



Warszawa, dnia 29 października 2018 r.

PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
DRE.WOSE.7128.73.2.2018.ZJ

DECYZJA

Na podstawie art. 7 ust. 1 i ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. UE L 112 z 27.04.2016) w związku z art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2018 r. poz. 755 ze zm.) oraz z art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2017 r., poz. 1257, z późn. zm.),

po rozpatrzeniu wniosku:

ERG
Spółka Akcyjna
z siedzibą w Dąbrowie Górniczej,
zwanego dalej „Przedsiębiorstwem”

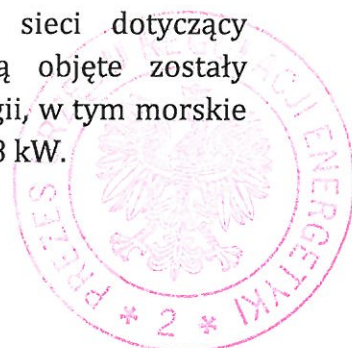
z dnia 7 maja 2018 r., zwanego dalej „Wnioskiem”, o zatwierdzenie wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci zgodnie z art. 7 ust. 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112 z 27.04.2016) (dalej: „Rozporządzenie (UE) 2016/631”),

zatwierdzam

wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych określone przez Przedsiębiorstwo w dokumencie zatytułowanym: „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)” z dnia 7 maja 2018 r., stanowiącym załącznik nr 1 do niniejszej decyzji.

UZASADNIENIE

Rozporządzeniem (UE) 2016/631 ustanowiony został kodeks sieci dotyczący przyłączenia do sieci modułów wytwarzania energii. Regulacją objęte zostały synchroniczne moduły wytwarzania energii oraz moduły parku energii, w tym morskie moduły parków energii, o mocy wytwórczej równej lub większej od 0,8 kW.



Rozporządzenie (UE) 2016/631, które weszło w życie w dniu 17 maja 2016 r., określa w tytule II. Wymogi ogólne dotyczące poszczególnych kategorii (typów) modułów wytwarzania energii – A, B, C i D¹ (rozdział I), wymogi dotyczące synchronicznych modułów energii (rozdział II) i modułów parku energii (rozdział III) i morskich modułów parku energii (rozdział IV).

Jednocześnie w art. 7 ust. 1 Rozporządzenie (UE) 2016/631 stanowi, że wymogi ogólnego stosowania ustanowione przez właściwych operatorów systemów lub operatora systemu przesyłowego na podstawie przepisów tego rozporządzenia, podlegają zatwierdzeniu przez podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie i są publikowane. Podmiotem wyznaczonym jest organ regulacyjny, chyba że państwo członkowskie postanowi inaczej.

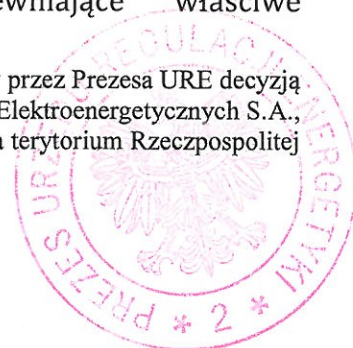
Ze względu na przepis art.7 ust.3 Rozporządzenia (UE) 2016/631 propozycje brzmienia wymogów podlegały procesowi konsultacji z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych. Proces ten został zorganizowany i przeprowadzony w dniach od 15 września 2017 r. do 31 grudnia 2017 r. przez operatora systemu przesyłowego, odpowiadającego za pracę krajowego systemu elektroenergetycznego. W ramach procesu konsultacji i opiniowania propozycji wymogów ogólnego stosowania dla modułów wytwarzania energii zorganizowane zostały także spotkania z uczestnikami rynku. Uwagi zgłoszone w procesie konsultacji i opiniowania zostały rozpatrzone, odpowiednio uwzględnione, a raport z konsultacji zawierający zgłoszone uwagi i sposób ich uwzględnienia został przedstawiony przez operatora systemu przesyłowego jako załącznik do wniosku o zatwierdzenie wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych.

Przedsiębiorca wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego na obszarze określonym w udzielonej mu koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, przy Wniosku przedłożył Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) do zatwierdzenia propozycję wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych, o której mowa w art. 7 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/631.

Na podstawie zgromadzonego w toku postępowania materiału Prezes URE ustalił co następuje.

Rozporządzenie (UE) 2016/631 ustanawia kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii, a mianowicie synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii, do systemu wzajemnie połączonego. Celem regulacji jest wprowadzenie uczciwych warunków konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnienie bezpieczeństwa systemu oraz integracja odnawialnych źródeł energii elektrycznej, a także ułatwienie obrotu energią elektryczną w całej Unii. Rozporządzenie (UE) 2016/631 ustanawia również obowiązki zapewniające właściwe

¹ progi mocy dla poszczególnych typów modułów wytwarzania zatwierdzone zostały przez Prezesa URE decyzją DRE.WOSE.7128.184.3.2018.ZJ z dnia 16 lipca 2018 r., na wniosek Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, będących operatorem systemu przesyłowego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.



wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzania energii przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii.

Zakres stosowania wymogów dotyczących przyłączenia określony został w art. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/631, którego brzmienie w ust. 1 przesądza, że wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii uznanych za istotne, zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5, chyba, że postanowiono inaczej. Treść ust. 2 tego artykułu zawiera katalog modułów wytwarzania i urządzeń, do których przepisy Rozporządzenia (UE) 2016/631 nie mają zastosowania.

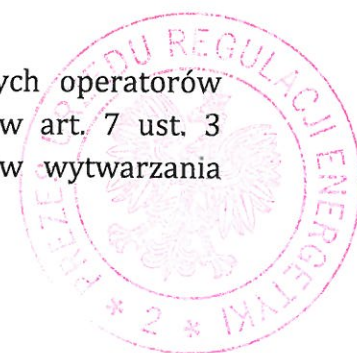
Na mocy art. 4 ust 2. Rozporządzenia (UE) 2016/631 moduł wytwarzania energii uznaje się za istniejący, a więc zwolniony z obowiązku stosowania nowych wymogów dotyczących przyłączenia, jeżeli był już przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie Rozporządzenia (UE) 2016/631 lub jeżeli właściciel zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie do dwóch lat od wejścia w życie tego rozporządzenia (tj. do dnia 17 maja 2018 r.) i powiadomił o zawarciu umowy właściwego operatora systemu w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia (tj. do dnia 17 listopada 2018 r.).

Zakres stosowania poszerzony jest jednak, na mocy zapisów art. 4 ust. 1 lit a), o istniejące moduły wytwarzania określonego typu (C lub D), jeśli zostają one zmodyfikowane w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona. Decyzję w sprawie konieczności zmiany umowy przyłączeniowej oraz zakresu wymogów, które w danym przypadku znajdą zastosowanie, podejmie Prezes URE, po powiadomieniu przez właściwego operatora systemu, zgodnie z procedurą opisaną w w.w. przepisie.

Istniejący moduł wytwarzania energii może zostać objęty wszystkimi lub niektórymi wymogami także w przypadkach szczególnych, na wniosek operatora systemu przesyłowego (art. 4 ust. 1 lit. b) Rozporządzenia (UE) 2016/631), zgodnie z procedurą ustanowioną przepisami tego rozporządzenia.

