations for Overhead Lines with high temperatures and real-time weather & load data	J. Iglesias (ES)	2010 - 2012
WG B2.44	Coatings for protecting overhead power network equipment in winter conditions	M. Farzaneh (CA)	2010 - 2014
WG B2.45	Bushfire characteristics and potential impacts on Overhead Line Performance	H. Vosloo (ZA)	2010 - 2013
WG B2.46	Wind induced motion on bundle conductors (excluding ice galloping)	G. Diana (IT)	2011 - 2014
WG B2.47	Remedial actions for aged fittings and repair of conductors	K. Halsan (NO)	2011 - 2014
WG B2.48	Experience with the mechanical performance of new conductor types	B. Wareing (GB)	2011 - 2014
WG B2.49	Safe design tension for conductors fitted with elastomer cushioned suspension units	D. Sunkle (US)	2011 - 2014
WG B2.50	Safe handling of fittings and conductors	P. Dulhunty (AU)	2011 - 2014

JWG C3/B2/B1.13	Environmental issues of high voltage transmission lines for rural and urban areas	J. Doyle (IE)	2011 - 2013
WG B2.51	Methods for optimized design of overhead transmission lines	R. Stephen (ZA)	2011 - 2013
WG B2.52	The use of robotic in assessment and maintenance of OHL	A. Leblond (CA)	2011 - 2015
WG B2.53	Management guidelines for outsourcing OHTL technical expertise	L. Keith (US)	2011 - 2014
WG B2.54	Management of risk associated with severe climatic events and climate change on OHL	H. Hawes (AU)	2011 - 2014
WG B2.55	Conductors for the Uprating of Existing Overhead Lines	D. Douglass (US)	2012 - 2014
WG B2.56	Ground Potential Rise at Overhead AC Transmission Line Structures during Faults	G. Watt (CA)	2012 - 2015

Study Committee B3: Substations

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
SAG	Strategic Advisory Group	F. Besold (CH)	Permanent
CAG	Customer Advisory Group	G. Breen (IE)	Permanent
TAG	Tutorial Advisory Group	F. Besold (CH)	Permanent
AA1	Advisory Area for Substations Concepts and Developments	H-E. Olovsson (SE)	Permanent
WG B3.13	Reducing replacement time of HV Equipment	F. Gallon (FR)	2005 - 2012
WG B3/C1/C2.14	Circuit Configuration Optimisation	G. Lingner (DE)	2006 - 2011
WG B3.36	Special Considerations for AC Collector Systems and Substations associated with HVDC connected Wind Powers Plants	P. Sandeberg (SE)	2011 - 2012
WG B3.25	SF6 gas analysis for AIS, GIS and MTS condition assessment	E. Duggan (IR)	2009 - 2011
WG B3.29	Field Tests Technology on UHV substation during construction and operation	G. Li (CN)	2010 - 2012
WG B3.30	Guide to minimize the use of SF6 during routine testing of electrical equipment	S. Stangherlin (CH)	2010 - 2013
JWG B3/B1.27	Factors for invesment decision GIL vs. Cables for AC Transmission	H. Koch (DE)	2011 - 2014
WG B3.24	Benefit of PD diagnosis on GIS condition assessment	M. Reuter (DE)	2012 - 2015
WG B3.23	Guidelines for uprating and upgrading of substations	H. Imagawa (JP)	2009 - 2011
WG B3.31	Air Insulated Substations design for Severe Climate Condition	M. Mc Vey (US)	2011 - 2013
WG B3.32	Saving through Optimized Maintenance of Air Insulated Substations	T. Messinger (CA)	2011 - 2014
WG B3.34	Expected impact of future grid concept on substation management	J. Smit (NL)	2011 - 2014

Study Committee B4: HV DC and Power Electronics

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG 1	Strategic Advisory Group	S. Nilsson (US)	2014
AG 2	DC Grid Coordination	M. Rashwan (CA)	2014
AG 3	Communication and Website	N. Pahalawaththa (NZ)	2014
AG 4	HVDC System Performance	N. Dhaliwal (CA)	Permanent
WG B4-38	Simulation of HVDC and FACTS	J.A. Jardini (BR)	2000/2006 - 2012
WG B4-47	Special Issues in AC Filter Specification for HVDC	N. Shore (UK)	2007 - 2012
WG B4-49	Performance Evaluation and Applications Review of Existing Thyristor Control Series Compensation Devices	S. Nilsson (US)	2008 - 2012
WG B4-51	Study of Converter Voltage Transients Imposed on the HVDC Converter Transformers	Y. Fu (NL)	2009 - 2013
WG B4-52	HVDC Grid Feasibility Study	G. Asplund (SE)	2009 - 2012
JWG C4/C1/ B4-604	Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance	S. Henry (FR)	2009 - 2012
WG B4-53	Guidelines for Procurement and Testing of STATCOMs	D. Kell (CA)	2010 - 2013
WG B4-54	Guidelines For Life Extension of Existing HVDC Systems	L. Recksiedler (CA)	2010 - 2013

WG B4-55	HVDC Connection of Offshore Wind Power Plants	H. Elahi (US)	2010 - 2013
WG B4-56	Guidelines for Preparation of Connection Agreements or Grid Codes for HVDC Grids	P. Adam (FR)	2011 - 2013
WG B4-57	Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid	R. Wachal (CA)	2011 - 2013
WG B4-58	Devices for Load flow Control and Methodologies for Direct Voltage Control in a Meshed HVDC Grid	K. Linden (SE)	2011 - 2013
WG B4-59	Control and Protection of HVDC Grids	K. Koreman (NL)	2011 - 2013
WG B4-60	Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability Performance	N. Macleod (UK)	2011 - 2013
WG B4-61	General Guidlines for HVDC Electrode Line	J. Hu (CN)	2011 - 2013

