

Automatyka DADR jako element redukcji obciążeń szczytowych w KSE

Streszczenie. Artykuł prezentuje wykorzystanie systemu rozproszonej automatyki DADR (ang. Decentralized Active Demand Response) do przesuwania obciążeń w krzywej zapotrzebowania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). W artykule omówiona została zasada działania systemu DADR we współpracy z urządzeniami termostatycznymi (chłodziarko-zamrażarki). W działaniu systemu DADR użyto stochastycznego algorytmu. Cechą charakterystyczną proponowanego rozwiązania, jest brak występowania interwałów i oscylacji mocy oraz brak komunikacji pomiędzy elementami systemu (urządzeniami DADR).

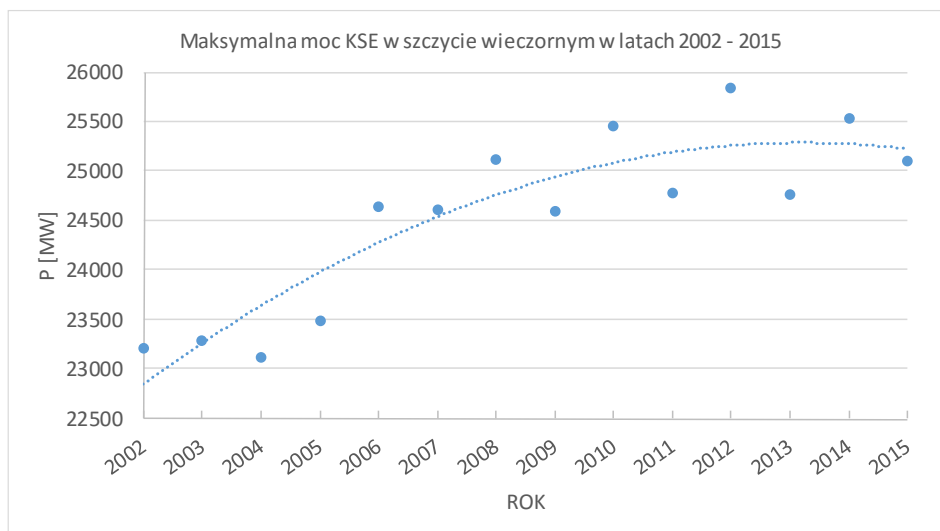
Abstract. The paper presents the use of a distributed automation DADR system (Decentralized Active Demand Response) for load shifting in the daily load curve of the Polish Power System. The article discusses the operational principle of DADR systems in connection with thermostatic devices (refrigerator and freezers). The DADR system uses a stochastic algorithm. A characteristic feature of the proposed solution is the absence of communication between system elements and the lack of power intervals and oscillation. (Energy management using DADR automation).