Na podstawie zapisów Rozporządzenia (UE) 2016/631 (art. 5 ust. 1), nowe moduły wytwarzania energii muszą spełniać wymogi określone w zależności od poziomu napięcia punktu przyłączenia oraz mocy maksymalnej modułu. Art. 5 ust. 2 Rozporządzenia (UE) 2016/631 określa graniczne wartości progów mocowych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, które determinują przypisanie modułów wytwarzania energii do poszczególnych typów. Dla terytorium Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy dla poszczególnych typów modułów wytwarzania zatwierdzone zostały przez Prezesa URE decyzją DRE.WOSE.7128.184.3.2018.ZJ z dnia 16 lipca 2018 r., na wniosek operatora systemu przesyłowego - Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie.

Art. 7 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/631 nakłada na właściwych operatorów systemu obowiązek opracowania, zgodnie z zasadami wskazanymi w art. 7 ust. 3 Rozporządzenia (UE) 2016/631, propozycji wymogów dla modułów wytwarzania



energii. Wymogi ogólnego stosowania muszą zostać przedłożone do zatwierdzenia podmiotowi wyznaczonemu przez państwo członkowskie, którym jest organ regulacyjny, chyba, że państwo członkowskie postanowi inaczej. Termin przedłożenia wymogów do zatwierdzenia określony został na dwa lata od daty wejścia w życie Rozporządzenia (UE) 2016/631 i przypadał na dzień 17 maja 2018 r. Ze względu na fakt, że Rzeczpospolita Polska nie wyznaczyła innego organu, który miałby zatwierdzić wymogi ogólnego stosowania, w ww. terminie przedmiotowe wymogi zostały przedłożone do zatwierdzenia Prezesowi URE.

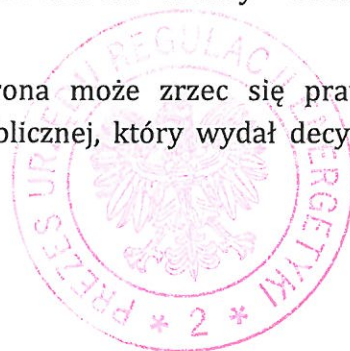
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci zostały przedłożone przez Przedsiębiorcę, będącego operatorem systemu dystrybucyjnego do zatwierdzenia organowi regulacji – Prezesowi URE.

W toku postępowania organ ocenił, że propozycja wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci przedłożona została zgodnie z procedurą i w terminie określonym w art. 7 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2016/631, stanowiła przedmiot konsultacji z innymi operatorami systemów dystrybucyjnych, czym wypełniony został przepis art. 7 ust. 3 tego rozporządzenia, oraz nie sprzeciwia się innym jego przepisom.

Mając na względzie powyższe ustalenia postanowiono orzec jak w sentencji.

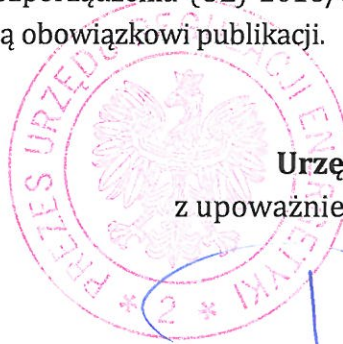
POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia [art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2018 r. poz. 155, z późn. zm.)]. Odwołanie należy przesłać na adres: Urząd Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa
2. Odwołanie od decyzji Prezesa URE powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 100 zł, zgodnie z art. 32 ust. 3 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 300, z późn. zm.). Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych, stosownie do przepisów art. 101 i następne ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, albo o przyznanie pomocy prawnej, stosownie do przepisów art. 117 ustawy – Kodeks postępowania cywilnego.
4. W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję



(art. 127a § 1 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego).

5. Na podstawie art. 7 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2016/631 wymogi ogólnego stosowania, po ich zatwierdzeniu, podlegają obowiązkowi publikacji.



Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki
z upoważnienia

DYREKTOR

Adam Dobrowolski

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł
w dniu 8 maja 2018 roku
na rachunek 95 1030 1508 0000 0005 5002 4055

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Otrzymuje:

ERG S.A.
ul. Chemiczna 6
42-520 Dąbrowa Górnicza

**ZALĄCZNIK
DO DECYZJI PREZESA URF**

z dnia 29.10.2018

nr DRE.WOSE.7128.43.2.2018.Zy

**Wymogi ogólnego stosowania wynikające
z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia
14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci
dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia
jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)**

ERG Spółka Akcyjna
ul. Chemiczna 6, 42-520 Dąbrowa Górnicza
tel. (32) 264-02-81
fax (32) 262-32-48; 262-32-49
NIP 629-00-11-681; Regon 272242844

**ERG S.A.
PREZES ZARZĄDU**

Robert Groborz
Robert Groborz

ERG S.A.

Dąbrowa Górnicza, dn.07.05.2018 r.

Potwierdzam za zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

Spis treści

1. Wstęp	3
2. Wymogi ogólnego stosowania, opracowane przez ERG S.A.	4
Artykuł 13 ust. 6 – zdalne sterowanie PGM.....	4
Artykuł 14 ust. 2 lit. b – zdalne sterowanie PGM typu B	4
Artykuł 14 ust. 5 lit. d pkt (i) – wymiana danych	4
Artykuł 14 ust. 5 lit. d pkt (ii) – wymiana danych czasu rzeczywistego	4
Artykuł 15 ust. 2 lit. a – automatyczna regulacja mocy	4
Artykuł 15 ust. 2 lit. b – manualna regulacja mocy.....	5
Artykuł 15 ust. 2 lit. g pkt (ii) – sygnały do monitoringu FSM	5
Artykuł 15 ust.3 – zabezpieczenia napięciowe	5
Artykuł 15 ust. 5 lit. c pkt (iii) – praca na potrzeby własne	6
Artykuł 15 ust. 6 lit. a – stabilność kątowna	6
Artykuł 15 ust. 6 lit. b pkt (i) – rejestrator zwarć	6
Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (ii) – kryteria wyzwalania i wielkości próbek.....	6
Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iii) – alarm oscylacji	7
Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iv) – protokoły komunikacyjne.....	7
Artykuł 15 ust. 6 lit. c pkt (iii) – modele symulacyjne	7
Artykuł 15 ust. 6 lit. e – prędkość zmian mocy	7
Artykuł 16 ust. 2 lit. c – zabezpieczenia napięciowe	8
Artykuł 16 ust. 4 lit. d – warunki synchronizacji	8
Artykuł 17 ust. 2 lit. a – moc bierna	9
Artykuł 18 ust. 2 lit. b pkt. (i),(ii),(iii) – moc bierna	9
Artykuł 18 ust. 2 lit. b pkt. (iv) – prędkość zmian mocy biernej.....	10
Artykuł 20 ust. 2 lit. a – moc bierna	11
Artykuł 20 ust. 2 lit. b - szybki prąd zwarciový (zwarcia symetryczne)	11
Artykuł 20 ust. 2 lit. c - szybki prąd zwarciový (zwarcia niesymetryczne).....	12
Artykuł 21 ust. 3 lit. b pkt (i) – moc bierna przy mocy maksymalnej	12
Artykuł 21 ust. 3 lit. c pkt (i) – moc bierna poniżej mocy maksymalnej.....	13
Artykuł 21 ust. 3 lit. c pkt (iv) – prędkość regulacji mocy biernej	15
Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (iv) – dynamika aktywacji mocy biernej w funkcji napięcia	15
Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (vi) – dynamika regulacji współczynnika mocy.....	16
Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (vii) – tryby pracy układów regulacji mocy biernej.....	16

1. Wstęp

Niniejsze *Wymogi ogólnego stosowania* (dalej: Wymogi), to dokument zawierający rozstrzygnięcia merytoryczne dotyczące wymogów technicznych, wynikających z NC RfG¹, podlegających zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny, do których opracowania Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych zostali zobowiązani jako właściwi operatorzy systemów (dla modułów przyłączanych do sieci właściwego operatora). Wymogi te opracowane zostały przez PSE S.A. i podlegały procesowi konsultacji z OSD oraz opiniowania z innymi uczestnikami rynku.

