

**Jerzy ANDRUSZKIEWICZ¹⁾, Józef LORENC¹⁾,
Artur MICHALSKI²⁾, Waldemar BOROWIAK³⁾**

¹⁾Politechnika Poznańska, ²⁾Enea S.A., ³⁾Enea Operator Sp. z o.o.

MOŻLIWOŚCI TWORZENIA ZASOBÓW STEROWANIA POPYTEM NA POZIOMIE NISKIEGO NAPIĘCIA PRZY WYKORZYSTANIU INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA

W wielu współczesnych systemach elektroenergetycznych występuje lub spodziewany jest w nadchodzących latach brak wystarczającej generacji dla pokrycia obciążeń szczytowych występujących w ciągu roku. Także w Polsce poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest oceniany jako względnie niski, co wynika z następujących przyczyn:

- starzejąca się infrastruktura wytwórcza i sieciowa,
- ograniczone plany rozwojowe dot. budowy nowych mocy wytwórczych.

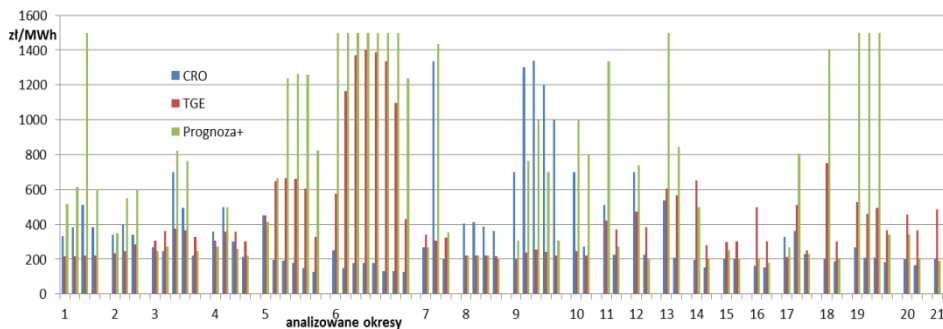
Zgodnie z polskim Prawem energetycznym poziom bezpieczeństwa dostaw jest oceniany co 2 lata w specjalnym raporcie przygotowywanym przez Ministerstwo Gospodarki (MG). Ostatni raport, obejmujący m. in. prognozę rezerw mocy wytwórczych na lata 2015 - 2020, na podstawie danych znanych w 2014 r. dotyczących wycofań z eksploatacji starych źródeł wytwórczych oraz oddania do użytkowania nowych inwestycji, został przygotowany i przedstawiony przez MG w sierpniu 2015 r. [1]. Bilans pokrycia prognozowanego zapotrzebowania w latach 2015 - 2020, wymagający zgodnie z IRiESP¹ [2], dotrzymania poziomu rezerw wynoszącego 18% w stosunku do średniej z prognozowanych obciążeń szczytowych w dniach roboczych w miesiącu, pozwolił na pozytywną ocenę poziomu rezerw po stronie wytwarzania w tym okresie. Stwierdzono niewielkie zagrożenia w postaci niedoborów na poziomie od 200 do 300 MW w okresie letnim w 2016 r. oraz 2018 r., oraz w okresie zimowym w roku 2017. Z drugiej strony wydarzenia w polskim systemie elektroenergetycznym, które zaszły w sierpniu 2015 r. pokazały, że być może poziom rezerw ponad zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym, uznawany dotychczas za bezpieczny, wymaga pewnych korekt. Występujące braki wystarczalności generacji, w szczególności w okresach obciążeń szczytowych, skłaniają do poszukiwania zasobów po stronie popytowej mogących w sposób skuteczny wspomagać bezpieczeństwo pracy systemu dotychczas gwarantowane w tych okresach poprzez szczytowe źródła wytwórcze.

¹ Procedura przygotowania Planu Koordynacyjnego Roczno prac systemu elektroenergetycznego.

1. Wzrost cen energii w wyniku zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego

Dostawy energii elektrycznej w warunkach rynkowych realizowane są w oparciu o ceny wynikające z dostępnych ofert na energię elektryczną, które kształtowane są na rynku w oparciu o kontrakty giełdowe i dwustronne o różnym czasie trwania, a ostatecznie na rynkach dnia następnego oraz przy mniejszym wolumenie na rynku dnia bieżącego prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Jako kolejny czynnik cenotwórczy może być traktowany mechanizm bilansowania, prowadzony przez OSP, umożliwiający rozliczenia nadmiaru bądź niedoboru energii rzeczywiście skonsumowanej lub wytworzonej w stosunku do wcześniej zakontraktowanych ilości energii. Sprzedawcy energii elektrycznej, zaopatrujący gospodarstwa domowe, kupują energię na rynku hurtowym przy zmiennych godzinowo cenach a sprzedają ją swoim klientom po cenach wynikających z zawartych kontraktów indywidualnych, będących kontraktami długoterminowymi. W warunkach rynku polskiego, w przypadku gospodarstw domowych, ceny zatwierdzane są przez organa regulacyjne. Sprzedawcy ponoszą zatem określone ryzyko związane ze zmiennością cen hurtowych w stosunku do cen kontraktowych długoterminowych ze swoimi klientami detalicznymi.

