

Prof. Jan Popczyk, Politechnika Śląska

# O DYSTRYBUCJI

jako nadziei (potencjalnej)  
na bezpieczeństwo dostaw energii  
– w perspektywie do 2020 r.



Nie można mieć na początku 2009 r. złudzeń, że w Polsce rząd, o liberalnej orientacji, w każdym razie w sferze hasłowej, chce konkurencji na rynku energii elektrycznej i potrafi ją wyegzekwować. W końcu 2007 r., kiedy następowała zmiana rządu, antyreforma (konsolidacja) elektroenergetyki była w końcowej fazie, ale tylko formalnie. Rzeczywista konsolidacja wytwarzania w PGE i w Tauronie nastąpiła w 2008 r. (i ciągle jeszcze postępuje). Rząd i parlament nie mają wyobrażenia o skali tej konsolidacji i o jej negatywnych skutkach. Świadczy o tym choćby poselski projekt ustawy o obrocie giełdowym (projekt postów z rządzącej koalicji). Jest to projekt, który mógł się zrodzić tylko w obszarze całkowitej niekompetencji i pełnego braku informacji o poziomie realizowanej konsolidacji wytwarzania.

### Skutki wielkoskalowej centralizacji elektroenergetyki

Na tle nieskuteczności rządu, znakomitą skutecznością wykazują się zarządy przedsiębiorstw konsolidujących wytwarzanie. Oczywiście zarządy nie są odpowiedzialne za konkurencję. Są one odpowiedzialne za budowę potęgi przedsiębiorstw, a tę najłatwiej się osiąga monopolizując rynek. Nie jest to trudne. Kodeks Spółek Handlowych, przy rządowej niewydolności regulacji na rzecz konkurencji (Ministerstwo Gospodarki, URE), pozwala wdrażać zarządom struktury organizacyjne, które pod względem centralizacji dadzą się porównać tylko z XIX-wiecznymi (British Coal jest tu dobrym przykładem) oraz z socjalistycznymi (przy tym, trzeba to podkreślić, Wspólnota Energetyki i Węgla Brunatnego w Polsce, którą trzeba było zlikwidować specjalną ustawą w 1990 r., nie szła, zwłaszcza pod koniec istnienia, tak daleko z centralizacją, jak dzieje się to obecnie). Centralizacja wielkoskalowej elektroenergetyki węglowej już wkrótce stanie się wielkim problemem rządu, bo znacznie obniżać jego „stupki” popularności. Jednocześnie będzie za późno nawet na hasła prokonkurencyjne ze strony rządu, bo ten stanie się całkowicie zakładnikiem scentralizowanego wytwarzania.

Negatywne skutki centralizacji wytwarzania może osłabić (z punktu widzenia interesów rządu, odbiorców i całej gospodarki) drugi systemowy błąd powodujący to, że zamiast reformy zrealizowana została antyreforma. Chodzi o to, że wielka asymetria struktur wytwórczo-dystrybucyjnych po raz pierwszy w historii polskiej elektroenergetyki spowodowała pojawienie się przedsiębiorstw o przeciwstawnych interesach. Mianowicie, diametralnie inny jest interes ENERGI, która praktycznie nie ma wielkoskalowego wytwarzania (za wyjątkiem Ostrołęki), a inny PGE, które ma 40% wytwarzania i tylko 25% rynku odbiorców.

### Jak wykorzystać rok 2009 na zmiany w polskiej elektroenergetyce?

Sama asymetria nie byłaby wystar-

czającym powodem do optymistycznych spekulacji na temat przyszłego rozwoju sytuacji. Powiązana natomiast ze strukturalnymi zmianami w energetyce światowej, znacznie przyspieszonymi przez kryzys gospodarczy, jest takim powodem. Dlatego 2009 r. powinien być w Polsce wykorzystany na zmiany elektroenergetyki w taki sposób, aby zwiększyć szanse na jej innowacyjny rozwój zgodny z projektem dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej (innowacyjnej). Z tego punktu widzenia kluczowe znaczenie ma ukształtowanie operatorów dystrybucyjnych. Jest to jedno z bardzo ważnych zadań. Jednak dyskusja odnośnie tego, jak powinni być ukształtowani operatorzy dystrybucyjni, uwzględniająca istniejące zastrzeżenia Komisji Europejskiej w tym zakresie, niestety w Polsce jeszcze się nie rozpoczęła.