Następnie PSE S.A. udostępniły opracowane wymogi na swojej stronie internetowej wraz z upoważnieniem do ich wykorzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w celu przedłożenia ich do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W przypadku przedłożenia przez OSD do Prezesa URE wymogów zgodnych z opublikowanymi przez PSE S.A., przyjmuje się, że wymogi te zostały skonsultowane/uzgodnione/opracowane w porozumieniu z OSP.

Jeśli nie wskazano inaczej, artykuły w niniejszym dokumencie odnoszą się do artykułów z NC RfG.

W poniższej tabeli przedstawiono skróty wykorzystane w niniejszych Wymogach, które nie są zdefiniowane bezpośrednio w NC RfG. W pozostałym zakresie skróty i pojęcia użyte w Wymogach są zgodne z definicjami określonymi w NC RfG.

FRT	Zdolność do pozostania w pracy podczas zwarcia (Fault Ride Through)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
PGM	Moduł Wytwarzania Energii (ang. PGM – Power Generating Module)
PPM	Moduł Parku Energii (ang. PPM – Power Park Module)
PPW	Praca modułu wytwarzania energii na potrzeby własne

¹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz.U. UE z 27.4.2016 L112/1 (NC RfG).

Podpisana za zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA



Zofia Janiszewska

2. Wymogi ogólnego stosowania, opracowane przez ERG S.A.

Artykuł 13 ust. 6 – zdalne sterowanie PGM

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Wymaga się od PGM przystosowania do zdalnego sterowania przez ERG S.A. obiektem w zakresie zaprzestania generacji mocy czynnej. Standardy telekomunikacyjne określa ERG S.A..

Artykuł 14 ust. 2 lit. b – zdalne sterowanie PGM typu B

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Wymaga się zdolności PGM do zdalnego sterowania obiektem w zakresie redukcji mocy czynnej na polecenie ERG S.A.. Wymóg redukcji pozostaje aktywny również w przypadku, gdy źródło energii pierwotnej jest niewystarczające do osiągnięcia zadanej wartości ograniczenia.

W celu umożliwienia zdalnego sterowania generowaną mocą czynną poprzez dodatkowe urządzenia należy spełnić standardy telekomunikacyjne określone i opublikowane przez ERG S.A..

Artykuł 14 ust. 5 lit. d pkt (i) – wymiana danych

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Wymagane jest, aby właściciel zakładu wytwarzania energii zapewnił zdolność modułu wytwarzania energii do wymiany informacji w czasie rzeczywistym:

- typu B z ERG S.A.
- typu C i D z ERG S.A. oraz OSP.

Artykuł 14 ust. 5 lit. d pkt (ii) – wymiana danych czasu rzeczywistego

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Zakres danych czasu rzeczywistego powinien obejmować co najmniej:

- położenie łączników liniowych w punkcie przyłączenia; oraz
- rozpięty mocy czynnej i biernej, prąd i napięcie w punkcie przyłączenia

ERG S.A. w porozumieniu z OSP ma prawo wymagać szerszego zakresu wymienianych informacji w czasie rzeczywistym, niezbędnych do planowania i prowadzenia pracy systemu.

Artykuł 15 ust. 2 lit. a – automatyczna regulacja mocy

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Okres, w ciągu którego musi zostać osiągnięta zmodyfikowana wartość nastawy mocy czynnej nie może być dłuższy niż 15 min.

Dokładność regulacji powinna być nie mniejsza niż 1% wartości mocy maksymalnej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz 2% mocy zadanej dla modułów parku energii.

Podpisano do zgodności z oryginałem:

RADCA PREZESA



Zofia Janiszewska



Artykuł 15 ust. 2 lit. b – manualna regulacja mocy

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Okres, w ciągu którego musi zostać osiągnięta zmodyfikowana wartość nastawy mocy czynnej, gdy urządzenia automatycznej regulacji nie działają, nie może być dłuższy niż 30 min od momentu wydania polecenia przez ERG S.A.. Dokładność regulacji powinna być nie mniejsza niż 2% wartości mocy maksymalnej dla synchronicznych modułów wytwarzania energii oraz 5% mocy zadanej dla modułów parku energii.

Artykuł 15 ust. 2 lit. g pkt (ii) – sygnały do monitoringu FSM

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A. i OSP

W przypadku uczestniczenia danego modułu PGM w procesie regulacji częstotliwości FSM dodatkowe sygnały, które mają być przekazywane przez moduł wytwarzania energii za pomocą urządzeń monitorowania i urządzeń rejestrujących, w celu weryfikacji działania rezerwy odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej obejmują co najmniej:

- lokalną częstotliwość lub prędkość obrotową;
- tryb pracy PGM (tj. tryb LFSM-U/LFSM-O, PPW oraz praca wyspowa – jeżeli PGM jest do niej przystosowany),

przy czym na etapie przyłączania obiektu do sieci lub rozpoczęcia wykorzystania przez ERG S.A. zdolności PGM do regulacji częstotliwości w systemie, ERG S.A. w porozumieniu z OSP określa dodatkowe sygnały niezbędne dla monitorowania, przy uwzględnienia technologii wytwarzania.

Artykuł 15 ust.3 – zabezpieczenia napięciowe

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Warunki dla rzeczywistego odłączenia modułów PGM:

Jeżeli ERG S.A., w porozumieniu z OSP postanowi o dopuszczeniu, ze względów systemowych, do stosowania tych zabezpieczeń, wówczas wartości progowe napięć w punkcie przyłączenia, przy których może nastąpić automatyczne odłączenie obiektu powinny być skorelowane z wartościami granicznymi napięć dopuszczalnymi przez ERG S.A. w sieci SN, którą zarządza, tj.:

- nastawa zabezpieczeń podnapięciowych powinna być niższa niż minimalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci
- natomiast nastawa zabezpieczeń nadnapięciowych powinna być wyższa niż maksymalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci.

Zabezpieczenia napięciowe w punkcie przyłączenia nie powinny być aktywne, o ile nie są wykorzystywane do przygotowania jednostki do obrony/odbudowy KSE np. poprzez wyprzedzające przejście do PPW. Nie powinny być wykorzystywane do ochrony PGM przed uszkodzeniami – temu służą zabezpieczenia instalowane bezpośrednio na urządzeniu, o których mowa w art. 14 ust. 5 lit b pkt.(iii).

Ustawienia poziomów napięć działania zabezpieczeń są ustalane indywidualnie jako specyficzne dla obiektu.

Podpisany do wiadomości i ogłoszenia

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

Artykuł 15 ust. 5 lit. c pkt (iii) – praca na potrzeby własne

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Minimalny wymagany czas pracy na potrzeby własne modułów wytwarzania energii niezdolnych do szybkiej resynchronizacji jest ustalany indywidualnie uwzględniając technologię wykonania, przy czym czas ten nie może być krótszy niż 2 godziny.

