

Raport z konferencji

Forum Gospodarki Niskoemisyjnej

**Konferencja organizowana we współpracy z Ministerstwem Energii
w ramach Platformy Zrównoważona Energia**

„Rozwój inteligentnej gospodarki niskoemisyjnej w Polsce przy zapewnieniu zrównoważonego rozwoju krajów”

Konferencja została zrealizowana przy udziale środków z projektu SDZP dofinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach programu „Gekon”.

Spis treści

.....	1
Forum Gospodarki Niskoemisyjnej.....	1
Spis treści.....	2
Streszczenie kierownicze i rekomendacje	4
INNOWACYJNOŚĆ – WSPÓŁPRACA BIZNESU I NAUKI (POTRZEBY, WDROŻENIA).....	6
Potrzeby energetyki.....	6
Inwestycje w energetykę jutra	6
Walka o ostatnią milę	7
Nowe potrzeby	7
Bezpieczeństwo energetyczne odbiorców	8
Współpraca przy rozwoju energetyki	8
Przykłady wdrożeń.....	9
Bezemisyjna fabryka z Polski	9
Biowęgiel	10
Wykorzystanie gazów odpadowych	11
Dynamiczne zarządzanie sieciami	12
Geneza projektu i rola dofinansowania ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach konkursu GEKON	13
Organizacja oraz podział zadań w projekcie „Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych”	13
Założenie i cele wdrożenia systemu	19
System od strony technicznej.....	20
Realizacja projektu i wdrożenie.....	27
Korzyści z zastosowania metody dynamicznego zarządzania obciążalnością linii:	28
Aktualny stan realizacji projektu	30
Wdrożenie SDZP	31

Finansowanie innowacji	31
Finansowanie z NCBiR	31
Finansowanie z NFOŚiGW.....	32
Pozyskiwanie kapitału.....	33
INTELIAGENTNE SIECI W GOSPODARCE NISKOEMISYJNEJ	34
Synergia energetyki i telekomunikacji.....	34
Szansa na skok cywilizacyjny	34
Współpraca w rozwoju infrastruktury.....	35
Wsparcie procesów	36
Nowe możliwości.....	37
Inteligentne sieci	37
Internet rzeczy.....	38
Wirtualne elektrownie.....	38
Klustry energetyczne	38
ENERGETYKA ROZPROSZONA I KONWENCJONALNA A BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO	40
Nowy model rynku	40
Wyzwania integracji OZE	41
Łączenie rynków	42
Razem bezpieczniej	42
Budowa wspólnego rynku	42
Potrzebne jednakowe reguły gry.....	42
Jak uniknąć 20 stopnia zasilania?	43

Streszczenie kierownicze i rekomendacje

1. Energetyka jest w okresie transformacji technologicznej i powinna ją wykorzystać.
2. Potrzebnymi kierunkami badań, rozwoju i wdrożeń są takie technologie jak:
 - a. redukcja emisji ze spalania paliw kopalnych (np. spalanie w tlenie),
 - b. zastępowanie paliw wysokoemisyjnych, paliwami takimi jak np. uwęglona biomasa,
 - c. efektywność energetyczna procesów przemysłowych (m.in. zagospodarowanie odpadów),
 - d. inteligentne sieci energetyczne,
 - e. zarządzanie stroną popytową,
 - f. integracja mikroźródeł,
 - g. transport elektryczny,
 - h. magazynowanie energii,
 - i. biopaliwa II i III generacji.
3. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego polskiego systemu wymaga pilnych inwestycji w:
 - a. uelastycznienie rynku,
 - b. zarządzanie popytem,
 - c. fotowoltaikę pokrywającą zapotrzebowanie szczytowe latem,
 - d. połączenia transgraniczne.
4. W rozwoju innowacji w coraz większym stopniu powinniśmy angażować finansowanie prywatne, obok dostępnego już finansowania m.in. z NCBR i NFOŚiGW.
5. Ze względu na trwającą dezurbanizację i rosnący poziom PKB tworzonego na terenach niezurbanizowanych, coraz większe znaczenie będzie mieć niezawodność dostaw energii w tych rejonach kraju.
6. Zwiększanie niezawodności i jakości dostarczanej energii na terenach niezurbanizowanych powinien zapewnić zarówno rozwój infrastruktury sieciowej, jak i rozproszonego wytwarzania.
7. Energetyka powinna współpracować z telekomunikacją i rozwijać swoje kompetencje w zakresie:
 - a. zbierania, przesyłania, zabezpieczania i przetwarzania danych,
 - b. prognozowania w oparciu m.in. o prognozy pogody, zużycia, big data,
 - c. rozwoju infrastruktury teleinformatycznej – m.in. światłowodów i systemu 5G,
 - d. Internetu rzeczy na potrzeby odbiorców i rozwoju usług typu wirtualne elektrownie.
8. Dzisiejszy model rynku, dokonujący wyceny energii po kosztach krańcowych, nie tworzy zachęt do inwestycji w nowe moce.
9. W okresie przejściowym potrzebne jest wprowadzenie mechanizmów wspierających inwestycje w stabilne źródła energii.
10. Rozwój połączeń międzysystemowych zwiększa bezpieczeństwo elektroenergetyczne w Unii.

11. Łączenie rynków rodzi jednak problemy związane z różnymi modelami subsydiowania OZE, mechanizmami rynków bilansujących, czy – jak wszystko na to wskazuje – tworzonymi właśnie różnymi modelami rynków mocy.
12. Integrację systemów elektroenergetycznych ułatwiłaby harmonizacja mechanizmów rynkowych i subsydiów.

INNOWACYJNOŚĆ – WSPÓŁPRACA BIZNESU I NAUKI (POTRZEBY, WDROŻENIA)

W I sesji dyskusyjnej moderowanej przez **Bartłomieja Derskiego**, redaktora portalu WysokieNapiecie.pl, uczestniczyli:

- **Andrzej Piotrowski**, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii
- **Jerzy Kątcki**, Zastępca Dyrektora Narodowego Centrum Badań i Rozwoju
- **Ryszard Biernacki**, Dyrektor Naczelny Produkcji, KGHM
- **Zbigniew Bis**, Profesor, Kierownik Katedry Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska
- **Andrzej Curyło**, Prezes Zarządu, TAMEH
- **Piotr Matwiej**, Doradca Zarządu Związku Banków Polskich
- **Bolesław Mostowski**, Kierownik Projektu „System Dynamicznego Zarządzania Przesyłem”, Procesy Inwestycyjne
- **Remigiusz Nowakowski**, Prezes Zarządu, Tauron
- **Anna Pekar**, Zastępca Dyrektora Departamentu Energii i Innowacji NFOŚiGW
- **Witold Sugalski**, Dyrektor Departamentu Rozwoju i Innowacji, PGE S.A.
- **Roman Szwed**, Prezes Zarządu, ATENDE

Prezentację wprowadzającą, poświęconą projektowi Piaszczyzna przedstawił **Marek Kluczyński**.

Potrzeby energetyki

Inwestycje w energetykę jutra

– Jesteśmy w fazie transformacji sektora energetycznego. Jaka powinna być odpowiedź na to spółek energetycznych? Właściwą drogą są innowacje i niskoemisyjne źródła – mówił **Remigiusz Nowakowski**, **Prezes Tauron Polska Energia**. – W tej chwili 90% energii wytwarzamy z węgla. Budowany właśnie blok w Jaworznie przez kolejne 30 lat także będzie korzystać z węgla. Dlatego musimy robić wszystko, aby obniżyć emisyjność tego paliwa. Poprawa efektywności, spalanie w czystym tlenie, co badamy w ramach projektu realizowanego m.in. z NCBiR, czy projekty prowadzone z naszymi partnerami – KGHM i grupą Azoty w zakresie zgazowania węgla i wykorzystania gazu syntezowego – to taki właśnie kompleks działań, który pozwoli obniżyć emisyjność paliw, z których korzystamy – wyliczał **prezes Taurona**.

– Drugim istotnym aspektem – w którym pokładam większe nadzieje, bo to kierunek, w którym zmierzamy – jest odpowiedź na pytanie jak będzie wyglądała energetyka przyszłości – kontynuował **Prezes Nowakowski**. – Technologie i świadomość społeczeństwa się zmieniają. Spółki energetyczne, które nie będą w stanie odpowiedzieć na te potrzeby, znikną z rynku, podobnie jak kiedyś Nokia, która nie uwierzyła, że

smartfony będą kluczowym elementem rynku. Wiemy dzisiaj, że energia elektryczna będzie potrzebna, ale niekoniecznie z wielkoskalowych bloków. Wiemy, że ważną rolę może odgrywać ich elastyczność. Rozwój odnawialnych źródeł energii o zmiennej produkcji sprawia, że te bloki prawdopodobnie nie będą już pracować cały czas 8 tys. godzin rocznie, tylko będą wypychane z *merit order*, co stawia pod znakiem zapytania ich opłacalność. Pojawia się wobec tego pomysł rynku mocy, ale to jest tylko etap przejściowy. Pojawią się technologie będące w stanie już lepiej zarządzać pracą różnych rodzajów OZE, a do tego dojdzie magazynowanie. Nie możemy o tym zapomnieć, dlatego pracujemy nad magazynami mobilnymi. Rozwijamy także projekt smart city, umożliwiającą nie tylko zdalne odczyty liczników, ale także kontrolę zużycia energii przez aplikacje dla użytkowników. Z dużymi nadziejami patrzymy na nowe programy badawcze w których jest przyszłość.

Walka o ostatnią milę

– W naszej ocenie już niedługo energia elektryczna dla klientów indywidualnych nie będzie produktem sama w sobie. Będzie elementem jakiegoś pakietu zapewniającego komfort w domu. W ramach koncepcji przygotowania nowych ofert dla klientów zastanawiamy się jak połączyć to np. z panelami fotowoltaicznymi, bo skoro klient i tak je chce, to lepiej, żeby miał je od nas, a być może przy okazji uda się dołączyć do tej oferty coś jeszcze, np. energię poza szczytem, czy magazyn energii. Wszystkie sposoby, aby rywalizować z naszą konkurencją starającą się wejść na tę tzw. ostatnią milę, to tematy nad którymi będziemy bardzo mocno pracować w najbliższych latach – mówił **Witold Sugalski, Dyrektor Departamentu Rozwoju i Innowacji PGE**.

Nowe potrzeby

Roman Szwed, Prezes Zarządu ATENDE zwrócił uwagę, że rząd i energetyka powinni sami zadbać także o zastępowanie innych nośników krajową produkcją energii. – Tak bardzo staramy się chronić nasz węgiel, że czasami blokuje się nawet działania, które mogłyby mu służyć. Najlepszym przykładem są samochody elektryczne. Przecież dzięki nim moglibyśmy zastępować ropę z importu energią produkowaną z krajowego węgla. Na Zachodzie są plany rozwoju, wręcz perspektywy, że za kilka-kilkanaście lat nie będą już rejestrowane samochody z innymi silnikami. Nie da się jednak tego zrobić bez inteligentnych sieci. Na szczęście w Polsce nie ma już dyskusji czy w nie inwestować. Rozmawiamy o tym jakie funkcjonalności powinny mieć. Pomóc w tym powinno nowe Prawo o zamówieniach publicznych – przekonywał.

– To jeden z filarów nowej polityki energetycznej, którą przygotowujemy w resorcie – ujawnił **Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii**. Trzeba jednak uważać na pułapki, takie jak wzrost obciążenia szczytowego, czy inne podobne wyzwania, ale do tego służyć nam będą rozwiązania typu smart grid. Inteligentne sieci będą wymagać jednak odpowiednich zabezpieczeń – dodał.

Bezpieczeństwo energetyczne odbiorców

O komfort swoich klientów dba nie tylko energetyka. Najwięksi odbiorcy przemysłowi coraz częściej sami inwestują w pewność zasilania w swoich zakładach. – KGHM, chociaż jest największym w kraju odbiorcą energii, z mocą zamówioną 400 MW i zużywającym 2,6 TWh rocznie, jest także przedsiębiorstwem energetycznym. Spełniamy wymogi i kryteria w zakresie odpowiedzialności przed właścicielem także jako takie właśnie przedsiębiorstwo – zwrócił uwagę **Ryszard Biernacki, Dyrektor Naczelny Produkcji KGHM**

– W naszych kopalniach na jednej zmianie pracuje 4,5 tys. ludzi na dole, nawet 1,2 km pod ziemią, Mamy także proces hutniczy, który jest procesem ciągłym. To są obszary wymagające najwyższych standardów bezpieczeństwa energetycznego. Jego znaczenie zostało podkreślone, gdy 17 stycznia 2007 roku przeszedł przez Dolny Śląsk huragan Cyryl. Na ponad 50 linii 110 kV, które zasilają oddziały KGHM, zostaliśmy zaledwie na kilkunastu z nich. Wyciągnęliśmy wtedy wnioski jak ulotne może być to bezpieczeństwo. Budowaliśmy je w oparciu o duże jednostki systemowe. W lipcu 2009 roku nasze przemyślenia zostały ponownie zweryfikowane, gdy padły linie 220 kV. Postanowiliśmy wówczas wybudować własne jednostki wytwórcze ze względu na bezpieczeństwo energetyczne, ale także koszty energii, bo ówczesne analizy wskazywały, że w 2012 roku ceny energii będą na poziomie 340-360 zł/MWh. Zbudowaliśmy dwie jednostki wysokosprawnej kogeneracji pracujące na polskim gazie spod Kościana, które potrafią pracować na wyspę. W przypadku blackoutu każda z tych dwóch jednostek o mocach po 40 MWe i 42 MWt jest w stanie dostarczyć energię niezbędną do ewakuacji wszystkich pracowników na powierzchnię, a w przypadku procesu hutniczego zamknąć go bez zamrożenia pieców hutniczych, a więc bez strat liczonych w milionach złotych.

– Gdy 10 sierpnia 2015 roku został ogłoszony 20 stopień zasilania musieliśmy bardzo poważnie ograniczyć obciążenie systemu energetycznego. Nasze bloki gazowo-parowe dostarczają nam 25% zużycia energii, kolejne 5% dostarczają jednostki wytwórcze naszej spółki-córki. To 30% energii wygenerowanej w naszych źródłach pozwoliło nam utrzymać bezpieczeństwo energetyczne, to kluczowe. Kończymy odbiór trzeciej jednostki – trigeneracyjnej, wytwarzającej także chłód. Wszystkie są niskoemisyjne. Ciepło produkowane jest na potrzeby własne ale i też do sieci komunalnej. Dzięki systemowi wsparcia i dobremu zarządzaniu generują one energię taniej, niż jest ona dostępna na rynku, a do tego wykorzystujemy własną sieć dystrybucyjną, więc nie ponosimy dodatkowych kosztów. W dodatku te jednostki dostosowują się bardzo elastycznie do obciążenia systemu energetycznego – podkreślił **dyrektor Biernacki**.

Współpraca przy rozwoju energetyki

Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii zwrócił uwagę, że transformacja energetyczna to odpowiedź na oczekiwania społeczne. – Polityka OZE jest zaspokojeniem potrzeby życia w czystym środowisku. Musi być przy tym wprowadzana rozsądnie, na pewno nie wbrew gospodarce i potencjałowi nabywczemu społeczeństwa, który w Polsce nie jest zbyt wysoki. Próbowujemy znaleźć taki złoty

środek, aby z jednej strony zapewnić jak najmniejszą ingerencję i jak najlepszą ochronę środowiska, a z drugiej nie obciążać tym społeczeństwa – tłumaczył.

Wiceminister Piotrowski zwrócił uwagę, że zgodnie z planami resortu, energetyka nie ma być jednym z silosów polityczno-gospodarczych, a rozwijać się horyzontalnie realizując potrzeby zarówno dostaw energii, jak i ochrony środowiska, rynku pracy, aktywizowania lokalnych społeczności, pobudzania innowacji i rozwoju gospodarczego. W jego ocenie jednym z oczywistych rozwiązań jest m.in. wspólne wykorzystanie infrastruktury nie tylko do przesyłu energii, ale także budowa towarzyszącej jej infrastruktury telekomunikacyjnej, czy wodno-kanalizacyjnej.