Keywords: demand side management, energy efficiency, peak load shifting

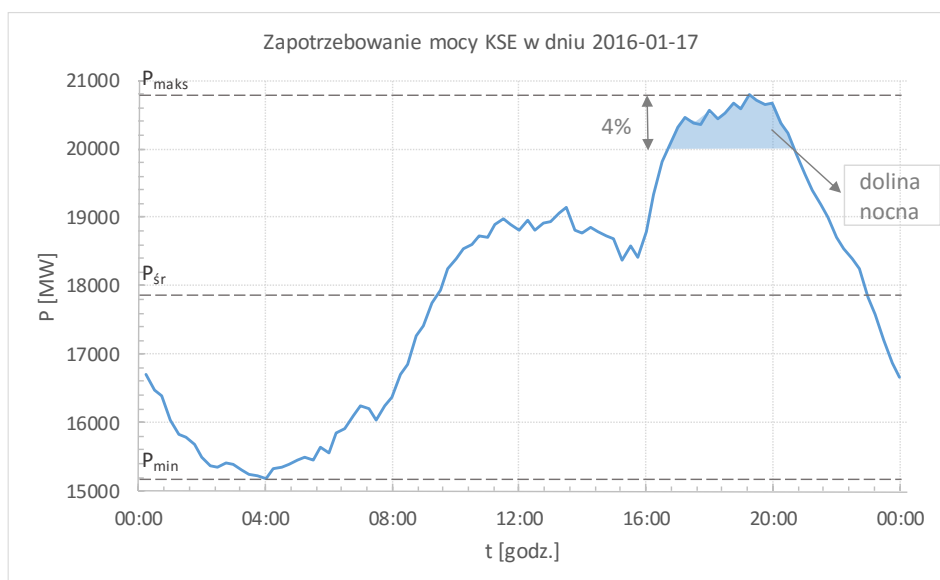
Wstęp

Krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową w latach 2002 – 2015. Wartość mocy maksymalnej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w stosunku do roku 2002 wzrasta. Na rysunku 1 pokazane są punkty reprezentujące maksymalną wartość mocy w danym roku, aproksymowane wielomianem 2-go stopnia. Jak widać wzrost mocy maksymalnej zmniejszył się od roku 2011 i aktualnie jest na tym samym poziomie. W roku 2002 moc szczytowa wynosiła ponad 23 GW, a w roku 2012 była najwyższa i osiągnęła prawie 26 GW. Aktualnie utrzymuje się na poziomie 25,0 – 25,5 GW. Suma mocy osiągalnej, jak wynika z raportu Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) [2] wyniosła w roku 2014 ponad 38 GW. W ramach Planu Koordynacyjnego Roczno wymagana jest rezerwa mocy potrzebna m.in. do zachowania zapotrzebowania na energię (ciągłości dostaw) oraz do wspomagania stabilności dynamicznej systemu. Określona jest ona głównie jako 18% średniej arytmetycznej z maksymalnych wartości godzinowych zapotrzebowania odbiorców krajowych w poszczególnych miesiącach poprzedniego roku, uwzględniając także współczynnik prognoz przyrostu zapotrzebowania na moc w danym roku oraz ilość zdolności wytwórczych w zakresie interwencyjnej rezerwy zimnej.

W związku z utrzymaniem rezerw mocy oraz źródeł szczytowo pompowych, a także z deficytem mocy (np. w przypadku upałów, awarii) w KSE jest wyraźna potrzeba zmniejszenia mocy maksymalnej. W związku z tym korzystne jest przesunięcie wartości energii pobieranej w szczycie na dolinę nocną (rys. 2). Oczekiwaną wielkością w KSE, zgłaszaną przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) jest redukcja mocy szczytowej o 4% (rys. 2).



Rys. 1. Maksymalna moc KSE w szczycie wieczornym w poszczególnych latach od 2002 do 2015 [3] (maksymalne wartości mocy w danym roku aproksymowane wielomianem 2-go stopnia).



Rys. 2. Zapotrzebowanie mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) z dnia 17 stycznia 2016 [3].

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Aktualne rozwiązania

Spotykane w literaturze procesy modyfikacji dobowego profilu obciążenia realizowane są najczęściej za pomocą dwóch podstawowych typów usług typu Demand Side Management (DSM):

- i. redukcji obciążeń szczytowych (peak load shaving) polegającej na ograniczeniu mocy obciążenia w godzinach szczytowego poboru energii;
- ii. zwiększeniu obciążenia w godzinach doliny nocnej (valey filling) polegającego na załączaniu odbiorów o znacznych mocach w godzinach nocnych, gdy obciążenie systemu elektroenergetycznego jest minimalne.

Często oba działania realizowane są jednocześnie w ramach jednego procesu polegającego na przesunięciu pracy wybranych urządzeń z godzin szczytowych na godziny doliny nocnej. Proces ten nazywany jest „load shifting”. Zagadnienia związane ze sterowaniem popytem po stronie małych odbiorców końcowych (residential loads) są szeroko opisywane w literaturze dotyczą natomiast w większości przypadków oddziaływania na stronę popytową poprzez programy taryfowe takie jak Time of Use (ToU), Real Time Pricing (RTP) czy Critical Peak Pricing (CPP), gdzie cena energii elektrycznej jest zmienna w ciągu doby i jest związana z cenami energii na rynku bilansującym. W programach tych odbiorca pod presją wysokich opłat za energię w godzinach szczytowych zmuszony jest do samodzielnej modyfikacji profilu, co nie zawsze pozwala na osiągnięcie zamierzonego efektu w postaci redukcji obciążeń szczytowych (przesunięcia obciążeń), a wywołuje jedynie wzrost opłat za energię elektryczną i w konsekwencji rezygnację z takiego programu taryfowego.