Praca na potrzeby własne nie może być przerwana po przekroczeniu określonego powyżej minimalnego 2 godzinnego limitu czasowego, o ile dalsza jego praca nie zagraża bezpieczeństwu pracy ludzi i urządzeń.

Dłuższy czas pracy na potrzeby własne będzie wymagany, w ramach odrębnych ustaleń, od modułów PGM przewidzianych do wykorzystania w procesie obrony i odbudowy KSE, w szczególności przystosowanych do pracy wyspowej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. a – stabilność kątowna

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Synchroniczne moduły wytwarzania energii muszą być wyposażone w zabezpieczenia reagujące na poślizg biegunów wirnika, w którym wielkością kryterialną jest impedancja. Dopuszczalne jest zastosowanie innego, równoważnego zabezpieczenia do wykrywania utraty stabilności kątownej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b pkt (i) – rejestrator zwarć

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

O ile ERG S.A. nie postanowi inaczej zakłady wytwarzania energii muszą być wyposażone w instalację zapewniającą rejestrację kształtu fali napięcia i prądu podczas usterek/zwarć i monitorowania zachowania dynamicznego systemu z dokładnością (dla wartości nominalnych w stanie ustalonym):

- napięcie – dokładność 0,5%,
- prąd – dokładność 0,5%,
- moc czynna – dokładność 1,0%,
- moc bierna – dokładność 1,0%,
- częstotliwość – dokładność 0,02%.

Rejestrować należy wartości chwilowe prądu i napięcia z częstością zapisu i z synchronizacją czasu wymaganą przez ERG S.A..

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (ii) – kryteria wyzwalania i wielkości próbek

- Podmiot odpowiedzialny:

O ile nie zostanie określone inaczej, proponuje się przyjąć do ustaleń z właścicielem zakładu wytwarzania następujące wartości progów wyzwalających rejestrację:

dla napięcia (wartość skuteczna jednoczesna aktualizowana co 10 ms w pomiarowym oknie przesuwającym):

- a) dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV: $U_{RMS} < 0,9$ pu lub $U_{RMS} > 1,118$ pu,
b) dla sieci o napięciu poniżej 110 kV: $U_{RMS} < 0,9$ pu lub $U_{RMS} > 1,1$ pu

dla częstotliwości:

$f < 49,8$ Hz lub $f > 50,2$ Hz.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iii) – alarm oscylacji

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

W ramach wykrywania słabo tłumionych oscylacji mocy, przyjęto monitorowanie oscylacji o częstotliwości od 0,1 Hz do 5 Hz, i równocześnie proponuje się zastosowanie następujących progów wyzwalających rejestrację oscylacji (zakłada się jednoczesne przekroczenie progów 2 wartości):

- amplitudy oscylacji - $A_{wzgl} > 2\%$
gdzie $A_{wzgl} = A/P$, A – amplituda oscylacji [MW], P – moc czynna generatora [MW]
- współczynnika tłumienia - $\xi < 5\%$
gdzie: $\xi = (A1 - A2)/A1$, A1, A2 – kolejne amplitudy oscylacji

Zaproponowane podejście nie wyklucza stosowania rejestracji ciągłej, poddanej obróbce, w trakcie której zostaną zidentyfikowane przekroczenia ustalonych progów.

Artykuł 15 ust. 6 lit. b) pkt (iv) – protokoły komunikacyjne

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Modele symulacyjne, które odpowiednio odzwierciedlają zachowanie modułu wytwarzania energii zarówno w stanie ustalonym, jak i dla symulacji dynamicznych (składowa 50 Hz) lub w krótkotrwałych symulacjach elektromagnetycznych powinny być zgodne ze standardem CGMES 2.4.15, o ile nie uzgodniono inaczej między właścicielem zakładu wytwarzania energii, ERG S.A. i OSP.

Artykuł 15 ust. 6 lit. c) pkt (iii) – modele symulacyjne

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Na wniosek ERG S.A., właściciel zakładu wytwarzania energii musi zapewniać modele symulacyjne. Modele symulacyjne, które odpowiednio odzwierciedlają zachowanie modułu wytwarzania energii zarówno w stanie ustalonym, jak i dla symulacji dynamicznych (składowa 50 Hz) lub w krótkotrwałych symulacjach elektromagnetycznych powinny być zgodne ze standardem CGMES 2.4.15 lub nowszym, o ile ERG S.A. w koordynacji z OSP nie postanowili inaczej.

Artykuł 15 ust. 6 lit. e – prędkość zmian mocy

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Jeżeli ERG S.A. i właściciel modułu wytwarzania energii w porozumieniu z OSP nie uzgodnią inaczej, to minimalne i maksymalne wartości graniczne prędkości zmiany generowanej mocy czynnej (wartości graniczne zmian) zarówno w zakresie dodatniej, jak i ujemnej zmiany generowanej mocy czynnej modułu wytwarzania energii, z uwzględnieniem specyfiki technologii napędu podstawowego, mieszczą się w zakresach podanych w poniższej tabeli.

Rodzaj modułu wytwarzania energii	Graniczne prędkości zmiany generowanej mocy czynnej w kierunku ujemnym i dodatnim [% mocy maksymalnej/minutę]
jednostki cieplne (węgiel kamienny)	4 ÷ 6
jednostki cieplne (węgiel brunatny)	3 ÷ 4

jednostki cieplne gazowe (obieg zamknięty)	5 ÷ 8
jednostki cieplne gazowe (obieg otwarty)	12 ÷ 20
jednostki cieplne napędzane silnikiem spalinowym	80 ÷ 100
jednostki wodne	40 ÷ 50
jednostki wiatrowe	90 ÷ 100
jednostki fotowoltaiczne	90 ÷ 100

Podane w tabeli wartości granicznych prędkości zmian mocy czynnej oznaczają wartości średnie prędkości zmiany obciążenia bazowego w zakresie od minimum technicznego do mocy maksymalnej PGM. W uzasadnionych technicznie przypadkach, dla jednostek cieplnych w zakresie od 0,9 mocy maksymalnej do 1,0 mocy maksymalnej dopuszcza się mniejsze graniczne prędkości zmian mocy czynnej, które muszą być uzgodnione z ERG S.A. w porozumieniu z OSP.

Artykuł 16 ust. 2 lit. c – zabezpieczenia napięciowe

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A., w porozumieniu z OSP

Jeżeli ERG S.A., w porozumieniu z OSP postanowi o dopuszczeniu, ze względów systemowych, do stosowania zabezpieczeń, wówczas wartości progowe napięć w punkcie przyłączenia, przy których może nastąpić automatyczne odłączenie obiektu powinny być skorelowane z wartościami granicznymi zdefiniowanymi dla nastaw podnapięciowych i nadnapięciowych (na podstawie art. 16 ust. 2 lit. a pkt (i)) dla PGM przyłączonych do sieci 110 kV i wyżej oraz określonymi przez ERG S.A. dla PGM przyłączonych do sieci o napięciu niższym niż 110 kV, tj.:

- nastawa zabezpieczeń podnapięciowych powinna być niższa niż minimalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci;
- nastawa zabezpieczeń nadnapięciowych powinna być wyższa niż maksymalna wartość napięcia, przy której PGM powinien zachować zdolność do pracy w sieci.