### Rynkowe trendy zarządzania eksploatacją sieci elektroenergetycznych

Eksploatację (dawne utrzymanie) sieci elektroenergetycznych określa się jako obszar o bardzo dużym rynkowym potencjale innowacyjności. Niestety zupełnie niedocenianym obecnie w Polsce z punktu widzenia bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W planowaniu i realizacji procesów eksploatacyjnych niedostateczne jest wykorzystanie opisu tych procesów za pomocą języka modeli statystyczno-probabilistycznych (chodzi o modelowanie losowych warunków procesów eksploatacyjnych, którego celem jest wyznaczenie procedur diagnostycznych, działań remontowych oraz modernizacyjnych, w tym np. ich zakresów oraz odstępów czasu między nimi). Niedostateczne jest wykorzystanie nowych technologii, na przykład GIS, nowej organizacji usług (planowych), na przykład takiej jak outsourcing, nowej organizacji likwidacji awarii, na przykład z użyciem przewoźnych odcinków linii zapasowych (głównie w przypadku sieci rozdzielczych, ale również w przypadku linii przesyłowych, nawet 400 kV).

Kolejną priorytetową sprawą w nadchodzących latach jest intensyfikacja wykorzystania sieci elektroenergetycznych. Bowiem doniesienia o rewolucji technologicznej, nadchodzące z USA, dotyczą nie tylko wytwarzania i użytkowania energii elektrycznej. Obejmują one coraz częściej obszar, który był omijany przez jakościowy postęp techniczny, czyli obszar sieciowy. Spektakularnym przykładem takiego potencjalnego postępu technicznego są koncepcje przekształcania linii prądu przemiennego (na wszystkich poziomach napięciowych) w linie prądu stałego za pomocą przekształtników tyrystorowych. Ale trzeba podkreślić, że uzyskany za pomocą takiego przekształcenia wzrost zdolności przesyłowych linii, staje się tylko jednym z wielu dodatkowych rozwiązań innowacyjnych, umożliwiających przewyższenie ograniczeń i wykorzystywanie pojawiających się nowych szans.

Mianowicie, wymienione rozwiązanie i jemu podobne, trzeba rozpatrywać w kontekście integracji energetyki rozproszonej (wytwórczej) z rozdzielczymi sieciami elektroenergetycznymi, a także w kontekście budowy nowej struktury bezpieczeństwa elektroenergetycznego: lokalnego (miast, gmin wiejskich) oraz indywidualnego odbiorców końcowych (przedsiębiorców i ludności). W nowej strukturze jest miejsce na biogazownie zintegrowane technologicznie ze źródłami kogeneracyjnymi, stanowiące drugi filar bezpieczeństwa elektroenergetycznego gminy wiejskiej, a dla operatora dystrybucyjnego jednocześnie źródło usługi zastępowalności inwestycji sieciowych. To oznacza, że innowacyjna energetyka nie tylko stwarza w Polsce warunki do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, ale ponadto umożliwia jej elastyczne zarządzanie. Bardzo spektakularnym przykładem integracji uniwersalizujących się technologii energetycznych z rozdzielczymi sieciami elektroenergetycznymi jest przyszła sytuacja indywidualnego odbiorcy posiadającego samochód elektryczny. Właśnie samochód elektryczny (hybrydowy), wykorzystany jako źródło awaryjnego zasilania, przy bra-

ku zasilania z sieci, może się stać drugim filarem indywidualnego (odbiorcy) bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Ale potrzebne będzie zbudowanie sieci publicznych i indywidualnych (prywatnych) stacji ładowania samochodów elektrycznych, z wykorzystaniem do tego celu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Będzie to możliwe tylko wtedy, gdy intensyfikacja ich wykorzystania, w porównaniu z obecnym, stanie się faktem.

Dwie zasygnalizowane sytuacje (biogazownia, samochód) pokazują, że tracą na znaczeniu technologie dedykowane tylko bezpieczeństwu elektroenergetycznemu (awaryjne agregaty prądowców, redundantne linie elektroenergetyczne, transformatory oraz inne urządzenia rozdzielczo-sieciowe). Zyskują na znaczeniu technologie integrujące w sobie zdolność do pracy podstawowej z użytecznością w stanach awaryjnych. Źródło kogeneracyjne zasilane z biogazowni, mające dyspozycyjność ponad 8000 godz./rok, jest pod względem niezawodności porównywalne z zasilaniem z wiejskiej sieci elektroenergetycznej nN. Z kolei samochód elektryczny jest dobrym źródłem zasilania w wyjątkowych sytuacjach – wtedy, gdy odbiorcy jest to najbardziej potrzebne, np. w czasie blackout-u. Koszty takiej struktury bezpieczeństwa łatwo minimalizować, na poziomie wynikającym z „przeciwbieżnych” działań (nie ma natomiast podobnej możliwości w przypadku, gdy jesteśmy skazani na podwyższenie niezawodności zasilania wyłącznie z tradycyjnego systemu elektroenergetycznego, bo wówczas krzywa kosztu wzrostu niezawodności jest monotonicznie rosnąca, w obszarze wysokich niezawodności bardzo silnie).

