Zbiór nastaw i kryteriów zabezpieczeniowych oraz parametrów konfiguracyjnych charakterystyk regulacyjnych dla MWE typu A i B

„Bank Nastaw dla Polski”

PODSTAWOWE INFORMACJE O DOKUMENCIE	
Właściciel dokumentu	PTPiREE
Zakres zmiany	Dokument inicjalny
Status dokumentu	Publiczny
Numer wersji dokumentu	1.1
Data publikacji	01.10.2024
Dokument obowiązuje od	01.11.2024

Opracowanie optymalnego w odniesieniu do oferty producenckiej oraz warunków systemowych i wymagań właściwych operatorów systemów banku nastaw kryteriów zabezpieczeniowych i parametrów konfiguracyjnych charakterystyk regulacyjnych

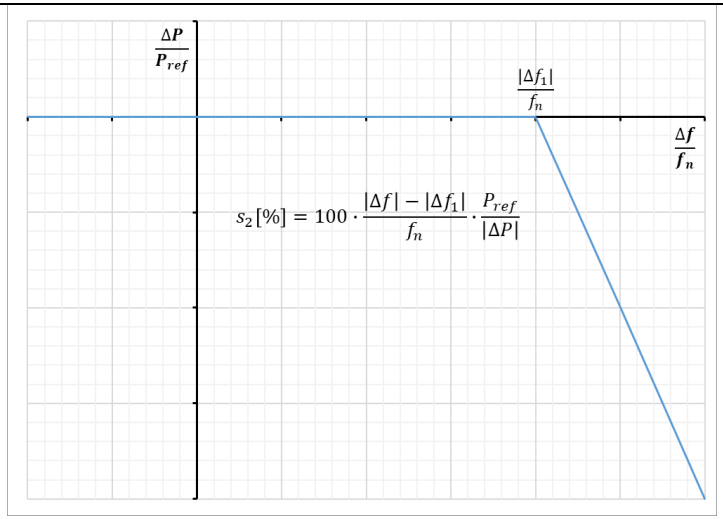
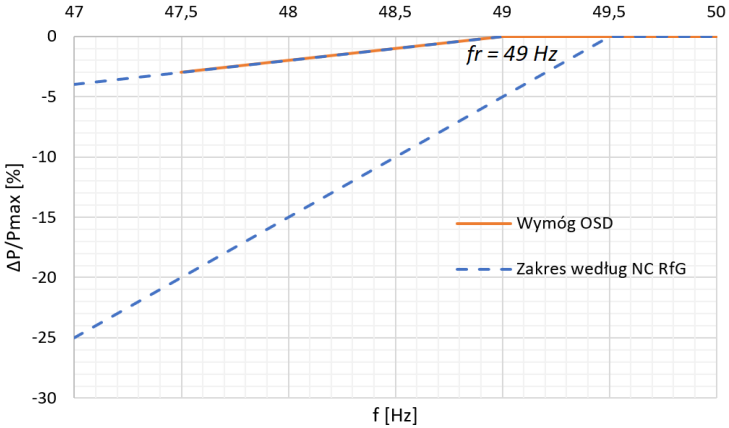
Dla modułu wytwarzania typu A:

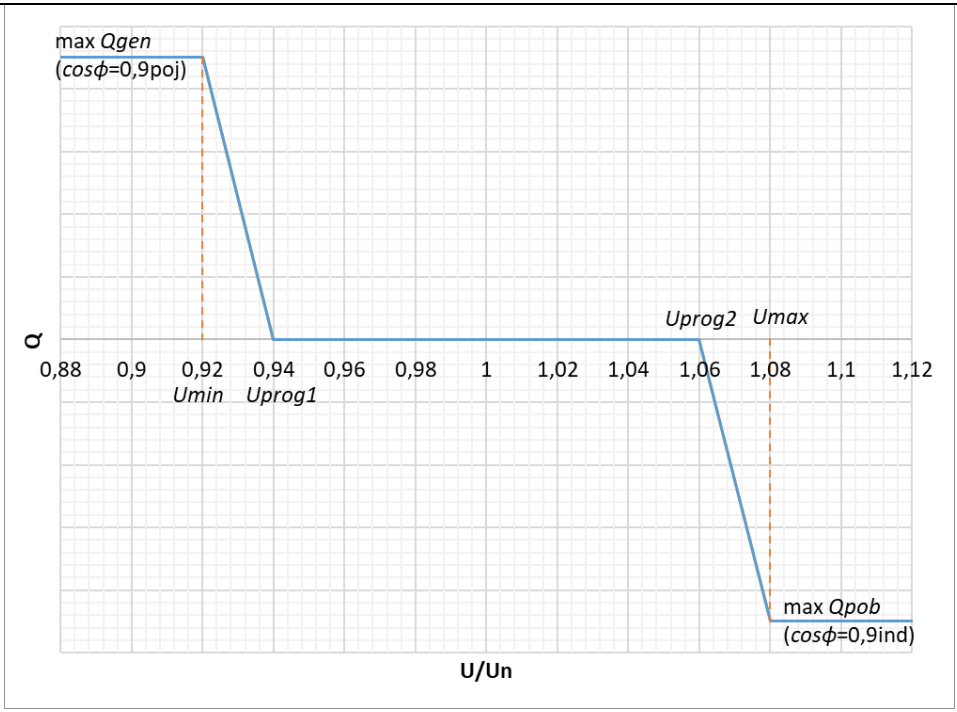
Wybór opcji w falowniku „Bank nastaw - Polska”, który automatycznie uruchomi i nastawi następujące zabezpieczenia i charakterystyki regulacyjne (wartości podane względem U_{LN}).

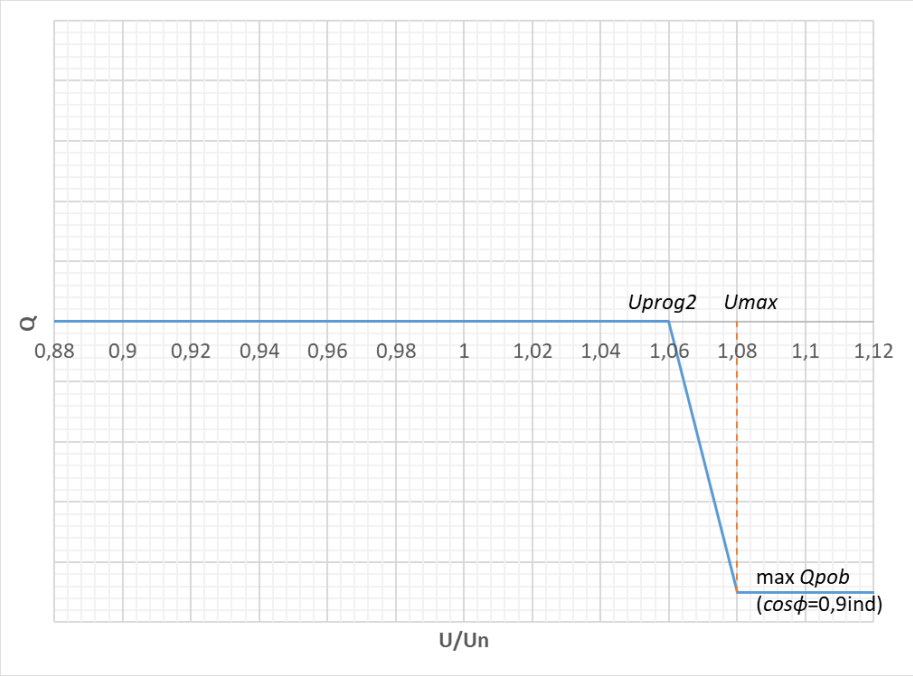
Aby wszystkie oznaczenia były czytelne zdecydowano się na dwie osobne tabele – jedna z opisami w języku polskim, druga w języku angielskim.

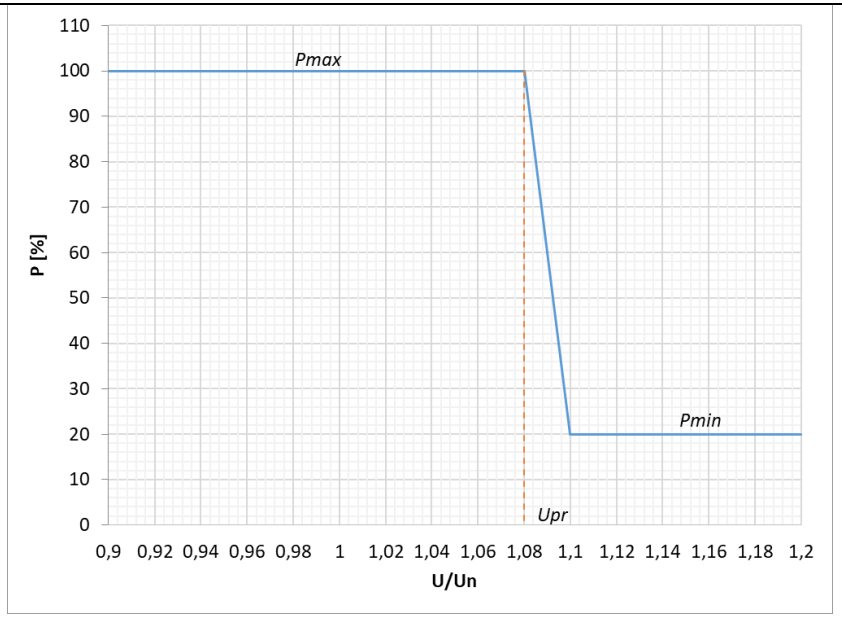
Dla modułu wytwarzania typu A:

Kryterium	Wymagana nastawa		Minimalny wymagany zakres nastawczy	Reakcja falownika
Zabezpieczenie podnapięciowe U<	0,85 U_n = 195,5 V;	t=1,2 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 1,2 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe pierwszego stopnia U>	1,1 U_n = 253 V*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 3 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe drugiego stopnia U>>	1,15 U_n = 264,5 V	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,1 s
Zabezpieczenie podczęstotliwościowe f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 1 s
Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej LoM - kryterium RoCoF df/dt	2,5 Hz/s;	t_{max}=0,5 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji - czas maksymalny działania 0,5 s

Charakterystyka LFSM-O	 Wartość rozruchowa: 50,2 Hz; Wartość statyzmu: 5%; Pref – rzeczywista wyjściowa moc czynna w momencie osiągnięcia progu LFSM-O		Zmiana mocy czynnej zgodnie z charakterystyką statyczną
Charakterystyka dopuszczalnej redukcji mocy	 Wartość rozruchowa: *fr* = 49 Hz; Wartość redukcji mocy: 2% mocy maksymalnej na każdy 1 Hz spadku częstotliwości poniżej 49 Hz;		Maksymalny spadek generacji mocy czynnej zgodnie z charakterystyką

Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U))	 Punkty na charakterystyce: *maxQpob = -0,4843P_D* (odpowiada cosφ =0,9ind); *maxQgen = 0,4843P_D* (odpowiada cosφ =0,9poj); U_{prog1} = 0,94*U* p.u.; U_{prog2} = 1,06 *U* p.u. U_{min} = 0,92 U p.u.; U_{max} = 1,08*U* p.u.; statyzm = 2,222, gdzie P_D - projektowana moc czynna		Zmiana mocy biernej zgodnie z charakterystyką statyczną
Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) - dla falowników	Dla falowników przyłączonych do sieci 1-fazowo możliwy kształt charakterystyki:		Zmiana mocy biernej zgodnie z charakterystyką statyczną

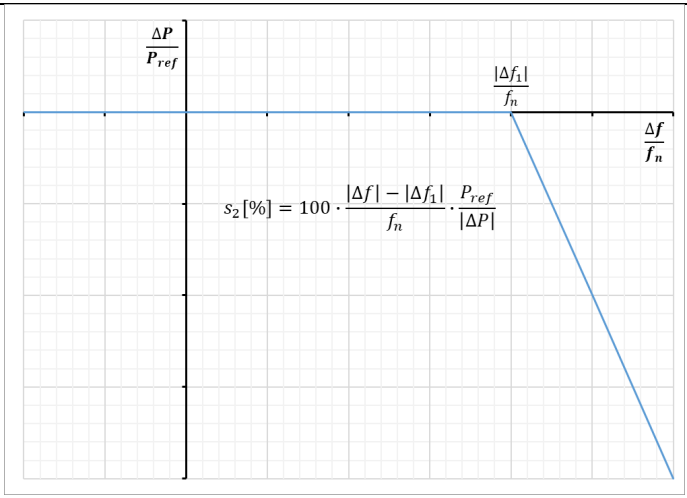
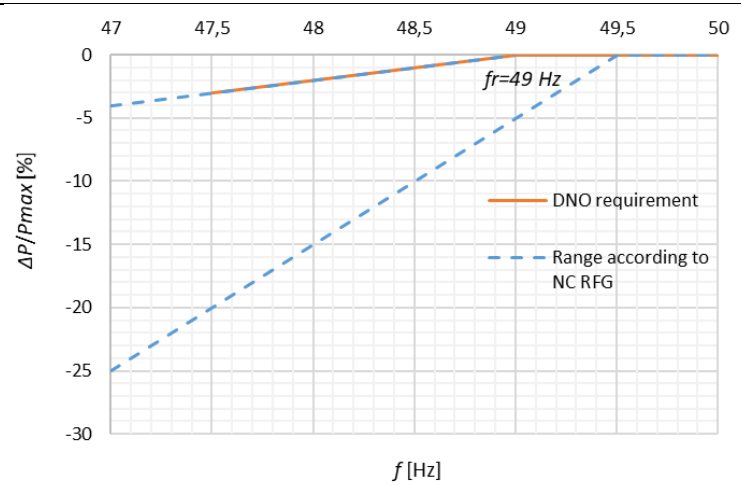
przyłączonych do sieci 1-fazowo	 Punkty na charakterystyce: *maxQpob = -0,4843P_D* (odpowiada cosφ =0,9ind);; U_{prog2} = 1,06 U p.u.; U_{max} = 1,08 U p.u.; statyzm = 2,222, gdzie P_D - projektowana moc czynna		

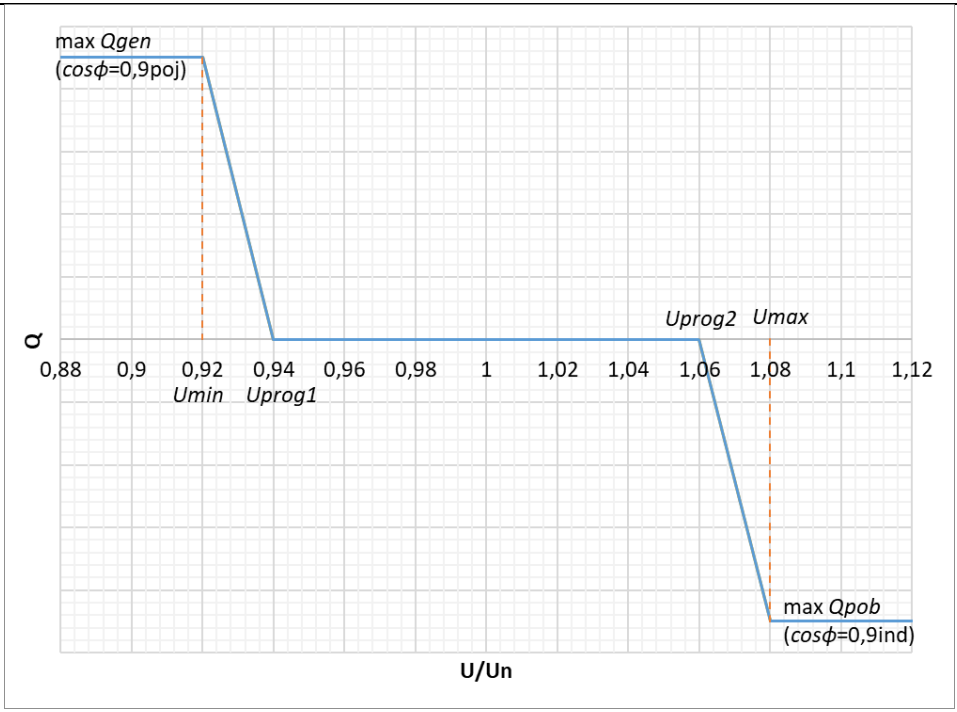
Charakterystyka sterowania mocą czynną w funkcji napięcia (tryb P(U)	 Punkty na charakterystyce: U_{pr} = 1,08 p.u.; statyzm = 2,5 *Pmax* – maksymalna moc czynna generowana przez źródło PV w danej chwili czasowej (aktualna generacja) – falownik redukuje moc czynną po przekroczeniu napięcia 1,08 p.u. od swojej aktualnej mocy.		Zmiana mocy czynnej zgodnie z charakterystyką statyczną
Warunki automatycznego przyłączania modułu wytwarzania energii do sieci (resynchronizacja z siecią):	Spełnione muszą zostać łącznie wszystkie poniższe warunki: • częstotliwość napięcia w przedziale 49 Hz – 50,05 Hz, • zwłoka czasowa wynosząca 60 s, liczona od czasu powrotu częstotliwości do przedziału 49 Hz – 50, 05 Hz, • maksymalny przyrost generowanej mocy czynnej wynoszący 10% mocy maksymalnej na minutę;		Rozpoczęcie generacji

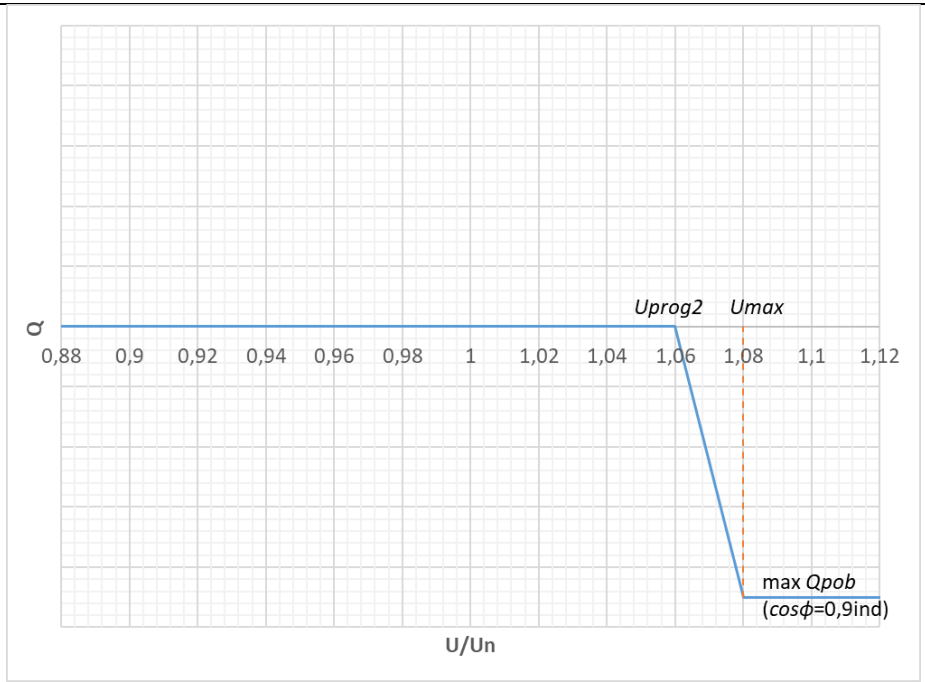
*mierzona jako średnia 10-minutowa w oknie przesuwnym - zgodnie z normą EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50549.

For type A power generating unit:

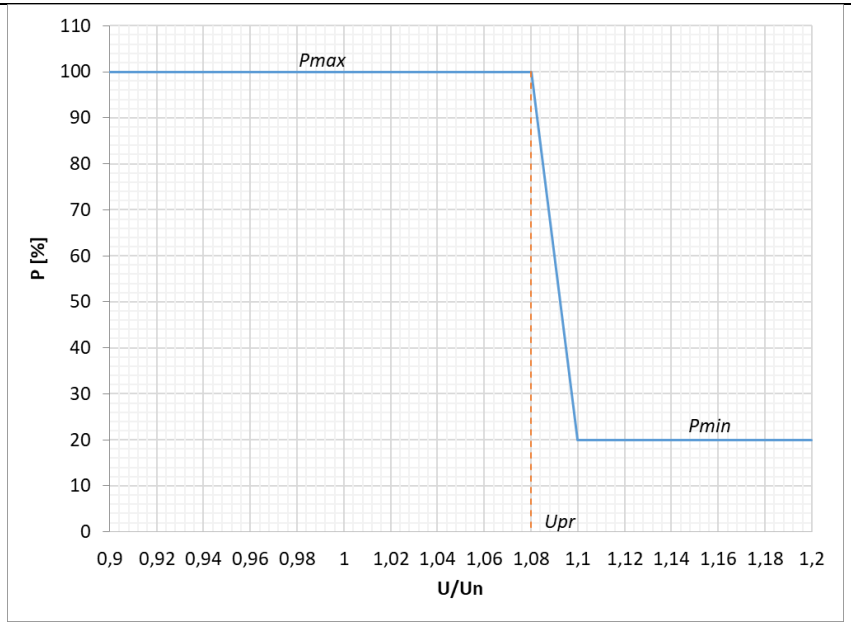
Criterion	Required setting		Minimum required setting range	Inverter action
Undervoltage protection U<	0,85 U_n = 195,5 V;	t=1,2 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 1,2 s
Overvoltage protection, 1st stage U>	1,1 U_n = 253 V*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 3 s
Overvoltage protection, 2nd stage U>>	1,15 U_n = 264,5 V	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Stop generation after a time delay of 0,1 s
Underfrequency protection f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 1 s
Overfrequency protection f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 0,3 s
Loss of mains protection - RoCoF df/dt criterion	2,5 Hz/s;	t_{max}=0,5 s	t = 0 – 10 s	Stop generation – maximum operating time 0,5 s