Zabezpieczenia podnapięciowe w punkcie przyłączenia nie powinny być aktywne, o ile nie są wykorzystywane do przygotowania PGM do obrony/odbudowy KSE np. poprzez wyprzedzające przejście do PPW. Nie powinny być wykorzystywane do ochrony PGM przed uszkodzeniami – temu służą zabezpieczenia instalowane bezpośrednio na urządzeniu, o których mowa w art. 14 ust.5 lit. b) pkt (iii). Ustawienia dla automatycznego odłączania PGM są ustalane indywidualnie jako nastawy specyficzne dla obiektu.

Artykuł 16 ust. 4 lit. d – warunki synchronizacji

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

O ile z właścicielem zakładu wytwarzania nie uzgodniono inaczej określa się następujące wymogi dotyczące synchronizacji z siecią:

- napięcie, przy czym uzgodniona różnica napięć powinna być w zakresie od 0% do +5% napięcia sieci;
- częstotliwość, przy czym uzgodniona różnica częstotliwości nie powinna być większa niż 0,067 Hz;

Konkluzja uzgodniona z organem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

(iii) zakres kąta fazowego, przy czym uzgodniona różnica kąta fazowego powinna być w zakresie od 0° do $+10^\circ$, przy czym znak „+” oznacza wyprzedzenie fazy generatora względem sieci;

(iv) kolejność faz (sprawdzenie kolejności faz przed synchronizacją);

(v) odchylenia napięcia i częstotliwości – synchronizacja powinna być możliwa w zakresie częstotliwości sieci wynikających z zapisów Art. 13 ust 1 lit a) oraz w zakresie napięć:

- zdefiniowanych w art. 16 ust. 2. lit. a. pkt (i) dla PGM przyłączonych do sieci 110 kV i wyżej),
- określonych przez ERG S.A. (dla PGM przyłączonych do sieci o napięciu niższym niż 110 kV.

Artykuł 17 ust. 2 lit. a – moc bierna

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Jeżeli ERG S.A. nie określi inaczej, synchroniczny moduł wytwarzania energii, przy generowanej maksymalnej mocy czynnej musi mieć zdolność do zapewnienia (na zaciskach urządzenia) mocy biernej ze współczynnikiem mocy w zakresie $\cos\varphi=0,85$ w kierunku produkcji mocy biernej i $\cos\varphi=0,95$ w kierunku poboru mocy biernej. Przy generowanej mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej ($P < P_{max}$), synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do generacji mocy biernej (Mvar) w zakresie wynikającym z wykresu kołowego zdolności P-Q synchronicznego modułu wytwarzania energii.

Artykuł 18 ust. 2 lit. b pkt. (i),(ii),(iii) – moc bierna

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Zdolność synchronicznego modułu wytwarzania energii typu D przyłączonego do sieci 110 kV i powyżej, do generacji mocy biernej, przy mocy maksymalnej zdefiniowano w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry obwiedni wewnętrznej

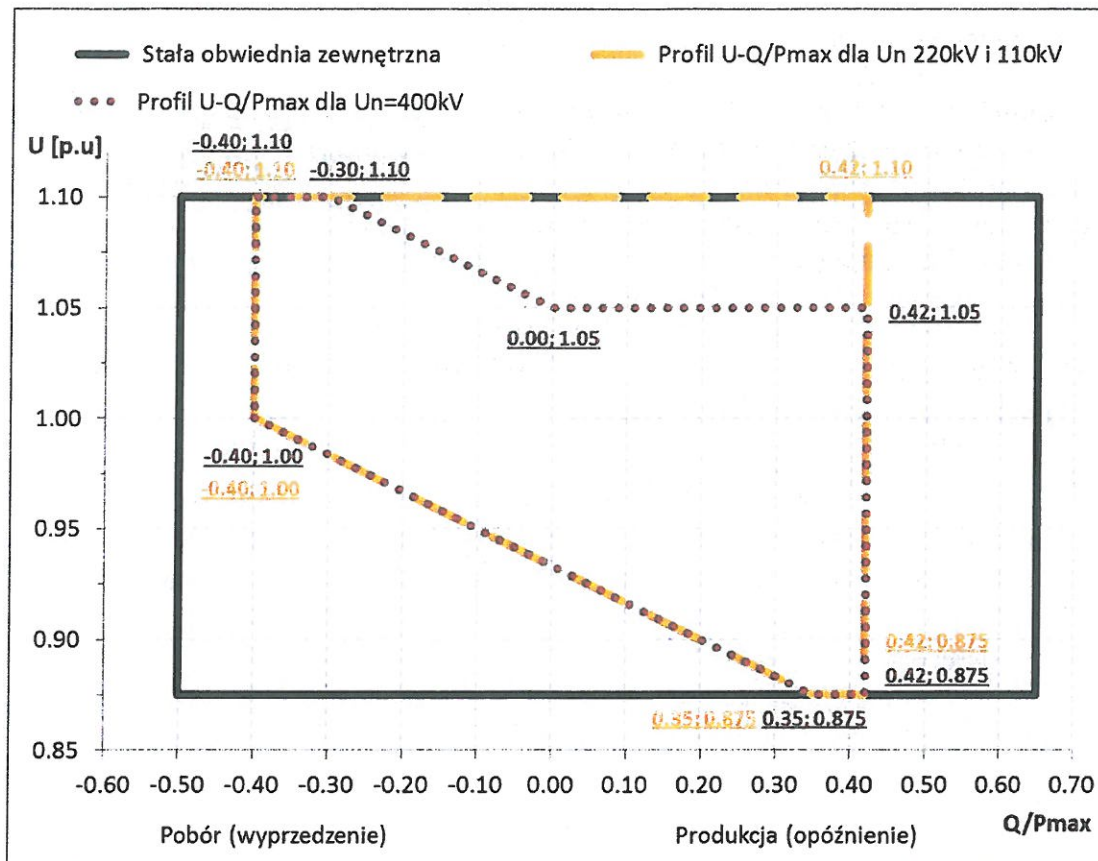
Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
400 kV	0,82	0,225
220 kV i 110 kV	0,82	0,225

Pobieraczem za zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA


Zofia Janiszewska

Profil U-Q/Pmax synchronicznego modułu wytwarzania energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej zostały osobno zaznaczone dla napięcia sieci 400 kV (czerwoną linią kropkowaną) oraz dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV (pomarańczową linią kreskową). ERG S.A. zastrzega sobie prawo do modyfikacji przedstawionego zakresu profilu U-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w rozporządzeniu), w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

Jeżeli ERG S.A. nie określi inaczej, synchroniczny moduł wytwarzania energii typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, przy generowanej maksymalnej mocy czynnej musi mieć zdolność do zapewnienia (na zaciskach urządzenia) mocy biernej ze współczynnikiem mocy w zakresie $\cos \varphi = 0,85$ w kierunku produkcji mocy biernej i $\cos \varphi = 0,95$ w kierunku poboru mocy biernej.

Artykuł 18 ust. 2 lit. b pkt. (iv) – prędkość zmian mocy biernej

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Synchroniczny moduł wytwarzania energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy zadanego przez ERG S.A. w granicach profilu U-Q/Pmax w czasie do 150 sekund.

Czas regulacji jest ustalany indywidualnie w przypadku, gdy zmiana punktu pracy wymusza zmianę stanu pracy statycznych środków do kompensacji mocy biernej lub zmianę przekładni transformatora sieciowego synchronicznego modułu wytwarzania, jeśli takowy występuje.

Powyższy wymóg określa maksymalną zdolność i nie wyklucza wolniejszej aktywacji mocy biernej, jeśli wynika to ze właściwości nadrzędnego układu regulacji napięcia lub innych uwarunkowań sieciowych.