Study Committee B5: Protection and Automation

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
SAG B51	Strategic Advisory Group	I. Patriota (BR)	Permanent
SAG B52	Tutorial	I. de Mesmaeker (CH)	
WG B5-23	Short circuit protection of circuits with mixed conductor technologies in transmission networks	L. Uyttersprot (BE)	2009 - 2012
WG B5-24	Protection Requirements on Transient Response of Voltage and Current Digital Acquisition Ch	J. Zakonjsek (RU)	2009 - 2012
WG B5-27	Implications and Benefits of Standardised Protection Schemes	A. Apostolov (US)	2009 - 2011
WG B5-37	Protection, control and monitoring of Shunt Reactors	S. Roxenborg (SE)	od 2006
JWG B5/B4.25	Impact of HVDC Stations on Protection of AC Systems	X. Zhao (CN)	2009 - 2012
WG B5.39	Documentation requirements from design to operation to maintenance for Digital Substation Automation Systems	R. Hughes (AU)	2010 - 2013
WG B5.40	Education, Qualification and Continuing Professional Development of Engineers in Protection and Control	M. Kesunovic (US)	2010 - 2013
WG B5.41	Investigation of possibilities to improve metering systems for billing purposes in substations	R. Burgers (IE)	
WG B5.42	Experience concerning availability and reliability of DSAS	M. Petrini (IT)	od 2011
WG B5.43	Coordination of Protection and Automation for Future Networks	M. Adamiak (US)	2011 - 2014
WG B5.44	Protection Schemes for Special Transformers	Z. Gajic (SE)	2011 - 2014
WG B5.45	Acceptance, Commissioning and Field Testing Techniques for Protection and Automation Systems	C. Eric (FR)	od 2011
JWG D2/B5.30	Communications for HV Substation Protection & Wide Area Protection Applications	C. Samitier (ES)	

Study Committee C1: System Development and Economics

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
WGC1-19	Green field network, designing future networks ignoring existing constraints	H. Suzuki (JP)	2009 - 2011
WGC1-20	Accommodating high load growth and urban development in future plans	K. Laesk (ZA)	2009 - 2011
WGC1-22	New investment decision processes required to deal with changing economic drivers	O. Herz (FR)	2009 - 2011
WGC1-23	Transmission investment decision points and trees	R. Marais (ZA)	2009 - 2011
WGC1-24	Tools for developing Optimum Network Development Plans	D. Bones (AU)	2009 - 2011
WG C1-25	Risk Management and Information Processes for Asset Management in Electricity Transmission Companies for current and future power systems	E. Rijks (NL)	2010 - 2012
WG C1-27	The future of reliability	J. Palermo (US)	2011 - 2013

Study Committee C2: System Operation and Control

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG SCC2	Management team SCC2	Chairman and the Secretary	
C2 WGs	List of Work Groups		
C2.12	Applications of Synchronised Phasor Measurement in Power Systems		
C2.13	Voltage/Var support in System Operations	T. Papazoglou (GR)	2007 - 2011
C2.14	Requirement on design and implementation of Restoration Tools and Procedures		
C2.15	Common Information Model and its prospective use in power system operations		
C2.16	Challenges in the control centre (EMS) due to distributed Generation and Renewables	M. Power (IE)	2011 - 2013
C2.21	Lessons learnt from recent Emergencies and Blackout Incidents	B. Li (CA)	2010 - 2012
C2.22	Application of resilience engineering to safety management principles in Control Centers, ensuring and enhancing power system reliability	T. Carolin (ZA)	2009 - 2011
C2.33	Control Centre Operator Requirements, Selection, Training and Certification	N. Cukalevski (RS)	2009 - 2011
C2.34	Capabilities and Requirements of a Control Centre in the 21st century - Functional and Human resources view	U. Spanel (DE)	2009 - 2011
JWG SC C1/C2/C6	Coping with Limits for High Penetration of Renewable Energy		

Study Committee C3: System Environmental Performance

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG01	Strategic Advisory Group		
C3-01	EMF and Health	M. Plante (CA)	permanent
C3-04	Communication Strategies	H. Pearson (UK)	2008 - 2012
C3-05	Environmental Impact Dispersed Generation	T. Smolka (DE)	2006 - 2012
C3-06	Strategic Environmental Assessment	R. Furtado (BR)	2006 - 2011
C3-08	External costs for Power Lines	P. Girardi (IT)	2008 - 2012
C3-09	Corridor management	S. Martin (AU)	2008 - 2012
C3-10	Sustainable development Performance Indicators - Power Generation	C. Capello (CH)	2010 - 2014
C3-12	Methodologies for Greenhouse gas inventory and reporting for T&D utilities	F. Parada (PT)	2010 - 2013
C3/B2/B1-13	Environmental issues of high voltage transmission lines for rural and urban areas	H. Pearson (UK)	2010 - 2014