Przykłady wdrożeń

Bezemisyjna fabryka z Polski

W prezentacji otwierającej Forum Gospodarki Niskoemisyjnej **Marek Kluczyński** przedstawił przykład fabryki realizującej założenia gospodarki o obiegu zamkniętym, która w dodatku uzyskała już ochronę patentową. W Piaszynie koło Miastka w woj. zachodniopomorskim przy fabryce spirytusu (wyposażonej w suszarnię i silosy), przygotowanej także do produkcji biopaliwa II generacji pozyskiwanego ze słomy, powstaje hodowla alg, służących do produkcji etanolu oraz biogazownia utylizująca odpady z produkcji biopaliw i dostarczająca na potrzeby zakładu ciepło.

– Cały zakład nie emituje ani CO₂, ani ciepła do powietrza. Wszystko jest zagospodarowane. CO₂ jest potrzebne do produkcji alg, ciepło między innymi potrzebne jest w gorzelni. Biogazownia wygeneruje 2 MW mocy. Prąd będzie przeznaczany na potrzeby własne (20-25%), a nadmiar sprzedawany do sieci. W instalacji produkowane będą nawozy naturalne na bazie dolomitu z odpadami z biogazowni i alg, użytych wcześniej do produkcji etanolu – opisywał projekt **Marek Kluczyński**.



Rysunek 1: Gorzelnia i biogazownia w Piaszynie

– Ten zakład tworzy lokalne miejsca pracy, dostarcza także energię do odbiorców zlokalizowanych w jego pobliżu i to znacznie bardziej stabilnie niż np. źródła fotowoltaiczne, czy wiatrowe – zwrócił uwagę **Andrzej Piotrowski, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii**. Jak dodał, ten kierunek jest bardzo istotny ze względu na rozproszoną strukturę osadniczą Polski i postępującą dezurbanizację. W jego ocenie niezawodność dostaw energii na tereny wiejskie, na których będzie powstawać coraz wyższy PKB Polski m.in. w oparciu o technologie informatyczne, będzie coraz ważniejsza z gospodarczego punktu widzenia.

Biowęgiel

Zdaniem **prof. Zbigniewa Bisa, Kierownika Katedry Inżynierii Energii Politechniki Częstochowskiej**, w koncepcję rozwoju energetyki na terenach wiejskich i klastrów energetycznych wpisuje się wynalazek, nad którym pracuje on w zespole badawczym.

- Gniazda lokalnego przemysłu zwane kiedyś prosumenckimi rejonami agroenergetycznymi chcielibyśmy opierać na technologii uwęglania biomasy. To technologia podobna do zgazowania biomasy, ale różna od pirolizy. Wszyscy na świecie próbują to zrobić, ale są pewne przeszkody, które wynikają z natury biomasy – ona jest chimeryczna, zawiera dużo wilgoci, a powstający gaz zawiera trudno usuwalne smoły. Niestety suchej biomasy nie ma, więc potrzebne jest jej wysokotemperaturowe suszenie, które my nazywamy termolizą, gdzie zachodzą procesy rozpadu polimerów. Uzyskujemy w ten sposób substancję, która jest zbliżona do węgla. Ta technologia powstała u nas, ponieważ byliśmy bardzo przeciwni współspalaniu biomasy, które rozwijało się od kilku lat. Wiedzieliśmy bowiem, że o efektywne spalanie wilgotnej biomasy obciążonej alkaliami jest

trudno zwłaszcza w kotłach pyłowych, bowiem rozdrobnienie biomasy do rozmiaru pyłu jest niezwykle trudne. Na szczęście współspalanie się skończyło, ale sam rozwój OZE nie, i uważamy, że technologia uwęglania biomasy świetnie nadaje się do koncepcji klastrów, o której mówił Pan Minister. W ten sposób mamy możliwość realizacji nie tylko kogeneracji z wykorzystaniem biomasy, lecz bardziej zaawansowanej i wysokosprawnej poligeneracji – tłumaczył **prof. Bis**.

W wyniku tych procesów uzyskujemy:

1. biowęgiel podobny do węgla drzewnego, który można wykorzystać jako paliwo lub komponent niskoemisyjnego paliwa biokompozytowego – tzw. paliwo bezdymne, eliminujące smog,
2. gorące spaliny, które łatwo możemy zamienić na energię elektryczną oraz ciepło lub chłód,
3. polepszacz gleb. Wg naszych eksperymentów biowęgiel dodany do gleby jest w stanie podnieść jej jakość i o 30% zwiększyć zbiór plonów. Możemy na jego bazie tworzyć nawozy. Świat upatruje w tym alternatywę dla CCS jako trwałej, udowodnionej przez Inków, możliwości deponowania pierwiastka węgla w glebie, a trzeba pamiętać, że każdy kilogram zdeponowanego pierwiastka węgla daje prawie 3,7 kg unikniętej emisji CO₂,
4. znakomite paliwo dla węglowych ogniw paliwowych również z powodzeniem rozwijanych w Politechnice Częstochowskiej, których potencjał to 80% sprawność wytwarzania prądu elektrycznego,
5. magazyn energii. Biowęgiel produkowany w tych gniazdach nie musi być od razu używany do produkcji energii, jego przechowywanie nie jest problemem.

Wykorzystanie gazów odpadowych

Na wykorzystaniu odpadów z produkcji opierają się także projekty realizowane przez TAMEH, a więc spółkę joint venture założoną przez Tauron, drugiego największego producenta energii elektrycznej w Polsce i ArcelorMittal, największego na świecie producenta stali. Firma została powołana po to, aby wdrażać nowe technologie g_ł. w obszarze elektrociepłowni przemysłowych.

– W procesie produkcji koksu powstaje, jako odpad, gaz koksowniczy o kaloryczności o połowę mniejszej od gazu ziemnego, ale o tyle ciekawy, że przy jego spalaniu emituje się o 15% mniej CO₂, niż ze spalania gazu ziemnego – tłumaczył **Andrzej Curyło, Prezes Zarządu, TAMEH**. – Następnie koks wrzucany jest wraz z rudą do wielkiego pieca, gdzie jest ona topiona. Odpadem jest gaz wielkopieczowy, o kaloryczności tylko 1/10 kaloryczności gazu ziemnego, ale w ogromnych ilościach – 900 tys.m³/h. Surówka trafia z kolei do stalowni, gdzie ulega obróbce, a przy okazji powstaje tam gaz konwektorowy. Te gazy w polskich hutach AlcerolMittal Poland stanowią ekwiwalent 15% zużycia gazu ziemnego w Polsce. Dlatego moc samej EC Nowa w Dąbrowie Górniczej to 1500 MWt.

– Kolejnym przykładem bezemisyjnej technologii jest inwestycja, którą wkrótce będziemy realizować. Na górze wielkiego pieca hutniczego jest rura o średnicy 3m w której przepływa gaz wielkopiecowy. Do rur wychodzących z dwóch takich pieców włożymy wirniki, które wykorzystując sam przepływ odprowadzanych gazów wygenerują 20 MW, a więc 10% zapotrzebowania Huty Katowice. To zero emisyjna i bardzo nowoczesna technologia, którą uruchomimy za 3 lata. Według polskich regulacji taka inwestycja nie jest niestety w stanie skorzystać ani ze wsparcia dla energetyki odnawialnej, ani dla efektywności energetycznej – dodał **Prezes Curyło**.

– Dzięki umowie z ArcelorMittal Tauron zdobył na 15 lat klienta zużywającego 3 TWh energii elektrycznej rocznie. Po drugie Tauron ma zapewnioną ciekawą dywidendę z TAMEH-u. Co za to ma ArcelorMittal? Znaczną redukcję kosztów mediów produkowanych w elektrociepłowniach. Dzięki temu produkcja w EC Nowa w Dąbrowie Górniczej zwiększy się o 30%, elektrociepłownia w krakowskiej hucie za 3,5 roku będzie totalnie przebudowana, a huta przeprowadza remont wielkiego pieca (robi się go raz na 20 lat) i powiększa go o 15%. Dzięki temu ta elektrociepłownia znów będzie miała o 15% więcej paliwa gazowego, ale to tylko połowa paliwa tych instalacji, druga połowa to węgiel. Kontrakt z TAMEH-em jest piątym największym kontraktem Kompanii Węglowej. Mamy bardzo ciekawy program inwestycyjny na 2 mld zł, chociaż żadna z dwóch spółek nie włożyła do TAMEH ani złotówki – dodał w trakcie drugiego panelu dyskusyjnego **Prezes TAMEH**.

Dynamiczne zarządzanie sieciami

Kolejnym projektem poprawiającym efektywność wykorzystania zasobów jest System Dynamicznego Zarządzania Przesyłem., który ma pozwolić operatorom sieci elektroenergetycznych na reagowanie w czasie rzeczywistym na zjawiska awaryjne.

– W tej chwili kończymy fazę badawczo-rozwojową. Następnie planujemy wdrożenie i sprzedaż, która przyczyni się do redukcji emisji gazów cieplarnianych i optymalizację wykorzystania zasobów w Polsce – wyjaśniał **Bolesław Mostowski, koordynator projektu SDZP z ramienia spółki Procesy Inwestycyjne**.

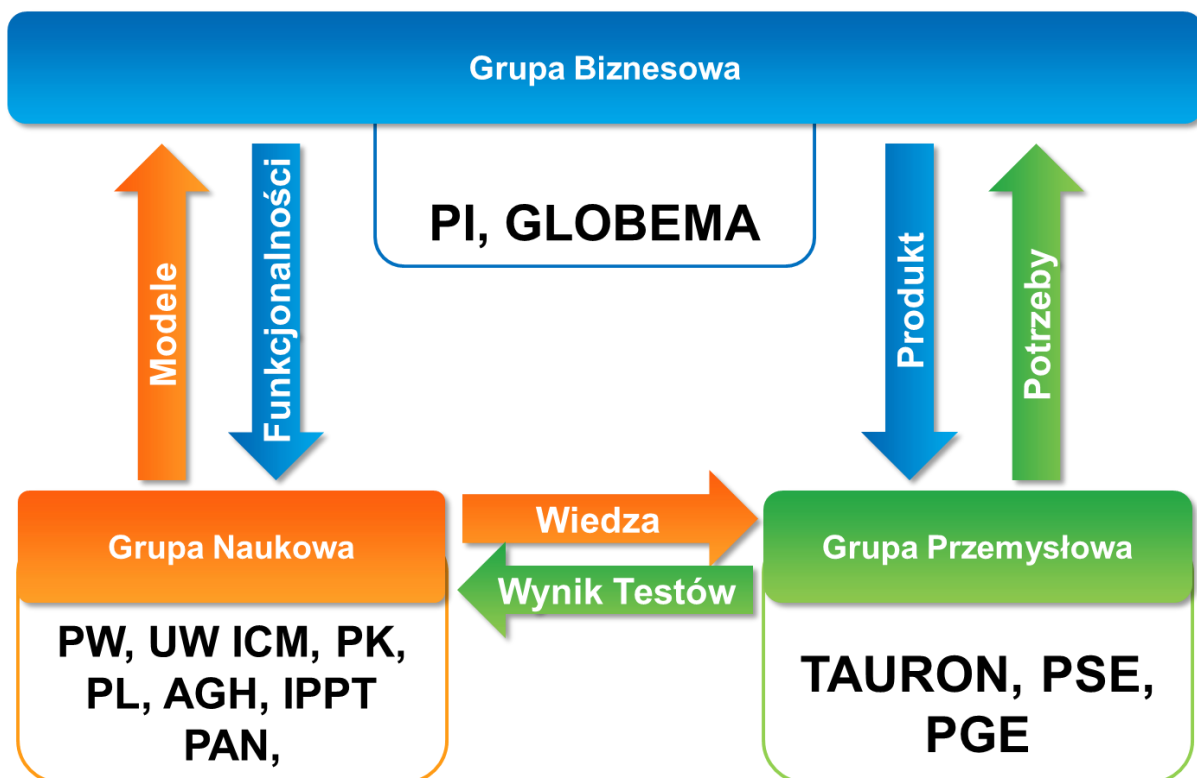
Jak tłumaczył, głównym celem projektu SDZP jest opracowanie i komercyjne wdrożenie narzędzi systemu dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych 400/220/110 kV (linie przesyłowe i dystrybucyjne) przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych.

Geneza projektu i rola dofinansowania ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach konkursu GEKON

System Dynamicznego Zarządzania Przesyłem (SDZP) realizowany w ramach projektu „Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych”. Projekt uzyskał liczbę 30,35 punktu w I Konkursie ogłoszonym w ramach Programu Gekon – Generator Koncepcji Ekologicznych, co pozwoliło osiągnąć drugie miejsce spośród wszystkich projektów oraz pierwsze miejsce w obszarze Efektywność energetyczna i magazynowanie energii. Wynik ten pozwolił na przyznanie, decyzją ówczesnego dyrektora NCBiR Prof. Krzysztofa Kurzydłowskiego, dofinansowania w wysokości całości wnioskowanej kwoty opiewającej na 8 308 766,00 zł. Całość budżetu Projektu wynosi 9 785 374,00 zł. Wkład własny w budżecie Projektu zapewniają konsorcjanci, którzy są przedsiębiorstwami. Wysokość procentowa relacji wkład własny; dofinansowanie zależy od wielkości przedsiębiorstwa (małe i mikro, średnie, duże) i jest określone w regulaminie konkursu. Program GEKON to program branżowy w dziedzinie działań proekologicznych wspólnie przygotowany i realizowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju i Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Program wspiera projekty z sektora prywatnego nakierowane na przeprowadzenie badań naukowych i prac rozwojowych, a następnie na wdrożenie powstałych w ich wyniku innowacyjnych technologii proekologicznych. Program wychodzi naprzeciw wyzwaniom określonym w unijnej strategii Europa 2020 i Średniookresowej Strategii Rozwoju Kraju Polska 2020. Bez dofinansowania otrzymanego w ramach programu GEKON projekt w obecnym kształcie nie mógłby być realizowany.