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

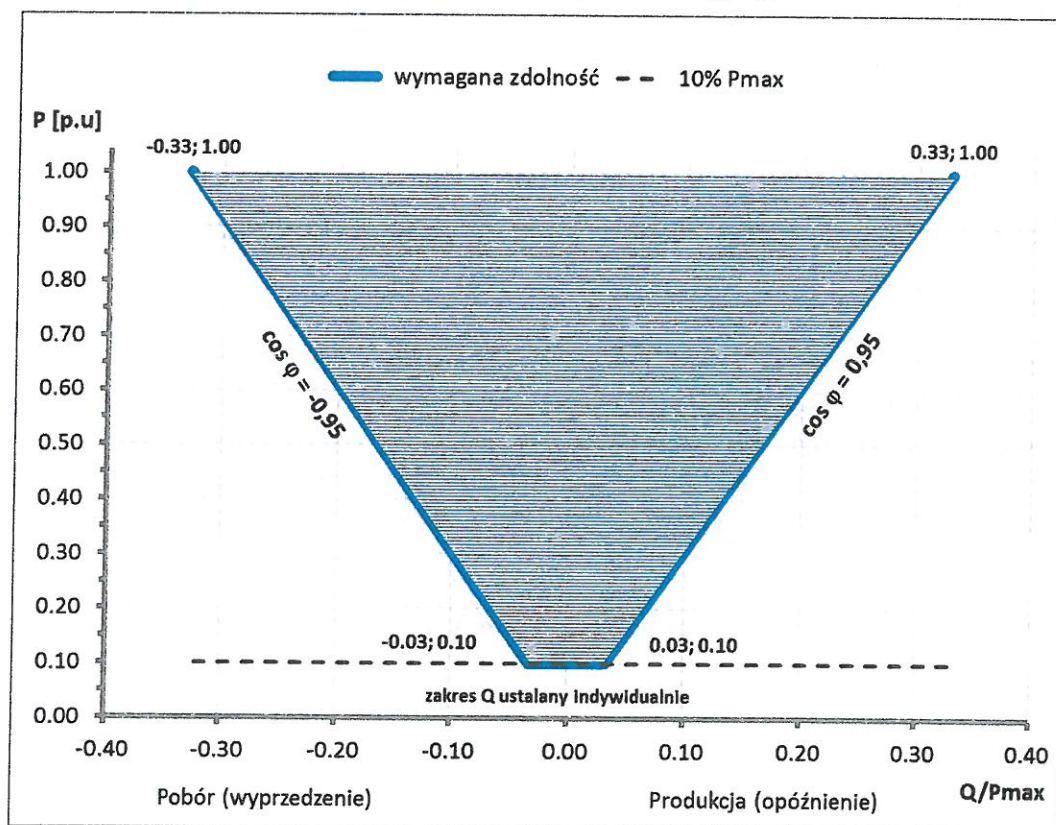
[Podpis]

Artykuł 20 ust. 2 lit. a – moc bierna

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.
- Kwalifikacja wymogu: wymóg ogólnego stosowania
- Wymóg opcjonalny

Jeżeli ERG S.A. nie postanowi inaczej, PPM typu B musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, przy mocy maksymalnej, mocy biernej wynikającej z $\cos \varphi = 0,95$ w kierunku poboru i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej mocy maksymalnej do 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, jednak nie mniej niż wynika to z $\cos \varphi = 0,95$ (dla aktualnej mocy czynnej), zarówno w kierunku poboru jak i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, przy czym szczegółowe wymagania dla modułu wytwarzania energii do generacji mocy biernej będą ustalane indywidualnie z ERG S.A..

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii typu B



Artykuł 20 ust. 2 lit. b - szybki prąd zwarcowy (zwarcia symetryczne)

- Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

O ile ERG S.A. nie postanowi inaczej, PPM powinien być zdolny do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarcowego, zgodnie z poniższą charakterystyką statyczną z nastawialną wartością współczynnika K w zakresie 2-10 w czasie:

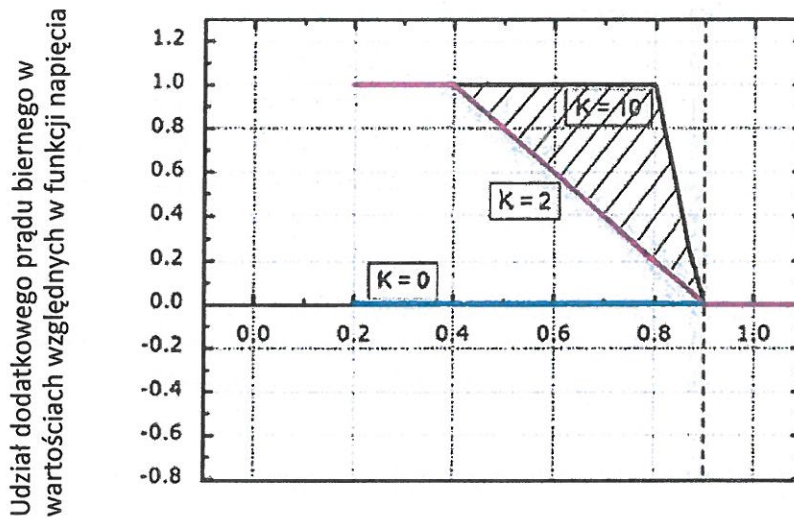
- (i) 90% dodatkowego prądu biernego na zaciskach podstawowych instalacji wytwórczych w czasie nie dłuższym niż 60 ms.
- (ii) Wartość docelowa tego prądu powinna być osiągnięta z dokładnością $-10\%/+20\%$ w czasie 100 ms od chwili wystąpienia odchyłki napięcia.

Podpisany jest zgodny z oryginałem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Przy zwarciach skutkujących zapadem napięcia poniżej 0,2 U_n na zaciskach podstawowej jednostki wytwórczej dopuszcza się brak generacji dodatkowego prądu biernego.



Wartość napięcia na zaciskach podstawowej instalacji wytwórczej

Artykuł 20 ust. 2 lit. c - szybki prąd zwarciový (zwarcia niesymetryczne)

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

O ile ERG S.A. nie postanowi inaczej, moduł parku energii powinien być zdolny do generacji szybkiego prądu zwarciový podczas zwarcí niesymetrycznych w fazach objętych obniżką napięcia. Przedmiotowa zdolność ma być zapewniona przy spełnieniu wymagań w zakresie parametrów statycznych i dynamicznych jak dla zwarcí symetrycznych oraz uwzględnieniu ograniczeń wynikających z niesymetrycznego obciążenia podstawowej instalacji wytwórczej.

Artykuł 21 ust. 3 lit. b pkt (i) – moc bierna przy mocy maksymalnej

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Zdolność PPM typu D przyłączonego do sieci 110 kV i powyżej, do generacji mocy biernej, przy mocy maksymalnej zdefiniowano w poniższej tabeli oraz na poniższym rysunku.