Występujące ryzyko dotyczy niewielkiej liczby godzin, dla których ceny energii rosną na skutek przewidywanych trudności w wykorzystaniu źródeł energii elektrycznej o umiarkowanych cenach wytwarzania dla porcycia występującego zapotrzebowania w określonej godzinie. Średnie ceny rynkowe kwartalne ogłaszane przez organa regulacyjne w roku 2015 zawierały się w granicach 170 – 173 zł/MWh. Na polskim rynku energii obowiązuje ograniczenie cen rozliczeniowych odchyłeń rynku bilansującego CRO $\epsilon \leq 70$; $1500 \geq$ zł/MWh co skutkuje ograniczeniem cen rynkowych do podanych wartości granicznych. Na rys. 1 przedstawiono dane dotyczące cen godzinowych w 2015 r. znacznie przekraczających wartości średnie, co jest związane z dużym ryzykiem sprzedawców uzasadniającym podjęcie środków zaradczych ograniczających takie ryzyko.



Rys. 1. Okresy wysokich cen energii elektrycznej w Polsce w roku 2015

Dane przedstawione na rys. 1 obrazują, dla wybranych okresów:

- godzinowe ceny energii na rynku dnia następnego (TGE),
- godzinowe ceny rozliczeniowe odchyłeń (CRO) wynikające z mechanizmu bilansowania prowadzonego przez OSP oraz
- prognozowane przez OSP godzinowe ceny rozliczeniowe odchyłeń (Prognoza+), przy założeniu prognozy obciążenia o 5% wyższej niż przyjmowana dla wyznaczenia ceny CRO, która to cena jest ogłaszana dzień przed realizacją transakcji rynkowych i może mieć wpływ na poziom cen na rynku dnia następnego TGE.

Okresy cen przedstawione charakteryzują się następującymi cechami:

- jedna z cen TGE lub CRO okresu przekracza 400 zł/MWh,
- są cenami w następujących po sobie godzinach o okresach trwania co najmniej 2 godzin.

Okresy ograniczeń w poborze energii przez dużych odbiorców wprowadzone w sierpniu 2015 r. poprzez ogłoszenie stopni zasilania zobrazowane są poprzez okresy 5 oraz 6 (10 oraz 11 sierpnia). Zwiastunem wystąpienia zagrożeń były okresy 3 oraz 4 przypadające na 7 oraz 8 sierpnia. Analizowane okresy przypadają w miesiącach od czerwca do początku listopada 2015 r. a zatem wystąpiły w okresie letnim oraz w okresie przejściowym pomiędzy sezonem letnim a zimowym w godzinach szczytu południowego oraz szczytu wieczornego. Dla wybranych okresów wysokie ceny rynkowe (TGE), przekraczają dwu i więcejrotnie ceny średnie rynkowe, co skłania do poszukiwania środków zapobiegawczych ograniczających ryzyko sprzedawców. W przypadku wysokich cen rozliczeniowych rynku bilansującego (CRO) mamy do czynienia z niskim poziomem rezerw regulowanych ciepłych jednostek wytwórczych JWCD, co zwiększa ryzyko braku równowagi pomiędzy wytwarzaniem a konsumpcją energii elektrycznej w przypadku wystąpienia znaczącej awarii w systemie elektroenergetycznym. Unikaniem takich sytuacji zbyt małych rezerw powinien być zainteresowany operator systemu przesyłowego.

Jednym ze sposobów pozwalających ograniczyć występujące ryzyka są programy sterowania popytem.

2. Rozwój systemów sterowania popytem

Programy sterowania popytem dzieli się na kategorie zależne od sposobu oddziaływania na klientów w celu zapewnienia redukcji obciążenia:

- programy sterowane poprzez ceny energii oraz stawki opłat przesyłowych/dystrybucyjnych przy wykorzystaniu takich narzędzi jak: taryfy strefowe, taryfy dynamiczne, taryfy z krytyczną stawką cenową,
- programy oparte na zachętach finansowych możliwych do uzyskania w wyniku redukcji obciążenia w chwilach zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu lub w przypadku wysokich cen na rynkach hurtowych na skutek

bezpośredniego sterowania odbiorami lub działań ograniczających zużycie energii prowadzonych przez klientów, w wyniku wcześniejszego udostępnienia im właściwych dodatkowych informacji.