LFSM-O characteristic	 Activation value: 50,2 Hz; Droop value: 5%; Pref is actual active power output at the moment of LFSM-O activation.		Control of active power according to the static characteristic
Allowable generation reduction characteristic	 Activation value: *fr* = 49 Hz; Active power reduction: 2% of maximum active power per 1 Hz of frequency drop below 49 Hz;		Maximum active power generation reduction according to the static characteristic

Reactive power control as a function of generator terminal voltage (Q(U) mode)	 Points on the characteristic: *maxQpob = -0,4843P_D* corresponding to *cosφ =0,9ind; maxQgen = 0,4843P_D* corresponding to *cosφ =0,9cap;* Q_{max} = 0,484 *P* (cosφ =0,9); U_{prog1} = 0,94*U* p.u.; U_{prog2} = 1,06 *U* p.u. U_{min} = 0,92 U p.u.; U_{max} = 1,08*U* p.u.; droop = 2,222, where P_D - design active power		Control of reactive power according to the static characteristic
Reactive power control as a function of generator terminal voltage (Q(U) mode) – for 1-phase inverters	For 1-phase inverters the following characteristic can be used:		Control of reactive power according to the static characteristic



Points on the characteristic: Q_{max} = 0,484 P_D (corresponding to cosφ =0,9); U_{prog2} = 1,06 U p.u.; U_{max} = 1,08 U p.u.; droop = 2,222, where P_D - design active power

Active power control as a function of voltage (P(U) mode)	 Points on the characteristic: U_{pr} = 1,08 p.u.; droop = 2,5 *Pmax* – maximum active power generated by the PV source at a given moment in time (current generation) – the inverter reduces active power after exceeding the voltage of 1.08 p.u. from its current power.		Control of active power according to the static characteristic
Conditions for automatic reconnection of a power generating module to the network (network resynchronization)	All of the following conditions must be met: • voltage frequency in the range of 49 Hz – 50,05 Hz, • time delay of 60 s, measured from the moment the frequency returns to the range of 49 Hz – 50, 05 Hz, • maximum active power increase of 10% of the maximum power per minute;		Start generation

*measured as a 10-minute average in a sliding window – according to EN 50160 standard. Specific requirements for the average value measurement can be found in PN-EN 50549 standard.

Dla modułu wytwarzania typu B:

Wybór opcji w falowniku „Bank nastaw - Polska”, który automatycznie uruchomi i nastawi następujące zabezpieczenia i charakterystyki regulacyjne (wartości podane w jednostkach względnych).

Ustawienia poziomów napięć działania zabezpieczeń powinny być w każdym przypadku zweryfikowane jako specyficzne dla obiektu - wartości progowe napięć w punkcie przyłączenia, przy których może nastąpić automatyczne odłączenie obiektu powinny być skorelowane z wartościami granicznymi napięć dopuszczalnymi przez właściwego Operatora Systemu w sieci SN, którą zarządza, tj.:

- nastawa zabezpieczeń podnapięciowych powinna być niższa niż minimalna wartość napięcia, przy której PGM (moduł wytwarzania energii) 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.

W tabeli zestawiono proponowane ustawienia kryteriów napięciowych i częstotliwościowych. Ze względu na fakt, że falowniki typu B powinny mieć aktywne funkcjonalności (wg ustalonej charakterystyki):

- FRT (ang. Fault Ride Through) - profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu wytwarzania energii,

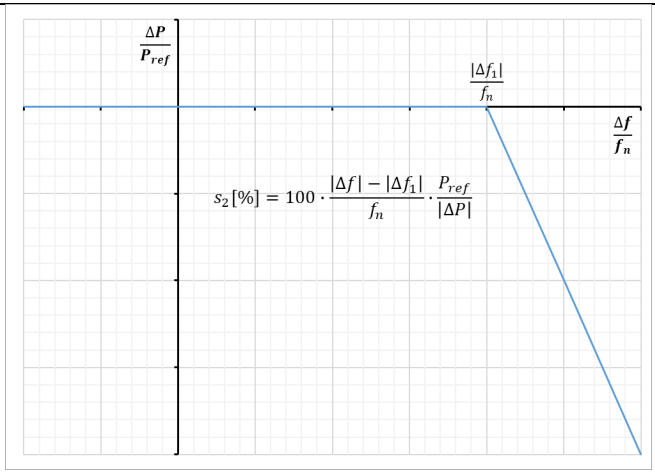
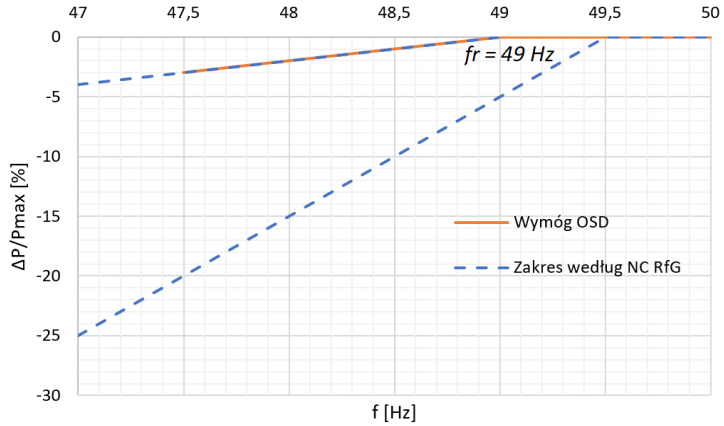
- zdolności do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego

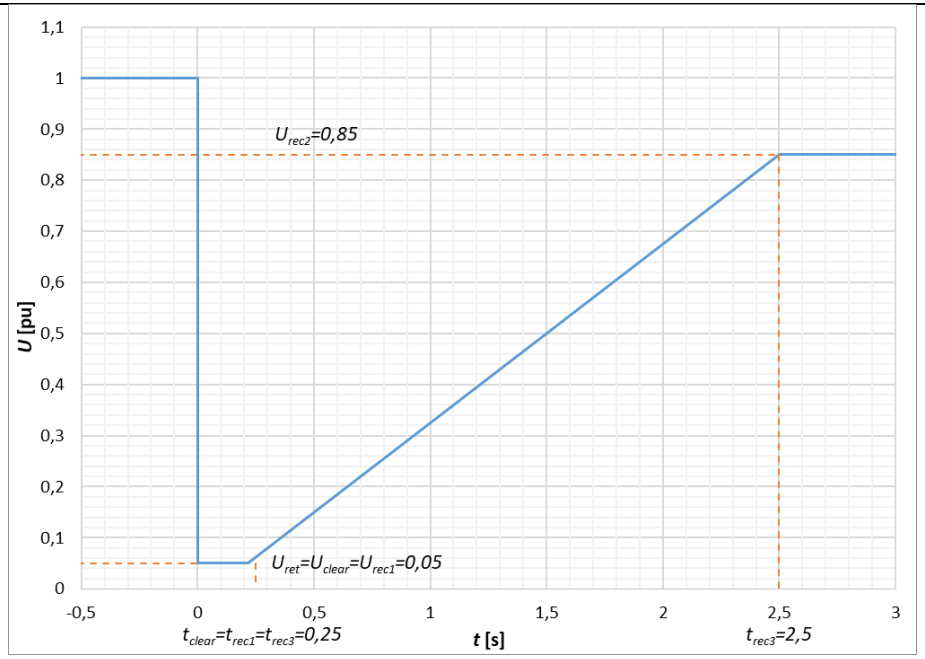
zabezpieczenie podnapięciowe nie powinno uniemożliwiać realizacji powyższych funkcjonalności.

Bank nastaw dla modułu wytwarzania typu B został podzielony dla przypadku przyłączenia PGM do sieci SN oraz dla przypadku przyłączenia PGM do sieci nn.

Dla modułu wytwarzania typu B przyłączonego do sieci SN:

Kryterium	**Wymagana nastawa**		**Minimalny wymagany zakres nastawczy**	**Reakcja falownika**
Zabezpieczenie podnapięciowe U<	0,8 U_n	t=3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 3 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe pierwszego stopnia U>	1,1 U_n*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 3 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe drugiego stopnia U>>	1,15 U_n	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,1 s
Zabezpieczenie podczęstotliwościowe f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s;	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 1 s
Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej LoM - kryterium RoCoF df/dt	2 Hz/s;	t_{max}=0,2 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji - czas maksymalny działania 0,2 s

Charakterystyka LFSM-O	 Wartość rozruchowa: 50,2 Hz; Wartość statyzmu: 5%; Pref – rzeczywista wyjściowa moc czynna w momencie osiągnięcia progu LFSM-O		Zmiana mocy czynnej zgodnie z charakterystyką statyczną
Charakterystyka dopuszczalnej redukcji mocy	 Wartość rozruchowa: 49 Hz; Wartość redukcji mocy: 2% mocy maksymalnej na każdy 1 Hz spadku częstotliwości poniżej 49 Hz;		Maksymalny spadek generacji mocy czynnej zgodnie z charakterystyką

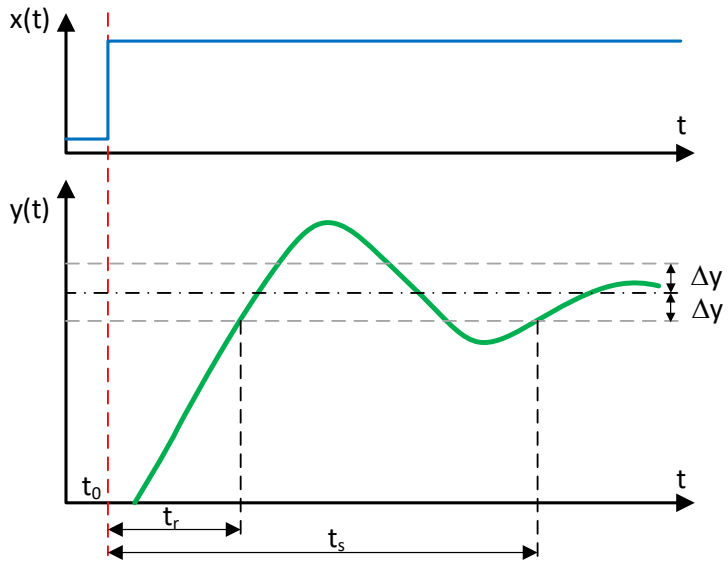
<table>
<tr>
<td>Charakterystyka FRT (ang. Fault Ride Through) - profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu wytwarzania energii</td>
<td>


<table>
<tr><th colspan="2">Parametry napięcia [pu]</th><th colspan="2">Parametry czasu [s]</th></tr>
<tr><td>U_{ret}</td><td>0,05</td><td>t_{clear}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{clear}</td><td>0,05</td><td>t_{rec1}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{rec1}</td><td>0,05</td><td>t_{rec2}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>2,50</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td>Pozostawanie w pracy zgodnie z charakterystyką napięciowo-czasową</td>
</tr>
<tr>
<td>Zdolność do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego**</td>
<td>W przypadku wystąpienia zwarć poza instalacją wewnętrzną PPM, moduł wytwarzania energii powinien posiadać zdolność do generacji dodatkowego prądu biernego.