Organizacja oraz podział zadań w projekcie „Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych przy wykorzystaniu innowacyjnych technik pomiarowych”

Realizacją Projektu zajmuje się powołane na ten cel Konsorcjum SDZS składające się, oprócz Lidera Konsorcjum - firmy Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o. (PI) z: Instytutu Podstawowych Problemów Techniki Polskiej Akademii Nauk (IPPT), Politechniki Warszawskiej (PW), Politechniki Krakowskiej (PK), Politechniki Lubelskiej(PL), Akademii Górniczo-Hutniczej (AGH), Interdyscyplinarnego Centrum Modelowania Matematycznego i Komputerowego Uniwersytetu Warszawskiego (ICM), Globemy, Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE) , PGE Dystrybucja S.A. (PGE), TAURON Dystrybucja S.A. (TAURON). Projekt został podzielony na 8 zadań, których realizacja prowadzona jest równolegle. Podział prac przedstawia poniższy schemat:



Zadanie nr 1 - Specyfikacja modeli i funkcjonalności

W zadaniu przeprowadzona została analiza teoretyczna, efektem której są opracowany zestaw wymagań oraz założeń dla modeli matematyczno-fizycznych. Zastosowana metodyka oparta była o studia literaturowe oraz wiedzę ekspercką. Na podstawie tych założeń opracowane zostały modele referencyjne o dużej dokładności – będące modelami odniesienia dla modeli użytkowych (zoptymalizowanych obliczeniowo) – realizowane w zadaniu 3. Ponadto w ramach tego zadania opracowano funkcjonalności SDZP. Proces ten był oparty o konsultacje eksperckie oraz analizę obecnego stanu infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej. Powyższe zadania odbywały w stałej konsultacji z potencjalnymi beneficjentami systemu – OSD (Operatorami Sieci Dystrybucyjnych) oraz OSP (Operatorami Sieci Przesyłowych). Umożliwiło to precyzyjne opracowanie założeń projektowych oraz wymagań względem modeli, ponieważ uwzględnione zostały zjawiska kluczowe dla potencjalnych beneficjentów, którzy biorą udział w kształtowaniu produktu końcowego przedsięwzięcia. Koordynacją tego zadania zajmuje się Politechnika Krakowska

Zadanie nr 2 - Dokumentacja, normy, standardy, testy

Zadanie to jest podzielone na dwa podobszary. Pierwszy jest związany z opracowaniem założeń do urządzeń pomiarowych (Rejestratora i Stacji Bazowej). Pierwszym krokiem w procesie opracowywania urządzeń było określenie ich założeń konstrukcyjnych i funkcjonalnych. Na podstawie tych założeń została stworzona Specyfikacja Istotnych Warunków Zamówienia oraz zostało przeprowadzone postępowanie przetargowe na wykonawcę urządzeń. Zespół badawczy opracowujący urządzenia realizuje swoje prace w ramach zadania

6. Po przetestowaniu rejestratora w warunkach polowych zostanie przeprowadzona certyfikacja Rejestratora oraz zostanie sporządzona dokumentacja użytkowa SDZP. Drugim obszarem jest obszar informacyjno-edukacyjny. Od początku realizacji projektu jest prowadzona kampania informacyjno-edukacyjna SDZP. Dokumentację wszystkich wydarzeń realizowanych w ramach kampanii można odnaleźć na stronie www.sdzp.pl zawierającej również aktualne informacje o postępie projektu. Ponadto w celach edukacyjnych oraz estymacji potencjalnych korzyści wdrożenia systemu zostaną przeprowadzone dwie analizy: analiza środowiskowa (ekologia) polegająca na symulacji kosztów ekologicznych inwestycji infrastruktury sieciowej oraz systemu SDZP z uwzględnieniem śladu węglowego obu rozwiązań oraz 10-letniego okresu eksploatacji systemu oraz analiza ekonomiczna polegająca na symulacji kosztów inwestycji infrastruktury sieciowej oraz systemu SDZP z uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych oraz nakładów wynikających z 10-letniego okresu eksploatacji systemu. Koordynacją tego zadania zajmuje się Lider Konsorcjum - firma Procesy Inwestycyjne.

Zadanie nr 3 - Modele Obliczeniowe

Pierwszym krokiem w procesie badawczym tego zadania było opracowanie założeń do modeli użytkowych (zoptymalizowanych do pracy w czasie rzeczywistym lub quasi rzeczywistym , np. MES, MRS) oraz opracowanie wersji prototypowej modeli. Następnie

modele zostały przetestowane obliczeniowo oraz dostrojone w odniesieniu do modelu referencyjnego oraz testów laboratoryjnych. Tak przetestowane modele są obecnie przedmiotem testów polowych realizowanych w zadaniu 8. Powstały modele następujących zjawisk:

- wpływu drgań przewodu przęsła na pracę rejestratora
- wpływ drań słupa na drgania przewodu przęsła
- wpływ zjawisk środowiskowych na przęsło
- model aproksymacji przewodu przęsła linii elektroenergetycznej
- model odcinka linii napowietrznej

Równolegle do prowadzonych prac badawczych nad modelami była prowadzona analiza wrażliwości modelu użytkowego na nieuniknione imperfekcje wartości jego parametrów, wynikające z dokładności urządzeń rejestrujących oraz możliwych błędów pomiarowych. Koordynacją tego zadania zajmuje się Politechnika Krakowska.

Zadanie nr 4 - Algorytmy Estymacji SEE

Pierwszym etapem w procesie badawczym zadania było tworzenie modelu numerycznego sieci elektroenergetycznej. Model numeryczny stanowi podstawę działania estymatora i od dokładności modelu w dużym stopniu zależy dokładność estymacji. Obszar systemu elektroenergetycznego nie wchodzącego do estymacji należy odpowiednio agregować/ekwiwalentować. Wprowadzenie danych pomiarowych do

estymatora wymagało zorganizowania odpowiedniej komunikacji z urządzeniami rejestrującymi parametry pracy linii elektroenergetycznych oraz połączenie tych danych z rejestrowanymi pomiarami pochodzącymi z systemów SCADA Operatora/Operatorów sieci. Niezbędne było stworzenie odpowiedniego zaplecza w postaci specjalistycznej aparatury komunikacyjnej, zorganizowania i oprogramowania łączy telekomunikacyjnych, przygotowania komputerów/serwerów do akwizycji tych danych, zbudowania odpowiedniego oprogramowania/aplikacji oraz wprowadzenia danych pomiarowych do estymatora w postaci odpowiednio przygotowanej. Obecnie model estymacyjny i optymalizacyjny został obliczeniowo przetestowany i jest testowany na podstawie danych rzeczywistych spływających z lokalizacji polowych. Koordynacją tego zadania zajmuje się Politechnika Lubelska.

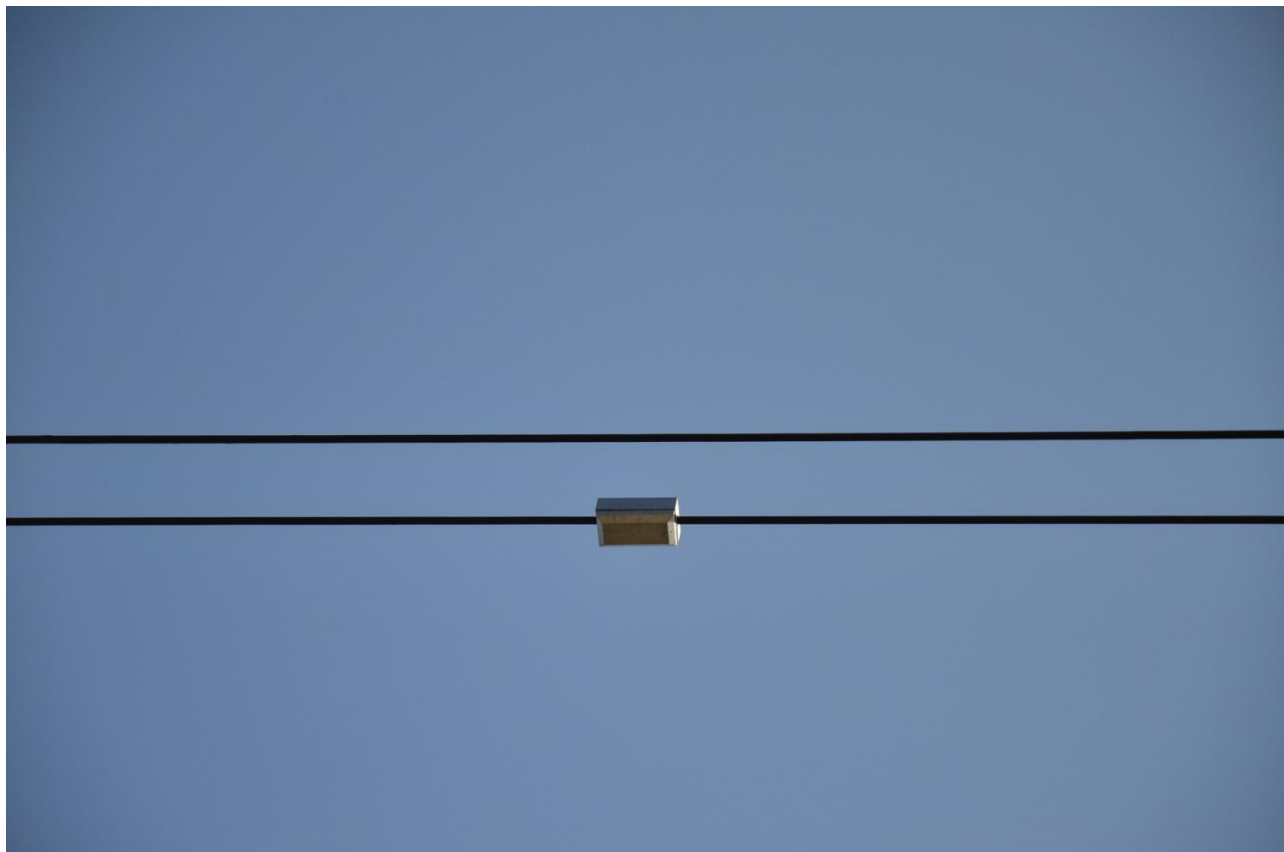
Zadanie nr 5 - System IT

Punktem wyjściowym do realizacji tego zadania było opracowanie architektury logicznej i fizycznej systemu wraz ze specyfikacją funkcjonalną wysokiego poziomu. Na etapie projektowym dokonano wyboru optymalnego rozwiązania informatycznego metodą analizy wielowariantowej lub „proof of concept” oraz został opracowany model danych systemu. W ten sposób powstała użytkowa aplikacja służąca do monitorowania, symulowania i prognozowania pracy sieci elektroenergetycznej (z uwzględnieniem przęseł oraz linii energetycznych) w wersji prototypowej. Wersja ta jest obecnie testowana w instalacjach pilotażowych. Testy będą podstawą do finalnej wersji wyposażonej w intuicyjny interfejs użytkownika i uzupełnionej o interfejsy do systemów zewnętrznych (już opracowane). Aplikacja użytkowa, jako część całego SDZP stanie się następnie przedmiotem prac wdrożeniowych w celu komercjalizacji. Koordynacją tego zadania zajmuje się firma Globema - wiodący dostawca produktów i usług informatycznych, specjalizująca się między innymi w produktach związanych z zarządzaniem usługami i majątkiem sieciowym oraz wsparciem decyzji w oparciu o mapy i dane przestrzenne.

Zadanie nr 6 - Konstrukcja Rejestratora

Bazując na specyfikacji rejestratora wynikającej z zadania 2, wykonany został prototyp strony hardware systemu. Konstrukcja urządzeń rejestrujących była prowadzona z zastosowaniem wymogów bardzo wysokiej niezawodności i dostępności urządzenia. Wykorzystane zostały projekty układów mikrokontrolerów, przetworników i komunikacji radiowej optymalizowane do środowisk niskocowych. Zastosowane zostały w najwyższym możliwym stopniu nowoczesne sensory w technologii MEMS (ich ilość determinowały wymagania co do dokładności pomiarowej oraz pasma częstotliwości). Rejestrator został bardzo dokładnie przetestowany na stanowisku laboratoryjnym, w komorze klimatycznej oraz w laboratorium wysokich napięć. Poddanie go licznym testom miało na celu weryfikację założonych parametrów i też oraz przygotowanie do certyfikacji rejestratora. Wyniki testów zostały uwzględnione i poprawki zostały wprowadzone w wersji rejestratorów przeznaczonych do montażu na liniach elektroenergetycznych. Dostarczone dane pomiarowe z testów polowych będą podstawą do wykonania

analiz i wyciągnięcia wniosków w stosunku do postawionych tez projektowych. Koordynacją tego zadania zajmuje się Lider Konsorcjum - firma Procesy Inwestycyjne. Głównym wykonawcą zadania jest firma, która wygrała przetarg na opracowanie i dostarczenie urządzeń - firma EC Systems - ekspert w zakresie projektowania i wdrażania przemysłowych systemów monitorowania, diagnostyki, testowania oraz sterowania.





Zadanie nr 7 - Komunikacja AFCS

Pierwszym zadaniem badawczym w tym punkcie było uzgodnienie funkcjonalności i sposobu integracji AFCS z konstrukcją Rejestratora. Następnie przeprowadzone zostało analityczne wyprowadzenie algorytmów transmisji i odbioru sygnałów uwzględniających pozycjonowanie Rejestratorów, które to algorytmy zostały zweryfikowane w środowisku komputerowym MATLAB. Po testach komputerowych zrealizowano testy na poziomie schematów elektrycznych w środowisku Altium Designer. Wykonanie powyższych zadań było podstawą do realizacji prototypu systemu AFCS, który to prototyp zostanie przetestowany oraz zmodyfikowany (na podstawie wyników testów laboratoryjnych oraz polowych) tworząc tym samym wersję ostateczną systemu. Koordynacją tego zadania zajmuje się Politechnika Warszawska.

Zadanie nr 8 - Testy Polowe

W ramach tego zadania należało wytypować przęsła testowe, w których w odpowiedniej konfiguracji są montowane urządzenia. Po wytypowaniu lokalizacji oraz wyprodukowaniu urządzeń przeznaczonych do testów polowych należało zapewnić ekipy montażowe oraz wyłączenia linii energetycznych, ponieważ montaż Rejestratorów musi odbywać się bez napięcia. (Stacje bazowe mogą być montowane, gdy linia pracuje normalnie). Do chwili obecnej zostały przeprowadzone montaż testowe urządzeń w 4 lokalizacjach. Obecnie na liniach operatorów pracuje następująca ilość urządzeń:

- 110kV - linia Robotnicza - Trynek - 4 Stacje Bazowe i 8 Rejestratorów

- 110kV - linia Wyszków2 - Przetycz - 4 Stacje Bazowe i 10 Rejestratorów
- 220kV - linia Joachimów - Huta Częstochowa - 2 Stacje Bazowe i 4 Rejestratory
- 400kV - linia Miłosna - Kozienice - 2 Stacje Bazowe i 2 Rejestratory

Dane z urządzeń spływają do serwera bazodanowego i w lokalizacjach, w których zostały wykonane pomiary geodezyjne dane są wyświetlane w aplikacji. W ramach tego zadania planuje się kolejne prace montażowe w celu sprawdzenia fizycznego stanu urządzeń oraz ewentualnego wprowadzenia modyfikacji. Na bazie doświadczeń tego zadania zostaną wprowadzone modyfikacje we wszystkich produktach projektu. Koordynacją tego zadania zajmuje się Lider Konsorcjum - firma Procesy Inwestycyjne.



Założenie i cele wdrożenia systemu

SDZP jest odpowiedzią na potrzebę usprawnienia i zoptymalizowania procesu zarządzania infrastrukturą dystrybucyjną i przesyłową. Pomysłodawcą i merytorycznym opiekunem projektu był śp. prof. Krzysztof Żmijewski, który problemy Krajowego Systemu Energetycznego poznał z praktycznego punktu widzenia - zarządzając Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi (PSE) w roli prezesa. Celem projektu jest stworzenie funkcjonalnego systemu dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi linii energetycznych wysokich i najwyższych napięć. System umożliwi podniesienie przepustowości sieci, wzrost bezpieczeństwa i jakości dostaw energii elektrycznej, oraz rozwój niskoemisyjnej energetyki rozproszonej (OZE, CHP, źródła prosumenckie), i idei Smart Grid.

Celem projektu jest opracowanie i wdrożenie komercyjnego narzędzia (modułów funkcjonalnych) systemu dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi sieci elektroenergetycznych 400/220/110kV (linie przesyłowe i dystrybucyjne).

W obecnym stanie rozwoju sektora elektroenergetycznego System Dynamicznego Zarządzania Przesyłem Sieciowym (SDZP) staje się w coraz większym stopniu niezbędnym narzędziem organizującym pracę sieci. SDZP jest szczególnie potrzebny, gdy:

- mamy do czynienia z otwartą, drzewiastą topologią sieci (np. Polska);
- sieć jest w dużym stopniu zdekapitalizowana, tzn. stara (np. Polska);
- sieć jest stosunkowo rzadka – gęstość sieci liczona jest w kilometrach linii na kilometry kwadratowe obszaru (np. Polska);
- sieć pracuje w trudnych warunkach klimatycznych – wysokie temperatury, szadź katastrofalna, wichury itp. (np. Polska);
- w systemie pojawiają się nieprogramowalne źródła energii – wiatraki, fotowoltaika (np. Polska).