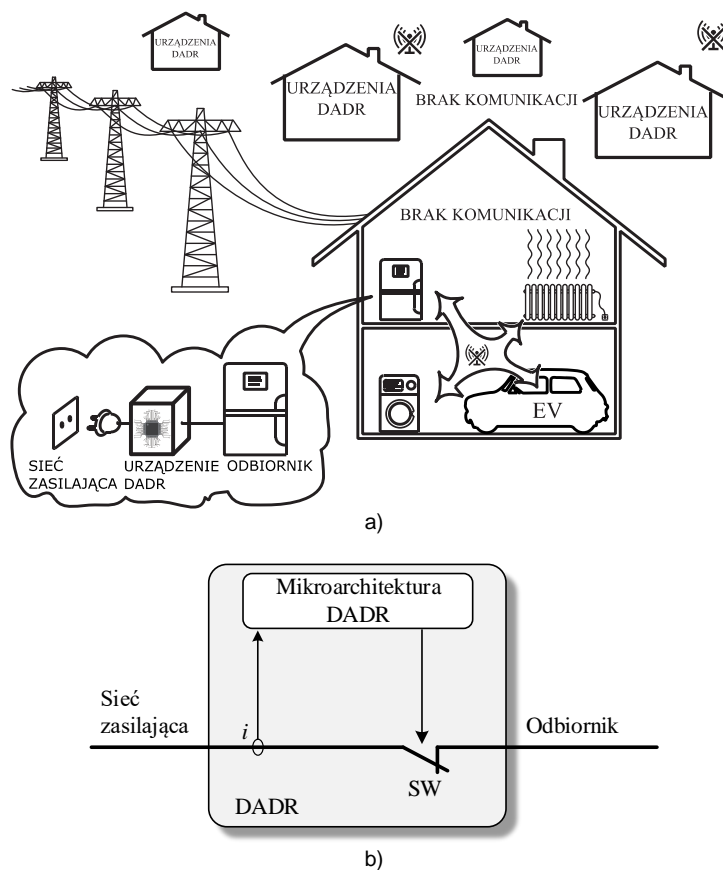
Wyrównywanie krzywej obciążenia dobowego wpływa nie tylko na redukcję strat technicznych, ale pozwala także na zmniejszenie strat bilansowych, które rosną wraz ze wzrostem nierównomierności krzywej obciążenia dobowego, gdyż wymagają angażowania mocy z drogich źródeł szczytowych [1]. Zmniejszenie obciążeń szczytowych w KSE wpłynąć może po pierwsze na redukcję strat sieciowych, które wynoszą ok. 7% jak również na stabilność Systemu Elektroenergetycznego (SEE) poprzez zwiększenie rezerwy mocy. W tym względzie działanie systemu DADR jest odpowiedzią na zapotrzebowanie zgłoszone przez OSP odpowiedzialnego za stabilność polskiego SEE, na redukcję mocy szczytowych o około 4% i stanowić może alternatywę lub uzupełnienie programu redukcji interwencyjnej skierowanego do agregatorów strony popytowej.

Ogólna koncepcja działania systemu DADR w trybie DSM

Cechą charakterystyczną systemu DADR (rys. 4a) jest rozproszenie w SEE elementów wykonawczych (urządzeń DADR) oraz brak komunikacji pomiędzy nimi. Pojedyncze urządzenie DADR (rys. 4b) pośredniczy pomiędzy siecią zasilającą a odbiornikiem mierząc jego prąd i na tej podstawie określając stan pracy (czas pracy) urządzenia. Urządzenie DADR ma także możliwość pomiaru parametrów napięcia (częstotliwości) na podstawie której może także wspomagać stabilność dynamiczną. Cecha ta nie jest opisana ponieważ nie jest tematem niniejszej publikacji, w której skupiono się jedynie na działaniu redukującym obciążenia szczytowe.

Sterowanie urządzeniem termostatycznym poprzez urządzenie DADR polega na blokowaniu jego pracy w określonych godzinach doby (godzinach szczytu). Harmonogram i czas pracy blokad korelowany jest z krzywą obciążenia dobowego, na podstawie danych z roku poprzedzającego wpisanych do pamięci urządzenia DADR. Przykładowa krzywa zapotrzebowania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym przedstawiona jest na rysunku 2 (z dnia 17 stycznia 2016) z zaznaczonymi poziomami mocy maksymalnej, średniej oraz obszarem oczekiwanym do redukcji (4% mocy maksymalnej – zapotrzebowanie zgłoszone przez OSD).

System DADR (który tworzą poszczególne urządzenia DADR), nie włącza ani nie włącza urządzeń jednocześnie (szerszy opis w rozdziale „Stochastyczny algorytm sterowania układami DADR”), w związku z tym nie powoduje oscylacji mocy w SEE. Biorąc pod uwagę brak komunikacji pomiędzy urządzeniami DADR, czyni go to wysoce aplikowanym rozwiązaniem na tle istniejących (brak budowy zaawansowanej infrastruktury komunikacyjnej).



Rys. 4. DADR jako element rozproszonego systemu DSM: (a) idea systemu, (b) struktura wewnętrzna pojedynczego urządzenia DADR.