Strona popytowa ma szanse na efektywne oddziaływanie na zagrożenia występujące w systemie, w szczególności w okresach szczytowych, gdy brakuje źródeł wytwórczych i gdy występują uzasadnione wątpliwości co do ekonomiki ich działania. Z drugiej strony tworzenie zasobów po stronie popytowej nie jest łatwe i wymaga wyposażenia odbiorców w odpowiednie opomiarowanie i kanały komunikacji w przypadku działań okresowych oraz nieregularnych. Wiodącym krajem w zakresie wdrażania technologii sterownia popytem wydają się być USA, gdzie w roku 2013 roczny potencjał redukcji obciążenia szczytowego wynosił ponad 27 GW [3] i był w całości oferowany przez firmy handlujące energią elektryczną. Zasoby te tworzone są przez różnorodne strukturalnie programy, o różnych udziałach w wyżej podanym potencjale, z wykorzystaniem odbiorców przemysłowych – 55% programów oraz handlowych a także mieszkaniowych tworzących odpowiednio w 26% i 19% programów [3].

W Polsce dość powszechnie stosowane są programy cenowe strefowe a także osiągane są pozytywne wyniki w zakresie programu awaryjnej redukcji obciążenia na żądanie OSP organizowanego przez PSE S.A. Długotrwały proces tworzenia zasobów po stronie popytowej obrazują m. in. wyniki przetargów na awaryjną redukcję obciążenia organizowane przez polskiego OSP, przy warunku minimalnej redukcji obciążenia wynoszącej 10 MW w godzinie, które w latach 2012 - 2015 przyniosły wyniki w postaci zasobu o mocy 155 MW.

Potrzeby w zakresie zasobów po stronie popytowej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w roku 2012 przeanalizowano w pracach [4] oraz [5] otrzymując szacunkową wartość około 1000 MW. W roku 2015 okresowo braki rezerw, z perspektywy tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD) pracy systemu elektroenergetycznego, które powinny być na poziomie 9% spodziewanego obciążenia godzinowego, sięgają 2000 MW. Trzeba jednak wziąć pod uwagę inne możliwości zapewnienia rezerw przez OSP, takie jak wykorzystanie elektrowni szczytowo pompowych czy zakupy interwencyjne energii zagranicą. Wydaje się jednak, że poziom zasobu po stronie popytowej wynoszący 1000 MW znajduje uzasadnienie ekonomiczne pod warunkiem stworzenia podstaw opłacalnego utrzymywania takiego zasobu do działania operacyjnego poprzez odpowiednie regulacje. Drogą do utworzenia zasobu o takiej mocy jest budowa wielu programów dla wielu grup odbiorców.

3. Inteligentne opomiarowanie

Jednym z zadań elektroenergetyki w celu wdrożenia gospodarki rynkowej oraz promowania jej efektywności jest rozwój systemów inteligentnego opomiarowania. W skali europejskiej [6] państwa członkowskie, w ponad dwóch

trzech przypadków już zbudowały lub zobowiązały się do podjęcia upowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych w wyniku pozytywnych analiz kosztów i korzyści spodziewanych jako rezultat uruchomienia tych systemów. Według ostrożnych szacunków zobowiązania inwestycyjne państw członkowskich UE związane z wdrażaniem na szeroką skalę inteligentnych systemów pomiarowych do roku 2020 sięgają 35 mld €. Planowane inwestycje przewidują instalację prawie 200 mln inteligentnych liczników energii elektrycznej (dla około 72% europejskich konsumentów, w zakresie UE-27).

Poprzez inteligentne opomiarowanie rozumiemy nowoczesną infrastrukturę obejmującą urządzenia pomiarowe, sieci teletransmisyjne, systemy komputerowe oraz procesy organizacyjne przeznaczone do pozyskiwania i gromadzenia danych o zużyciu i parametrach energii u każdego odbiorcy. Zgodnie z [6] średnie koszty związane z instalacją systemu wynoszą na odbiorcę 223 € (± 143 €) natomiast korzyści odbiorcy oceniane są na 309 € (± 170 €). Dzięki takim instalacjom możliwe staje się oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę. Najczęściej przywoływanymi korzyściami do osiągnięcia dzięki wykorzystaniu takich systemów [6] to umożliwienie odbiorcom zarządzania własnym zużyciem energii prowadzące do:

- zmniejszenia zużycia energii średnio o 2,6% (+/- 1,4%) oraz
- ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię w ciągu doby oceniane wartościowo w granicach do 9,9%.