Study Committee C4: System Technical Performance

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG C4.1	Strategic directions	P. Pourbeik (US)	Permanent
AG C4.2	Institutional Liaison	E. Dialynas (GR)	Permanent
AG C4.3	Tutorials and Conferences	Z. Emin (UK)	Permanent
WG C4.111	Review of LV and MV Compatibility Levels for Voltage Fluctuation	M. Halpin (US)	2010 - 2013
WG C4.112	Power Quality Monitoring in Flexible Power Networks	J. Milanovic (UK)	2010 - 2014
WG C4.206	Protection of the High Voltage Power Network Control Electronics Against Intentional Electromagnetic Interference (IEMI)	W. Radasky (US)	2008 - 2011
WG C4.207	EMC with communication circuits, low voltage systems and metallic structures	D. Thomas (UK)	2009 - 2012
WG C4.305	Practices in Insulation Coordination of Modern Electric Power Systems Aimed at the Reduction of the Insulation Level	A. S. Telento (HR)	2009 - 2011
WG C4.307	Resonance and Ferroresonance in Power Networks and Transformer Energization Studies	Z. Emin (UK)	2009 - 2011
JWG A2/C4.309	Electrical Transient Interaction between Transformers and the Power System	A. Rocha (BR)	2008 - 2012

WG C4.407	Lightning Parameters for Engineering Applications	V. Rakov (US)	2008 - 2011
WG C4.408	Lightning Protection of Low-Voltage Networks	A. Piantini (BR)	2009 - 2011
WG C4.409	Lightning Protection of Wind Turbine Blades	S. Yokoyama (JP)	2008 - 2011
WG C4.410	Lightning Striking Characteristics to Very High Structures	T. Shindo (JP)	2010 - 2013
WG C4.502	Power system technical performance issues related to the application of long HVAC cables	W. Wiechowski (DK)	2009 - 2012
WG C4.503	Numerical techniques for the computation of power systems, from steady-state to switching transients	J. Mahseredjian (CA)	2010 - 2013
WG C4.603	Analytical Techniques and Tools for Power Balancing Assessments	K. Uhlen (NO)	2008 - 2011
WG C4.605	Modelling and aggregation of loads in flexible power networks	J. Milanovic (UK)	2009 - 2013
WG C4.23	Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines	C. Engelbrecht (NL)	2012 - 2015
WG C4.25	Issues related to ELF Electromagnetic Field exposure and transient contact currents	H. Kuisti (FI)	2011 - 2014
WG C4.26	Evaluation of Lightning Shielding Analysis Methods for EHV and UHV DC and AC Transmission-lines	J. He (CN)	2011 - 2014
WG C4.27	Benchmarking of Power Quality Performance in Transmission Systems	L. Pittorino (ZA)	2012 - 2014
WG C4.28	Extrapolation of measured values of power frequency magnetic fields in the vicinity of power links	F. Deschamps (FR)	2012 - 2015
WG C4/C6.29	Power-quality aspects of solar power	J. Smith (US)	2012 - 2015
WG C4.30	EMC in Wind Generation Systems	W. Siew (UK)	2013 - 2015
WG C4.31/CIRED	EMC between Communication Circuits and Power Systems	D. Thomas (UK)	2012 - 2016
WG C4.32	Understanding of the Geomagnetic Storm Environment for High Voltage Power Grids	W. A. Radasky (US)	2013 - 2015

Study Committee C5: Electricity Markets and Regulation

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
SC C5	Strategic Advisory Group	O. B. Fosso (NO)	2010 - 2014
WG C5-9	Retail Market Design - Customer Switching, Metering and Load Profiles	I. Lungu (RO)	2008 - 2012
WG C5-10	Regulatory incentives for capital investments in electricity systems	K. Petrov (DE)	2008 - 2012
WG C5-11	Market Design for Large Scale Integration of Renewable Energy Sources and Demand-side Management	O. Lavoine (FR)	2010 - 2014
WG C5-12	Generator Market Power Mitigation Measures in Electricity Markets	D. Bowker (AU)	2012-2014
WG C5-13	Interaction of Markets and Regulation Actions with Emerging Technologies	A. Ott (US)	2012 -2014
JWG C2 / C5-5	Development and Changes in the Business of System Operators	O. Gjerde (NO)	2002 - 2014

Study Committee C6: Distribution Systems & Dispersed Generation

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
AG C6.01	Strategic Advisory Group	N. Hatziargyriou (GR)	Permanent
AG C6.12	Tutorial Advisory Group	T. Gaunt (ZA)	od 2006
AG C6.17	Advisory Group on Rural Electrification	A. Zomers (NL)	2009 - 2015
AG C6.23	Advisory Group on Terminology	A. Baitch (AU)	2010 - 2011
WG C6.19	Planning and optimization methods for active distribution systems	F. Pilo (IT)	2010 - 2012
WG C6.20	Integration of electric vehicles in electric power systems	J. P. Lopes (PT)	2010 - 2012
WG C6.21	Smart Metering – state of the art, regulation, standards and future requirements	E. Navarro (ES)	2010 - 2012
WG C6.22	Microgrids	C. Marnay (US)	2010 - 2012