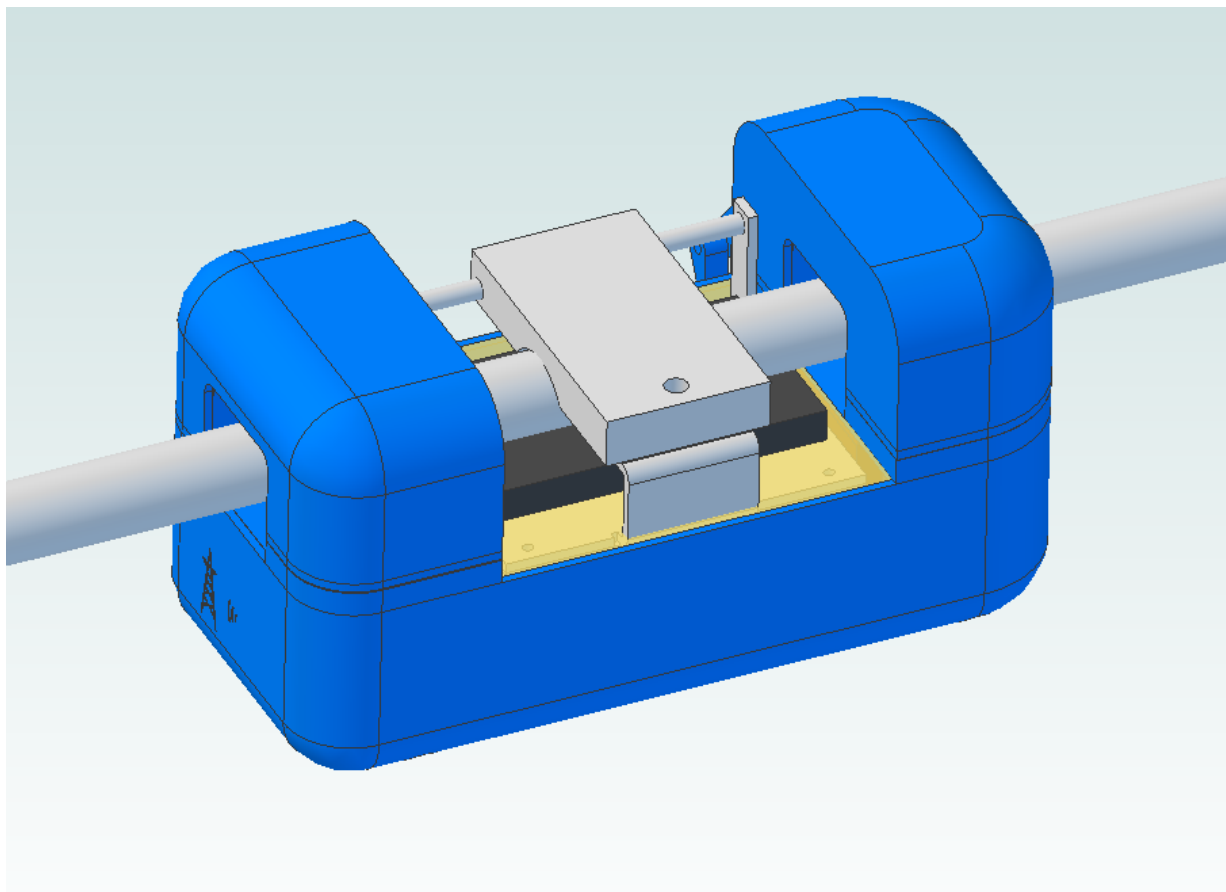
Wszystkie powyższe zjawiska generują szybkozmienne stany sieci, które muszą być zarządzane w sposób dynamiczny. Jednym z istotnych warunków umożliwiających takie zarządzanie jest identyfikacja w czasie rzeczywistym rzeczywistych stanów pracy linii (prądowych, pogodowych, mechanicznych, termicznych), czyli środowiska pracy linii i odpowiedzi linii na oddziaływanie tego środowiska. Powyższe jest głównym celem SDZP. Cel następnym to zarządzanie z uwzględnieniem prognozowania warunków pracy (w tym pogody) w krótko i średnio terminowym horyzoncie. Celem kolejnym, który będzie realizowany po zakończeniu obecnego projektu SDZP będzie wykorzystanie nagromadzonych danych do optymalizacji inwestycji sieciowych – ich modernizacji i rozwoju. Będzie to możliwe dzięki identyfikacji odcinków krytycznych, wąskich gardeł itp.

System od strony technicznej

Pod względem technologicznym SDZP opiera się na rozwiązaniach hardware i software. Strona software systemu ma w swojej strukturze zaimplementowane rozwiązania opracowane przez jednostki naukowo-badawcze w projekcie w postaci modeli obliczeniowych.

Urządzenia hardware:

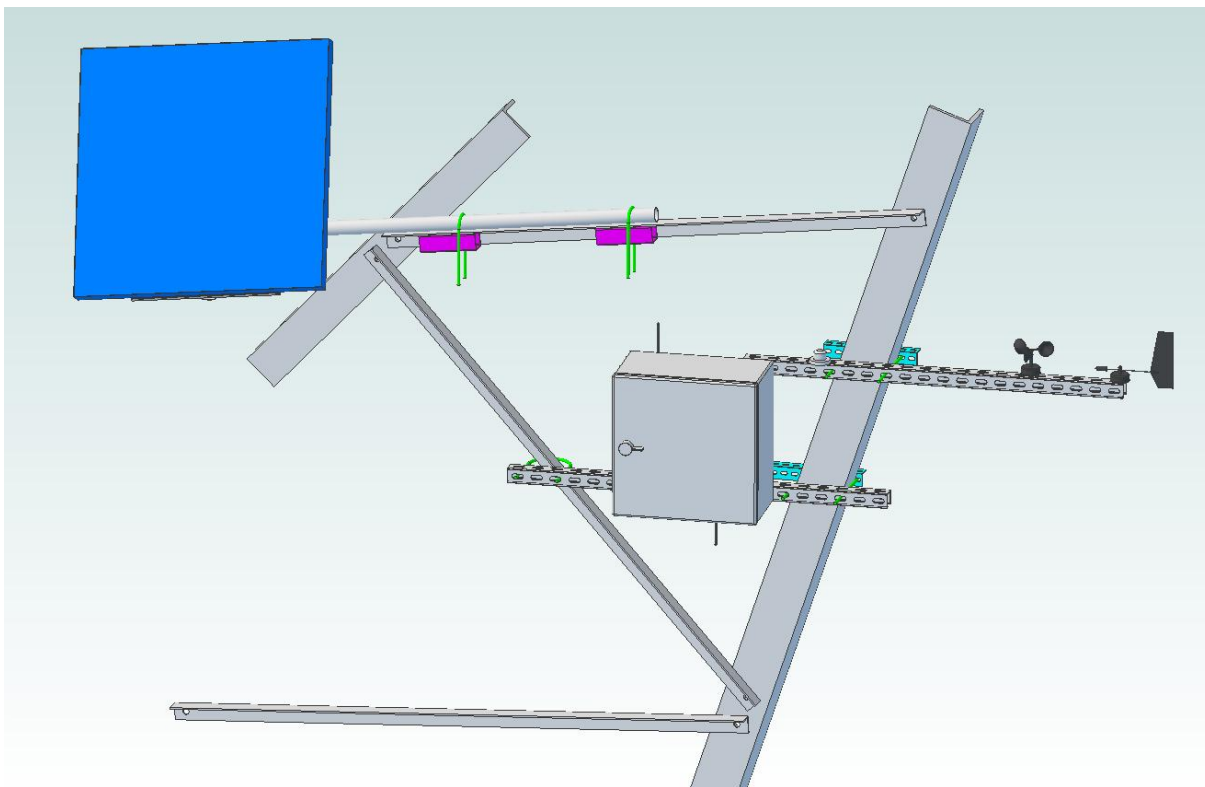
Rejestrator:



Rejestratory Badawcze montowane są nieinwazyjnie na przewodach fazowych napowietrznych linii elektroenergetycznych za pomocą obejm, jak na rysunku powyżej. Stworzone zostały trzy wersje rejestratorów na napięcia 110kV, 220kV oraz 400kV. Urządzenie zasilane jest bezpośrednio z linii, a w przypadku braku przepływu prądu z akumulatorów zabezpieczających pracę rejestratora na 48 godzin. Moduł jest w stanie pracować w zakresie temperaturowym od -40 do +80 Zadaniem Rejestratorów jest pomiar parametrów zgodnie ze specyfikacją:

- Przesyłające dane do stacji bazowej. Przewidziana jest możliwość wykorzystania czujnika jako transmitera/przebieżnika danych z innego czujnika z zachowaniem redundancji przekazu.
- Posiadają odporność na wpływ warunków atmosferycznych, oddziaływanie pola elektromagnetycznego
- Rejestratory zebrane dane przesyłają do Stacji Bazowej za pośrednictwem fal radiowych o częstotliwości 433MHz lub 868 MHz. Zasięg minimalny komunikacji to 200m.

Stacja Bazowa:



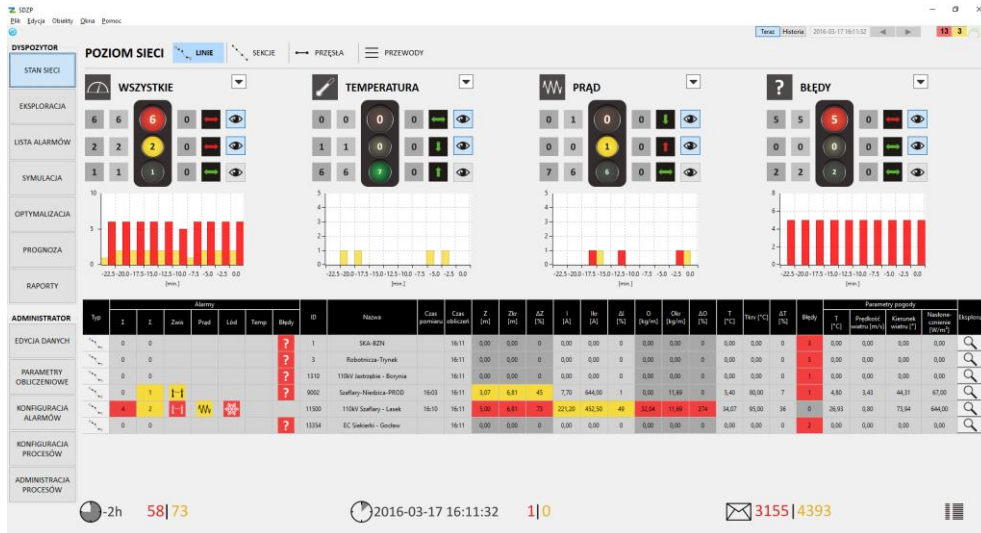
Stacja bazowa jest przeznaczona do montażu na słupach energetycznych w najbliższym sąsiedztwie czujników zamontowanych na linii. Dla ułatwienia montażu stacja bazowa wraz ze stacją meteorologiczną jest przytwierdzona do stelaża, cechy stacji:

- instalowana na konstrukcji wsporczej (słupie energetycznym)
- odbierająca i przesyłająca dane z czujników do serwera bazodanowego.
- mierząca dane parametry pogodowe.
- posiadająca wysoką odporność na wpływ warunków atmosferycznych oraz oddziaływanie pola elektromagnetycznego.

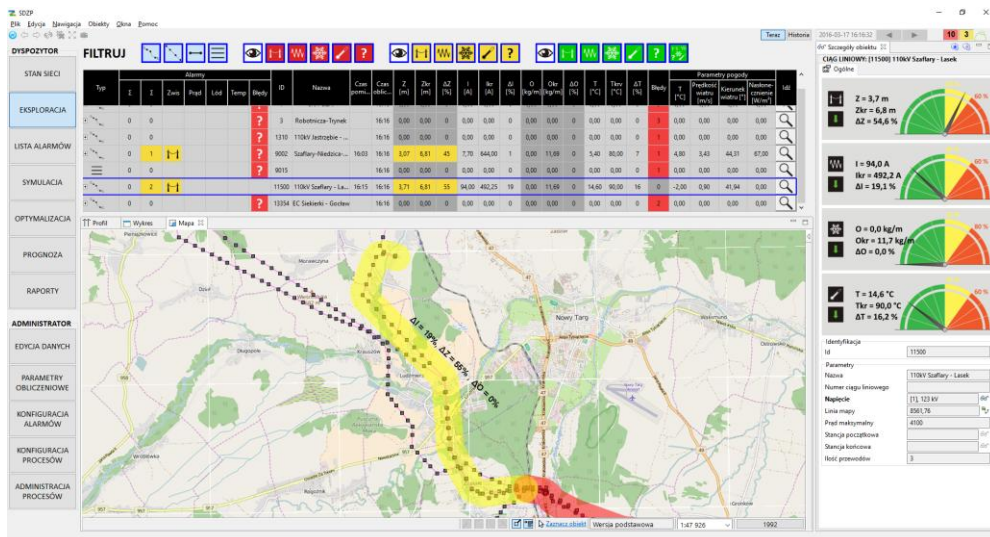
Oprogramowanie:

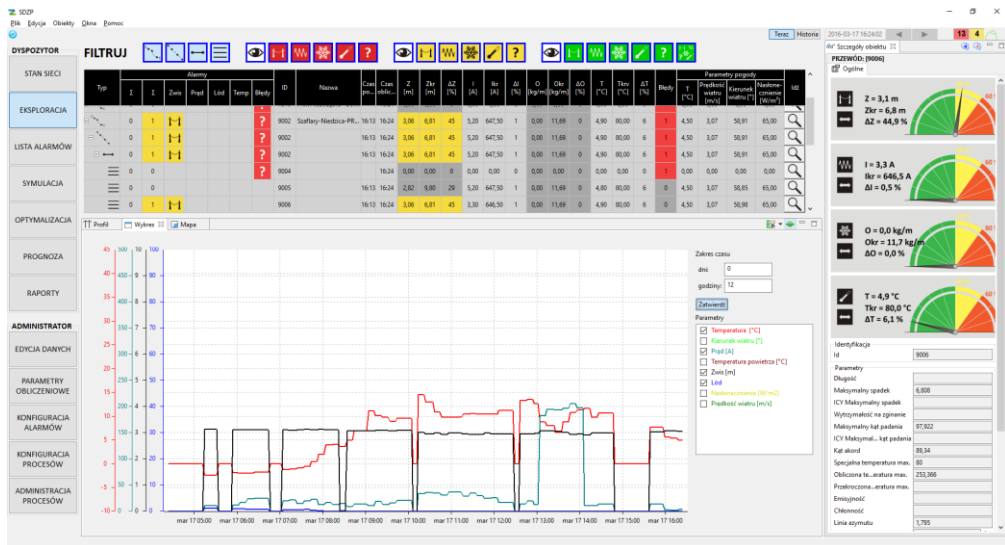
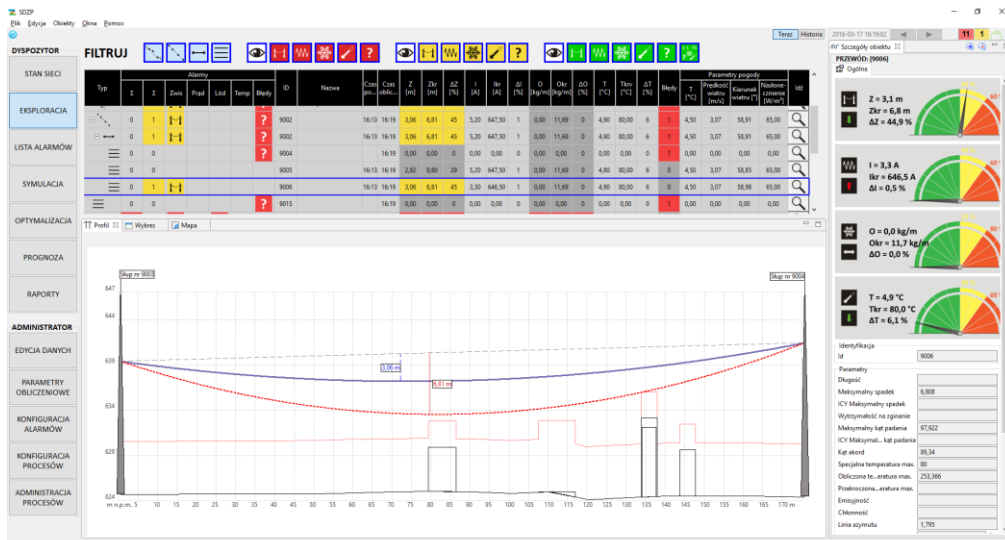
Zakres funkcjonalny systemu informatycznego SDZP obejmuje:

1. Poglądowa prezentacja obiektów w stanie alarmowym



2. Eksploracja informacji o elementach sieci w tabeli, szczegółach, na mapie, profilu, wykresie:

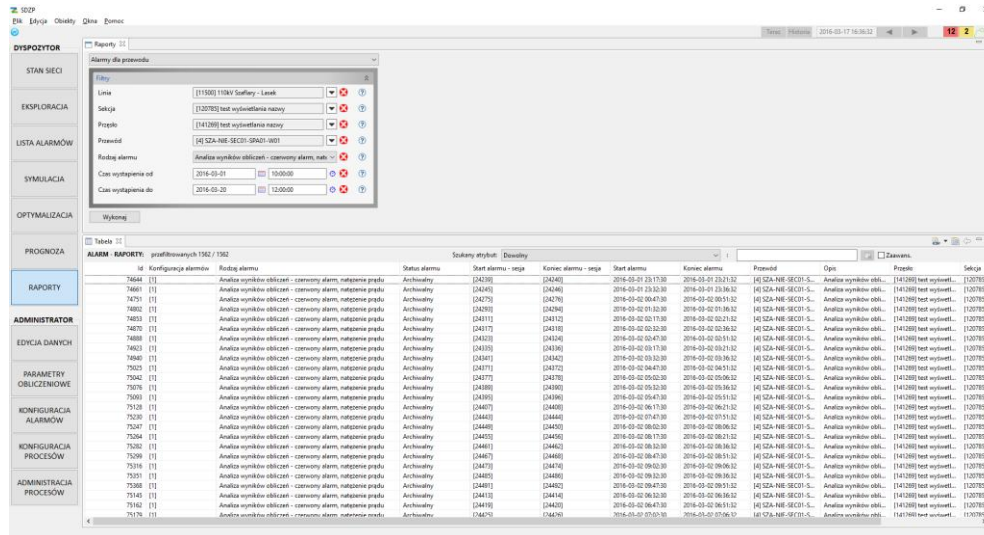




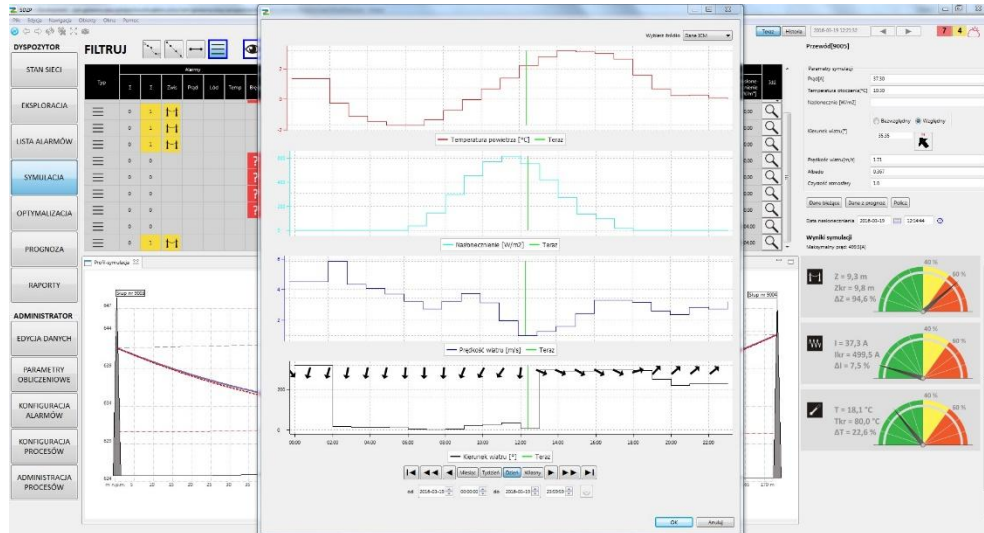
3. Przeglądanie i zatwierdzanie zgłaszanych alarmów na zasadzie skrzynki pocztowej

STAN SECI	Typ alarmu	Nazwa pompy	ID pompy	Czas wystąpienia	Czas zakończenia	Opis	A [%]	Ignoruj
STAN SECI		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W03	6	2016-03-17 16:32	-	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, zniszczenie	67,89	
EKSPLOACJA		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W03	6	2016-03-17 16:32	-	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, obciążenie	92,32	
LISTA ALARMÓW		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W03	6	2016-03-17 16:30	2016-03-17 16:34	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, zniszczenie	54,57	
SYMULACJA		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W01	6	2016-03-17 16:27	2016-03-17 16:31	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, natężenie prądu	47,01	
OPTIMALIZACJA		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W01	4	2016-03-17 16:27	2016-03-17 16:31	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, natężenie prądu	66,85	
PROGNOZA		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:27	2016-03-17 16:31	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, obciążenie	63,41	
RAPORTY		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:25	2016-03-17 16:29	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, obciążenie	274,19	
ADMINISTRATOR		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W01	4	2016-03-17 16:22	2016-03-17 16:29	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, obciążenie	709,29	
EDYCJA DANYCH		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W01	4	2016-03-17 16:22	2016-03-17 16:26	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, zniszczenie	42,40	
PARAMETRY OBLICZENIOWE		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W01	4	2016-03-17 16:22	2016-03-17 16:29	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, natężenie prądu	50,95	
KONFIGURACJA ALARMÓW		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:22	2016-03-17 16:26	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, obciążenie	41,42	
KONFIGURACJA PROCESÓW		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:29	2016-03-17 16:26	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, natężenie prądu	80,10	
ADMINISTRACJA PROCESÓW		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:29	2016-03-17 16:26	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, temperatura pompy	41,18	
		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:29	2016-03-17 16:24	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, obciążenie	278,01	
		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W02	5	2016-03-17 16:29	2016-03-17 16:34	Analiza wyników obliczeń - żółty alarm, zniszczenie	56,11	
		SZA-NIE-SEC01-SPA01-W03	6	2016-03-17 16:17	2016-03-17 16:31	Analiza wyników obliczeń - czerwony alarm, zniszczenie	67,89	

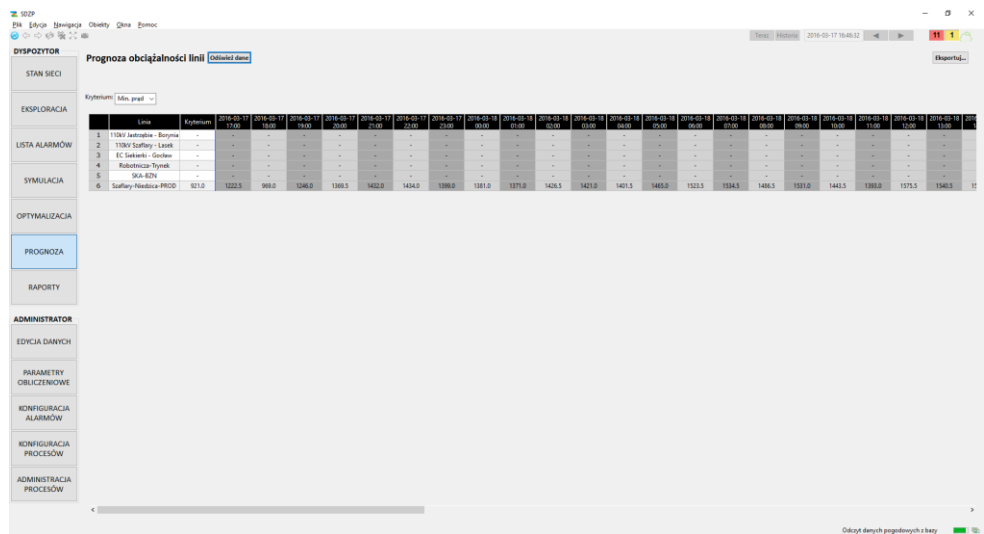
4. Predefiniowane raporty w postaci tabel z możliwością eksportu do Excela



5. Obliczenie parametrów przęła dla zadanych warunków pogodowych (w tym integracja z serwisem ICM)

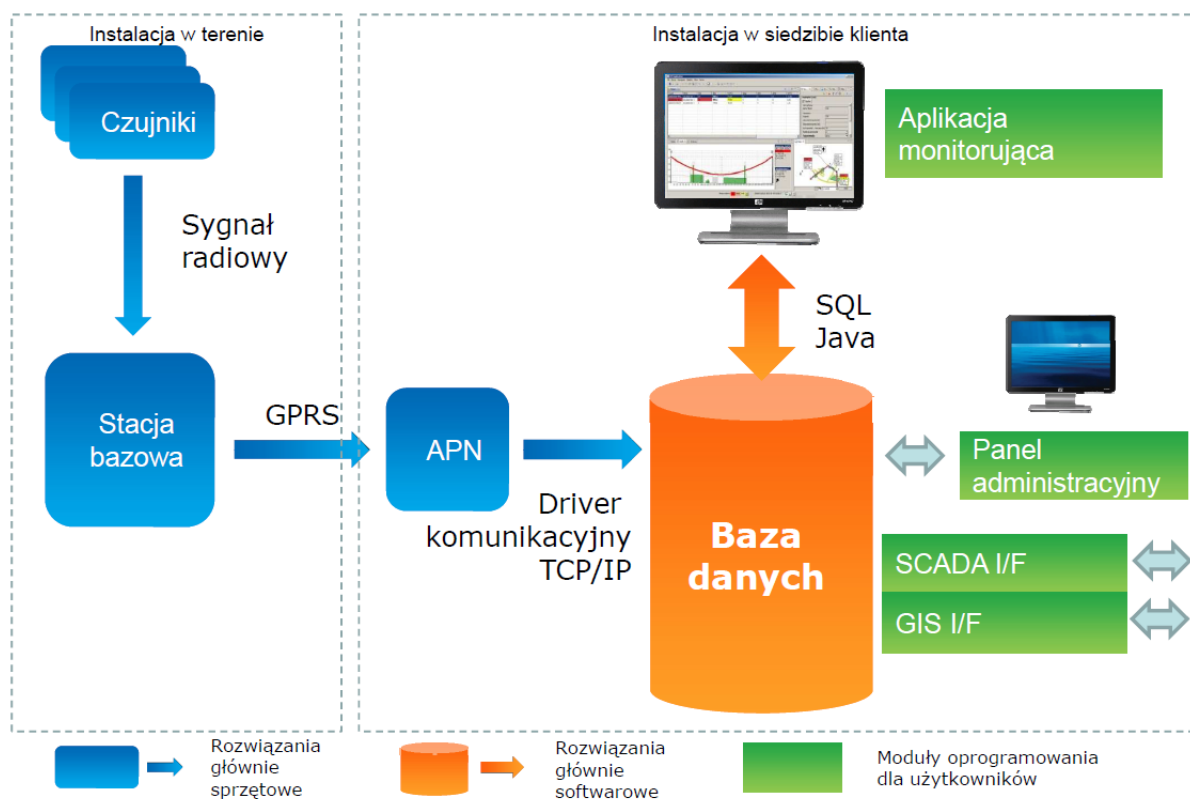


6. Prognozę obciążalności linii dla aktualnej prognozy pogody



7. Standardowy interfejs do systemu SCADA w postaci określonych web serwisów udostępniających kluczowe dane.

Budowa i zasada działania systemu



Innowacyjność systemu

Proponowane rozwiązanie jest innowacyjne w skali międzynarodowej, a zatem i krajowej. Nie istnieje system pozwalający na w pełni dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi („dynamiczne zarządzanie” czyli takie, które uwzględnia dynamikę zjawisk termiczno-prądowych i aerodynamicznych przewodów sieciowych i mechaniki słupów podporowych.) Uwzględnienie stanów rzeczywistych oraz przedziałów ufności wielkości prognozowanych pozwala na określenie optymalnej obciążalności sieci przy zminimalizowaniu ryzyka wynikającego z losowości prognoz, w tym na krótkotrwałe, bezpieczne przeciążanie sieci w warunkach kontrolowanych. Ponadto system, jako jedyny wykorzystuje specjalny algorytm wykrywania oblodzenia. Unikatowe są również takie rozwiązania jak: oszacowanie niepewności i losowości wyników, pomiaru drgań i fenomenów aerotermostelastyczności, uwzględnianie modelowania dynamiki zjawisk, przez co umożliwia się wykorzystanie rezerw związanych z dostosowaniem do aktualnych warunków pogodowych oraz z termiczną bezwładnością ustroju. SDZP również jako jedyny system dzięki odwzorowaniu w postaci grafu sieci przekłada pomiary dokonywane na monitorowanych przęsłach na całościowy obraz linii i, w rezultacie, sieci.

Oprócz innowacyjności koncepcji całego Systemu, na uwagę zasługują proponowane innowacyjne rozwiązania składowe:

- zautomatyzowana autokontrola wykorzystująca wirtualny benchmark krzywej zwiśu
- nowatorski sposób sprzęgania lokalnych i globalnych parametrów pogodowych
- (doprecyzowywanie prognoz globalnych danymi lokalnymi)
- unikalny sposób redukcji poboru energii przez czujnik w przypadku zaniku zasilania linii, z
- wykorzystaniem innowacyjnych adaptacyjnych technologii przesyłania danych.
- optymalne rozwiązanie, które minimalizuje niemożliwy do kontrolowania wpływ czynników losowych, uzyskany w ramach sformułowania optymalizacji niezawodnościowej bądź odpornościowej
- uwzględnienie losowości parametrów mających wpływ na efektywność sieci zmniejszające ryzyko błędnych decyzji, co przekłada się na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego odbiorców oraz w dłuższym okresie czasu jest opłacalne dla operatora sieci. Projekt o tak szerokim zakresie, poza samą innowacyjną koncepcją funkcjonalną stworzy kilka produktów innowacyjnych wchodzących w skład proponowanego systemu SDZP. Przykładem może być komunikacja AFCS będąca jakościowo nową klasą systemów przesyłania danych na poziomie warstwy fizycznej bezprzewodowych sieci czujnikowych i nie posiadającą odpowiedników w skali kraju i w skali międzynarodowej.

Potencjalna rozbudowa systemu

W następnej kolejności (po wdrożeniu komercyjnym efektów Projektu w ramach Programu Gekon) zostałyby zrealizowane kolejne moduły:

1. Zarządzanie pracą odnawialnych źródeł energii
2. Zarządzanie stroną popytową (duzi odbiorcy)
3. Prognozowanie pogodowe generacji, odbioru i możliwości przesyłowych sieci, na 4 oraz 24 godziny naprzód
4. Zarządzanie popytem/generacją rozproszoną w oparciu o AMI
5. Sygnalizacja do SCADY potencjalnego ryzyka oblodzenia przewodów
6. Wsparcie przy ustalaniu priorytetów rozbudowy infrastruktury przesyłowej
7. Wsparcie dla zarządzania kontraktami rynkowymi na usługi przesyłu (aukcje explicit i implicit)
8. „Ubocznym” efektem Systemu będzie powstanie sieci bazowej 3000 stacji pogodowych raportującej stan pogody na wysokości kilkunastu metrów nad ziemią. Podobna sieć w Polsce nie istnieje.