Parametry obwiedni wewnętrznej

Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax	Maksymalny zakres poziomu napięcia w stanie ustalonym w jednostkach względnych
400 kV	0,66	0,225
220 kV i 110 kV	0,66	0,225

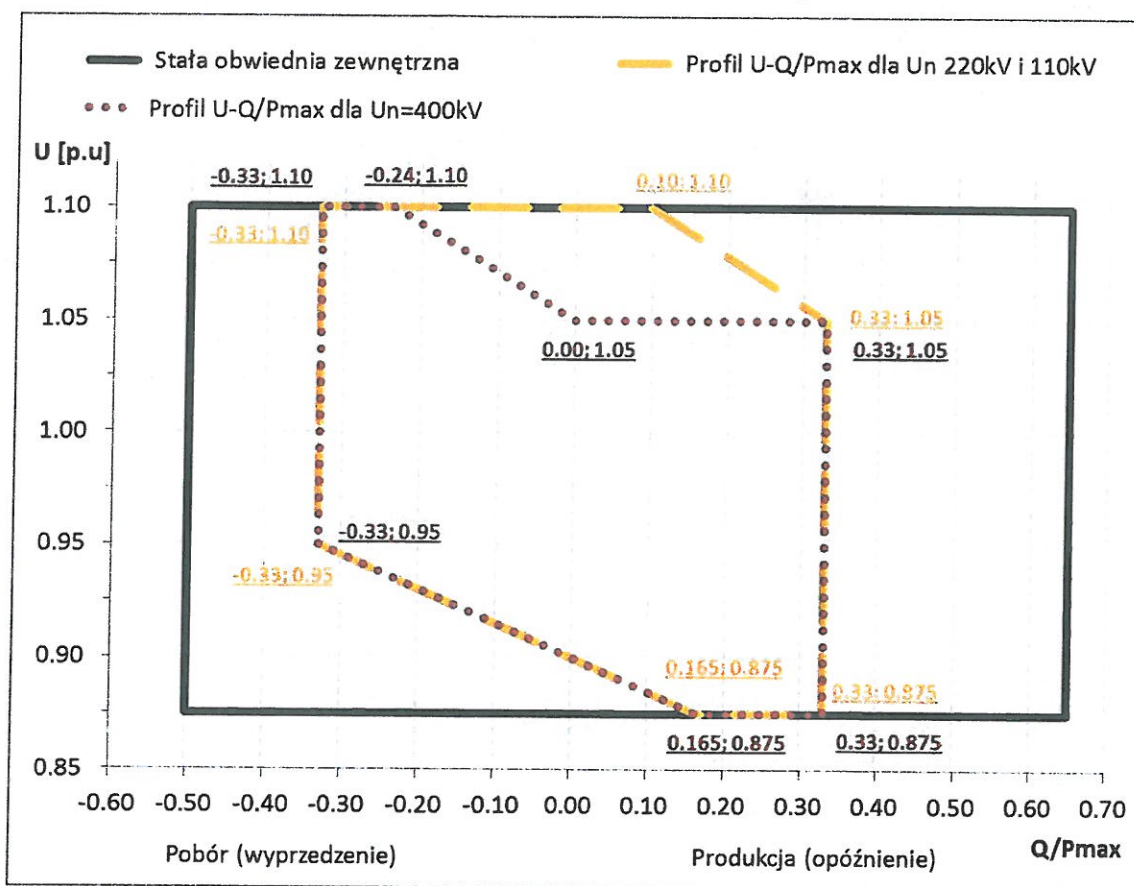
Podpisany do zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

Profil U-Q/Pmax modułu parku energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu U-Q/Pmax z podziałem na wartości napięcia w punkcie przyłączenia, wyrażane jako stosunek jego rzeczywistej wartości i napięcia referencyjnego 1 pu, w porównaniu ze stosunkiem mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Położenie, wielkość i kształt obwiedni wewnętrznej zostały osobno zaznaczone dla napięcia sieci 400 kV (czerwoną linią kropkowaną) oraz dla sieci o napięciu 220 kV i 110 kV (pomarańczową linią kreskową). ERG S.A. zastrzega sobie prawo do modyfikacji przedstawionego zakresu profilu U-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w rozporządzeniu), w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

Jeżeli ERG S.A. nie postanowi inaczej, wówczas PPM typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, przy mocy maksymalnej, mocy biernej wynikającej z $\cos \varphi = 0,95$ w kierunku poboru i produkcji mocy biernej.

Artykuł 21 ust. 3 lit. c pkt (i) – moc bierna poniżej mocy maksymalnej

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Wymagana zdolność PPM do generacji mocy biernej poniżej mocy maksymalnej została zdefiniowana poniżej:

Napięcie znamionowe sieci	Maksymalny zakres Q/Pmax
400 kV	0,75
220 kV i 110 kV	0,75

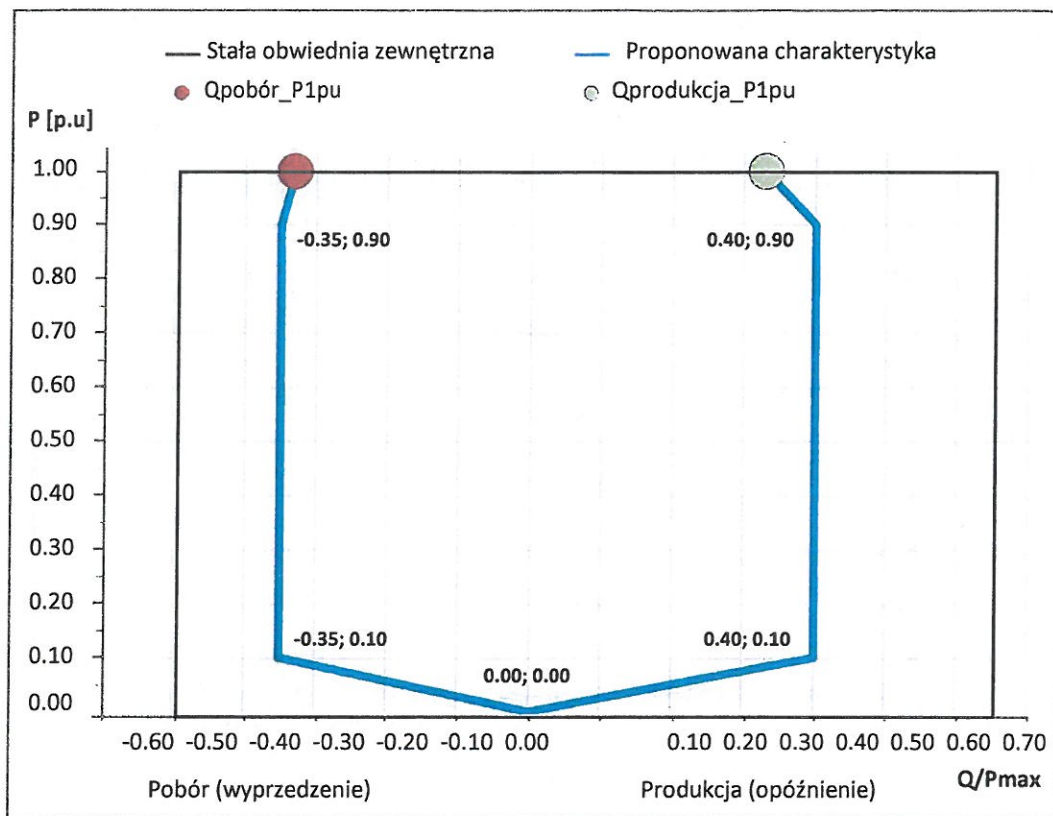
Podpisano w zgodzie z oryginałem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii



Na wykresie przedstawiono granice profilu P-Q/Pmax w punkcie przyłączenia, wyrażone jako stosunek jego rzeczywistej mocy czynnej do mocy maksymalnej w jednostkach względnych (pu), względem stosunku mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). ERG S.A. zastrzega sobie prawo do modyfikacji przedstawionego zakresu profilu P-Q/Pmax (w ramach maksymalnych wartości oraz stałej obwiedni zewnętrznej przewidzianych w rozporządzeniu), w przypadku, gdy potrzebę taką wykaże ekspertyza przyłączeniowa.