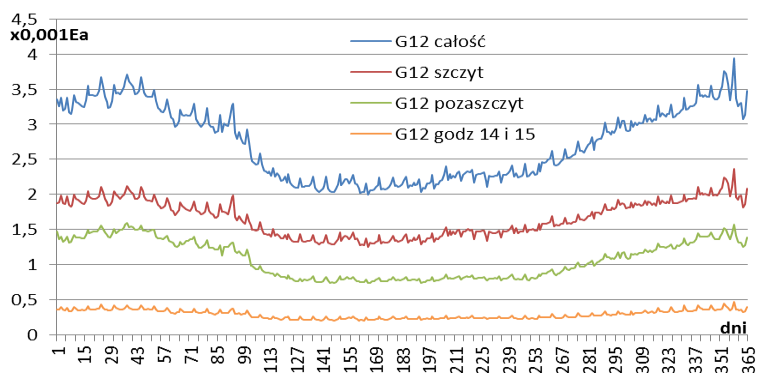
Korzyści takie są proporcjonalne do wartości zużycia energii przez odbiorców – im większe zużycie tym większe spodziewane zyski. Aby prawidłowo ocenić korzyści należałoby przeprowadzić badania pilotażowe na wybranych grupach klientów.

4. Taryfa z krytyczną stawką cenową jako jeden ze sposobów zapewnienia zasobów po stronie popytowej

Dla reagowania na okresowe wydarzenia wzrostu cen w systemie elektroenergetycznym oraz okresowe zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu w szczególności nadaje się program wprowadzający w tych okresach krytyczną stawkę cenową dla wymuszenia redukcji obciążenia. Wprowadzenie taryfy z krytyczną stawką cenową może pozwolić na utworzenie określonego zasobu oferującego zmienność obciążenia do wykorzystania w okresach pracy systemu elektroenergetycznego przy zagrożonym bezpieczeństwie czy też przy wysokim poziomie cen rynkowych. Podmiotami zainteresowanymi usługą zmienności obciążenia powinni być sprzedawcy energii elektrycznej, by zmniejszyć pobór energii przez swoich klientów w okresie szczytów cenowych na TGE, a także OSP w przypadku zgłoszenia danej grupy odbiorców, mogących oferować zmienność obciążenia, do uczestnictwa w programie awaryjnej redukcji obciążenia na polecenie OSP.

Przeprowadźmy symulację działania taryfy z krytyczną stawką cenową (CPP) dla określonej grupy odbiorców na przykładzie okresu istotnych wahań cen rynkowych i bilansujących, które miały miejsce w roku 2015 przedstawionych na rys. 1. Symulacja zostanie dokonana na grupie odbiorców w gospodarstwach domowych obejmującej 50 000 klientów grupy G12 o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej wynoszącej 4,5 MWh/odbiorcę.

Zasoby umożliwiające redukcję obciążenia przy wykorzystaniu klientów grupy taryfowej G12 zobrazowano na rys. 2. Zasadniczo dla tego celu nie można wykorzystywać urządzeń grzewczych pracujących w nocy bo wówczas nie ma zapotrzebowania na redukcję obciążenia. Odbiorcy grupy G12 charakteryzują się jednak znaczącym poborem energii w okresie szczytowym, który w okresie letnim stanowi około 70% poboru energii. Dość znaczący i równomierny jest pobór energii w okresie pozaszczytowym w ciągu dnia. Korzystanie z redukcji obciążenia w tych właśnie okresach jest interesujące ze względu na występujące szczyty obciążenia w systemie elektroenergetycznym.



Rys. 2. Sezonowa zmienność dobowego obciążenia odbiorców grupy taryfowej G12 jako całości oraz w podziale na obciążenia szczytowe, pozaszczytowe i pozaszczytowe w ciągu dnia (2 godziny) na podstawie profilu standardowego G12 w roku 2015 [7]

Zasada działania programu taryfowego z krytyczną stawką cenową polega na wprowadzeniu bardzo wysokich cen energii, w pewnych blokach godzinowych, po zawiadomieniu odbiorcy z ustalonym wyprzedzeniem czasowym, by dać mu szansę na ograniczenie swojego zużycia energii w tych okresach i otrzymanie gratyfikacji finansowej, zależnej od dokonanych rzeczywiście redukcji obciążeń. Celem jest wypracowanie, dla określonej grupy taryfowej odbiorców, mechanizmu kształtowania cen mobilizującego tę grupę dla zaoferowania zmienności obciążenia w odpowiedzi na określone sygnały cenowe i jednocześnie będącego neutralnym, jeśli chodzi o korzyści osiągnięte przez firmy sprzedające i dostarczające energię elektryczną do tej grupy odbiorców. W przypadku wykorzystania programu przez sprzedawcę sygnałem uruchamiającym wprowadzenie wysokich stawek krytycznych będzie poziom cen na TGE dnia poprzedniego. Pozwala to na częściowe ograniczenie