Wyłączenie urządzenia sterowanego termostatycznie na potrzeby redukcji obciążenia szczytowego

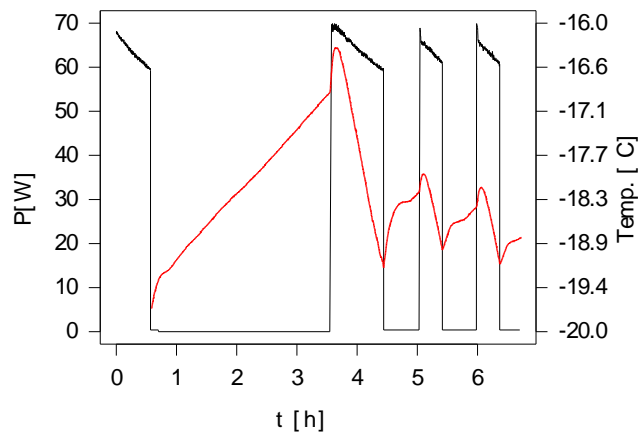
Sterowanie urządzeniami termostatycznymi, służącymi poprawie parametrów systemu elektroenergetycznego, jest szeroko opisywane w literaturze [5]–[11] jednakże często rozwiązania te wymagają ingerencji w strukturę urządzenia (np. wymuszona zmiana granic chłodzenia w agregacie) a ich działanie możliwe jest dzięki komunikacji (sieci Smart Grid) [1], [12]–[20]. Zaletą proponowanego systemu DADR jest brak ingerencji w strukturę urządzenia oraz brak komunikacji pomiędzy poszczególnymi elementami systemu (urządzeniami DADR).

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Jak wspomniano wcześniej jednym z urządzeń, które nadają się do regulacji za pomocą urządzenia DADR są urządzenia z termostatem jak np. chłodziarki i zamrażarki. Głównym powodem ich podatności na tego typu usługę jest ich powszechność występowania i całodobowa dostępność. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego [21] chłodziarki i zamrażarki są używane w 99,5% polskich gospodarstwach domowych (tabela 1).

Biorąc pod uwagę powyższe na potrzeby dalszych analiz wybrano zamrażarki. Wykorzystanie tych urządzeń do świadczenia usług DSM wymaga blokowania pracy ich agregatów w godzinach szczytowych (peak hours). Poza godzinami szczytowymi (off peak hours) urządzenie DADR pozwala zamrażarce pracować w jej normalnym trybie pracy. Blokowanie pracy agregatów nie pozostaje bez wpływu na realizowane przez zamrażarki procesy. W większości przypadków, ze względu na dużą bezwładność tych procesów, ich wyłączenie na czas nieprzekraczający 2 - 3 godzin (około dwa, trzy cykle pracy) nie powoduje znacznej utraty ich funkcjonalności, choć trzeba się liczyć z powstaniem większych uchybów regulacji temperatury.

Jak wykazały pomiary w normalnym trybie pracy temperatura w zamrażalniku na środkowej półce mieści się w przedziale $-19,8^{\circ}\text{C}$ do $-17,5^{\circ}\text{C}$. W sytuacji, w której zamrażalnik zostanie wyłączony na 3 godziny (pozbawiamy go 2 – 3 cykli pracy) i nie będą otwierane drzwi, temperatura wzrasta do wartości $-16,3^{\circ}\text{C}$ (rys. 5). Otwieranie drzwi, co 15 minut na 20 sekund (co jest ponadprzeciętną częstością otwarć), powoduje wzrost temperatury w zamrażalniku do wartości $-13,3^{\circ}\text{C}$. Jednakże niezależnie od sposobu użytkowania urządzenia (nawet przy kilkugodzinnym wyłączeniu) nie dochodzi do degradacji funkcjonowania, które groziłoby zniszczeniem produktów.



Rys. 5. Przebieg czasowy mocy i temperatury w zamrażarce - 3 godzinne wyłączenie bez otwierania drzwi.

Stochastyczny algorytm sterowania układami DADR

Normalny cykl pracy zamrażarki. Załóżmy, że każdy i-ty typowy cykl pracy urządzenia termostatycznego (zamrażarki) sterowanego za pomocą urządzenia DADR składa się z dwóch następujących po sobie etapów: ON (agregat włączony) i OFF (agregat wyłączony) (rys. 6). Etap OFF rozpoczyna się po osiągnięciu minimalnej temperatury ϑ_{\min} . Wtedy agregat wyłącza się na okres $T_{i,OFF}$ i temperatura w komorze zamrażalnika w tym

czasie rośnie. Po osiągnięciu maksymalnej temperatury ϑ_{max} , rozpoczyna się etap ON Agregat włącza się na okres $T_{i,ON}$ ze średnią mocą \bar{P} i działa do momentu osiągnięcia temperatury minimalnej ϑ_{min} . Ponadto założmy, że czas pracy agregatu $T_{i,ON}$ jest proporcjonalny do czasu wyłączenia $T_{i,OFF}$ [7], [9], [10] co można zapisać