1. Dla zwarć symetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być:</td>
<td></td>
<td>Generacja dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego zgodnie z wymaganiami</td>
</tr>
</table>

	– proporcjonalne do zmiany składowej zgodnej napięcia w punkcie przyłączenia ΔU_1 spowodowanej zakłóceniem (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej zgodnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_1}$), – proporcjonalne do wartości współczynnika wzmocnienia K_1, – blokowane, gdy wartość składowej zgodnej napięcie jest większa niż wartość wyzwalania U_{trig} $$\Delta I_{Q1} = K_1 \cdot \Delta U_1, gdzie: \Delta U_1 = \begin{cases} 0 \; dla \; U_1 \geq U_{trig} \\ \dfrac{U_1 - \overline{U_1}}{U_n} \; dla \; U_1 < U_{trig} \end{cases}$$ gdzie: - K_1 = 2 - U_{trig} = 0,85 U_n **Wymagania dodatkowe:** - należy zapewnić możliwość zablokowania wsparcia odpowiedzi prądowej z PPM, - w przypadku zwarć przy których jest wymagana zdolność do pozostania w pracy, pierwszeństwo w generacji ma prąd bierny, - zdolność do generacji dodatkowego prądu biernego powinna być możliwa do osiągnięcia dopuszczalnego prądu fazowego (I_{max}). **Właściwości dynamiczne układu regulacji dodatkowym prądem biernym:** - czas odpowiedzi prądowej t_r na spadek napięcia – max. 30 ms, - czas ustalania odpowiedzi prądowej t_s – max. 60 ms, - dopuszczalna tolerancja odpowiedzi prądowej: od -10 % do +20%. Interpretacja graficzna parametrów t_r i t_s w odpowiedzi y(t) układu	K_1 : od 2 do 6 z krokiem 0.5 U_{trig}: od 0,8 do 1,0 U_n K_2 : od 2 do 6 z krokiem 0.5	

regulacji na skok jednostkowy:



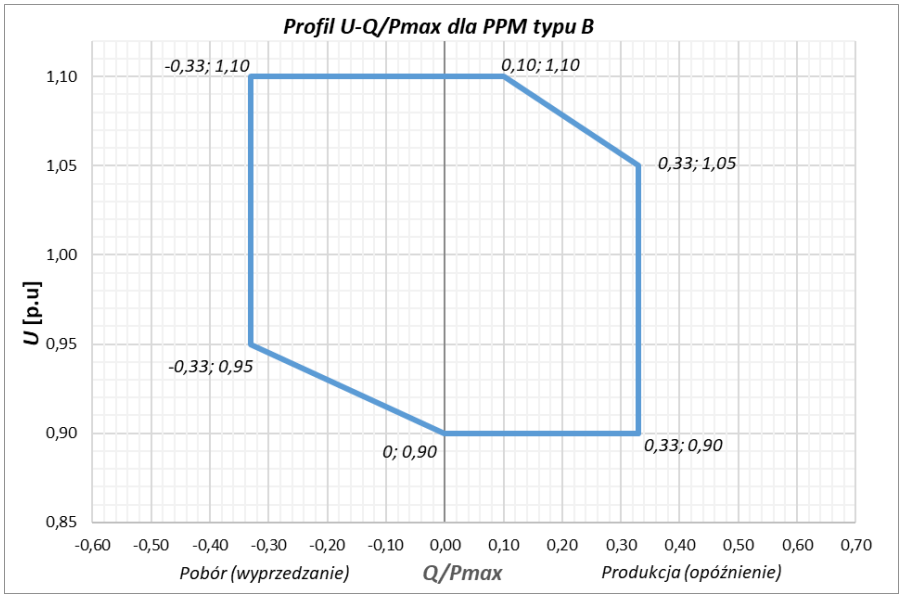
Δy – dokładność układu regulacji.

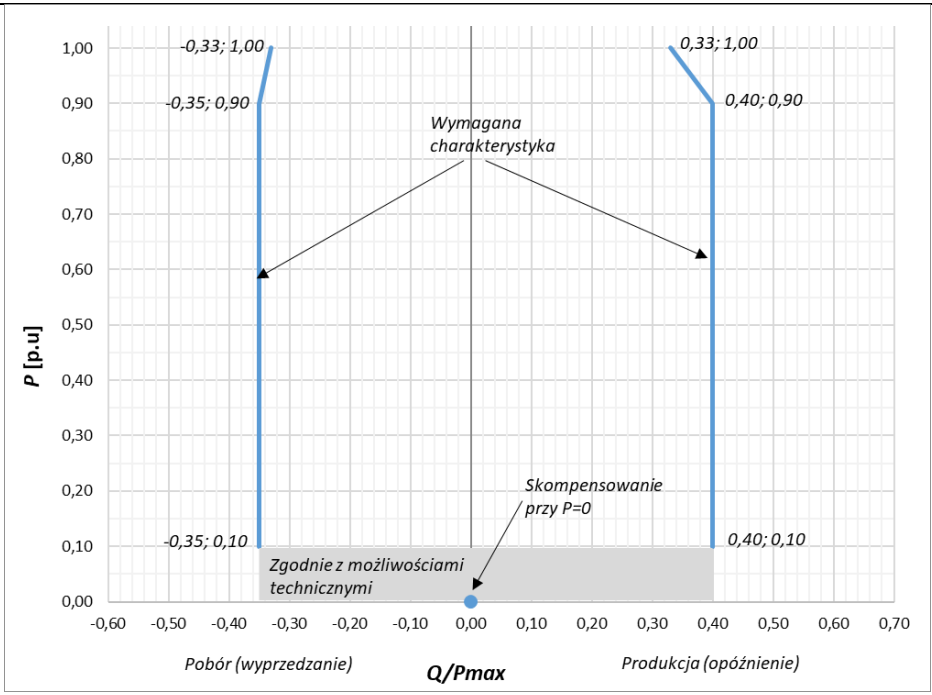
Nie definiuje się wymogów odnośnie wsparcia prądem biernym w przypadku wystąpienia napięć niższych niż 0,15 U_n,

2. **Dla zwarć niesymetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być zgodnie z zasadą superpozycji:**
   - składowej zgodnej dodatkowego prądu biernego, zgodnie z zasadami zdefiniowanymi dla zwarć symetrycznych,
   - składowej przeciwnej dodatkowego prądu biernego, którego wartość jest proporcjonalna do zmiany składowej przeciwnej napięcia ΔU_2 (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej przeciwnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_2}$) i współczynnika wzmocnienia K_2.

$$\Delta I_{Q2} = K_2 \cdot \Delta U_2, gdzie\ \Delta U_2 = \frac{(U_2 - \overline{U_2})}{U_n}$$

	Dodatkowo: – $K_2 = 2$, – prąd bierny ΔI_Q, będący sumą wektorów odpowiedzi składowej zgodnej i przeciwnej ($\Delta I_{Q1} + \Delta I_{Q2}$), nie powinien powodować przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu fazowego w żadnej z faz, – właściwości dynamiczne odpowiedzi prądowej – jak dla zwarć symetrycznych.		
Warunki dotyczące odporności (odbudowa mocy czynnej po zwarciu):	• Pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej rozpoczyna się, gdy napięcie pozakłóceniowe zostanie odtworzone do wartości nie mniejszej niż 90% Un, • Maksymalny czas na pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej (czasy liczone od usunięcia zwarcia): 5 sekund, • Wielkość odtworzonej mocy czynnej: 90% mocy przedzakłóceniowej, o ile dostępne jest źródło energii pierwotnej, • Dokładność odtworzenia mocy czynnej, rozumiana jako uchyb ustalony: 10%, • Nie dopuszcza się występowania nietłumionych oscylacji po odbudowie mocy czynnej.		Przywrócenie generacji
Warunki automatycznego przyłączania modułu wytwarzania energii do sieci (resynchronizacja z siecią)	Spełnione muszą zostać łącznie wszystkie poniższe warunki: • częstotliwość napięcia w sieci mieści się w przedziale od 49 Hz do 50,05 Hz, • wartość napięcia w punkcie przyłączenia mieści się w przedziale napięć dopuszczalnych określonych we właściwych regulacjach prawnych, • zwłoka czasowa (rozumiana jako czas pomiędzy chwilą, w której wartość ww. parametrów powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, a momentem załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) - co najmniej 60 sek.		Rozpoczęcie generacji

Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia **Charakterystyka U-Q/Pmax**	Wymagania minimalne regulaci mocy biernej przedstawione na profilu U-Q/Pmax, gdzie U-Q/Pmax – wartość względna napięcia w zakresie zmian mocy biernej (Q) w stosunku do mocy maksymalnej (Pmax).  W przypadku generacji przez Moduł Parku Energii mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej, wymaganą zdolność do zapewnienia mocy biernej w punkcie przyłączenia przedstawiono na rysunku:		Możliwość zmiany mocy biernej w określonych granicach



gdzie: P-Q/Pmax - stosunek rzeczywistej mocy czynnej PPM do mocy maksymalnej, względem stosunku mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax).