wydatków sprzedawcy na zakup energii w okresach wysokich cen. W poniższej symulacji założono, że ceny energii w godzinie powyżej 300 zł/MWh dnia poprzedniego powodują podjęcie decyzji przez sprzedawcę o wysłaniu sygnału do odbiorcy o wprowadzeniu cen krytycznych, przy czym długość okresu obowiązywania cen krytycznych w ciągu doby to minimum 2 godziny. Z analizy danych dotyczących cen na TGE w roku 2015 przedstawionych na rys. 1 wynika, że podwyższone ceny dla uczestników programu należy wprowadzić sumarycznie dla 50 godzin w roku w 16 okresach o czasie trwania od 2 do 8 godzin. W okresach oznaczonych na rys. 1 jako 1, 2, 8, 9 oraz 10 ceny energii są niższe niż 300 zł/MWh a zatem nie spowodują one wprowadzenia cen krytycznych w programie uruchamianym przez sprzedawcę. W przypadku kumulacji cen w kolejnych godzinach trwających powyżej 5 godzin w ciągu jednego dnia można rozważyć podzielenie tego okresu na dwa krótsze i umożliwienie odbiorcom wybór jednego z okresów w ciągu dnia do rozliczeń po stawkach krytycznych. Podstawowym zagadnieniem dla utworzenia grupy odbiorców skłonnych do oferowania zmienności obciążenia w godzinach krytycznych jest pozyskanie tych odbiorców do uczestnictwa w programie na podstawie dobrowolnej umowy oferującej określone korzyści w zamian za świadczoną usługę okresowego ograniczenia zużycia energii. W celu wypracowania poziomu cen energii dla odbiorców w okresach krytycznych sprawdzimy na początek czy przeniesienie bezpośrednio na odbiorców wysokich cen występujących na TGE nie będzie dostateczną motywacją do ograniczenia przez nich zużycia energii. Oznaczając przez H_{G11i} względną konsumpcję godzinową energii przez odbiorcę, wyrażoną w tysięcznych (0,001) konsumpcji rocznej E_a zgodnie z standardowym profilem G12 [7], podwyższenie rocznych wydatków na energię odbiorcy z kosztu K_{tar} do kosztu K_{crTGE} na skutek przeniesienia na niego cen rynkowych energii wraz z usługą przesyłania P_{crTGEi} w rozważanych godzinach krytycznych (rys. 3) w stosunku do cen taryfowych, wynoszących dla godzin k leżących w strefie szczytowej $P_{star}=0,5211$ zł/kWh [8] oraz dla godzin k leżących w strefie pozaszczytowej $P_{ptar}=0,2225$ zł/kWh, można wyznaczyć według poniższej zależności:

$$\frac{K_{crTGE}}{K_{tar}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^{i=50} P_{crTGEi} H_{G12i} + \sum_{k=51}^{k=8760} P_{tar k} H_{G12k}\right)}{\sum_{k=1}^{k=8760} H_{G12k} P_{tar k}} \quad (1)$$

W wyniku podstawienia danych do zależności (1) otrzymujemy wartość 1,0036 co praktycznie nie jest wystarczającą zachętą odbiorcy do uczestnictwa w programie. Aby redukcja obciążenia w godzinach krytycznych mogła przynieść widoczne efekty finansowe po stronie odbiorcy wymagane jest drastyczne podniesienie ceny za energię w godzinach krytycznych. W przypadku trzydziestokrotnego podniesienia ceny w godzinach krytycznych w stosunku do ceny taryfowej:

$$P_{cr en} = 30 * P_{tar en} \quad (2)$$

przy zachowaniu takich samych opłat za dystrybucję z zależności (1) otrzymujemy wartość 1,1469, w przypadku braku jakiegokolwiek redukcji obciążenia przez odbiorców, co daje różnicę w płatnościach za energię ΔK_{cr} przy cenach krytycznych K_{cr} w stosunku do płatności taryfowych K_{tar} wynoszącą:

$$\Delta K_{cr} = K_{cr} - K_{tar} = 266,95 \text{ zł} \quad (3)$$

Podniesienie trzydziestokrotne ceny taryfowej w godzinach krytycznych stwarza zatem ryzyko cenowe dla odbiorcy podane przez zależność (3) i aby zachęcić odbiorców do przystąpienia do programu należy je zniwelować proponując dla uczestników programu bonus zależny od rocznego zużycia energii indywidualnego uczestnika E_a równy:

$$B_{part} = \Delta K_{cr} / E_a \quad (4)$$

Zatem uczestnik programu, po otrzymaniu takiego bonusu, będzie chroniony przed podwyższeniem opłat za energię w przypadku braku podjęcia efektywnych działań dla redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Dokonując redukcji będzie miał szansę wykorzystać bonus w stopniu zależnym od wartości dokonanej redukcji obciążenia. Przedstawione warunki powinny znacząco ułatwić rekrutację uczestników programu.