$$(1) \quad T_{i,ON} = \alpha T_{i,OFF}$$

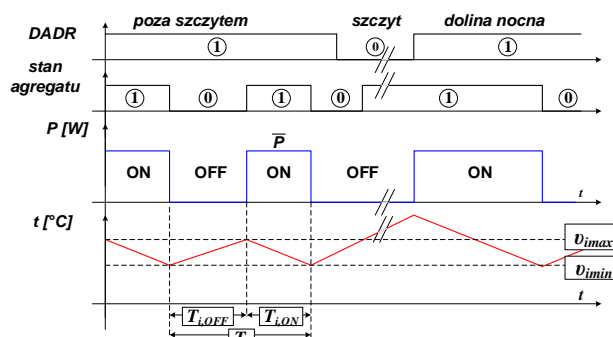
Gdzie $\alpha > 0$ jest współczynnikiem proporcjonalności. Ze względu na niezależną pracę poszczególnych urządzeń (zamrażarek) zakładamy, że czas w którym agregat i-tego urządzenia nie pracuje jest losowy o rozkładzie jednostajnym w zakresie od T_{min} do T_{max} co zapisujemy $T_{i,OFF} \sim U(T_{min}, T_{max})$. Oznacza to, że czas pracy i-tego urządzenia (agregatu) jest również zmienna losową o rozkładzie jednostajnym $T_{i,ON} \sim U(\alpha T_{min}, \alpha T_{max})$.

Cykl pracy zamrażarki w momencie działania urządzenia DADR. Jak wspomniano wcześniej głównym zadaniem urządzenia DADR jest blokowanie pracy zamrażarki przez określony czas w momencie trwania szczytu. W celu uniknięcia powstawania oscylacji mocy w SEE w działaniu systemu DADR charakterystyczne są dwie najważniejsze cechy:

- działające urządzenia (zamrażarki) w momencie początku trwania szczytu nie są wyłączone jednocześnie (każde z urządzeń DADR aktywuje blokadę pracy zamrażarki w momencie, kiedy naturalnie zakończy ona swój aktualny proces chłodzenia, wyłączenia agregatu);
- po skończeniu szczytu urządzenia nie są włączane jednocześnie (zaimplementowany stochastyczny algorytm bazuje na losowaniu czasu blokady zamrażarki, w związku z czym ich włączenie nie następuje w jednej chwili zaraz po skończeniu trwania szczytu).

Zamrażarka w momencie działania urządzenia DADR ma wymuszony wydłużony stan $T_{i,OFF}$. Uwzględniając powyższe na potrzeby analiz przyjęto, że czas tego stanu będzie losowy o rozkładzie jednostajnym $U(T_{min}^{DADR}, T_{max}^{DADR})$, co oznacza, że agregat będzie wyłączony przez okres co najmniej T_{min}^{DADR} a nie dłużej niż T_{max}^{DADR} . Czasy te determinują długość trwania szczytu w danym dniu.

Oparcie algorytmu sterowania na wyżej opisanych zasadach pozwoli uniknięcia sytuacji synchronicznego wyłączenia i włączania urządzeń, co miałoby niekorzystny wpływ na system elektroenergetyczny w postaci przywołanych wcześniej oscylacji mocy. Na rysunku 6 zobrazowano opisane wyżej normalny cykl pracy i cykl pracy w momencie ingerencji urządzenia DADR.



Rys. 6. Idealizowane przebiegi czasowe temperatury w komorze zamrażalnika podczas normalnego cyklu pracy oraz cyklu pracy podczas ingerencji urządzenia DADR.

IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016

Architektura urządzenia DADR. Urządzenie DADR posiada pamięć podręczną, w której zapisany jest harmonogram szczytów na cały rok, zegar czasu rzeczywistego, stoper (odmierzający czas, który upłynął od zmiany stanu pracy urządzenia) oraz moduł generatora liczb pseudolosowych. Na podstawie danych w pamięci wewnętrznej (harmonogram szczytów) oraz czasu rzeczywistego, sprawdzany jest kiedy wystąpi szczyt. W momencie rozpoczęcia szczytu, na podstawie pomiaru prądu określany jest stan pracy urządzenia (zamrażarki):

- jeśli agregat jest włączony, urządzenie DADR czeka aż agregat skończy swój cykl, po czym blokuje go na czas wylosowany z rozkładu jednostajnego $U(T_{min}^{DADR}, T_{max}^{DADR})$;
- jeśli agregat był wyłączony, od razu losowany jest czas z rozkładu jednostajnego $U(T_{min}^{DADR}, T_{max}^{DADR})$ od którego odejmowany jest czas, który minął od ostatniego wyłączenia agregatu (stoper).