Study Committee D1: Materials and Emerging Test Techniques

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
SAG	Strategic Advisory Group	J. Kindersberger (DE)	Permanent
CTAG D1	Customer and Tutorial Advisory Group	J. Smit (NL)	od 2005
AG D1.02	High Voltage and Current Testing and Diagnostic	M. Muhr (AT)	od 2005
AG D1.03	Insulating Gases	U. Schichler (DE)	od 2005
AG D1.04	Solid Materials	S. Gubanski (SE)	
WG D1.27	Material Properties for New and Non-ceramic Insulation	J. Seifert (DE)	2009 - 2012
WG D1.28	Optimized Gas-insulated Systems by Advanced Dielectric Coatings and Functionally Graded Materials	H. Hama (JP)	2009 - 2013
WG D1.29	Partial Discharges in Transformers	J. Fuhr (CH)	2009 - 2013
WG D1.34	Condition assessment for oil-impregnated insulation used in ac cables	S. Cherukupalli (CA)	2009 - 2012
WG D1.35	Performance of high-voltage and high-current measurement systems for high voltage testing	Yi Li (AU)	2010 - 2013
WG D1.36	Special requirements for dielectric testing of ultra high voltage (UHV) equipment	U. Riechert (CH)	2010 - 2013
WG D1.37	Maintenance and evaluation of measuring procedures for conventional and unconventional partial discharge testing	E. Gulski (NL)	2010 - 2013
WG D1.38	Emerging Test Techniques Common to High Temperature Superconducting (HTS) Power Applications	M. Noe (DE)	2010 - 2014
WG D1.39	Methods for Diagnostic/Failure Data Collection and Analysis	P. Morshuis (NL)	2010 - 2013
WG D1.40	Functional Nanomaterials for the Electrical Power Industry	M. Frechette (CA)	2011 - 2013
WG D1.42	Radiation Ageing of Polymeric Insulating Materials	T. Okamoto (JP)	2010 - 2013
WG D1.43	Rotating machine insulation voltage endurance under fast repetitive voltage transients	A. Cavallini (IT)	2010 - 2014
WG D1.44	Testing of naturally polluted insulators	I. Gutman (SE)	2012 - 2015
WG D1.45	Testing of insulator performance under heavy rain	A. Pigini	2012 - 2015
JWG D1/A2.47	New Frontiers of DGA Interpretations for Power Transformers and their Accessories	M. Duval (CA)	2011 - 2014
WG D1.48	Properties of Insulating Materials under VLF Voltages	Serge Pélissou (CA)	2012 - 2015
JWG D1/B1.49	Harmonized test for the measurement of residual inflammable gases	J.P. Mattmann (CH)	2012 - 2015
WG D1.50	Atmospheric and altitude correction factors	J. Rickmann (US)	2012 - 2015
WG D1.51	Dielectric performance of eco-friendly gas insulated systems	Hiroyouki Hama (JP)	2013 - 2016
WG D1.52	Moisture measurement in insulating fluids and transformer insulation	I. Atanasova-Höhlein (DE)	2013 - 2016
WG D1.53	Ageing of upgraded cellulose (Revision of TB 323)	L. Lundgaard (NO)	2013 - 2015

Study Committee D2: Information Systems and Telecommunication

Rodzaj i numer	Nazwa	Przewodniczący	Okres
D2.01	Core business information systems and services	G. Ericsson (SE)	od 2009
D2.02	Communication with other SCs and Cigré Stakeholders	G. Galarza (AR)	od 2010
D2.03	Telecommunication networks, services and technology	M. Mesbah (FR)	od 2007
JWGD2/B5.30	Communications for HV Substation Protection & Wide Area Protection Applications	M. Mesbah (FR)	2009 - 2012
D2.31	Security architecture principles for digital systems in Electric Power Utilities (EPUs)	J. Zerbst (SE)	2010 - 2013
D2.32	Optical Cables Links in Power Utilities - Mounting, Commissioning, Maintenance and Management	A. G. Maxit (AR)	2012 - 2014
D2.33	Operation & Maintenance of Telecom network and associated information systems in the Electrical Power Utility	M. Mesbah (FR)	2012 - 2014
D2.34	Telecommunication and Information Systems for Assuring Business Continuity and Disaster Recovery	A. Klima (AT)	2012 - 2014
D2.35	Scalable Communication Transport Solutions over Optical Networks	M. Janssen (NL)	2012 - 2014
JWGB5/D2.46	Application and management of cyber security measures for Protection & Control systems	D. K. Holstein (US)	2012 - 2014
D2.36	Communication solutions for information exchange in the smart delivery of electrical energy	J. Piotrowski (PL)	2012 - 2014

Tomasz Gawarecki
aplikant adwokacki, KKPW[1)]

Wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne

Stoppage of electric energy, gaseous fuels or heat supplies by energy companies

Przedsiębiorstwo energetyczne, a więc podmiot prowadzący działalność gospodarczą między innymi w zakresie magazynowania, przesyłania i dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi, posiada często dominującą pozycję nad odbiorcą swoich usług. W szczególności wyraża się to w możliwości wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. Stanowi to na tyle doniosłe zagadnienie, bo wiążące się ze znaczną dolegliwością ze strony odbiorcy, że ustawodawca uregulował je precyzyjnie w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz.U. 2012.1059 j.t., dalej także: pr. en.). Oznacza to, że jedynie w przypadkach precyzyjnie wskazanych w ustawie (art. 6 ust. 3 i 3a pr. en. oraz art. 6a ust. 3 pr. en.) dojść może do wstrzymania dostaw.

Wymienione przepisy stanowią zatem zamknięty katalog przypadków wstrzymania dostaw, co oznacza, że tylko w sytuacjach tam wskazanych może dojść do uzasadnionego wstrzymania dostaw. Wskazać trzeba, że niedopuszczalne jest np. poprzez postanowienia umowy cywilnoprawnej na dostawę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła dodawanie nowych przypadków wstrzymania dostaw. Zapisy takiej umowy będą nieważne z mocy prawa na podstawie art. 58 § 1 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. *Kodeks cywilny* (Dz.U.1964.16.93), zgodnie z którym czynność prawna sprzeczna z ustawą albo mająca na celu obejście ustawy jest nieważna.