### **Wykorzystajmy szansę związaną z potrzebą całkowicie nowego ukształtowania operatorstwa dystrybucyjnego**

Nowy system operatorstwa w elektroenergetyce kształtuje się w Polsce pod wpływem dyrektywy WE/54/2004.

Zgodnie z dyrektywą 1 lipca 2004 r. formalnie został wydzielony operator systemu przesyłowego (OSP) w postaci spółki PSE-Operator. Na proces rzeczywistego kształtowania się polskiego OSP wpływ miały dwa główne czynniki: rządowa reforma elektroenergetyki ogłoszona w marcu 2006 r. oraz budowa siedziby (infrastruktury operatorskiej) w Konstancinie-Bielawie. Choć proces nie jest jeszcze (koniec 2008 r.) w pełni zakończony, to jednak główna jego część została zrealizowana. Mianowicie, zakończony został niezwykle trudny transfer majątku sieci przesyłowej z Polskiej Grupy Energetycznej do PSE-Operator (początek 2008 r.) oraz oddana została do użytku w połowie 2008 r. nowa siedziba PSE-Operator (budowa pełnej infrastruktury operatorskiej w nowej siedzibie ciągle jeszcze trwa).

Operatorzy dystrybucyjni (OSD) zostali wydzieleni, zgodnie z dyrektywą, 1 lipca 2007 r. Jednak w tym obszarze sytuacja jest jeszcze całkowicie niestabilna. Mianowicie wydzielenie operatorów OSD, w ostatnim terminie dopuszczonym przez dyrektywę, odbyło się w Polsce w ramach procesu przekształceń, których głównym celem była konsolidacja przedsiębiorstw (zgodnie z reformą z marca 2006 r.). W rezultacie wydzielenie to miało formalny charakter i nie stworzyło warunków do poprawnego funkcjonowania operatorów OSD. Dlatego właściwe ich ukształtowanie jest sprawą otwartą.

Dwa aspekty są przy tym ważne. Pierwszym jest wydzielenie własnościowe operatorów dystrybucyjnych ze skonsolidowanych grup energetycznych: PGE (Polska Grupa Energetyczna), Tauron, ENEA i ENERGA. Podkreśla się, że operatorzy dystrybucyjni (OSD) w połowie 2007 r. zostali wydzieleni ze skonsolidowanych grup dwoma sposobami. Część operatorów OSD powstała przez wydzielenie dystrybucji, część przez wydzielenie obrotu. Tylko w spółce dystrybucyjnej GZE wydzielone zostały dystrybucja w postaci spółki Vattenfall Distribution Poland oraz obrót w postaci spółki Vattenfall Sales Poland.

Drugi aspekt jest związany z segmentem operatorstwa dystrybucyjnego, który zaczyna się kształtować poza elektroenergetyką korporacyjną, tzn. w energetyce przemysłowej (w dawnych kombinatach, które w ostatnich kilkunastu latach podlegają intensywnej restrukturyzacji) i w infrastrukturze (na przykład na kolei). W tym segmencie bardzo ważny jest przypadek infrastrukturalnej spółki PKP Energetyka, która działalność operatorską rozpoczęła w marcu 2008 r. Można przyjąć, że spółka ta tworzy obecnie najbardziej rynkowe środowisko do rozwoju operatorstwa dystrybucyjnego i stąd wynika duże praktyczne znaczenie przypadku. (Na dotychczasowym etapie funkcja operatora dystrybucyjnego w PKP Energetyka nie została wydzielona do postaci odrębnego podmiotu. Takie rozwiązanie było możliwe, mimo energii elektrycznej pobieranej z sieci PKP Energetyka wynoszącej prawie 4 TWh, przy wartości kryterialnej 3 TWh, bo liczba przyłączonych odbiorców do sieci wynosi około 40 tys., przy wartości kryterialnej wynoszącej 100 tys.).