Tym samym każda z zamrażarek będzie blokowana na czas zgodny z rozkładem jednostajnym $U(T_{min}^{DADR}, T_{max}^{DADR})$. Po tym czasie urządzenie DADR pozwala pracować zamrażarce w jej normalnym trybie i czeka na wystąpienie kolejnego szczytu.

W celu weryfikacji właściwości proponowanego rozwiązania przeprowadzono symulację, gdzie sprawdzono zagregowany wpływ działania systemu DADR na rzeczywistą charakterystykę dziennego obciążenia polskiego systemu elektroenergetycznego. Symulację przeprowadzono dla 100 000 tys. urządzeń (zamrażarek). Następnie uwzględniając prawa wielkich liczb, wyskalowano wynik symulacji do populacji 16 mln. urządzeń.

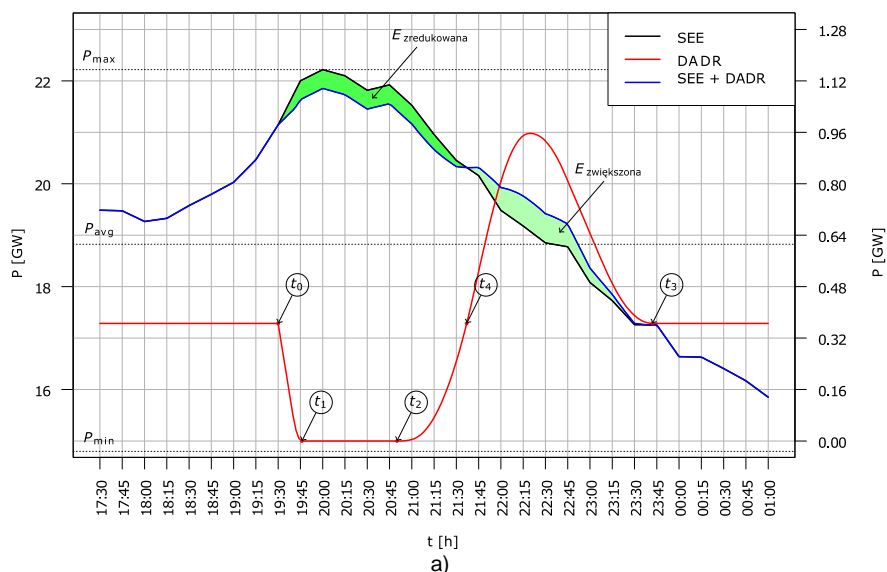
Założenia symulacyjne. Na potrzeby symulacji przyjęto krzywą mocy dla 1 marca 2014 roku. Założono również 16 mln populację sterowanych urządzeń (jest to liczba chłodziarko-zamrażarek w polskich gospodarstwach domowych wg danych GUS [21]). Średnią moc urządzeń przyjęto na podstawie pomiaru i wynosi ona $\bar{P} = 80 W$. Minimalny i maksymalny czas opóźnienia (po aktywacji sygnału DSM) po którym zamrażarka przejdzie do stanu wyłączenia (jest to jednocześnie minimalny i maksymalny czas działania agregatu w pojedynczym cyklu) został określony także na podstawie pomiarów i wynosi od 25 do 40 minut (czasy te głównie zależą od wykonania urządzenia oraz sposobu użytkowania). Dodatkowo aby wyeliminować jednoczesne załączanie urządzeń, czas na który zostały aktywowane do trybu DSM w poszczególnych urządzeniach był losowany z rozkładu jednostajnego $U(T_{min}^{DADR}, T_{max}^{DADR})$ (czasy T_{min}^{DADR} i T_{max}^{DADR} wynikają z długości trwania szczytu w danym dniu).