Realizacja projektu i wdrożenie

SDZP mieć będzie pozytywny wpływ na poprawę następujących parametrów pracy sieci:

- podniesienie przepustowości (parametr techniczno-operacyjny);
- wzrost bezpieczeństwa dostaw (parametr operacyjny);

- wzrost bezpieczeństwa pracy sieci (parametr techniczny);
- poprawę jakości dostawy (parametr techniczno-operacyjny);
- ułatwienie rozwoju energetyki rozproszonej (OZE, CHP) (parametr operacyjny)
- ułatwienie rozwoju energetyki prosumenckiej (parametr operacyjny)

System Dynamicznego Zarządzania Siecią pozwala estymować i optymalizować stan sieci EE:

1. w czasie rzeczywistym, czyli reagować na bieżąco na zdarzenia sieciowe (szerzej: systemowe) i dopasowywać aktualną obciążalność (szerzej: także generację i odbiory) do bieżących warunków pogodowych oraz uwarunkowań ruchowych (np. planowanej generacji i odbioru)
2. prognozować, w oparciu o prognozę pogody oraz historyczne wzorce danych, w przewidywalnych krótkookresowych horyzontach czasu generację (w tym OZE), odbiory oraz dopuszczalne obciążeniu sieci, i na tej podstawie planować optymalny stan sieci, czyli w sposób planowy zarządzać siecią EE.

Korzyści z zastosowania metody dynamicznego zarządzania obciążalnością linii:

Operatorzy:

1. Poprawa efektywności wykorzystania zdolności przesyłowych obecnego majątku przesyłowego (kontrolowane wykorzystanie online zdolności przesyłowych);
2. Poprawa efektywności planowania rozwoju sieci zamkniętej (400, 220 i 110KV);
3. Poprawa bezpieczeństwa w zakresie prowadzenia ruchu KSE;
4. Stworzenie narzędzi dla optymalizacji prowadzenia prac remontowych i eksploatacyjnych w sieci przesyłowej;
5. Kontrola online warunków pracy źródeł wytwórczych w tym zwłaszcza poziomu dopuszczalnej generacji w elektrowniach wiatrowych
6. Stworzenie warunków dla dalszego kontrolowanego rozwoju generacji rozproszonej w przyszłości systemu zarządzania pracą sieci dla modelu „smart grid”
7. Zarządzanie ryzykiem w stanach przed i kryzysowych dla pracy sieci i systemu przesyłowego
8. efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej bez ponoszenia kosztów związanych z jej rozbudową
9. elastyczne przyjęcie krótkotrwale zwiększonego obciążenia linii
10. możliwość zwiększenia obciążalności linii bez rozbudowy infrastruktury sieciowej,
11. ciągła kontrola zwiększonego obciążenia linii poprzez pomiar temperatury przewodu i wyznaczanie rzeczywistego zwisu przewodu,
12. integracja z istniejącymi systemami dyspozytorskimi poprzez wymianę informacji w standardowych protokołach komunikacyjnych,

Korzyści dla Państwa/Społeczeństwa

Zastosowanie systemu będzie miało wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zapewnieniu wystarczalności i efektywności sieci. Bezpieczeństwo energetyczne należy rozumieć jako „zdolność systemu do zachowania ciągłości pracy w sytuacji kryzysowej”, natomiast wystarczalność dotyczy zapewnienia „realizowania dostaw energii elektrycznej do odbiorców według zapotrzebowania”. Wykorzystanie systemu będzie także miało pozytywny wpływ na jakość dostaw energii do odbiorców końcowych (indywidualnych, przemysłowych etc.). Pomimo znacznych nakładów „infrastruktura techniczna krajowych sieci energetycznych jest w dalszym ciągu przestarzała i niedoinwestowana”. Wiek sieci wpływa istotnie na zdolność systemu do zachowania ciągłości pracy w sytuacjach kryzysowych oraz na realizowanie dostaw energii elektrycznej do odbiorców według zapotrzebowania. Problem słabego poziomu niezawodności sieci przesyłowej komplikuje nierównomierny dostęp do źródeł wytwórczych energii elektrycznej w Polsce. Te problemy może w sposób znaczący ograniczyć system SDZP, który umożliwi efektywne zarządzania siecią w taki sposób, aby wiedza o stanie przewodu przesyłowego na danym odcinku sieci mogła być wykorzystana do wsparcia decyzji operatora służących w pierwszej kolejności zachowania ciągłości dostaw. (wg Raportu Biura Bezpieczeństwa Narodowego nt. stanu sieci elektroenergetycznych).

Pochodne korzyści projektu

Część wypracowanych w projekcie produktów, będzie mogło być stosowanych do szeregu innych rozwiązań, zwiększając ich efektywność ekonomiczną i podnosząc poziom techniczny. Przykładem takim może być m.in. nowa zasada transmisji (AFCS), która może być zastosowana do poprawy jakości i efektywności transmisji sygnałów w innych bezprzewodowych sieciach czujnikowych (w rozmaitych systemach monitorowania, bezpieczeństwa, kontroli ruchu, inteligentnych domach i miastach, i innych). Realizowane wg tej zasady sieci i systemy będą miały znacznie (o kilkanaście i więcej procent) niższą energochłonność, koszty produkcji i eksploatacji, oraz zapewnią optymalne wykorzystanie zasobów widmowych i energetycznych sieci.

Korzyści ekologiczne

Wprowadzenie SDZS jako realnego elementu Smart Grid jest warunkiem koniecznym rozwoju generacji OZE i prosumenckiej na skalę, jaka jest potrzebna do realizacji naszych unijnych zobowiązań redukcji emisji CO₂ i uniknięcia groźących nam blackout'ów. Szacując efekt proekologiczny należy zatem pamiętać, że argumentacja za wprowadzeniem SDZS dotyczy szerszego wymiaru zagadnień, niż sama tylko ekologia.

Ograniczając się wyłącznie do ekologii można stwierdzić, że na efekt ekologiczny składają się dwa czynniki:

1. Redukcja generacji wysokoemisyjnej energetyki konwencjonalnej dzięki zwiększeniu możliwości odbioru generacji OZE, dająca się bezpośrednio przeliczyć na unikniętą emisję CO₂. Wzrost

zdolności przyłączeniowych (wywołany wzrostem przepustowości) na poziomie zaledwie 1,5% w efekcie da unikniętą emisję 0,032 mln ton CO₂ rocznie. Daje to nakład inwestycyjny w wys. 9412 zł za 1 tonę CO₂ unikniętej rocznie emisji. Można to porównać do programu modernizacji oświetlenia „SOWA”, w którym ten koszt szacowany jest na 10212 zł. Dodatkowym efektem jest przeniesienie wytwarzania z poziomu napięć wysokich na poziom napięć niskich, spowodowane przez rozwój energetyki prosumenckiej. Taka relokacja źródeł powoduje automatyczną redukcję strat sieciowych. Przyjmując bardzo ostrożne oszacowania Społecznej Rady ds. Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej (1/5 standardu brytyjskiego) można oszacować docelową generację prosumencką na poziomie 2 TWh rocznie, co w ujęciu redukcji strat sieciowych oznacza 2.300 ton unikniętej emisji CO₂ rocznie.

2. Zwiększenie mocy przesyłowych osiągnięte dzięki SDZP jest alternatywą dla niezwykle kosztownej rozbudowy sieci. Tu efektem ekologicznym będzie zaoszczędzona emisja CO₂, która musiałaby zostać wydatkowana na produkcję elementów konstrukcyjnych i elektrotechnicznych nowobudowanych sieci oraz uniknięcie niekorzystnych efektów środowiskowych towarzyszących budowie i późniejszej eksploatacji sieci (np. zajęcie przestrzeni, zakłócenie naturalnych procesów ekologicznych). Efekt ten traktujemy jako dodatkowy wobec efektu opisanego w p.1, którego oszacowanie będzie jednym z produktów Projektu.

Aktualny stan realizacji projektu

Na obecnym etapie zostały opracowane wszystkie przewidziane produkty projektu na poziomie prototypów po pozytywnym przejściu testów laboratoryjnych. Kluczowym, obecnie realizowanym w Projekcie zadaniem są testy polowe mające potwierdzić niezawodność systemu w warunkach eksploatacyjnych. Testy odbywają się zarówno w obszarze hardware, software, jak również modeli obliczeniowych. W chwili obecnej została zakończona instalacja opomiarowania we wszystkich 4 zaplanowanych lokalizacjach: na linii TAURON Dystrybucja Robotnicza – Trynek, na linii 110 kV PGE Dystrybucja Wyszków2-Przetycz oraz na liniach PSE 220kV Joachimów-Huta Częstochowa oraz 400 kV Miłosna Kozienice.. Z lokalizacji testowych spływają kompletne dane testowe do bazy danych, ponadto dokonano pierwszego pomiaru geodezyjnego przęsła, które po wprowadzeniu do aplikacji użytkownika pozwoli na poprawne jej działanie. Testowanie algorytmów obliczeniowych przebiega poprzez weryfikację wartości obliczanych z rzeczywistymi pomiarami zachowania się przewodów przeprowadzonymi in-situ.

Harmonogram Projektu musiał zostać zmodyfikowany, ponieważ trudności sprawiło zapewnienie montażu urządzeń, do przeprowadzenia którego należało przygotować projekt wykonawczy, wybrać wykonawcę zewnętrznego (poprzez przeprowadzenie postępowania przetargowego) oraz zapewnić wyłączenie linii. W konsekwencji złożoności zadania, pierwsze testy przeprowadziliśmy z opóźnieniem.

Wdrożenie SDZP

Wdrożenie efektów realizacji projektu jest przewidziana na przełom lat 2016-2017. Do wdrożenia, produkty powstałe w projekcie należy udoskonalić i rozbudować. W zakresie oprogramowania należy dopracować interfejs użytkownika, przygotować centrum pomocowe oraz opracować ewentualne wersje językowe. Istotne z punktu widzenia wdrożenia będzie również bardzo istotna współpraca z dostawcami oprogramowania typu SCADA, które to oprogramowanie miałyby za zadania wyświetlenie informacji dostarczanych przez system (w celu uniknięcia dublowania stanowisk i etatów w służbach operatorskich). Od strony urzędów efektem projektu będzie powstanie kompletnej dokumentacji produkcyjnej i jeśli testy polowe wykażą ich niezawodność będą przygotowane do komercyjnego wdrożenia. Program GEKON przewiduje środki na fazę wdrożeniową projektów, które otrzymają pozytywną rekomendację do uzyskania dofinansowania na podstawie raportu z fazy B+R. Po zakończeniu realizacji zadań wdrożeniowych planowana jest sprzedaż rozwiązania, którego bezpośrednim odbiorcą są Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego i Przesyłowego. Przedstawiciele tej grupy są współtwórcami rozwiązania, zatem można się spodziewać, że rozwiązania zaproponowane przez SDZP spełnią również oczekiwania pozostałych Operatorów.

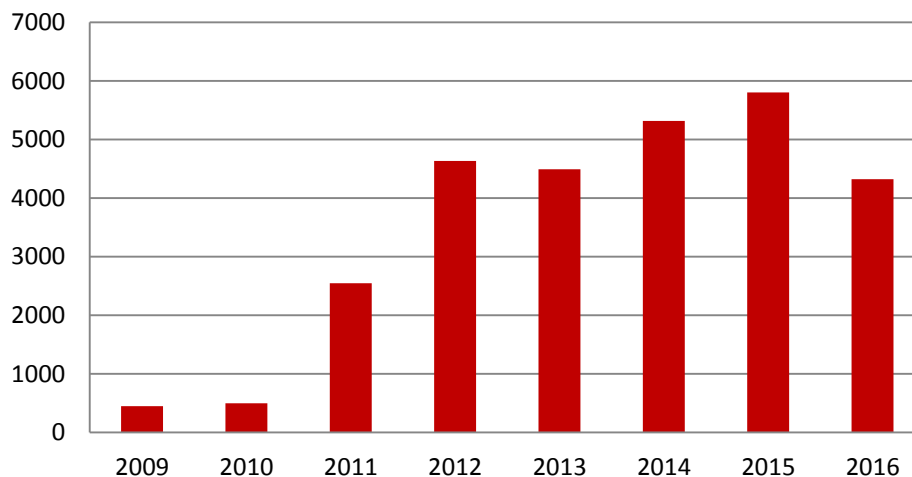
Finansowanie innowacji

Finansowanie z NCBiR

Jednym z podstawowych źródeł finansowania projektów badawczo-rozwojowych w polskiej energetyce są środki Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. – Sama filozofia działania NCBR zakłada, że podejmujemy wyzwania, które są potrzebne do rozwoju gospodarki, a ponieważ jesteśmy agencją finansującą badania, robimy to w ten sposób, że wspieramy współpracę między jednostkami naukowymi, a przedsiębiorcami – tłumaczył **Jerzy Kątcki, Zastępca Dyrektora Narodowego Centrum Badań i Rozwoju**. – Stale minimalizujemy wymagania formalne i podnosimy wymagania co do jakości projektów i ich efektów. Premiowane przez nas jest także zaangażowanie środków pozabudżetowych.

Budżet NCBR istotnie wzrósł w 2011 dzięki zasileniu go przez środki z programów operacyjnych UE. Centrum w coraz większym stopniu finansuje działania konsorcjów składających się przynajmniej z tandemu przedsiębiorca-zespół naukowy. Prawie nie ma już projektów realizowanych przez jeden podmiot, co kilka lat temu było jeszcze standardem.

Budżet NCBR w mln zł



NCBR jest instytucją pośredniczącą w trzech programach operacyjnych:

- PO Inteligentny Rozwój
- PO Wiedza, Edukacja, Rozwój
- PO Polska Cyfrowa

Wśród przykładowych programów NCBR są:

- Szybka ścieżka (budżet w 2016 r. dla MŚP i dużych przedsiębiorstw 2,5 mld zł) – wspiera badania naukowe i prace rozwojowe w obszarze zaawansowanych technologii, w której czas decyzji o dofinansowaniu projektu został skrócony do 60 dni.
- Demonstrator (budżet konkursów w 2016 r. 500 mln zł) – służy przygotowaniu narzędzi do rozwoju technologii (linii technologicznych lub produktów w skali demonstracyjnej).
- Techmatstrateg (budżet programu 500 mln zł) – dedykowany technologiom materiałowym (m.in. w obszarach materiałów fotonicznych i nanoelektronicznych, a także materiałów do magazynowania i przesyłu energii).
- 12 programów sektorowych, w tym 2 energetyczne (PBSE i USER – w zakresie inteligentnych systemów i urządzeń do generowania i zarządzania energią)

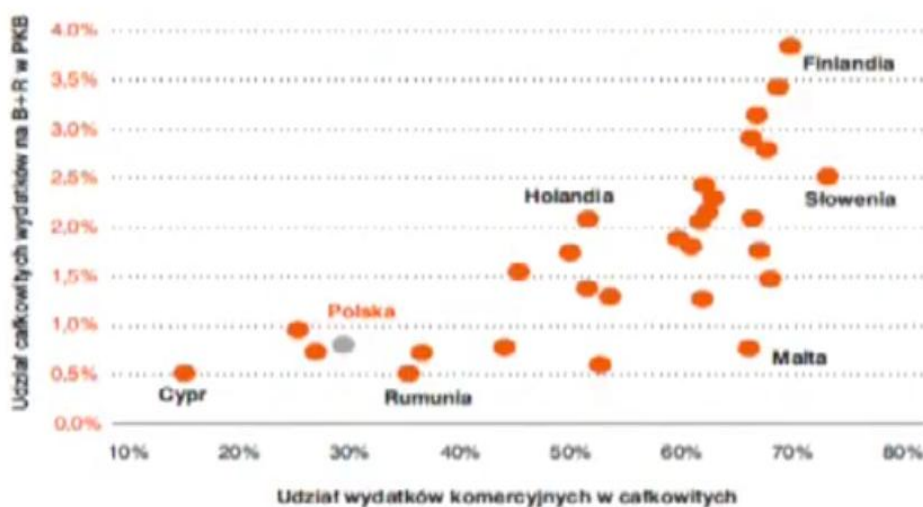
Finansowanie z NFOŚiGW

Transformację energetyki wspierają także środki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. – Jesteśmy na etapie zmian programów priorytetowych. Nasze środki muszą być spójne ze środkami z UE, nie mogą się wypierać – podkreślała **Anna Pekar, Zastępca Dyrektora Departamentu Energii i Innowacji NFOŚiGW**. – Podstawowym elementem jest Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko. Uzupełnieniem środków w tych obszarach, będą programy wspierające m.in. produkcję energii z OZE. Chcemy także kontynuować wsparcie innowacji, które do tej pory były wspierane programem Gekon.