Uwagi:

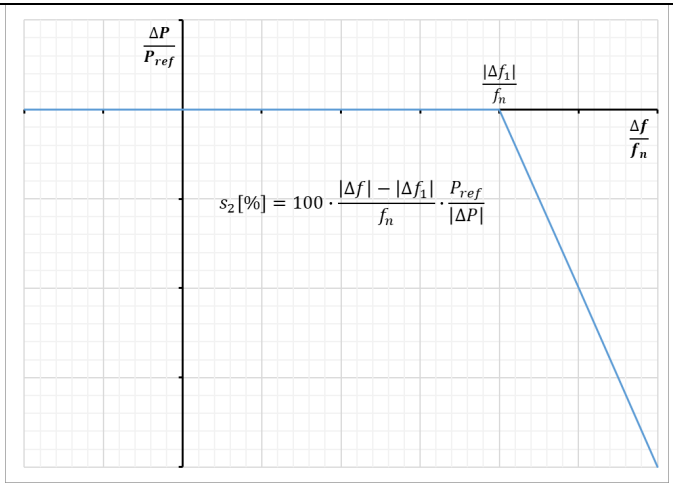
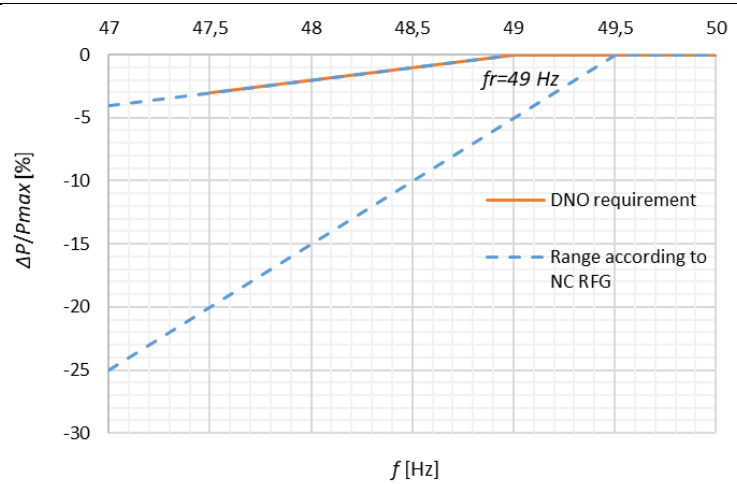
- Przy obciążeniu PPM mocą czynną poniżej 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi,
- PPM musi posiadać zdolności techniczne do skompensowania mocy biernej w punkcie przyłączenia przy braku generacji mocy czynnej.
- Jeżeli wymagana jest praca przy napięciu poniżej 0,9 pu w punkcie przyłączenia, wówczas PPM powinien udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie ze swymi możliwościami technicznymi.

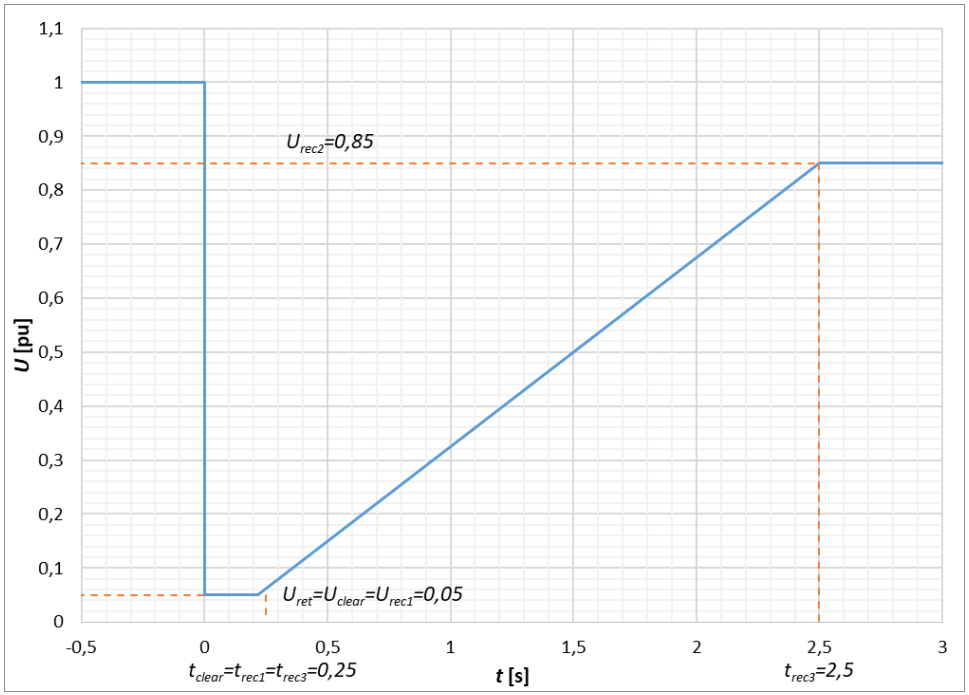
*mierzona jako średnia 10-minutowa w oknie przesuwnym - zgodnie z normą EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50549

** pod warunkiem, że właściwy OS nie postanowi inaczej

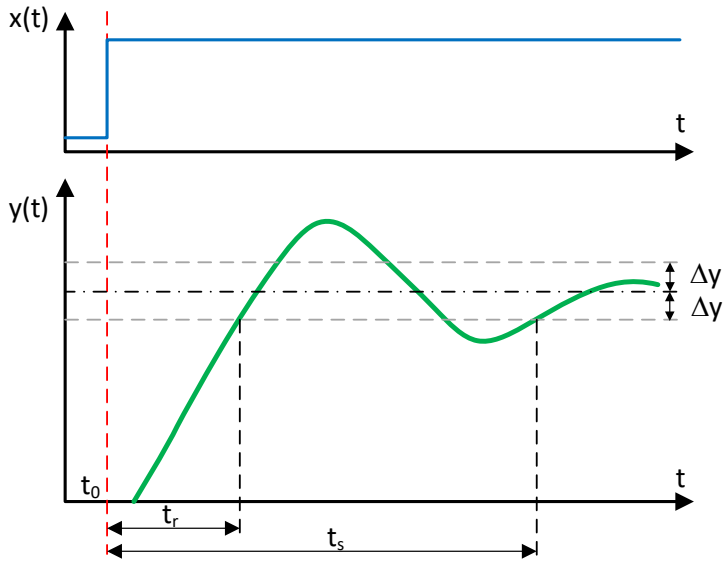
For type B power generating unit connected to MV network:

Criterion	Required setting		Minimum required setting range	Inverter action
Undervoltage protection U<	0,8 U_n	t=3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 3 s
Overvoltage protection, 1st stage U>	1,1 U_n*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 3 s
Overvoltage protection, 2nd stage U>>	1,15 U_n	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Stop generation after a time delay of 0,1 s
Underfrequency protection f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s;	Stop generation after a time delay of 1 s
Overfrequency protection f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 0,3 s
Loss of mains protection - RoCoF df/dt criterion	2 Hz/s;	t_{max}=0,2 s	t = 0 – 10 s	Stop generation – maximum operating time 0,2 s

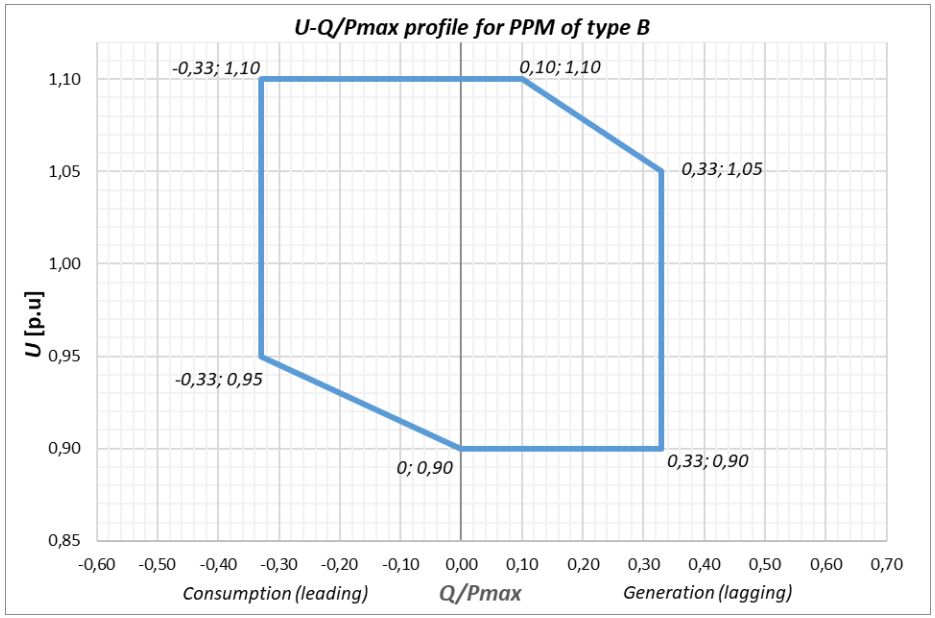
LFSM-O characteristic	 Activation value: 50,2 Hz; Droop value: 5%; Pref is actual active power output at the moment of LFSM-O activation.		Control of active power according to the static characteristic
Allowable generation reduction characteristic	 Activation value: *fr* = 49 Hz; Active power reduction: 2% of maximum active power per 1 Hz of frequency drop below 49 Hz;		Maximum active power generation reduction according to the static characteristic

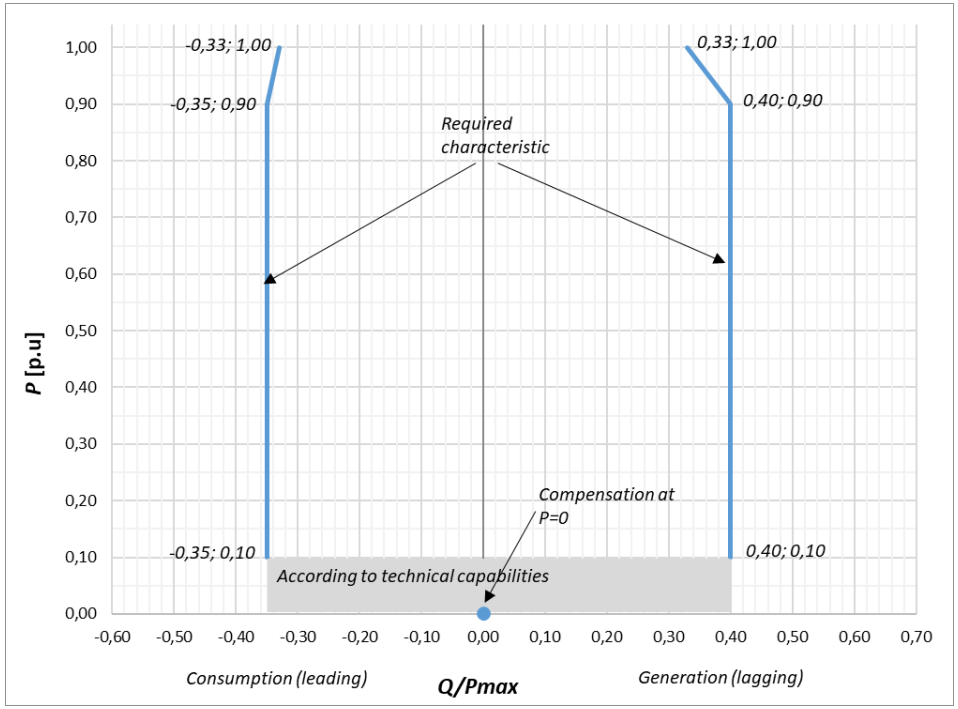
Fault Ride Through characteristic – the voltage-against-time profile characterizing the power generating module capability of staying connected to the network during fault conditions	 **Voltage [pu]** / **Time [s]** U_{ret} 0,05 — t_{clear} 0,25 U_{clear} 0,05 — t_{rec1} 0,25 U_{rec1} 0,05 — t_{rec2} 0,25 U_{rec2} 0,85 — t_{rec3} 2,50		Continue operation according to the voltage-against-time characteristic