Sygnał aktywacji trybu DSM został wybrany na godzinę 19:30 dla przebiegu krzywej mocy z dnia 1 marca 2014. Poniżej zestawienie parametrów przyjętych na potrzeby badań symulacyjnych:

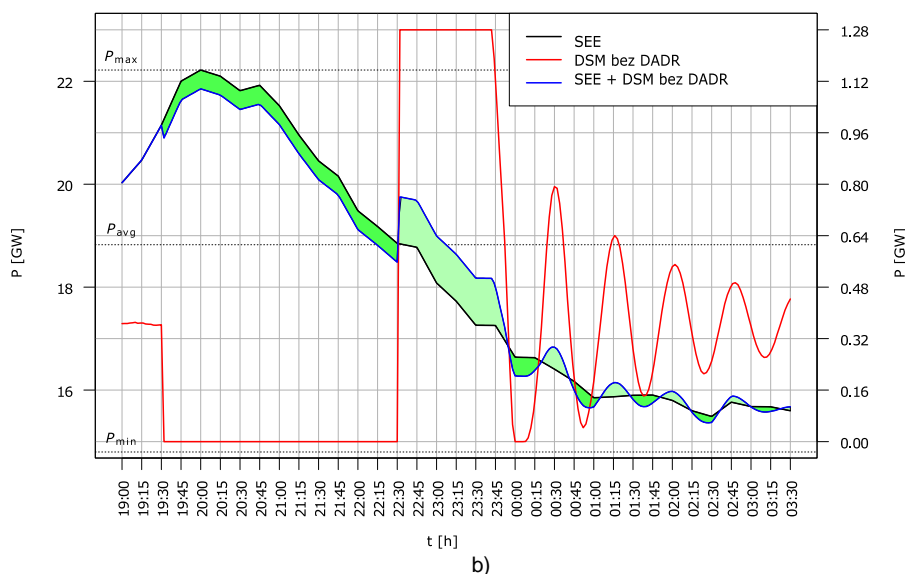
- ilość urządzeń biorących udział w usłudze DSM: $N=16 \cdot 10^6$ (liczba urządzeń termostatycznych na podstawie danych GUS [21]),
- średnia moc elektryczna pojedynczego urządzenia $\bar{P} = 80 W$ (GUS [21]),
- początek szczytu (moment aktywacji usługi DSM): $t_0=19:30$ (przykładowy szczyt na rysunku 7),
- minimalny i maksymalny czas działania agregatu zamrażarki $t_{min}=25$ min., $t_{max}=40$ min. (na podstawie pomiarów badanej zamrażarki),
- współczynnik $\alpha=0,4$ (charakterystyczny dla urządzeń termostatycznych [5]–[11]),
- minimalny i maksymalny czas aktywacji trybu DSM w urządzeniu $T_{min}^{DADR} = 120$ min i $T_{max}^{DADR} = 180$ min. (przyjęty na podstawie pomiarów temperatury);

Wyniki symulacji oraz ocena efektu energetycznego. Uwzględniając powyższe dane wyznaczono wpływ systemu DADR na dobową krzywą obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem zaproponowanego algorytmu stochastycznego (rys. 7a) oraz w przypadku podejścia deterministycznego spotykanego w literaturze [18], [22] (rys. 7b).

Wyniki symulacji wskazują, że wykorzystanie systemu DADR przy 16 mln populacji urządzeń biorących udział w DSM pozwala na ograniczenie mocy szczytowej o ok. 1,6% (0,37 GW) oraz zmniejszenie poboru energii w godzinach szczytowych o ok. 0,65 GWh. Jednocześnie zauważyć należy, że po dezaktywacji systemu DADR energia ta jest stopniowo „odbierana” z SEE powodując czasowe dociążenie systemu elektroenergetycznego i wypełnienie części strefy pozaszczytowej (doliny nocnej). Ze względu na krótki czas strefy DSM i następującej bezpośrednio po niej strefy zwiększonego poboru mocy (ok. 3 h) zarówno redukcja mocy jak i zwiększenie mocy odbywa się w strefie obciążenia systemu elektroenergetycznego znajdującego się powyżej poziomu mocy średniej. Oznacza to, że system DADR wpływać może na zmniejszenie strat mocy przesyłowych poprzez ograniczenie mocy szczytowej i wartości prądów szczytowych.



IX Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2016



Rys. 7. Wyniki symulacji działania systemu DADR w trybie DSM: a) z algorytmem stochastycznym, b) bez algorytmu stochastycznego.

Podsumowane

W artykule przedstawiono podstawowe założenia dotyczące wykorzystania systemu DADR do redukcji obciążeń szczytowych. Przewagą proponowanego rozwiązania na tle istniejących jest brak komunikacji pomiędzy elementami systemu (urządzeniami DADR) oraz brak konieczności ingerencji w strukturę wewnętrzną sterowanych urządzeń. Badania symulacyjne opracowanego algorytmu sterowania pokazały możliwość eliminacji niekorzystnego oddziaływania (oscylacji mocy) na system elektroenergetyczny. Wady tej nie są pozbawione tradycyjnie systemy DSM oparte na bezwarunkowym ograniczeniu mocy. Jednocześnie można zauważyć, że zastosowanie odpowiednio dużej populacji wyselekcjonowanych urządzeń o stosunkowo niewielkich mocach przynieść może pożądany skutek redukcyjny bez znaczącego zmniejszenia ich funkcjonalności.