Kształtowanie operatorstwa dystrybucyjnego, w kontekście bezpieczeństwa elektroenergetycznego i pobudzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, będzie w najbliższych latach powiązane ze zmianami w szerokim otoczeniu, przede wszystkim z mającą rolę URE, ale także z rosnącym zakresem odpowiedzialności gmin. Wpływ URE na bezpieczeństwo elektroenergetyczne zmienił się w czasie od powołania tego urzędu (od wejścia w życie ustawy Prawo energetyczne). Generalnie rola ta malała, aż do bardzo silnego osłabienia, kiedy URE zostało wyłączone z właściwości premiera RP i włączone do kompetencji ministra gospodarki. Obecnie główna rola URE polega na zatwierdzaniu taryf przesyłowych operatora przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych w oparciu o formułę kosztu uzasadnionego (zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne). Formuła ta budzi jednak od początku praktyki regulacyjnej stosowa-

wanej przez URE zasadnicze wątpliwości (nawet obecnie, kiedy włączono już do kosztu uzasadnionego koszt wyngrodzenia kapitału potrzebnego na inwestycje sieciowe). Trzeba podkreślić, że konflikty między URE i operatorami szybko będą narastać, w miarę usamodzielniania się operatorów (będzie gwałtownie zmniejszać się przestrzeń do stosowania subsydiowania skróśnego między operatorami i firmami handlowymi działającymi w segmencie odbiorców uprawnionych, jak również korzystających z zasady TPA).

Drugi obszar wpływu URE na bezpieczeństwo elektroenergetyczne, związany z monitorowaniem funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, ma coraz bardziej tylko formalny charakter. W obszar tego monitorowania wchodzi: (1°) monitorowanie zasad zarządzania przepustowością połączeń systemowych (transgranicznych), (2°) monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w systemie krajowym, (3°) monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw sieci, (4°) monitorowanie wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń transgranicznych, sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, (5°) monitorowanie bezpieczeństwa elektroenergetycznego, (6°) monitorowanie wypełniania przez operatora przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych zadań nałożonych na nich w koncesjach, (7°) monitorowanie wypełniania przez operatora przesyłowego i operatorów dystrybucyjnych obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Ustawa o zarządzaniu kryzysowym z dnia 1 kwietnia 2007 r. (Dz. U. nr 89 z dnia 1 kwietnia 2007 r.) powoduje z kolei wzrost znaczenia gmin w obszarze bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Mianowicie czyni ona gminy współodpowiedzialnymi za zasilanie w energię elektryczną w czasie kryzysów (zasilanie w energię elektryczną ma

najwyższy priorytet na liście działań kryzysowych, a środki służące do realizacji tego priorytetu wchodzi w skład tzw. infrastruktury krytycznej obejmującej funkcjonowanie policji, telekomunikacji, służby zdrowia, systemów przeciwpowodziowych, systemów przeciwpożarowych, urzędów gminnych, szkół itp.). Ważne jest, że gminy są zobowiązane do realizacji inwestycji zapewniających prawidłowe funkcjonowanie infrastruktury krytycznej. To jest bez wątpienia początek drogi, na której operatorzy będą coraz silniej poddawani mechanizmom ekonomicznym, a gminy będą realizować inwestycje uznawane dotychczas za typowe w obszarze bezpieczeństwa elektroenergetycznego (mniej poddające się rachunkowi ekonomicznemu). Zarazem jest to początek budowy „przeciwbieżnego” systemu bezpieczeństwa elektroenergetycznego, równocześnie: od strony systemu elektroenergetycznego i od strony gminnej infrastruktury krytycznej. Awaryjne, które w 2008 r. dotknęły miasta (np. Szczecin), a także obszary gmin wiejskich (np. Warmię i Mazury), pokazują już ewidentnie, że samorządy przystępują do działań na rzecz budowy własnego bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Pomaga im w tym globalna sytuacja (inteligentna energetyka zaczyna być postrzegana w gminach jako bardzo silny czynnik ich pobudzenia gospodarczego).