Ability to generating additional fast fault current**	In case of faults outside of the internal system of PPM, the power generating module should be capable of generating additional reactive current. **1. For symmetrical faults the reactive current support should be:** – proportional to the change of positive sequence voltage at the point of common coupling ΔU_1 caused by a disturbance (1-minute pre-disturbance average value of the positive sequence voltage $\overline{U_1}$ is the reference value), – proportional to the value of gain K_1, – blocked, when the value of positive sequence voltage is greater than the threshold U_{trig} $$\Delta I_{Q1} = K_1 \cdot \Delta U_1, where: \Delta U_1 = \begin{cases} 0 \; for \; U_1 \geq U_{trig} \\ \dfrac{U_1 - \overline{U_1}}{U_n} \; for \; U_1 < U_{trig} \end{cases}$$ where: - K_1 = 2 - U_{trig} = 0,85 U_n **Additional requirements:** - it should be possible to block the current support from PPM, - in case of faults which require maintaining operation, reactive current generation has priority, - the capability of generating additional reactive current should be possible up to the allowable phase current. **Dynamic properties of the additional reactive current control system:**	K_1 settable in the range of 2 to 6 with a step of 0.5 U_{trig} settable in the range of 0,8 to 1,0 U_n K_2 settable in the range of 2 to 6 with a step of 0.5	Generation of additional fast fault current according to the requirements

	- current response time t_r to a voltage drop – max. 30 ms, - current response settling time t_s – max. 60 ms, - acceptable tolerance of current response: from -10 % to +20 %. Graphical interpretation of t_r and t_s in a step response y(t) of the control system: where:  Δy – accuracy of the control system. No reactive current support requirements are defined for cases when the voltage drops below 0,15 U_n, **2. For unsymmetrical faults the reactive current support should comply with the superposition principle:**		

	– of the positive sequence of the additional reactive current, according to the rules defined for symmetrical faults, – of the negative sequence of the additional reactive current, the value of which is proportional to the change of negative sequence voltage ΔU_2 (1-minute pre-disturbance average value of the negative sequence voltage $\overline{U_2}$ is the reference value) and gain K_2. $$\Delta I_{Q2} = K_2 \cdot \Delta U_2, where\ \Delta U_2 = \frac{(U_2 - \overline{U_2})}{U_n}$$ Additionally: – $K_2 = 2$ – Reactive current ΔI_Q, being the sum of positive and negative sequence components vectors ($\Delta I_{Q1} + \Delta I_{Q2}$), should not lead to exceeding the allowable phase current in any of the phases, – Dynamic properties of the current response – same as for symmetrical faults.		
Conditions for resiliency (active power recovery after fault):	• Post-disturbance active power recovery starts when the post-disturbance voltage recovers to the value not lower than 90% Un, • Maximum time for post-disturbance active power recovery (time measured from fault elimination): 5 s, • Value of recovered active power: 90% of pre-disturbance power, subject to the availability of primary energy source, • Accuracy of active power recovery, expressed as a steady-state error: 10%, • No undamped oscillations are allowed after active power is recovered.		Recovery of generation

Conditions for automatic reconnection of a power generating module to the network (network resynchronization)	All of the following conditions must be met: • network frequency is within the range from 49 Hz to 50,05 Hz, • voltage at the point of common coupling is within an allowable range defined in appropriate regulatory documents • time delay (defined as the time between the moment the aforementioned parameters return to their allowable ranges and the moment the power generating module reconnects to the network – at least 60 s.		Start generation
Reactive power control as a function of voltage at the point of common coupling **U-Q/Pmax characteristic**	Minimum requirements of reactive power control presented on a U-Q/Pmax characteristic, where U-Q/Pmax – per unit voltage value in the range of reactive power change (Q) relative to maximum power (Pmax). 		Possibility of reactive power control within a defined range

	In case when the PPM active power generation is below the maximum power, the required capability of reactive power support at the point of common coupling is presented below:  where: P-Q/Pmax – the actual PPM active power relative to the maximum power, as a function of reactive power (Q) relative to the maximum power (Pmax). Notes: - When active power of PPM is below 0.1 of maximum power all available reactive power should be made available, according to the technical capabilities,		

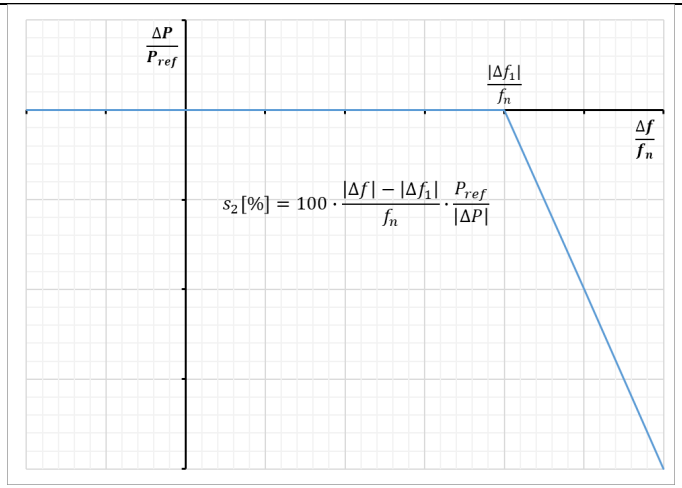
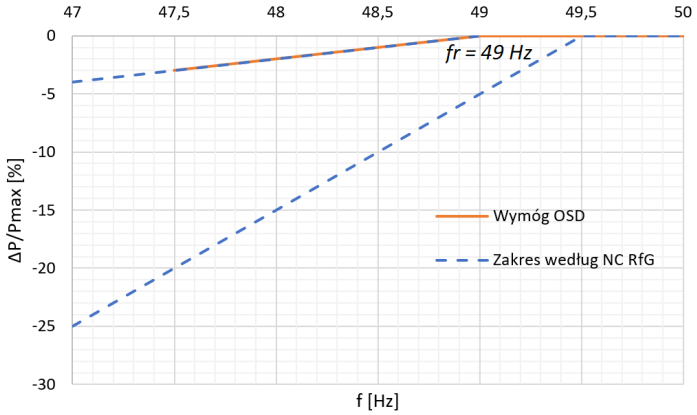
	- PPM must be technically capable of compensating reactive power at the point of common coupling with no active power being generated. If it is required to operate at voltages below 0.9 pu at the point of common coupling, all the available reactive power of PPM should be made available, according to its technical capabilities.		

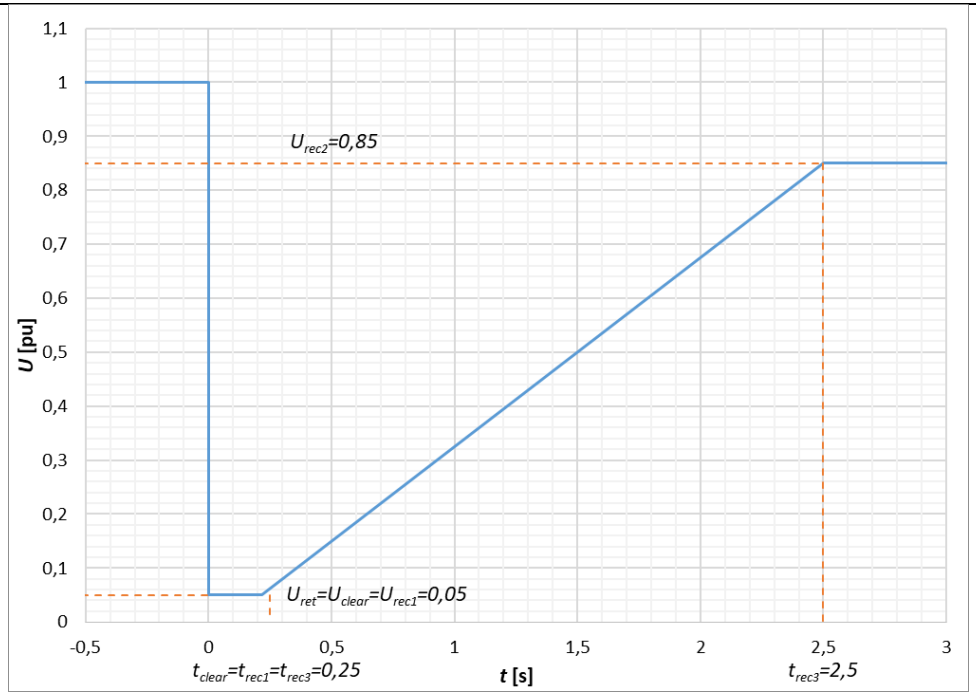
*measured as a 10-minute average in a sliding window – according to EN 50160 standard. Specific requirements for the average value measurement can be found in PN-EN 50549 standard.