W celu oceny sprawności ekonomicznej proponowanego programu sterowania popytem przeprowadzmy ocenę przychodów i kosztów spółki sprzedaży energii będącej organizatorem takiego programu. Dla tego celu niezbędne jest założenie średniego stopnia redukcji obciążenia odbiorców uczestników programu w godzinach krytycznych. Przyjmijmy, że odbiorcy dokonali takiej redukcji przy stopniu redukcji $W_{reds} = 0,6$ w okresie cen szczytowych co oznacza, że pozostawili obciążenie o wartości 60% w stosunku do obciążenia przy normalnych stawkach taryfowych. Dla okresu cen pozaszczytowych przyjmijmy większy stopień redukcji wynoszący $W_{redp} = 0,55$. Zbliżone stopnie redukcji obciążenia uzyskano dla programu z krytyczną stawką cenową wdrożonego we Francji [7]. Zakładaną redukcję obciążeń dobowych na skutek wprowadzenia cen krytycznych przedstawiono na rys. 3 dla rozpatrywanej grupy odbiorców, dla obciążenia według profilu standardowego na dzień 7 sierpnia 2015.

Rozpatrzmy poszczególne składniki kosztów i przychodów spółki sprzedaży energii będącej organizatorem programu. Podstawowym składnikiem przychodu spółki sprzedaży pozostanie przychód ze sprzedaży energii dla analizowanej grupy E_{agr} liczącej N_p uczestników o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej E_a :

$$E_{agr} = E_a * N_p \quad (5)$$

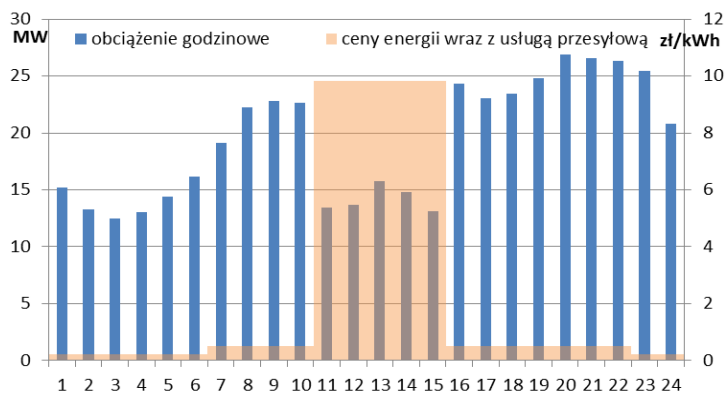
Zakładamy, że spółka zakupuje 100% energii na potrzeby odbiorców po cenach P_{crTGEi} występujących w analizowanych godzinach krytycznych na TGE i ponosi związany z tym koszt ΔK_{sup} określony poniższą zależnością:

$$\Delta K_{sup} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} P_{crTGEi} * H_{G12i} \quad (6)$$

W przypadku wprowadzenia cen krytycznych, po uwzględnieniu średnich stopni redukcji obciążenia przez uczestników programu w strefach szczytowej i pozaszczytowej, spółka dokonuje sprzedaży nadmiaru energii wynikającego z przyjętych stopni redukcji na rynku bilansującym po obowiązujących w danych godzinach cenach rozliczeniowych P_{CROi} osiągając przychód ΔI_{bil} wynoszący:

$$\Delta I_{bil} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} (1 - W_{redi}) * P_{CROi} * H_{G12i} \quad (7)$$

Przychody te mogą stanowić wynagrodzenie spółki obrotu organizującej program sterowania popytem z krytyczną stawką cenową a ich wartość zależy od ilości energii kupowanej na TGE, w analizowanych godzinach, dla pokrycia zapotrzebowania rozpatrywanej grupy odbiorców. Można jednak je wprowadzić do bilansu kosztów i przychodów spółki dla zapewnienia neutralności taryfowej programu co uczyniono dalej.



Rys. 3. Symulacja obciążeń grupy odbiorców uczestników programu w wyniku wprowadzenia cen krytycznych w dniu 7 sierpnia 2015 r.

Wprowadzenie krytycznej stawki cenowej wiąże się z dodatkowym przychodem spółki $\Delta I_{cr red}$ na skutek wprowadzenia cen krytycznych za energię $P_{cr en}$ w miejsce taryfowych cen energii szczytowych $P_{star en}$ lub pozaszczytowych $P_{ptar en}$ w zależności od umiejscowienia danego okresu krytycznego w godzinach dnia, który wynosi:

$$\Delta I_{cr red} = \frac{E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{i=50} W_{redi} * H_{G12i} * (P_{cr en} - P_{itar en}) \quad (8)$$