Omawiając katalog przypadków uzasadniających wstrzymanie dostaw trzeba - po pierwsze - wskazać na sytuację, gdy stwierdzone zostanie, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska. Sytuacja taka wystąpić może, gdy mamy na przykład do czynienia z nieszczelnością instalacji gazowej, niesprawnymi przewodami kominowymi czy zagrożeniem porażenia prądem poprzez niezaizolowane przewody. Mimo iż ustawa w wspomnianym wyżej przypadku posługuje się zwrotem „może", to stwierdzić trzeba, że przynajmniej w sytuacji, gdy instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia lub zdrowia, przedsiębiorca nie dysponuje uznaniem, lecz zawsze musi wstrzymać dostawy. Powyższe wynika z prymatu zasady ochrony najwyższych dóbr osobistych człowieka (jak życie i zdrowie), które muszą mieć pierwszeństwo nad względami ekonomicznymi. Wskazać trzeba, że stwierdzenie czy instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska nie może nastąpić w dowolny sposób, lecz tylko w trybie specjalnej kontroli prowadzonej zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w prawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. z 2000 r., Nr 75, poz. 866).

Drugą przesłanką dającą możliwość wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła jest to, że dany odbiorca dokonał nielegalnego poboru. Zgodnie z definicją wyrażoną w art. 3 pkt 18 pr. en., nielegalny pobór to *„pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ, mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy".*

[1)] Kancelaria Kaczor, Klimczyk, Pucher, Wypiór – Kraków, Warszawa, Szczecin, Wrocław

Stwierdzenie nielegalnego poboru także odbywać musi się w toku procedury specjalnej kontrolnej i powinno zostać udokumentowane. Do wstrzymania dostaw na omawianej podstawie nie jest przy tym konieczne wystąpienie winy po stronie odbiorcy (odpowiedzialność nie ma charakteru karnego, lecz quasi-administracyjny), chociażby nielegalny pobór spowodowany był nieumyślnie, przez niedbalstwo lub z lekkomyślności. W takiej sytuacji przedsiębiorca może jednak odstąpić od odłączenia odbiorcy od dostaw, a ponadto zaniechać nałożenia opłaty sankcyjnej za nielegalny pobór na podstawie zatwierdzonej taryfy (do czego zawsze ma prawo przy stwierdzeniu każdego nielegalnego poboru). W efekcie przerwania dostawy wobec stwierdzenia nielegalnego poboru uniemożliwione zostanie dalsze bezprawne korzystanie z energii, paliw lub ciepła.

Jedną z najczęstszych sytuacji, w której zgodnie z prawem może dojść do wstrzymania dostaw jest natomiast zwłoka odbiorcy z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło albo inne świadczone usługi przez przedsiębiorcę energetycznego (przesłanka wskazana w art 6 ust. 3a pr. en.). Aby mogło dojść do wstrzymania dostaw na tej podstawie konieczne jest spełnienie się następujących warunków:

1) odbiorca zwleka z zapłatą za pobrane paliwo gazowe, energię elektryczną lub ciepło, co najmniej miesiąc od upływu terminu płatności,

2) uprzednio odbiorca został powiadomiony już na piśmie o zamiarze wypowiedzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy,

3) przedsiębiorstwo energetyczne wyznaczyło odbiorcy dodatkowy, dwutygodniowy termin do zapłaty zaległych i bieżących należności.

Wstrzymanie dostaw zawsze powinno być więc poprzedzone stosowną procedurą, której naruszenie lub niedochowanie skutkuje bezprawnością działań przedsiębiorstwa energetycznego i tym samym uznaniem wstrzymania dostaw za nieuzasadnione. Istotne jest, że zgodnie z prawem właściwe powiadomienie odbiorcy o zamiarze wypowiedzenia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy powinno zawierać co najmniej: pouczenie o treści art. 6 ust. 3a pr.en., informację o upływie miesięcznego terminu zwłoki w realizacji płatności, wskazanie dodatkowego dwutygodniowego terminu do zapłaty oraz informację o skutkach nieuregulowania tych należności, a więc możliwości wstrzymania dostaw.

Wskazać należy, że możliwość wstrzymania dostaw uzależniona jest od skutecznego doręczenia odbiorcy pisma o zamiarze wypowiedzenia umowy wraz z wyznaczeniem dodatkowego terminu zapłaty. Przepisy pr.en. nie określają, w jakiej formie ma zostać doręczone to powiadomienie, choć to później w ewentualnym postępowaniu sądowym na przedsiębiorcy spoczywać będzie ciężar dowodowy wykazania faktu doręczenia pisma. W praktyce przyjęło się więc, ze doręczane jest ono listem poleconym za zwrotnym potwierdzeniem odbioru. Natomiast jeżeli idzie o dwutygodniowy dodatkowy termin na zapłatę, to zawsze powinien on być wyznaczany przez przedsiębiorstwo energetyczne tak, aby odbiorca miał faktycznie te dodatkowe dwa tygodnie na uregulowanie należności. Ewentualne zapisy powiadomienia, które są mniej korzystne dla odbiorcy spowodują brak należytego uzasadnienia we wstrzymaniu dostawy.