* subject to specific System Operator requirements

Dla modułu wytwarzania typu B przyłączonego do sieci nn:

Kryterium	**Wymagana nastawa**		**Minimalny zakres nastawczy**	**Reakcja falownika**
Zabezpieczenie podnapięciowe U<	0,8 U_n	t=3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 3 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe pierwszego stopnia U>	1,1 U_n*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 3 s
Zabezpieczenie nadnapięciowe drugiego stopnia U>>	1,15 U_n	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,1 s
Zabezpieczenie podczęstotliwościowe f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s;	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 1 s
Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji po czasie zwłoki 0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej LoM - kryterium RoCoF df/dt	2 Hz/s;	t_{max}=0,2 s	t = 0 – 10 s	Zaprzestanie generacji - czas maksymalny działania 0,2 s

Charakterystyka LFSM-O	 Wartość rozruchowa: 50,2 Hz; Wartość statyzmu: 5%, Pref – rzeczywista wyjściowa moc czynna w momencie osiągnięcia progu LFSM-O		Zmiana mocy czynnej zgodnie z charakterystyką statyczną
Charakterystyka dopuszczalnej redukcji mocy	 Wartość rozruchowa: 49 Hz; Wartość redukcji mocy: 2% mocy maksymalnej na każdy 1 Hz spadku częstotliwości poniżej 49 Hz;		Maksymalny spadek generacji mocy czynnej zgodnie z charakterystyką

<table>
<tr>
<td>Charakterystyka FRT (ang. Fault Ride Through) - profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułu wytwarzania energii</td>
<td>


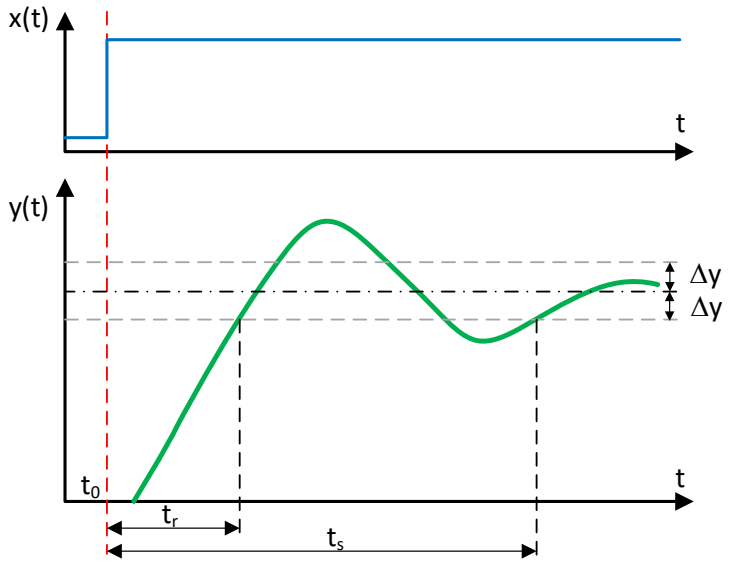
<table>
<tr><th colspan="2">Parametry napięcia [pu]</th><th colspan="2">Parametry czasu [s]</th></tr>
<tr><td>U_{ret}</td><td>0,05</td><td>t_{clear}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{clear}</td><td>0,05</td><td>t_{rec1}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{rec1}</td><td>0,05</td><td>t_{rec2}</td><td>0,25</td></tr>
<tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>2,50</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td>Pozostawanie w pracy zgodnie z charakterystyką napięciowo-czasową</td>
</tr>
</table>

Zdolność do generacji dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego**	W przypadku wystąpienia zwarć poza instalacją wewnętrzną PPM, moduł wytwarzania energii powinien posiadać zdolność do generacji dodatkowego prądu biernego. **3. Dla zwarć symetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być:** – proporcjonalne do zmiany składowej zgodnej napięcia w punkcie przyłączenia ΔU_1 spowodowanej zakłóceniem (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej zgodnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_1}$), – proporcjonalne do wartości współczynnika wzmocnienia K_1, – blokowane, gdy wartość składowej zgodnej napięcie jest większa niż wartość wyzwalania U_{trig} $$\Delta I_{Q1} = K_1 \cdot \Delta U_1, gdzie: \Delta U_1 = \begin{cases} 0 \; dla \; U_1 \geq U_{trig} \\ \dfrac{U_1 - \overline{U_1}}{U_n} \; dla \; U_1 < U_{trig} \end{cases}$$ gdzie: - $K_1 = 2$ - $U_{trig} = 0{,}85 \; U_n$ **Wymagania dodatkowe:** - należy zapewnić możliwość zablokowania wsparcia odpowiedzi prądowej z PPM, - w przypadku zwarć przy których jest wymagana zdolność do pozostania w pracy, pierwszeństwo w generacji ma prąd bierny, - zdolność do generacji dodatkowego prądu biernego powinna być możliwa do osiągnięcia dopuszczalnego prądu fazowego (I_{max}).	K_1 : od 2 do 6 z krokiem 0.5 U_{trig}: od 0,8 do 1,0 U_n K_2 : od 2 do 6 z krokiem 0.5	Generacja dodatkowego, szybkiego prądu zwarciowego zgodnie z wymaganiammi

Właściwości dynamiczne układu regulacji dodatkowym prądem biernym:

- czas odpowiedzi prądowej t_r na spadek napięcia – max. 30 ms,
- czas ustalania odpowiedzi prądowej t_s – max. 60 ms,
- dopuszczalna tolerancja odpowiedzi prądowej: od -10 % do +20%.

Interpretacja graficzna parametrów t_r i t_s w odpowiedzi y(t) układu regulacji na skok jednostkowy:

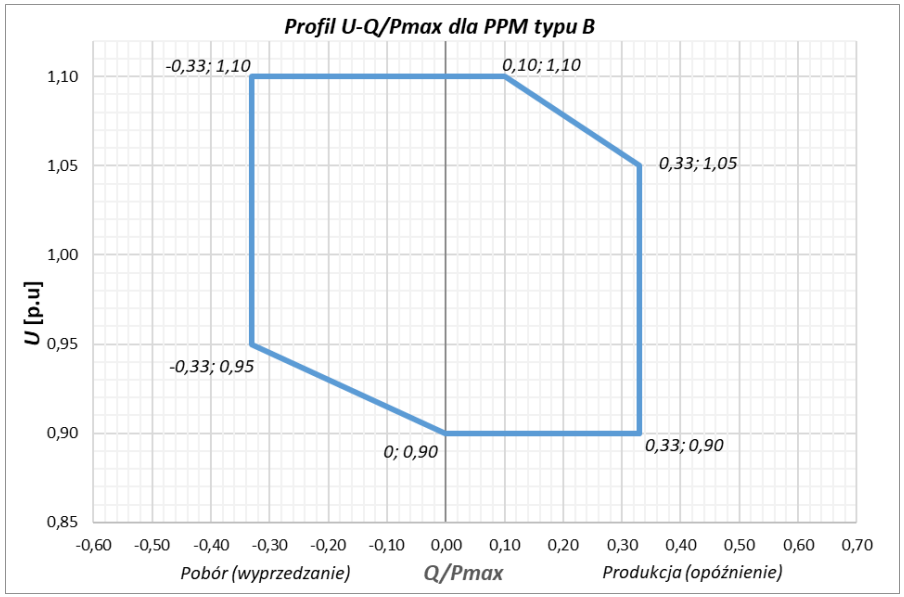


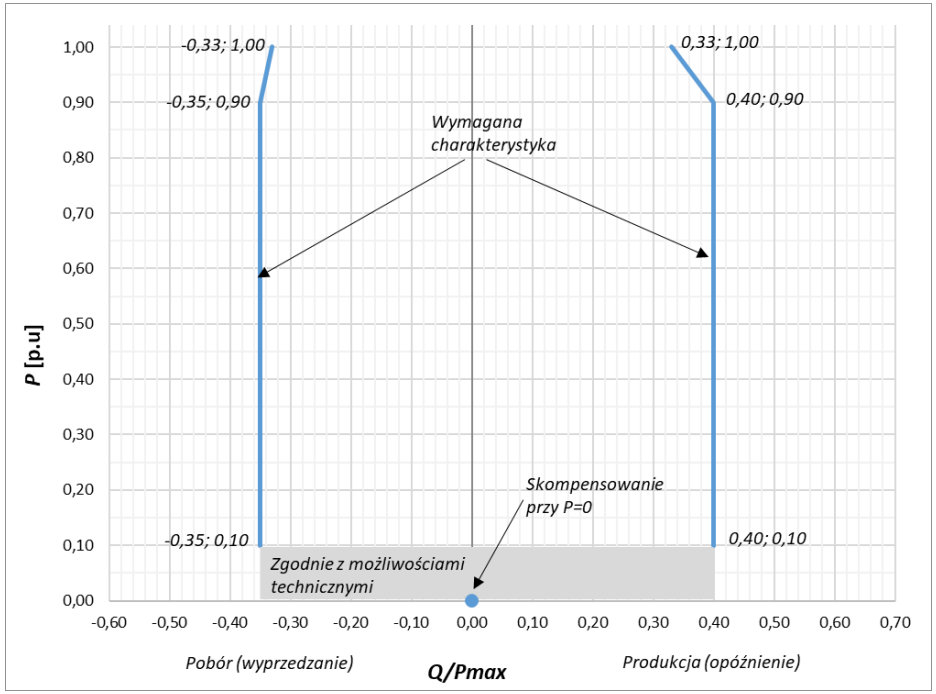
Δy – dokładność układu regulacji.

Nie definiuje się wymogów odnośnie wsparcia prądem biernym w przypadku wystąpienia napięć niższych niż 0,15 U_n,

4. **Dla zwarć niesymetrycznych wsparcie prądem biernym powinno być zgodnie z zasadą superpozycji:**

	– składowej zgodnej dodatkowego prądu biernego, zgodnie z zasadami zdefiniowanymi dla zwarć symetrycznych, – składowej przeciwnej dodatkowego prądu biernego, którego wartość jest proporcjonalna do zmiany składowej przeciwnej napięcia ΔU_2 (wartością odniesienia jest wartość średnia składowej przeciwnej napięcia za okres 1 minuty sprzed zakłócenia $\overline{U_2}$) i współczynnika wzmocnienia K_2. $$\Delta I_{Q2} = K_2 \cdot \Delta U_2, gdzie\ \Delta U_2 = \frac{(U_2 - \overline{U_2})}{U_n}$$ Dodatkowo: – $K_2 = 2$, – prąd bierny ΔI_Q, będący sumą wektorów odpowiedzi składowej zgodnej i przeciwnej ($\Delta I_{Q1} + \Delta I_{Q2}$), nie powinien powodować przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu fazowego w żadnej z faz, właściwości dynamiczne odpowiedzi prądowej – jak dla zwarć symetrycznych.		
Warunki dotyczące odporności (odbudowa mocy czynnej po zwarciu):	• Pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej rozpoczyna się, gdy napięcie pozakłóceniowe zostanie odtworzone do wartości nie mniejszej niż 90% Un, • Maksymalny czas na pozakłóceniowe odtwarzanie mocy czynnej (czasy liczone od usunięcia zwarcia): 5 sekund, • Wielkość odtworzonej mocy czynnej: 90% mocy przedzakłóceniowej, o ile dostępne jest źródło energii pierwotnej, • Dokładność odtworzenia mocy czynnej, rozumiana jako uchyb ustalony: 10%, • Nie dopuszcza się występowania nietłumionych oscylacji po odbudowie mocy czynnej.		Przywrócenie generacji

Warunki automatycznego przyłączania modułu wytwarzania energii do sieci (resynchronizacja z siecią)	Spełnione muszą zostać łącznie wszystkie poniższe warunki: • częstotliwość napięcia w sieci mieści się w przedziale od 49 Hz do 50,05 Hz, • wartość napięcia w punkcie przyłączenia mieści się w przedziale napięć dopuszczalnych określonych we właściwych regulacjach prawnych, • zwłoka czasowa (rozumiana jako czas pomiędzy chwilą, w której wartość ww. parametrów powraca do przedziału zdefiniowanego powyżej, a momentem załączenia modułu wytwarzania energii do sieci) - co najmniej 60 sek.		Rozpoczęcie generacji
Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia w punkcie przyłączenia **Charakterystyka U-Q/Pmax**	Wymagania minimalne regulaci mocy biernej przedstawione na profilu U-Q/Pmax, gdzie U-Q/Pmax – wartość względna napięcia w zakresie zmian mocy biernej (Q) w stosunku do mocy maksymalnej (Pmax). 		Możliwość zmiany mocy biernej w określonych granicach