Należy również przeanalizować zagadnienie na ile redukcja obciążenia w godzinach krytycznych, na skutek drastycznego podwyższenia cen, spowoduje zwiększone zużycie energii w godzinach pozakrytycznych. Jeżeli przyjmiemy, że współczynnik odzysku utraconej energii na skutek wykorzystania sprzętu w innych okresach wynosi $W_{rec} = 0,7$ to wiążą się z tym następujące dodatkowe pozycje do rozliczenia u sprzedawcy:

- koszty zakupu energii nieplanowanej ΔK_{rec} po cenie średniej rozliczeniowej rynku bilansującego w godzinach pozakrytycznych P_{CROncr} :

$$\Delta K_{rec} = \frac{W_{rec} * P_{CRONcr} * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * H_{G12i} \quad (9)$$

– przychody ze sprzedaży energii zredukowanej w godzinach krytycznych i wykorzystanej w okresach pozakrytycznych szczytowych (takie przyjęte założenie) po cenach taryfowych $P_{star en}$:

$$\Delta I_{rec} = \frac{W_{rec} * P_{star en} * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * H_{G12i} \quad (10)$$

Poza bilansem spółki obrotu jest ograniczenie opłat dystrybucyjnych, dla stawek opłat wynoszących w okresach szczytowych $P_{star d}$ oraz pozaszczytowych $P_{ptar d}$, ponoszonych przez odbiorców na skutek zużytkowania w okresach pozakrytycznych tylko części energii zredukowanej w okresach krytycznych. Pozycja ta stanowi zysk dla odbiorców $\Delta I_{d odb}$ i stratę dla operatora sieci dystrybucyjnej $-\Delta I_{OSD}$ i wynosi:

$$\Delta I_{d odb} = -\Delta I_{OSD} = \frac{(1 - W_{rec}) * E_{agr}}{1000} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{redi}) * P_{itar d} * H_{G12i} \quad (11)$$

Spółka ponosi również koszty udzielania bonifikaty na roczne wydatki na energię uczestników programu w liczbie N_p o następującej wartości:

$$\Delta K_{bon} = N_p * B_{part} * E_a \quad (12)$$

Bilan zysków i strat organizatora programu przedstawia się następująco:

$$\Delta Z = \Delta I_{bil} - \Delta K_{sup} + \Delta I_{crrd} - \Delta K_{rec} + \Delta I_{rec} - \Delta K_{bon} \quad (13)$$

Z uwagi na dokonane redukcje obciążenia przez odbiorców przedstawiony bilans (13) jest ujemny na skutek przewagi udzielonych bonifikat, zakładających brak redukcji obciążenia odbiorców, nad zyskami z poboru energii po cenach krytycznych przy złożeniu redukcji obciążenia w stosunku do obciążenia przy cenach taryfowych do 60% obciążenia, w okresie cen szczytowych i do 55%, w okresie cen pozaszczytowych. Aby zniwelować straty sprzedawcy, organizatora programu z krytyczną stawką cenową i uzyskać cechę zmiennością obciążenia dla określonej grupy taryfowej danego sprzedawcy, należy rozłożyć zakładane straty na całą grupę taryfową obsługiwaną przez danego sprzedawcę, co przekłada się na podwyższenie opłaty taryfowej za energię. Jeżeli cała grupa odbiorców G12 liczy N odbiorców to podwyższenie opłat taryfowych wyniesie:

$$\Delta P_{tar} = \Delta Z / N * E_a \quad (14)$$

Uzyskana zmienność obciążenia może być również wykorzystana do oferowania redukcji obciążenia w awaryjnych programach redukcji obciążenia opracowywanych przez OSP. W analizowanych godzinach krytycznych występują braki rezerw dostępnych ponad zapotrzebowanie systemu a zatem uzasadnione będzie uruchomienie przez OSP programu awaryjnej redukcji obciążenia. Jak widać z rys. 3 redukcje obciążeń dla analizowanej grupy są w zakresie 10 MW co jest warunkiem stawianym przez OSP dla uczestników takiego programu. Dla jednostkowych opłat za redukcję obciążenia P_{jemer} uczestnictwo w programie pozwala na uzyskanie przychodu ΔR_{emer} :

$$\Delta R_{emer} = P_{jemer} * E_{agr} * \sum_{i=1}^{50} (1 - W_{red}) * H_{G11i} \quad (15)$$

Suma redukcji obciążeń analizowanej grupy w rozpatrywanym okresie wynosi 582 MWh, co przy założeniu $P_{jemer} = 1100$ zł/MWh, umożliwia przychód ponad 600 000 zł, który może być wliczony po stronie zysków do równania bilansowego (12) poprawiając o ponad 10% efektywność tworzenia zasobów zmienności obciążenia po stronie odbioru.