Nadmienić trzeba, że przed każdym planowanym przez przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymaniem dostaw istnieje obowiązek wyczerpania opisanego wyżej trybu z art. 6 ust. 3a pr. en., a więc każde wstrzymanie powinno być oceniane odrębnie. Przedsiębiorstwo energetyczne nie musi zawsze wstrzymywać dostaw, gdy powstaną zaległości płatnicze, lecz jest to jedynie jego uprawnienie. Może więc ono korzystać z innych, mniej drastycznych w skutkach form wyegzekwowania zaległych należności, w szczególności zawarte może zostać porozumienie w sprawie spłaty zadłużenia rozkładające powstałą wierzytelność na raty.

Omawiając przypadek wstrzymania dostaw ze względu na powstałe zadłużenie wskazać trzeba jeszcze na mogącą się zdarzyć w praktyce sytuację, w której odbiorca nie kwestionując faktu poboru paliwa gazowego, energii elektrycznej lub ciepła, podważa jedynie wysokość wystawionej mu faktury (poddając w wątpliwość np. ilość zużycia nośników energii i prawidłowość dokonanych obliczeń). W takiej sytuacji wszczęcie procedury reklamacyjnej nie wstrzymuje jednak biegu terminu płatności na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego, a poprzez istnienie zwłoki z zapłatą bieżących należności, odbiorca będzie narażony na zgodne z prawem wstrzymanie dostaw.

Ostatnią przesłanką prawną dającą podstawę wstrzymania dostaw paliwa gazowego, energii elektrycznej lub ciepła jest brak zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, czyli tzw. licznika przedpłatowego. Sytuacja taka, gdy odbiorca nie godzi się na pomiar dostarczanego nośnika energii stanowi oczywiste uzasadnienie możliwości wstrzymania dostaw, a więc nie ma konieczności szczegółowego jej omawiania.

Pisząc o wstrzymywaniu dostaw nadmienić trzeba jednak jeszcze koniecznie, że przedsiębiorstwo energetyczne jest zawsze obowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, które zostało wstrzymane, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające to wstrzymanie. Zwykle czas realizacji obowiązku wznowienia dostaw zależy od przyczyny wstrzymania i czynności koniecznych do dokonania wznowienia, może to być więc np. konieczność dokonania niezbędnego remontu instalacji, zawarcie nowej umowy itd. W wykonaniu niezbędnych czynności przedsiębiorstwo energetyczne współpracować powinno z odbiorcą.

Podsumowując powyższe ustalenia wskazać można, że ustawa *Prawo energetyczne* precyzyjnie wskazuje przypadki, gdy legalnie dopuszczalne jest wstrzymanie dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. W każdym przypadku wstrzymanie dostaw poprzedzone musi być procedurą kontrolną, a ponadto w razie odłączenia z uwagi na zaległości płatnicze - przeprowadzeniem dodatkowej szczególnej procedury. Ponadto przedsiębiorstwo energetyczne jest zawsze obowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie dostaw.

Konrad Szybalski
prawnik w KKPW w Krakowie

Kto zarobi na nowej ustawie o odnawialnych źródłach energii? (na marginesie projektów tzw. trójpaku)

Who can profit from a new Renewable Energy Sources Act? (on the margins of the so-called Energy Three-Pack Bill)

Beneficjentem nowego sposobu rozliczania za produkcję energii ze źródeł odnawialnych - systemu taryfy feed-in - będzie wytwórca energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej do 200 kW (wielkość zróżnicowana w zależności od typu źródła energii). Będzie miał on pewność, że cała wyprodukowana przez niego energia, przez okres 15 lat liczony od dnia oddania instalacji do użytkowania (ale nie później niż do końca 2027 roku), zostanie zakupiona przez sprzedawcę zobowiązanego - podmiot ustalony na zasadach określonych w ustawie - za cenę obowiązującą w dniu oddania instalacji do użytkowania. Cena ta, według aktualnych danych, wahać się będzie - w zależności od typu instalacji - od 0,45 zł/1 kW do 1,30 zł/1 kW (najwyższe ceny dla instalacji fotowoltaicznych).

Wytwórca energii z odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy większej niż 200 kW (wielkość również zróżnicowana w zależności od typu źródła energii), po spełnieniu określonych w ustawie warunków. On również będzie miał gwarancję zakupu całej wyprodukowanej przez niego energii w okresie 15 lat od dnia oddania instalacji do użytkowania (nie później niż do końca 2035 roku) za cenę 198,90 PLN/1 MWh - kwota corocznie waloryzowana. Dla zobrazowania skali obrazu wskazać można, że w styczniu 2013 roku na Towarowej Giełdzie Energii średnia cena energii wynosiła 171,81 PLN/1 MWh.

Producent, importer, dystrybutor instalacji. Wpływ na to będzie miał nie tylko fakt, że w ciągu najbliższych lat zwiększy się liczba nowych inwestycji, ale również okoliczność, że zgodnie z zapisami nowej ustawy świadectwa pochodzenia (zbywalne prawa majątkowe, potwierdzające wytworzenie towaru w odnawialnych źródłach energii) przysługiwać będą dla instalacji, które zmodernizowano po dniu 1 stycznia 2015 roku, jedynie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład takiej instalacji wyprodukowano nie wcześniej niż 36 miesięcy przed oddaniem do użytku zmodernizowanej instalacji.

Instalator i modernizator urządzeń. Nowa ustawa wprowadza konieczność posiadania certyfikatu wydanego przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego w celu przeprowadzenia czynności obejmujących modernizację i utrzymywanie w należytym stanie urządzeń mikroinstalacji i małych instalacji odnawialnych źródeł energii. Niezbędnym warunkiem do uzyskania takiego certyfikatu jest posiadanie udokumentowanego co najmniej trzyletniego doświadczenia zawodowego w zakresie instalowania lub modernizacji urządzeń i instalacji: sanitarnych, energetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych.