Pozyskiwanie kapitału

– Innowacje, o których mówili przedstawiciele Taurona, czy KGHM zostały sfinansowane w oparciu o warunki wypracowane w grupach – zwrócił uwagę **Piotr Matwiej, Doradca Zarządu Związku Banków Polskich**. – Dzisiaj innowacyjność w polskim przemyśle jest finansowana głównie z własnych środków, w znacznie mniejszym stopniu wykorzystuje się źródła zagraniczne, następnie kredyt bankowy i dopiero środki budżetowe.

Wydatki komercyjne na B+R a udział B+R w PKB



W ocenie Związku Banków Polskich kluczowe znaczenie dla optymalnego finansowania innowacji w naszym kraju może mieć realizacja takich postulatów, jak:

- optymalny model zaangażowania banków w systemie dystrybucji środków unijnych, zbliżony do procedury udzielania kredytu na innowacje technologiczne
- należy stworzyć mechanizm wspierania projektów innowacyjnych z wykorzystaniem gwarancji w ramach systemu poręczeniowo-gwarancyjnego,
- należy wyjaśnić wątpliwości regulacyjne dotyczące ustanowienia prawnych form zabezpieczeń w odniesieniu do projektów współfinansowanych ze środków UE
- wypracowanie wspólnych rozwiązań z regulatorami w zakresie gospodarki niskoemisyjnej, prosumenta i OZE

INTELIĞENTNE SIECI W GOSPODARCE NISKOEMISYJNEJ

W II sesji dyskusyjnej, moderowanej przez **Bartłomieja Derskiego**, redaktora portalu WysokieNapiecie.pl uczestniczyli:

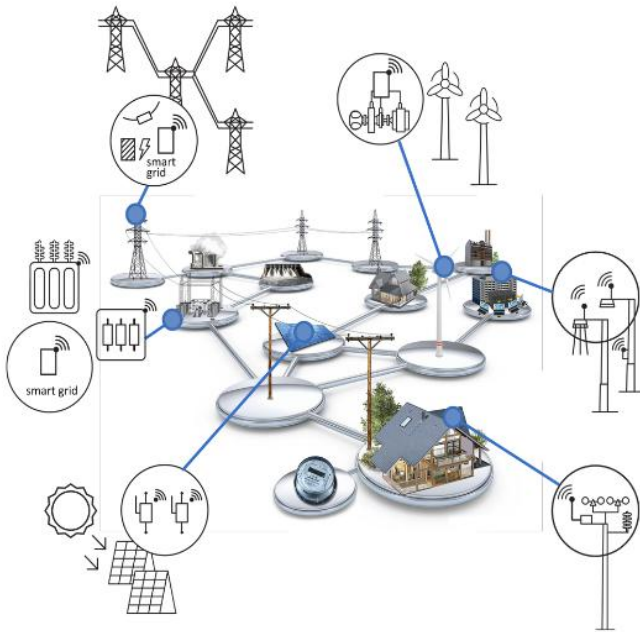
- **Andrzej Piotrowski**, Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Energii
- **Andrzej Curyło**, Prezes Zarządu, TAMEH
- **Wojciech Drożdż**, Wiceprezes ds. Ekonomiczno-Finansowych, Enea Operator
- **Krzysztof Kołodziejczyk**, Dyrektor ds. Rozwoju Biznesu Utilities, Globema
- **Lidia Kozłowska**, Zastępca Prezesa, Urząd Komunikacji Elektronicznej
- **Grzegorz Nowaczewski**, Prezes Zarządu, Virtual Power Plant
- **Krzysztof Perlicki**, Profesor, Wydział Elektroniki i Technik Informacyjnych, Politechnika Warszawska
- **Andrzej Słodczyk**, Wiceprezes Zarządu, Atende
- **Robert Stelmaszczyk**, Prezes PTPIREE
- **Roman Targosz**, Dyrektor ds. Projektów Energetycznych, Europejski Instytut Miedzi
- **Robert Zasina**, Prezes Zarządu, Tauron Dystrybucja

Prezentację wprowadzającą pt. „Internet rzeczy vs przyszłość rynku energii w Polsce” przedstawił **Ryszard Bednarz**, Prezes i współtwórca iGrid Technology.

Synergia energetyki i telekomunikacji

Szansa na skok cywilizacyjny

Energię elektryczną, Internet i sieć komórkową łączy jedno – ta sama grupa klientów – zwrócił uwagę rozpoczynając prezentację **Ryszard Bednarz**, Prezes iGrid Technology. – Operatorzy systemów dystrybucyjnych w Polsce stoją przed dylematem, czy utrzymać dotychczasowy model biznesowy, polegający tylko na dostawie energii, czy też otworzyć się na nowy model rynku energii ukierunkowany na bardziej złożone, powiązane z zakupem energii, potrzeby klienta. Podjęcie tej drugiej, ambitnej ścieżki oznaczałoby, że dystrybutorzy mogliby stać się motorem modernizacji polskiej gospodarki, przyczyniając się do ogromnego skoku cywilizacyjnego. W krajach wysokorozwiniętych dystrybutorzy energii zmieniają się w dostawców powszechnych usług także w obszarze GSM i Internetu.



3 powszechnie użytkowane media:

- energia elektryczna
- internet
- komunikacja GSM

łączy:

ta sama grupa klientów



Jak tłumaczył **Prezes Bednarz**, model funkcjonowania OSD oparty na inteligentnych sieciach energetycznych, mógłby zapewnić:

- skok technologiczny w sektorze energetyczny i zmianę oblicza rynku,
- istotny impuls cyfryzacji państwa, dzięki konwergencji sieci elektroenergetycznych i sieci transmisji danych
- stymulację innowacji na dużą skalę,
- wzrost PKB i konkurencyjności polskiej gospodarki

Jak dodał, Warunkiem koniecznym zmiany jest usunięcie na gruncie uwarunkowań polskiego sektora energetycznego istniejących barier w szczególności:

- Uwarunkowań prawnych i „przywiązania” do stosowanych od lat technologii - pułapka zamówień publicznych vs. innowacje i przełomowe technologie,
- Problem bezpieczeństwa IT wątpliwości dotyczące ochrony danych,
- Braku spójnej proinnowacyjnej polityki energetycznej państwa,
- Konflikty interesów uczestników rynku,

Współpraca w rozwoju infrastruktury

Inicjatywa współpracy firm telekomunikacyjnych i energetycznych wyszła ze strony telekomunikacji. To bardzo konkurencyjny rynek, dlatego działające na nim firmy telekomunikacyjne zaczęły poszukiwać dwóch elementów.:

- efektywności inwestycji i ograniczenia kosztów oraz
- propozycji nowych usług dla swoich odbiorców końcowych.

– tłumaczyła **Lidia Kozłowska, Zastępca Prezesa Urzędu Komunikacji Elektronicznej**. – Niestety od razu obie strony natrafiły na ograniczenia, wynikające z dotychczasowej silosowej struktury rozwoju obu rynków oddzielnie. Udało się jednak znaleźć obszar współpracy – inwestycje liniowe. Jak zwracał uwagę Minister Piotrowski, wystarczy wykopać jeden rów i w nim położyć wszystkie potrzebne kable. Mimo utrudnień i specyfikacji różnych dla obu sektorów, udało się wypracować porozumienie między regulatorami obu rynków i wydać zbiór dobrych praktyk.

Robert Stelmaszczyk, Prezes PTPIREE przyznał, że w przypadku współpracy z telekomunikacją jest jeszcze wiele do zrobienia, ale operatorzy systemów elektroenergetycznych są na nią otwarci, czego przykładem jest m.in. Tauron, który zostawia pustą rurę do wciągnięcia w przyszłości światłowodu. – Są jeszcze sprawy do załatwienia – choćby współpraca w zakresie rozwoju i utrzymania takiej infrastruktury, bo do prac przy światłowodzie operator sieci elektroenergetycznej będzie musiał zdjąć napięcie, a jest rozliczany ze spełniania standardów niezawodności dostaw energii. Trzeba też pamiętać o LTE, które jest moim zdaniem realną alternatywą dla Internetu po kablu – dodał **Prezes Stelmaszczyk**.

Wsparcie procesów

Andrzej Słodczyk, Wiceprezes Zarządu, Atende wymienił trzy główne obszary istotne dla energetyki, w których potrzebne jest wsparcie IT:

- bezpieczeństwo systemów – zarówno warstwy biurowej, jak i przemysłowej. Łącza IP coraz częściej dzielą dane, zarówno służące do monitorowania, jak i zarządzania procesami. Zabezpieczanie tych systemów to proces nieustanny. Nie da się go załatwić raz na zawsze.
- analityka – zarówno bazująca na ustandaryzowanych danych z urządzeń pomiarowych, jak i big data, nieustrukturyzowanych. Ważnym wyzwaniem dla branży energetycznej jest utrzymanie klientów, czemu może służyć analityka pod kątem przygotowania nowych modeli biznesowych, nowych ofert, lojalizacji klientów. Te dane pomagają także w planowaniu i zarządzaniu oraz optymalizacją kosztów.
- inteligentne sieci – rozumiane jako urządzenia i oprogramowanie. Chodzi m.in. o dwukierunkowy przesył danych, ale także automatykę, która za tym powinna pójść. To zdecydowanie droższa inwestycja, niż dwie poprzednie.

Nowe możliwości

Inteligentne sieci

Synergią teleinformatyki i energetyki są inteligentne systemy energetyczne, które mają zapewnić większą niezawodność systemów energetycznych, obniżenie kosztów, zwiększenie bezpieczeństwa oraz możliwość zarządzania rozproszonymi źródłami energii i magazynami. Ma to zagwarantować teleinformatyka – zwrócił uwagę **Krzysztof Perlicki, Profesor na Wydziale Elektroniki i Technik Informatycznych Politechniki Warszawskiej**. – Trzeba pamiętać, że inteligentne sieci to nie tylko energia elektryczna, ale także gaz i wodociągi. A ich inteligencja będzie warta tyle, ile oprogramowanie przygotowane do zarządzania nimi – dodał.

Na problem oprogramowania i adaptacji do zmieniającej się rzeczywistości także rozwiązań prawnych zwrócił uwagę **Krzysztof Kołodziejczyk, Dyrektor ds. Rozwoju Biznesu Utilities w Globemie**. – Bez prognoz nie jesteśmy w stanie dobrze przeprowadzić bilansowania energii. Potrzebne są dobre prognozy zarówno produkcji energii ze źródeł odnawialnych, jak i prognozy zużycia. Potrzebujemy dobrych danych także ze strony popytowej. Niestety trafiamy na barierę, gdzie klient ma kłopot z dostępem do swoich danych online. Teraz właściwie jest to niemożliwe. Nawet dla OSD dane te są dostępne z dużym opóźnieniem. W takich warunkach trudno mówić o jakimś zarządzaniu zużyciem energii u klientów, dlatego firmy, które to robią, stawiają osobne systemy informatyczne, aby móc zarządzać tym zużyciem u swoich klientów. To jest jeszcze bardziej kuriozalne, niż wkopywanie kabli telekomunikacyjnych i energetycznych osobno obok siebie – zauważył.

– Inteligentne liczniki i szerzej – inteligentne sieci powinny służyć każdemu odbiorcy do obniżania rachunków za energię – przypomniał **Roman Targosz, Dyrektor ds. Projektów Energetycznych w Europejskim Instytucie Miedzi**. Dzięki nim mogą dopasowywać się do zmieniających się cen na rynku energii, poprawiać systemowo efektywność wykorzystania energii oraz poprawiać elastyczność systemu. Rozumiemy to w ten sposób, że jest to zbilansowanie systemu na pięciu płaszczyznach:

- wytwarzanie,
- odbiór,
- sieci,
- magazyny energii,
- rynek energii.

Już 20 lat temu planowano zwiększenie roli odbiorcy energii w uelastycznieniu pracy systemu. Wówczas wiązało się to z ogromnymi kosztami, a efekty były rozdrobnione. Dzisiaj mamy jednak tak zaawansowane technologie gromadzenia, przetwarzania i przesyłania danych, że można to zrobić znacznie efektywniej. Dzisiaj pozostały nam bariery innego rodzaju:

- skostniały system taryf,
- standardowe, oparte na średnich obciążeniach, bilansowanie i planowanie inwestycji w systemie,
- wypieranie przez priorytetyzowane elektrownie wiatrowe elastycznych i uzasadnionych ekonomicznie elektrowni, które już są w systemie.

Internet rzeczy

Lidia Kozłowska, Zastępca Prezesa Urzędu Komunikacji Elektronicznej zwróciła uwagę, że wkrótce energetyka będzie mogła liczyć na nowe rozwiązania w zakresie przesyłu danych, które powinny ułatwić jej realizację nowych zadań. – To, co nazywamy dzisiaj Internetem rzeczy, będzie już wkrótce wspierane ekosystemem 5G. Z rozmysłem mówię o odrębnym ekosystemie, bo 5G nie będzie czymś w rodzaju lepszego 4G, czy 4G+1. To będzie zupełnie nowy ekosystem, który stworzy nowe warunki bezpieczeństwa, wydajności i możliwości transmisyjnych dla urządzeń wymagających bardzo wysokich niezawodności transmisyjnych. Ten system jest już wypracowywany pod kątem konkretnych sektorów, dla których będzie w stanie dostarczać nowe funkcjonalności. Jednym z nich jest energetyka – mówiła.

Wirtualne elektrownie

Jednym z obszarów, które skorzystają na nowym ekosystemie jest, oparte na Internecie rzeczy, sterowanie odbiorem energii przez poszczególne urządzenia.

– Zajmujemy się sterowaniem zużycia energii, ale robimy to na bieżąco. Dopasowujemy sterowanie największych układów odbierających energię w dużych budynkach – najczęściej są to układy klimatyzacyjne, wentylacji i ogrzewania – do zużycia – mówił **Grzegorz Nowaczewski, Prezes Zarządu Virtual Power Plant**. – Okazuje się, że spośród nowoczesnych i inteligentnych budynków, wiele jest inteligentnych tylko z nazwy. Jednak gdyby zastosować w nich układy sterowania i połączyć w Polsce ok. 1500 takich obiektów w jedną sieć to, podchodząc nawet dość ostrożnie, możemy stworzyć nową wartość w postaci wirtualnej elektrowni o mocy ok. 150 MW, a rozszerzając ten układ sterowania na kolejne budynki, moglibyśmy dojść do ok. 300 MW mocy chwilowej, którą możemy sterować. Podstawowym efektem działania wirtualnej elektrowni jest oszczędność energii, czy może lepiej – racjonalizacja zużycia energii – wyjaśnił **Prezes Nowaczewski**.

Klastry energetyczne

Definicja klastrów energetycznych, podobnie jak stawiane przed nimi cele, jest bardzo szeroka – **Krzysztof Kołodziejczyk, Dyrektor ds. Rozwoju Biznesu Utilities w Globemie**. – Szeroka jest także grupa interesariuszy, bo w klastrach mamy i wytwarzanie, i dystrybucję, i odbiorców. Dlatego jest to dobry poligon doświadczalny, na którym możemy testować m.in. inteligentne sieci. Może warto by było powołać kilka klastrów o podobnych celach, aby dzięki konkurencji i porównaniu efektów sprawdzić jakimi metodami osiągają najlepsze wyniki – postulował.