Literatura

1. M. Aunedi, P.-A. Kountouriotis, J. E. O. Calderon, D. Angeli, and G. Strbac, "Economic and Environmental Benefits of Dynamic Demand in Providing Frequency Regulation," *Smart Grid, IEEE Trans.*, vol. 4, no. 4, pp. 2036–2048, 2013.
2. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A, "Raport roczny - 2014," 2014.
3. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A, "Zapotrzebowanie KSE." [Online]. Available: www.pse.pl.
4. G. U. Statystyczny, "Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012 r."
5. D. Angeli and P.-A. Kountouriotis, "A Stochastic Approach to Dynamic-Demand Refrigerator Control," *Control Syst. Technol. IEEE Trans.*, vol. 20, no. 3, pp. 581–592, 2012.
6. M. Kamgarpour, C. Ellen, S. E. Z. Soudjani, S. Gerwin, J. L. Mathieu, N. Mullner, A. Abate, D. S. Callaway, M. Franzle, and J. Lygeros, "Modeling options for demand

- side participation of thermostatically controlled loads,” in *Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP), 2013 IREP Symposium*, 2013, pp. 1–15.
7. G. Niro, D. Salles, M. V. P. Alc?ntara, and L. C. P. da Silva, “Large-scale control of domestic refrigerators for demand peak reduction in distribution systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 100, no. 0, pp. 34–42, 2013.
 8. C. Perfumo, E. Kofman, J. H. Braslavsky, and J. K. Ward, “Load management: Model-based control of aggregate power for populations of thermostatically controlled loads,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 55, no. 0, pp. 36–48, 2012.
 9. M. Stadler, W. Krause, M. Sonnenschein, and U. Vogel, “The Adaptive Fridge-- Comparing different control schemes for enhancing load shifting of electricity demand,” in *21st Conference Informatics for Environmental Protection-Enviroinfo Warsaw*, 2007, pp. 199–206.
 10. M. Stadler, W. Krause, M. Sonnenschein, and U. Vogel, “Modelling and evaluation of control schemes for enhancing load shift of electricity demand for cooling devices,” *Environ. Model. Softw.*, vol. 24, no. 2, pp. 285–295, 2009.
 11. Y. Sun, S. Wang, F. Xiao, and D. Gao, “Peak load shifting control using different cold thermal energy storage facilities in commercial buildings: A review,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 71, no. 0, pp. 101–114, 2013.
 12. J. A. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, A. H. Abu Bakar, and H. Mohamad, “A New Under-Frequency Load Shedding Technique Based on Combination of Fixed and Random Priority of Loads for Smart Grid Applications,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–9, 2014.
 13. B. Shi and J. Liu, “Decentralized control and fair load-shedding compensations to prevent cascading failures in a smart grid,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, no. 0, pp. 582–590, 2015.
 14. M. R. Vedady Moghadam, R. T. B. Ma, and R. Zhang, “Distributed Frequency Control in Smart Grids via Randomized Demand Response,” *Smart Grid, IEEE Trans.*, vol. 5, no. 6, pp. 2798–2809, 2014.
 15. S. Vachirasricirikul and I. Ngamroo, “Robust LFC in a Smart Grid With Wind Power Penetration by Coordinated V2G Control and Frequency Controller,” *Smart Grid, IEEE Trans.*, vol. 5, no. 1, pp. 371–380, 2014.
 16. H. Shayeghi, H. A. Shayanfar, and A. Jalili, “Load frequency control strategies: A state-of-the-art survey for the researcher,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 2, pp. 344–353, 2009.
 17. K. K. W. Zhang, J. Lian, L. D. Marinovici, C. Moya, and J. E. Dagle, “Distributed Smart Grid Asset Control Strategies for Providing Ancillary Services,” 2013.
 18. G. Strbac, “Demand side management: Benefits and challenges,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, 2008.
 19. C. Zhao, U. Topcu, N. Li, and S. Low, “Design and Stability of Load-Side Primary Frequency Control in Power Systems,” *Autom. Control. IEEE Trans.*, vol. 59, no. 5, pp. 1177–1189, 2014.
 20. Y. Wang, Q. Chen, C. Kang, M. Zhang, K. Wang, and Y. Zhao, “Load Profiling and Its Application to Demand Response: A Review,” *Tsinghua Sci. Technol.*, vol. 20, no. 2, pp. 117–129, 2015.
 21. C. S. Office, “Energy Consumption In Households In 2012.” 2014.