Podmiot posiadający system zarządzania szkoleniami dla instalatorów i modernizatorów urządzeń odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z projektem ustawy instalatorzy i modernizatorzy dla uzyskania certyfikatu zobowiązani będą przejść odpowiednie szkolenie. Akredytację na odbycie takiego szkolenia wydaje Prezes Urzędu Dozoru Technicznego.

Posiadacz świadectw pochodzenia. Notowanemu w ostatnim czasie spadkowi cen, po jakich zbywane są „zielone certyfikaty", mają zapobiec nowe instytucje ustawowe.

Po pierwsze, na podstawie projektu ustawy z października 2012 roku, w przypadku gdy średnie ceny, po jakiej zbywane są świadectwa pochodzenia na giełdzie towarowej przez okres co najmniej dwóch kolejnych kwartałów będą niższe niż 75% wartości opłaty zastępczej (opłata, do której zapłaty jest zobligowany określony w ustawie odbiorca końcowy, który nie przedstawił do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwa pochodzenia w terminie do dnia 31 marca każdego roku), Minister Gospodarki uprawniony będzie do zwiększenia udziału energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Po drugie, w czasie niedawnych obrad parlamentarnych Ministerstwo Gospodarki przedstawiło propozycję, aby do projektu ustawy wprowadzić zapisy, zgodnie z którymi świadectwa pochodzenia mogłyby zostać umorzone jedynie w ciągu dwóch lat od ich wydania oraz które wyłączałyby możliwość wpłaty opłaty zastępczej w przypadku, gdy cena świadectw pochodzenia spadłaby poniżej 75% opłaty zastępczej.

KONFERENCJA

ESTYMACJA I PROGNOZOWANIE OBCIĄŻEŃ W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Wisła, 24-25 kwietnia 2013 r.

IX KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA

ELEKTROENERGETYCZNE LINIE KABLOWE. STAN OBECNY, NOWE TECHNIKI

Dźwirzyno, 22-23 maja 2013 r.

MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA TRANSFORMATOROWA

TRANSFORMATOR 2013

Gdańsk, 5-7 czerwca 2013 r.

Więcej informacji:

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
www.ptpiree.pl, e-mail: ptpiree@ptpiree.pl
60-637 Poznań, ul. Wołyńska 22,
tel. +48 61 846 02 00, fax +48 61 846 02 09

PTPiREE

INSTYTUT AUTOMATYKI SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH Sp. z o.o.

System do wykrywania i zapobiegania zapłonom i pożarom w młynach węglowych

System bazujący na modelu młyna węglowego wykrywa i zapobiega zapłonom oraz pożarom w średniobieżnych młynach węglowych. W przypadku przekroczenia zadanego progu przez sygnał różnicy rzeczywistej i zamodelowanej temperatury mieszanki pyłowo-powietrznej tworzy się sygnał logiczny informujący o przegrzaniu zespołu młynowego. Jest on następnie wykorzystywany do zabezpieczenia młyna przed propagacją zagrożenia, np. przez podanie gazu obojętnego.

Pożary w kulowo- misowych młynach węglowych są zjawiskiem niepożądanym, a ich szczególne nasilenie objawia się przy współspalaniu biomasy. Występuje tutaj zjawisko odkładania się biomasy w komorze mielenia, co stwarza warunki do zapłonu, a w knsekwencji pożaru w młynie.

W czasie eksploatacji młynów przy współspalaniu biomasy obserwuje się większą niż dla węgla liczbę zapłonów mieszanek paliwo-powietrznych w czasie ruchu, w czasie odstawiania zespołów młynowych oraz rozruchu młyna węglowego.

Instytucie powstał na bazie modelu młyna węglowego system do wykrywania i zapobiegania zapłonom i pożarom w kulowo-misowych młynach węglowych.

System umożliwiający wykrycie zapłonów w młynach opiera się na porównaniu rzeczywistej temperatury mieszanki pyłow0-powietrznej z zamodelowaną temperaturą mieszanki pyłowo powietrznej.

Sygnał zamodelowanej temperatury mieszanki pyłowo- powietrznej tworzy się przetwarzając w członach dynamicznych sygnały:
- strumienia ciepła wprowadzonego do młyna (strumień węgla, strumień powietrza pierwotnego, temperatura powietrza gorącego),
- strumienia ciepła niezbędnego do odparowania wody zawartej w węglu,
- strumienia masowego przepływu węgla i powietrza.

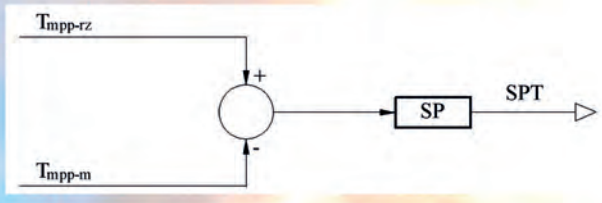
Strumień ciepła wprowadzony z powietrzem pierwotnym jest uzależniony od masowego strumienia powietrza pierwotnego i temperatury powietrza gorącego doprowadzony do młyna wraz z węglem jest uzależniony od prędkości obrotowej podajnika węgla i założonej stałej wartości jego temperatury. Ciepła właściwe (w postaci współczynników) wymienionych mediów zostały dobrane wstępnie na podstawie tablic fizycznych, a następnie skorygowane w trakcie badań.