Wojciech Drożdż, Wiceprezes ds. Ekonomiczno-Finansowych Enea Operator zwrócił uwagę, że zanim przystąpimy do tworzenia klastrów, należałoby zastanowić się nad trzema obszarami, które przesądzą o ich kształcie:

- strategicznym – czyli co chcemy dzięki klastrom osiągnąć? Przy założeniu że wszyscy jego uczestnicy nie zostaną pozbawieni korzyści, które by mieli nie będąc w klastrze,
- finansowym i organizacyjno-prawnym – czyli skąd wziąć pieniądze na ich konstruowanie, czy z NFOŚiGW, funduszy norweskich, programów operacyjnych czy innego źródła.
- wdrożeniem – powinniśmy na początek stworzyć modelowe klastry. Warto także różnicować je w układach regionalnych, bo mamy inny dostęp do zasobów

– Zarządzanie rozproszonym wytwarzaniem w połączeniu z zapotrzebowaniem na energię w ramach utworzonego klastra nieuchronnie będzie prowadzić do pojawiania się podmiotów zarządzających siecią wewnętrzną oraz na połączeniu z siecią dystrybucyjną – dodał **Robert Zasina, Prezes Zarządu Tauron Dystrybucja**. – Operatorzy systemów dystrybucyjnych, tacy jak Tauron Dystrybucja, podlegają *unbundlingowi* i zasadom taryfowania, które nie przewidują świadczenia tego typu usług. W innej sytuacji są mniejsi operatorzy nie podlegający regułom unbundlingu, tacy jak na przykład KGHM często posiadający własne wytwarzanie, sieć dystrybucyjną i dołączonych do niej odbiorców. Można powiedzieć, że obecnie KGHM jest takim przykładem klastra. Jednocześnie operatorzy takich klastrów oczekują, że będą mieć nad sobą operatorów systemów dystrybucyjnych zapewniających bezpieczeństwo ciągłości dostaw energii w przypadku utraty wytwarzania w ramach funkcjonującego klastra – przekonywał.

ENERGETYKA ROZPROSZONA I KONWENCJONALNA A BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

W I sesji dyskusyjnej, moderowanej przez **Wojciecha Jakóbika**, redaktora naczelnego portalu BiznesAlert.pl uczestniczyli:

- **Halina Bownik-Trymucha**, Przewodnicząca Rady Programowej, Procesy Inwestycyjne
- **Ireneusz Łazor**, Prezes Zarządu Towarowej Giełdy Energii
- **Henryk Majchrzak**, Przewodniczący Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej
- **Stanisław Poręba**, Partner, EY
- **Daivis Virbickas**, Prezes Zarządu, Litgrid

Nowy model rynku

W ubiegłym roku Komisja Europejska zapowiedziała kolejny pakiet liberalizacyjny, jako część koncepcji unii energetycznej – zwróciła uwagę **Halina Bownik-Trymucha, Przewodnicząca Rady Programowej Procesów Inwestycyjnych**. Jak tłumaczyła, głównymi założeniami pakietu są:

- zapewnienie bezpieczeństwa, ciągłości dostaw
- wytwarzanie energii z poszanowaniem środowiska,
- większe zaangażowanie odbiorców,
- integracja systemów i harmonizacja zasad funkcjonowania rynków.

Jeśli Komisja mówi, że trzeba zmienić zasady, to oznacza, że z obecnymi jest coś nie tak i trudno się z tą oceną nie zgodzić – przekonywała **Halina Bownik-Trymucha**. – W tej chwili rynek kształtują takie trendy, jak:

- spada popyt na energię średnio rzecz biorąc w całej Unii,
- spadają ceny hurtowe,
- rosną koszty generacji,
- rośnie oczekiwanie wobec inwestorów w energetyce na wypełnianie realizacji celów polityki klimatycznej.
- pojawiają się zerowa i negatywne ceny energii.

Inwestorom bardzo trudno podjąć decyzje inwestycyjne w takim otoczeniu. Ten obraz z różną intensywnością pojawia się w różnych krajach UE. Rynek nie tworzy sygnałów inwestycyjnych i wymaga zmian. W tej chwili nie mamy prawidłowej wyceny generacji w oparciu o jej rolę w systemie, czas i miejsce produkcji. Elektrownie konwencjonalne nadal odpowiadają za zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu, ale jednocześnie spada ich przychód i topnieją marże.

W odpowiedzi na te problemy pojawiają się propozycje mechanizmów mocowych, wprowadzanych jako system wsparcia i interwencji państwa. To oznacza, że kolejny segment rynku zostaje objęty regulacjami mającymi cechy pomocy publicznej. W ten sposób budujemy bardzo silnie regulowany rynek z silnymi kompetencjami regulacyjnymi skupionymi w DG Competition Komisji Europejskiej zamiast uzdrowienia zasad funkcjonowania rynku.

Eksperti w tej sytuacji postulują:

- ponowną analizę udziału poszczególnych technologii w rynku,
- określenie zasad na jakich miałyby funkcjonować rynek w okresie przejściowym,
- włączenie OZE, które mają już znaczny udział, do gry rynkowej i partycypacji w kosztach bilansowania i backupowania technologii stabilnych, które muszą być utrzymane, aby zabezpieczyć ciągłość dostaw energii,
- rewizję polityki fiskalnej, która w różnych państwach UE obciąża rachunki od kilku do kilkudziesięciu procent, tak aby odciążyć odbiorców energii w tym okresie transformacji.

Sposób realizacji tych postulatów będzie mieć wpływ zarówno na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, jak i kondycję przedsiębiorstw działających w tym sektorze – dodała **Przewodnicząca Rady Programowej Procesów Inwestycyjnych**.

Wyzwania integracji OZE

Ważnym wyzwaniem dla sektora energetycznego jest integracja odnawialnych źródeł energii na poziomie nie tylko sieci, ale także rynku – zwrócił uwagę **Daivis Virbickas, Prezes Zarządu Litgrid**. – Nie jest ona bezproblemowa. Na giełdzie pojawiają się ceny ujemne. Czy na sprawnie funkcjonującym rynku tak się powinno dziać? Czy w takiej sytuacji inwestorzy będą budować nowe moce? Jeżeli nie, to za kilka lat może się zdarzyć tak, że zabraknie nam wystarczających mocy i będziemy mieć obłędnie wysokie ceny. Jedną z odpowiedzi na te problemy może być np. większa elastyczność strony popytowej. Samo funkcjonowanie rynku jest oczywiście bardzo ważne, jednak z perspektywy ENTSO-E najważniejsze jest bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które trudno jest wycenić.

– Kodeksy sieciowe muszą zagwarantować pewien poziom bezpieczeństwa. Aby je zapewnić muszą istnieć reguły ramowe dotyczące m.in. stosowanych technologii, wytwarzania, konsumentów – generalnie wszystkich stron. Musimy zapewnić bezpieczeństwo funkcjonowania każdego z systemów, bo są one połączone i problemy w jednym z nich wpływają na pozostałe – zauważył **Prezes Virbickas**.

– Odnawialne źródła energii są oczywiście bardzo atrakcyjne z punktu widzenia ochrony środowiska, ale nie są stabilne. Nie wyobrażam więc sobie, żeby źródła odnawialne mogły pracować bez tradycyjnych. Może kiedyś będziemy mieli ogniwa paliwowe i akumulatory w każdym domu. Niemniej jednak w skali

przemysłowej w tej chwili takiej możliwości nie ma, może to jest kwestia 20 lat, czy jeszcze odleglejszej przyszłości – dodał **Prezes Litgrid**.

Łączenie rynków

Razem bezpieczniej

Linie Polska-Litwa oraz Litwa-Szwecja to projekty o znaczeniu historycznym dla regionu Morza Bałtyckiego. To – jak tłumaczył **Daivis Virbickas, Prezes Litgrid** – pierwszy krok na drodze do pełnego uniezależnienia się państw Bałtyckich od importu z Rosji. Już po uruchomieniu linii NordBalt niemal zupełnie ustał import energii z Białorusi. Korzystają na tym wszystkie strony. W grudniu energia z Polski trafiała na Litwę, w ubiegłym miesiącu energia była cały czas przesyłana z Litwy do Polski. Pamiętam taki moment, gdy produkcja energii z wiatru w Polsce była niewielka i nawet największa elektrownia na Litwie została uruchomiona specjalnie po to, by eksportować energię do Polski przez kilka krytycznych godzin. Tego typu połączenia służą obu stronom, inaczej by nie powstawały – zauważył **Daivis Virbickas**.

– Połączenia transgraniczne są i powinny się rozwijać. Jeżeli zrealizujemy unijny cel 15% zdolności wymiany transgranicznej, czyli odblokujemy wymianę handlową na przekroju synchronicznym dzięki przesuwnikom fazowym i udroźnimy możliwości racjonalnej wymiany na pozostałych połączeniach to wcale nie zabierzemy specjalnie dużo rynku naszych naszym wytwórcom, a umożliwimy sobie większy eksport naszej energii (np. Niemcy zwracali się do nas z prośbą o zawarcie kontraktów na udostępnienie naszych zdolności wytwórczych), a w trudnych momentach dla naszego systemu będziemy mogli importować energię od sąsiadów – dodał **Henryk Majchrzak, Przewodniczący Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej**.

Budowa wspólnego rynku

– Dzięki istniejącemu połączeniu Polska-Szwecja oraz oddanemu w grudniu 2015 roku połączeniu Polska-Litwa i w lutym 2016 roku kablu Litwa-Szwecja zbudowaliśmy mały regionalny rynek energii. Nie mam wątpliwości, że on funkcjonuje prawidłowo i że należało to robić. Czy nasi wytwórcy się z tego cieszą? Pewnie nie. Tam jest taniej i na całym profilu północnym wpływa do nas 18 GWh dziennie. To nie są małe wolumeny – zauważył **Ireneusz Łazor, Prezes Towarowej Giełdy Energii**.

Potrzebne jednakowe reguły gry

Techniczno-organizacyjnie rynek działa dobrze – zapewnił **Stanisław Poręba, Partner EY**. – Można by się doszukiwać drobiazgów które wymagają poprawy. Zupełnie niekompatybilne są rynki bilansujące i jeśli dopuszczamy do sytuacji, że w jednym kraju pojawiają się ceny ujemne, a w drugim utrzymujemy minimalną cenę na poziomie 70 zł/MWh, to już powstaje nam jakiś problem.

Jeśli porównamy rozwój rynków w Unii Europejskiej, w której pierwsze dyrektywy rynkowe zaczęły obowiązywać już w latach 90., ze Stanami Zjednoczonymi, to wydaje mi się, że Amerykanie sobie lepiej radzą. My z kolei za mało korzystamy z rozwiązań, które są już sprawdzone choćby w USA właśnie.

Jeśli doprowadzamy do tego, że 2/3 kosztów wytwarzania w Niemczech jest pokrywanych poza rynkiem, to przestańmy mówić, że ten rynek spełnia jakąś rolę – dodał **Stanisław Poręba**.

Jak uniknąć 20 stopnia zasilania?

Aby nie powtarzały się sytuacje z sierpnia ubiegłego roku, konieczne są liczne, kompleksowe i przemyślane działania – powiedział **Henryk Majchrzak, Przewodniczący Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej**. – W zeszłym roku zabrakło nam prawie 5000 MW. To nie był problem niewłaściwego zbilansowania systemu w tradycyjnym rozumieniu. Moc szczytowa wynosiła wówczas ok. 22 200 MW. To był problem, który wystąpił w wyniku zbiegu dwóch okoliczności:

- skrajnych warunków pogodowych – temp. powietrza sięgała 36-37 st. C, a temperatura i poziom wody w rzekach były takie, jakich nie notowano przez wiele ostatnich lat, ,
- wypadło nam awaryjnie w tych ekstremalnych warunkach pogodowych około 3000 MW w elektrowniach konwencjonalnych, a w tym na blokach, które mają za sobą okresy eksploatacji znacznie przekraczające ich projektowy okres życia (wymagające głębokiej modernizacji lub likwidacji i zastąpienia ich nowymi jednostkami). Aby uniknąć ryzyka powtórzenia tej sytuacji musimy podjąć szereg działań, a w tym konsekwentnie budować nowe bloki konwencjonalne. Na obecnym etapie jest to najtańszy sposób redukcji emisji CO₂. (Maksymalizujemy efekt w relacji do ponoszonych nakładów). Przypomnę, że średnia sprawność netto starych bloków wynosi ok. 30-33%, a nowe bloki w kondensacyjnym układzie pracy buduje się obecnie na poziomie nie mniejszym, niż 47-48% – wyliczał **Henryk Majchrzak**.

– W raporcie z sierpnia, który przygotowaliśmy w PSE, zawarliśmy rekomendacje – przypomniał **były prezes PSE**. – Jedną z nich była konieczność budowy nowych mocy tzw. generacji rozproszonej, m.in. fotowoltaicznych. To źródło, które zabiera bardzo mało rynku, bo to ok. 1000 godz. w roku, a więc nie pozbawia elektrowni konwencjonalnych zbyt dużego obszaru rynku, a jednocześnie w miesiącach letnich dostarcza moc wtedy, gdy jej bardzo potrzebujemy.

– Dla mnie kuriozalne jest, że w Polsce od lat nie zmieniliśmy taryf – odnotował **Henryk Majchrzak**. – W sierpniu w tych trudnych godzinach odbiorcy otrzymywali wręcz niższe stawki za pobieranie energii w okresie szczytu obciążeń, tj. trwającego wtedy kryzysu bilansu mocy. Na świecie wiele krajów inwestuje np. w inteligentne liczniki, w dynamiczne taryfy, taryfy wielostrefowe, tj. w rozwiązania, które wspierają bilansowanie systemu. U nas to się kompletnie nie udaje. Dzięki tym rozwiązaniom moglibyśmy praktycznie za darmo uzyskać na rynku ok. 1000-2000 MW.

Próbujemy subsydiować źródła odnawialne, moim zdaniem już powinniśmy zacząć subsydiować magazyny energii. Domowy magazyn Tesli o pojemności 10 kWh kosztuje ok. 3 tys. dol. Gdyby przeliczyć to na choćby niewielkie zróżnicowanie taryf w poszczególnych strefach, to te magazyny potrafią się już zwrócić w – szacuję – 5-6 lat. Na rynku jest już wielu producentów tego typu rozwiązań. One mogą się rozwijać także w oparciu o krajowe zasoby intelektualne i produkcyjne – dodał **Henryk Majchrzak**.

Ostatnio porównywałem koszt niedostarczonej energii do odbiorcy w stosunku do klasycznych technologii dostarczających moc w szczycie. Różnice są absurdalne. Źródło szczytowe oparte o gaz lub olej opałowy, bo tylko takie mogą służyć jako szczytowe, przy założeniu, że pracują 200 godzin w roku, kosztują po kilka tys. zł za MWh. Pytanie, czy jedynym rozwiązaniem dla zapewnienia szczytowego zapotrzebowania na moc są takie jednostki, które – jeśli sięgniemy pamięcią wstecz – w ogóle nie byłyby wykorzystywane na potrzeby bilansowania systemu, poza trudnym zeszłorocznym sierpniem. A przecież w sierpniu zabrakło nam około 4 tys. MW. Nie wyobrażam sobie, by elektrownie o łącznej mocy 4 tys. MW stały bezczynnie przez lata czekając na taką suszę, która zdarza się raz na kilkadziesiąt lat. Ten przykład pokazuje, że to rozwiązanie byłoby nieoptymalne. Znacznie lepszym byłoby uelastycznienie rynku wg rozwiązań opisanych tu i w naszych opracowaniach – dodał **Henryk Majchrzak**.

Konferencja została zrealizowana przy udziale środków z projektu SDZP dofinansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach programu „Gekon”.