Jeżeli ERG S.A. nie postanowi inaczej, PPM typu C lub D przyłączony do sieci poniżej 110 kV, musi mieć zdolność do zapewnienia w punkcie przyłączenia, w zakresie poniżej mocy maksymalnej do 0,1 mocy maksymalnej całej dostępnej mocy biernej, zgodnie z możliwościami technicznymi, jednak nie mniej niż wynika to z $\cos \varphi = 0,95$ (dla aktualnej mocy czynnej), zarówno w kierunku poboru jak i produkcji mocy biernej. Przy obciążeniu PPM mocą czynną w zakresie poniżej 0,1 Pmax należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi, przy czym szczegółowe wymagania dla modułu wytwarzania energii do generacji mocy biernej będą ustalane indywidualnie z ERG S.A..

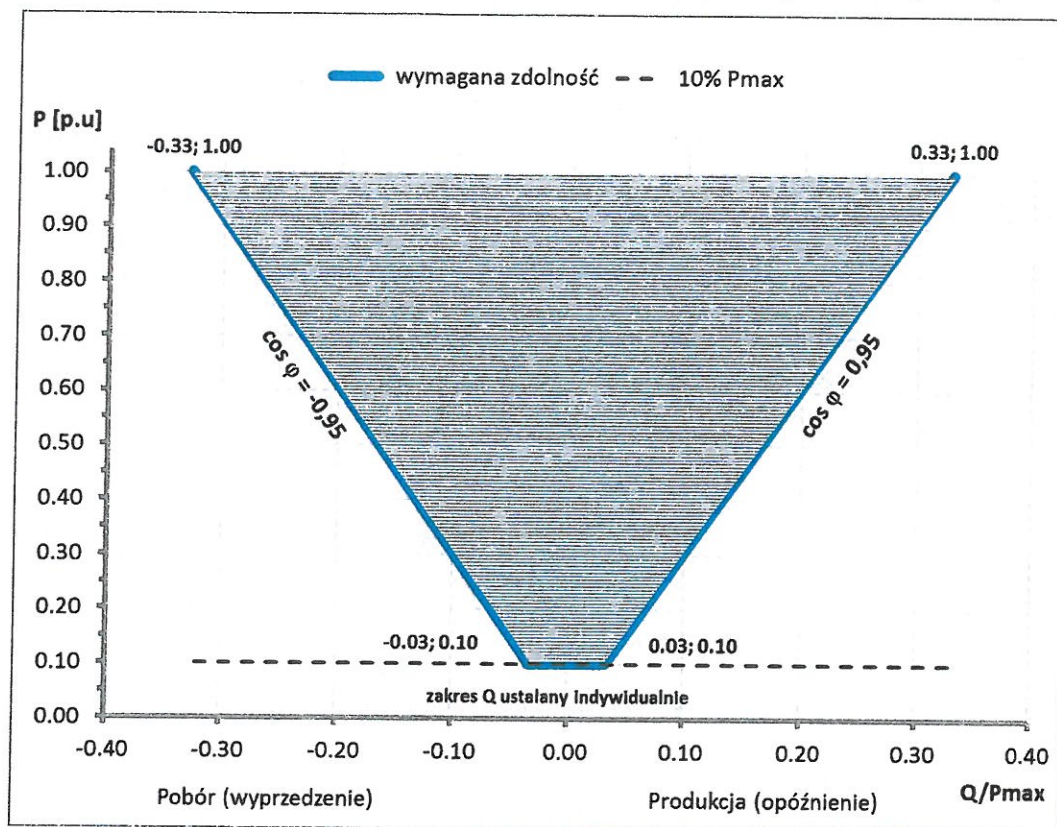
Potwierdzam za zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA

Zofia Janiszewska

Zofia Janiszewska

Profil P-Q/Pmax modułu parku energii typu C lub D przyłączonego do sieci poniżej 110 kV



Artykuł 21 ust. 3 lit. c pkt (iv) – prędkość regulacji mocy biernej

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Moduł parku energii musi mieć zdolność do przechodzenia do dowolnego punktu pracy w granicach profilu P- Q/Pmax, zdefiniowanego na podstawie art. 21 ust. 3 lit. c. pkt (i) w czasie do 150 s., o ile dla danego trybu regulacji, zgodnie z wymogami określonymi na podstawie art.21 ust. 3 lit. d. nie określono inaczej.

W przypadku zastosowania statycznych środków do regulacji mocy biernej dopuszcza się dłuższy czas regulacji przejściu między skrajnymi wartościami mocy biernej (ale nie dłuższy niż 15 min). Dłuższy czas regulacji zostanie ustalony pomiędzy ERG S.A. a właścicielem zakładu wytwarzania.

Jeżeli przejście pomiędzy dwoma punktami pracy PGM wymaga zmiany położenia przekładni podobciążeniowego przełącznika zaczeptów transformatora PGM to wskazany czas należy wydłużyć o czas regulacji położenia przełącznika zaczeptów.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (iv) – dynamika aktywacji mocy biernej w funkcji napięcia

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

PPM muszą spełniać następujące dodatkowe wymagania dotyczące stabilnego poziomu napięcia:

- Przy pracy w trybie regulacji napięcia (zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną, parametryzowaną indywidualnie w zakresie wynikającym z art. 21 ust. 3 lit. d pkt (ii) i (iii)), w następstwie skokowej zmiany napięcia moduł parku energii musi mieć zdolność do

osiągnięcia 90% zmiany generowanej mocy biernej w czasie nie dłuższym niż $t_1=5$ sekund, i musi osiągnąć wartość określoną przez zbocze w czasie nie dłuższym niż $t_2=60$ sekund.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (vi) – dynamika regulacji współczynnika mocy

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Przy pracy w trybie regulacji współczynnika mocy, dokładność osiągnięcia docelowej wartości współczynnika mocy w następstwie nagłej zmiany generowanej mocy czynnej jest wyrażona za pomocą tolerancji dotyczącej odpowiadającej tej zmianie mocy biernej i powinna być nie większa niż 5% maksymalnej mocy biernej lub 5 MVar (w zależności od tego, która z tych wartości jest mniejsza) i osiągnięta w czasie nie dłuższym niż 150 sekund.

Artykuł 21 ust. 3 lit. d pkt (vii) – tryby pracy układów regulacji mocy biernej

➤ Podmiot odpowiedzialny: ERG S.A.

Celem wyboru trybu regulacji mocy biernej oraz określenia związanych z nimi nastaw należy zapewnić właściwemu operatorowi możliwość zdalnego wyboru jednego z trzech trybów regulacji oraz zadawanie punktu pracy, o ile ERG S.A. nie postanowi inaczej w porozumieniu z właścicielem modułu parku energii.

ERG Spółka Akcyjna
ul. Chemiczna 6, 42-520 Dąbrowa Górnicza
tel. (32) 264-02-81
fax (32) 262-32-48; 262-32-49
NIP 629-00-11-681; Regon 272242844

ERG S.A.
PREZES ZARZĄDU

Robert Groborz
Robert Groborz

0705 2018

Podpisano za zgodności z oryginałem

RADCA PREZESA

Janiszewska

Janiszewska