W celu kompensacji wszelkich zakłóceń wewnętrznych (niemożliwych do zamodelowania, np. niejednorodność strumienia paliwa podawanego do młyna i zmienne jego własności fizyczne, zwłaszcza wilgotność) wprowadzono regulator korekcyjny bilansu cieplnego. Modelując temperaturę mieszanki pyłowo-powietrznej wykorzystano inercyjne człony dynamiczne wyższego rzędu, odzwierciedlające naturalne procesy wymiany oraz inercję układu pomiarowego temperatury mieszanki pyłowo powietrznej.

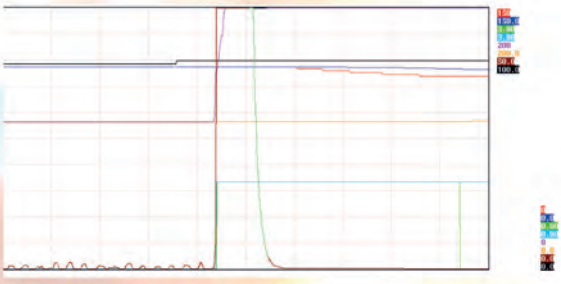
W przypadku przekroczenia zadanego progu (w członie sygnalizatora przekroczeń z określoną histerezą) przez sygnał różnicy rzeczywistej temperatury mieszanki pyłowo powietrznej i zamodelowanej temperatury mieszanki pyłowo powietrznej wytworzonej w wyniku zachwiania bilansu cieplnego, na skutek zakłócenia nieuwzględnionego w utworzonym modelu młyna węglowego, tworzy się sygnał logiczny informujący o przegrzaniu zespołu młynowego. Jest on następnie użytecznie wykorzystywany w systemie zabezpieczającym młyn przed propagacją zagrożenia (pożar), np. przez podanie gazu obojętnego lub pary wodnej.

Zastosowanie powyższego układu jest szczególnie skuteczne przy stosowaniu inercyjnych układów pomiarowych temperatury mieszanki pyłowo-powietrznej.

W przypadku układów pomiarowych posiadających nieinercyjny (szybki) pomiar temperatury mieszanki pyłowo- powietrznej wykorzystuje się również sygnał przyrostu ciśnienia powietrza przed młynem oraz rzeczywistej temperatury mieszanki pyłowo-powietrznej.



Schemat blokowy algorytmu umożliwiającego wykrycie przegrzania lub pożaru w młynie. Przyjęte oznaczenia: Tmpp-rz - rzeczywista temperatura mieszanki pyłowo powietrznej, Tmpp-m - zamodelowana temperatura mieszanki pyłowo powietrznej, SP sygnalizator przekroczeń z ustawianą wartością progową i histerezą, SPT sygnał logiczny przegrzania lub pożaru w młynie.



Prezentacja obiektowa układu do wykrywania pożarów w młynie węglowym bazującego na modelu młyna węglowego: rzeczywista temperatura mieszanki pyłowo powietrznej w sąsiednim młynie (czerwony), modelowana temperatura mieszanki pyłowo powietrznej w sąsiednim młynie (niebieski), sygnał logiczny przegrzania lub pożaru w młynie (zielony), sygnał logiczny pożaru w młynie (jasnoniebieski), rzeczywista temperatura mieszanki pyłowo powietrznej w młynie (różowy), modelowana temperatura mieszanki pyłowo powietrznej w młynie (pomarańczowy), sygnał różnicowy temperatury mieszanki pyłowo powietrznej w młynie (brązowy), wyjście regulatora korekcyjnego bilansu cieplnego (czarny).

Automatyzacja procesów na obiektach energetycznych

www.iase.wroc.pl
51-618 Wrocław; ul. Wystawowa 1
tel. 71-348 42 21, faks 71-348 21 83

Polskie Sieci Elektroenergetyczne
Spółka Akcyjna

Spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. jest operatorem systemu przesyłowego energii elektrycznej w Polsce i spółką o wyjątkowym znaczeniu dla gospodarki państwa, wpisaną na listę przedsiębiorstw o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym.

Podstawową działalnością PSE jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także przy zastosowaniu obiektywnych i transparentnych zasad zapewniających równe traktowanie stron oraz przy należytym poszanowaniu środowiska naturalnego.

Majątek sieciowy

Spółka PSE realizuje zadania operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą:

- >> 242 linie o łącznej długości 13 396 km, w tym:
  - >> 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
  - >> 74 linie o napięciu 400 kV o długości 5 340 km,
  - >> 167 linii o napięciu 220 kV o długości 7 942 km,
- >> 100 stacji najwyższych napięć (NN), które posadowione są na nieruchomościach o łącznej powierzchni 5 936 467 m^2,
- >> podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja.

Misja

Działając z poszanowaniem zasad zrównoważonego rozwoju zapewniamy niezawodną i efektywną pracę systemu elektroenergetycznego w obszarze działania PSE, tworzymy warunki dla rozwoju odnawialnych źródeł energii, zapewniając naszym pracownikom możliwości rozwoju zawodowego.

Wizja

Traktując priorytetowo bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, współtworzymy europejski rynek energii elektrycznej, aktywnie rozwijając partnerstwo z innymi operatorami systemów przesyłowych, przestrzegając zasad transparentności działania oraz równego traktowania uczestników rynku.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul. Warszawska 165,
05-520 Konstancin-Jeziorna,
tel.: +48 22 242 26 00, fax: +48 22 242 22 33
http://www.pse.pl