Kierunek praktyki regulacyjnej bazującej na kosztach uzasadnionych i monitorowaniu systemu elektroenergetycznego będzie coraz mniej skuteczny. Raport URE z monitorowania rynku energii elektrycznej za pierwsze półrocze 2008 r. dotyczącego stanu konkurencji na rynku energii elektrycznej najwyraźniej na to już wskazuje. Raport ten nie spełnia obowiązujących standardów i nie uwzględnia wielu zasadniczych rzeczy. Jedyną wyraźną propozycją zawartą w raporcie jest powierzenie URE większej władzy, co oczywiście nie jest dobre. Raport nie zawiera rozwiązań dotyczących energetyki rozproszonej. To oznacza, że URE

nie widzi tego segmentu jako istotnej części wytwarzania, a także sposobu na pobudzenie konkurencji na rynku energii elektrycznej, wreszcie sposobu na budowę oddolnego filaru bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców.

Regulacja bazująca na kosztach uzasadnionych będzie coraz mniej skuteczna, na przykład w odniesieniu do operatorów dystrybucyjnych, dlatego między innymi, że kierunki integracji dystrybucji w skonsolidowanych przedsiębiorstwach są bardzo zróżnicowane i ograniczą siłę benchmarkingu jako narzędzia regulacji. Zgodnie z przeprowadzonymi w 2008 r. przekształceniami (mającymi na celu likwidację sytuacji, w której spółki obrotu mogły być właścicielami operatorów dystrybucyjnych), sytuacja organizacyjna w segmencie operatorskim jest następująca. W ENEI jest jeden operator – ENEA Operator. Również w ENERDZE jest jeden operator – ENERGA Operator. W Tauronie jest natomiast Obszar Dystrybucji, w którym są dwaj operatorzy: Enion GT oraz EnergiaPro GT. W PGE jest Linia Biznesowa Dystrybucja, w której funkcje strategiczne (charakterystyczne na poziomie Linii Biznesowej) realizuje PGE Energia, a funkcje operacyjne należą do ośmiu operatorów dystrybucyjnych, będących podmiotami prawa handlowego (ZE Białostok, ZE Lublin, Zamojska Korporacja Energetyczna, ZE Rzeszów, ZE Warszawa-Teren, ZE Łódź-Miasto, ZE Łódź-Teren, ZE Okręgu Radomsko-Kieleckiego).

### Restrukturyzacja operatorów dystrybucyjnych

Nowoczesne operatorstwo dystrybucyjne zrodzi się w gruncie rzeczy w procesie restrukturyzacji byłych zakładów energetycznych. Restrukturyzacja ta powinna zapewnić dwa efekty. Są to:

1. Rozwój nowoczesnej lokalnej energetyki, z jednej strony ukierunkowanej na konwergencję trzech rynków końcowych energii (energii elektrycznej, ciepła i paliw transporto-

wych), z drugiej natomiast zdolnej do przejścia (przez operatorów dystrybucyjnych) odpowiedzialności za lokalne bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

- Wyjście na szeroki rynek usług operatorskich w segmencie OSD, których obecnie jeszcze nie ma. Wykorzystanie posiadanych przez operatorów dystrybucyjnych środków (pozyskiwanych z opłat za usługi przesyłowe, świadczone za pomocą sieci rozdzielczych) w najbardziej efektywny sposób, między innymi na finansowanie usługi zastępowalności sieci rozdzielczej za pomocą lokalnych źródeł wytwórczych (np. biogazowni zintegrowanych ze źródłami kogeneracyjnymi).

Jeśli elektroenergetyka nie włączy się pilnie w realizację unijnej strategii energetycznej, to okaże się w kolejnych latach największym przegranym. Beneficjentem strategii okaże się natomiast głównie ciepłownictwo. Oczywiście, włączenie się elektroenergetyki w innowacyjną strategię wymaga zmiany regulacji prawnych. Poniżej przedstawia się trzy najważniejsze kierunki zmian. Są to:

- Zapoczątkowanie przenoszenia regulacji z końca (z odbiorcy) na początek (na inwestora), w tym szybkie wzmocnienie sygnałów lokalizacyjnych, np. w postaci cen węzłowych. Jest to sposób na wykreowanie segmentu niezależnych (licznych) inwestorów, otwartych na konkurencję!
- Wprowadzenie kosztów referencyjnych, uwzględniających koszty zewnętrzne środowiska (w produkcji energii elektrycznej i ciepła), a także potencjalne koszty osierocone sieciowe i nadzatrudnienia. Jest to sposób na częściowe przynajmniej zablokowanie subsydiowania skrośnego między technologiami energetycznymi/elektroenergetycznymi w skonsolidowanych grupach i uniknięcie nowych kosztów osieroconych! (Zablokowanie tego subsydiowania jest nie mniej ważne niż

zablokowanie subsydiowania skrośnego między grupami odbiorców, którego dokonano na początku reformy 1990-1995).