Uwzględniając dodatkowo w bilansie (13) przychody określone przez (15) oraz uniknięte wydatki odbiorców wyznaczone przez (11) dla liczności grupy G12 wynoszącej $N = 200\,000$ odbiorców to dla parametrów programu opisanego powyżej przyrost opłat taryfowych określony zależnością (14) powinien zapewnić dodatkowy przychód o wartości 25,79 zł na odbiorcę w stosunku do rozliczeń dla dotychczasowych cen, co oznacza dodatkowe roczne koszty dla klienta grupy taryfowej G12 na poziomie 1,42%. Przeniesienie tego kosztu na stawki taryfowe szczytowe i pozaszczytowe zależy od strategii sprzedawcy i może być skierowane na powiększenie różnicy między tymi cenami, zwiększając ryzyko odbiorcy i możliwości oszczędności do uzyskania przy przesunięciu obciążenia do strefy pozaszczytowej lub na zmniejszenie różnicy cen powodujące mniejsze ryzyko straty dla odbiorców przy mniej efektywnych działaniach dla zwiększenia obciążenia w strefie pozaszczytowej. Ta druga opcja może zachęcić większą liczbę klientów do uczestnictwa w rozliczeniach przy zastosowaniu taryfy G12.

Przedstawiona analiza obrazuje sposób tworzenia zasobów zmienności obciążenia po stronie popytowej w grupach odbiorców rozproszonych. Wdrożenie przedstawionych działań wymaga zainstalowania u odbiorców uczestniczących liczników inteligentnych, dla rozliczenia oszczędności uzyskanych przez odbiorcę oraz stworzenia kanału łączności z odbiorcami w celu przesyłania im informacji o nadchodzących godzinach krytycznych. Przedstawiony program stanowi więc także jeden ze sposobów wykorzystania inteligentnego opomiarowania dla uzyskania określonej funkcjonalności.

5. Podsumowanie

Sterowanie popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych może być skutecznym narzędziem prowadzącym do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenia ryzyka cenowego sprzedawców w warunkach rynku energii elektrycznej. Projektowanie efektywnych programów taryf strefowych wymaga koordynacji działania sprzedawców i operatorów sieciowych, którzy są odpowiedzialni za warstwę techniczną wyposażenia odbiorców. Efekty wdrożonych taryf powinny być oceniane poprzez okresowe analizy odczytów liczników inteligentnych pozwalające na określenie elastyczności popytu analizowanej grupy klientów i wykorzystanie tej cechy dla poprawy efektywności sterowania popytem przy realizacji zadań sprzedawców i operatorów sieciowych.

Przedstawiony program może być wykorzystany dla celów zapoczątkowania tworzenia zasobu po stronie popytowej. Charakteryzuje się on praktycznie zerowym ryzykiem cenowym dla jego uczestników. Zasoby pozyskane w ten sposób mogą być wykorzystane przez sprzedawców i operatorów sieciowych co jest szczególnie pożądane przy braku wystarczających rezerw wytwórczych.

W miarę rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania wzrastają możliwości wprowadzenia opisanego programu dla większej liczby uczestników. W miarę upowszechniania programu należy zmieniać podejście do udzielania bonifikat poprzez ich ograniczenie a wynagradzanie raczej rzeczywistej redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Stwarza to jednak większe ryzyko dla odbiorców indywidualnych, którzy powinni zostać wdrożeni do właściwego reagowania na sygnały cenowe na rynku energii przed wystawieniem ich na ryzyko z tym związane.

Literatura

- [1] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2013 do 31 grudnia 2014. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015. www.mg.gov.pl
- [2] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. www.pse.pl
- [3] Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission. December 2015. <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>
- [4] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Michalski A.: Efficiency Improving of Time of Use Tariffs for Residential Customer to Create More Valuable Demand Response Resource. EMM 2014.
- [5] Andruszkiewicz J., Lorenc J.: Application perspectives of demand side response basing on critical peak pricing to support power system balancing during critical hours. Safety of the Polish power system. Scientific Publishers OWN. Poznań 2012.
- [6] Covrig C. F., Ardelean M., Vasiljevskaja J., Mengolini A., Fulli G. (DG JRC), Amoiralis E. (External). Collaborators: Jimenez M. S., Filiou C. (DG ENER): Smart Grid Projects Outlook 2014. JRC Science and policy reports. <https://ec.europa.eu/jrc/>
- [7] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. <http://www.operator.enea.pl/21/INSTRUKCJE/Instrukcje-IRiESD-883.html>
- [8] Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki, Energia elektryczna. Taryfy opublikowane w 2014 r. <http://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-innedejczyje/energia-elektryczna/1196,Taryfy-opublikowane-w-2014-r.html>
- [9] Hierzinger R., Albu M., van Elburg H., Scott A. J., Łazicki A., Penttinen L., Puente F., Sæle H.: European Smart Metering Landscape. Report 2012, [Online]. Available: <http://www.smartregions.net/landscape>