- Modernizacja regulacji w obszarze działania operatorów dystrybucyjnych (w obszarze intensywnego rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej i kreowania nowych usług systemowych).

### Wstępne uwagi w sprawie przejścia od „kultury” dostarczania energii elektrycznej odbiorcom do „kultury” dostarczania usług dla partnerów

Punktem wyjścia powinno być wykonanie przez operatorów OSD audytu zdolności przesyłowych sieci 110 kV, SN, nN. Audyt może posłużyć do zdefiniowania nowych (potencjalnych) produktów. Produktami do sprzedaży oferowanymi przez OSD mogą się wkrótce stać: deficyt zdolności przesyłowych (dla inwestorów w obszarze energetyki rozproszonej wytwórczej), redukcja zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (dla istniejących odbiorców masowych), nadwyżka zdolności przesyłowych (dla nowych odbiorców, zainteresowanych przyłączeniem się do sieci). Pierwszy produkt może być skierowany na rynek do inwestorów w obszarze energetyki rozproszonej wytwórczej (Hipoteza 1: tylko 10% „węzłów” sieciowych ma charakter deficytowy – brakuje zdolności przesyłowych do „bezinwestycyjnego” przyłączenia odbiorców, którzy złożyli wnioski o przyłączenie). Drugi produkt, umożliwiający wyprzedzające uniknięcie inwestycji sieciowych, może być skierowany na rynek do istniejących masowych odbiorców (Hipoteza 2: w przypadku 50% „węzłów” sieciowych zdolności przesyłowe są adekwatne do obecnych potrzeb/obciążeń, ale zabraknie tych zdolności, jeśli złożone zostaną przez odbiorców nowe wnioski o przyłączenie). Trzeci produkt może być skierowany na rynek do nowych odbiorców (przedsiębiorców), którzy są zainteresowani przyłączeniem do sieci (Hipoteza 3: w przypadku 40% „węzłów” sieciowych występuje nadwyżka zdol-

ności przesyłowych, które powinny być zaoferowane przez OSD na rynku opłat przesyłowych).

### Wstępne kierunki restrukturyzacji i innowacyjnych projektów/działań w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego

Poniżej przedstawia się, tylko celem zasygnalizowania, cztery kierunki. Pierwszy to intensyfikacja wykorzystania sieci rozdzielczych (wprowadzenie obciążalności dynamicznej przewodów – sieci 110 kV, wprowadzenie do praktyki przewodów wysokotemperaturowych – sieci 110 kV, wprowadzenie do praktyki przewodów izolowanych – sieci nN, ŚN). Drugi to restrukturyzacja organizacyjno-zarządcza (poprzez wejście w dodatkowe aktywności, a nie poprzez redukcję zatrudnienia). Do tego kierunku należą: (i) rozwinięcie współdziałania z gminami (w obszarze planów zaopatrzenia gmin w energię elektryczną, ale także w ciepło i gaz), (ii) restrukturyzacja przez wyjście rejonów energetycznych (tam, gdzie nie zostały one jeszcze zrestrukturyzowane) na rynki usług operatorskich, np. powiązanych z energetyką rozproszoną, (iii) utworzenie Niezależnego Operatora Systemów Pomiarowych (budowa systemu pomiarowo-rozliczeniowego o szerokiej funkcjonalności, użytecznej dla szeroko rozumianych potrzeb OSD). Trzeci kierunek to integracja energetyki rozproszonej z siecią rozdzielczą. Do tego kierunku należą: (i) racjonalizacja ekspertyz przyłączeniowych, (ii) nowe zasady kształtowania sieci: ŚN oraz nN, (iii) wdrożenie do praktyki usługi zastępowalności inwestycji sieciowych lokalnymi źródłami. Czwarty to uczestnictwo w budowie szeroko rozumianej „Inteligentnej Energetyki”, przekładające się w ujęciu praktycznym na budowę zintegrowanego rynku podażowo-popytowego, obejmującego: tradycyjne inwestycje sieciowe, rozproszone źródła wytwórcze oraz inteligentną sieć, czyli usługi odbiorców w redukcję zapotrzebowania (budowa przez operatora OSD nowoczesnego systemu do zarządzania RS/DSM).

□