	W przypadku generacji przez Moduł Parku Energii mocy czynnej poniżej mocy maksymalnej, wymaganą zdolność do zapewnienia mocy biernej w punkcie przyłączenia przedstawiono na rysunku:  gdzie: P-Q/Pmax - stosunek rzeczywistej mocy czynnej PPM do mocy maksymalnej, względem stosunku mocy biernej (Q) do mocy maksymalnej (Pmax). Uwagi: - Przy obciążeniu PPM mocą czynną poniżej 0,1 mocy maksymalnej należy udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie z możliwościami technicznymi,		

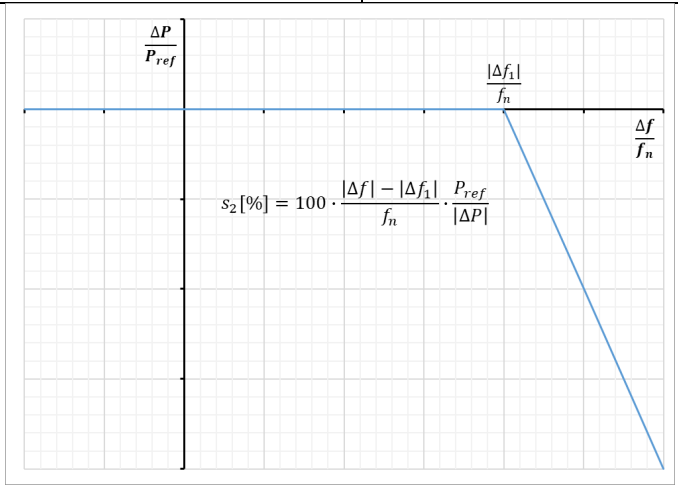
	- PPM musi posiadać zdolności techniczne do skompensowania mocy biernej w punkcie przyłączenia przy braku generacji mocy czynnej. - Jeżeli wymagana jest praca przy napięciu poniżej 0,9 pu w punkcie przyłączenia, wówczas PPM powinien udostępnić całą dostępną moc bierną, zgodnie ze swymi możliwościami technicznymi.		

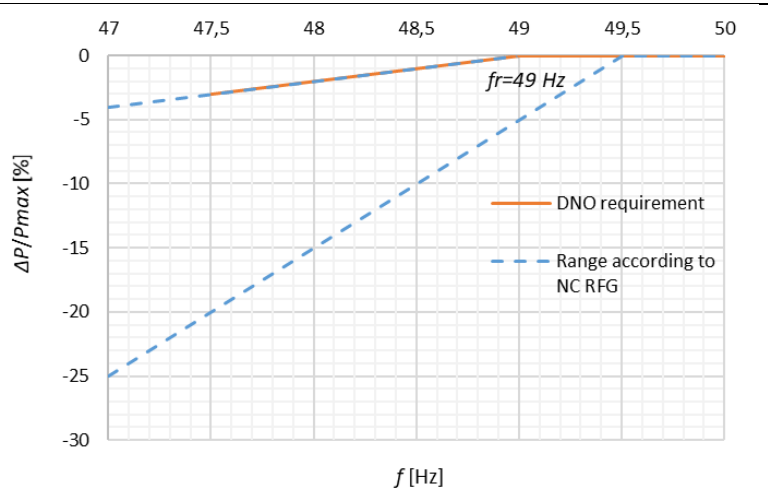
*mierzona jako średnia 10-minutowa w oknie przesuwnym - zgodnie z normą EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50549.

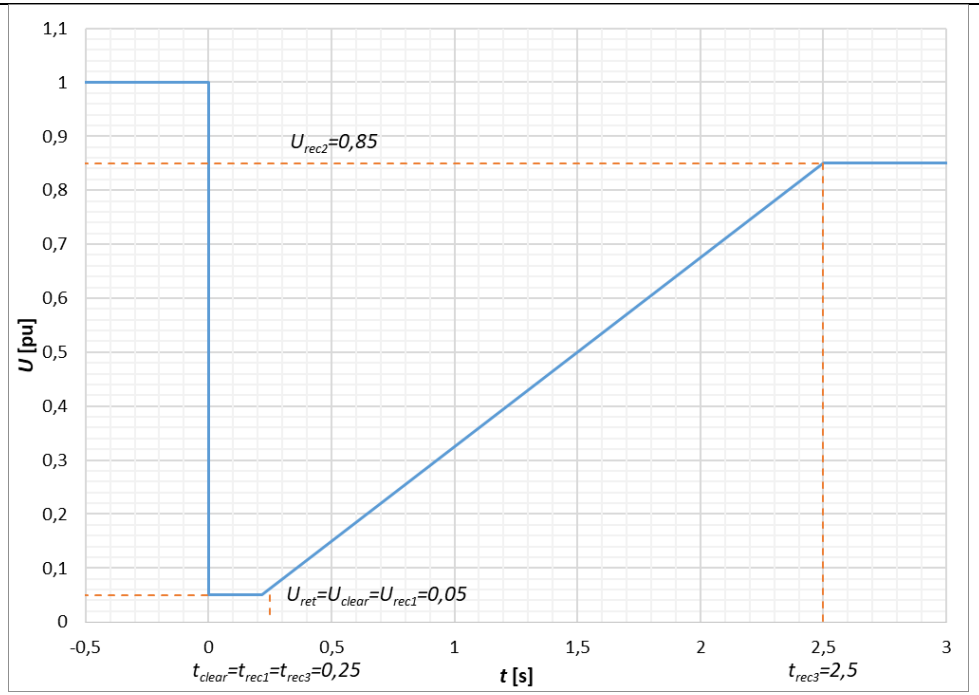
** pod warunkiem, że właściwy OS nie postanowi inaczej

For type B power generating unit connected to LV network:

Criterion	Required setting		Minimum required setting range	Inverter action
Undervoltage protection U<	0,8 U_n	t=3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 3 s
Overvoltage protection, 1st stage U>	1,1 U_n*	t=3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 3 s
Overvoltage protection, 2nd stage U>>	1,15 U_n	t=0,1 s	t = 0 – 10 s;	Stop generation after a time delay of 0,1 s
Underfrequency protection f<	47,5 Hz;	t=1 s	t = 0 – 10 s;	Stop generation after a time delay of 1 s
Overfrequency protection f>	51,5 Hz;	t=0,3 s	t = 0 – 10 s	Stop generation after a time delay of 0,3 s
Loss of mains protection - RoCoF df/dt criterion	2 Hz/s;	t_{max}=0,2 s	t = 0 – 10 s	Stop generation – maximum

				operating time 0,2 s
LFSM-O characteristic	 Activation value: 50,2 Hz; Droop value: 5%; Pref is actual active power output at the moment of LFSM-O activation.		Control of active power according to the static characteristic

Allowable generation reduction characteristic	 Activation value: *fr* = 49 Hz; Active power reduction: 2% of maximum active power per 1 Hz of frequency drop below 49 Hz;		Maximum active power generation reduction according to the static characteristic

Fault Ride Through characteristic – the voltage-against-time profile characterizing the power generating module capability of staying connected to the network during fault conditions	 | Voltage [pu] | | Time [s] | | |---|---|---|---| | U_{ret} | 0,05 | t_{clear} | 0,25 | | U_{clear} | 0,05 | t_{rec1} | 0,25 | | U_{rec1} | 0,05 | t_{rec2} | 0,25 | | U_{rec2} | 0,85 | t_{rec3} | 2,50 |		Continue operation according to the voltage-against-time characteristic

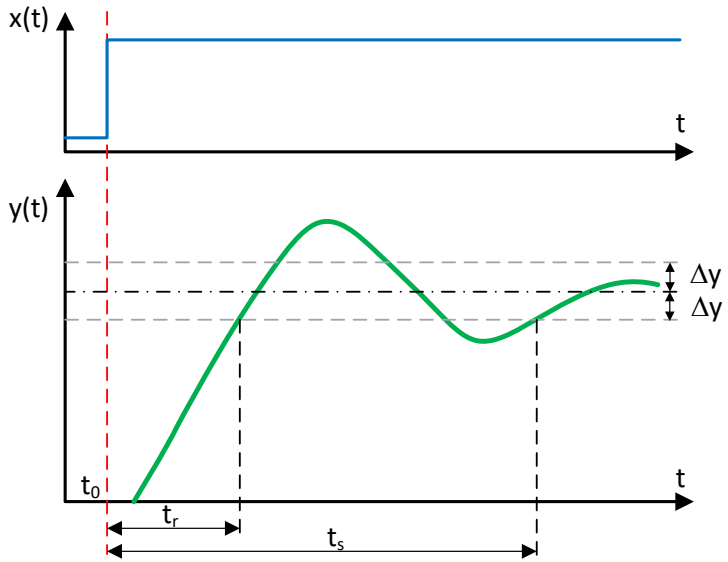
Ability to generating additional fast fault current**	In case of faults outside of the internal system of PPM, the power generating module should be capable of generating additional reactive current. **3. For symmetrical faults the reactive current support should be:** – proportional to the change of positive sequence voltage at the point of common coupling ΔU_1 caused by a disturbance (1-minute pre-disturbance average value of the positive sequence voltage $\overline{U_1}$ is the reference value), – proportional to the value of gain K_1, – blocked, when the value of positive sequence voltage is greater than the threshold U_{trig} $$\Delta I_{Q1} = K_1 \cdot \Delta U_1, where: \Delta U_1 = \begin{cases} 0 \; for \; U_1 \geq U_{trig} \\ \dfrac{U_1 - \overline{U_1}}{U_n} \; for \; U_1 < U_{trig} \end{cases}$$ where: - $K_1 = 2$ - $U_{trig} = 0{,}85 \; U_n$ **Additional requirements:** - it should be possible to block the current support from PPM, - in case of faults which require maintaining operation, reactive current generation has priority, - the capability of generating additional reactive current should be possible up to the allowable phase current.	K_1 settable in the range of 2 to 6 with a step of 0.5 U_{trig} settable in the range of 0,8 to 1,0 U_n K_2 settable in the range of 2 to 6 with a step of 0.5	Generation of additional fast fault current according to the requirements

Dynamic properties of the additional reactive current control system:

- current response time t_r to a voltage drop – max. 30 ms,
- current response settling time t_s – max. 60 ms,
- acceptable tolerance of current response: from -10 % to +20 %.

Graphical interpretation of t_r and t_s in a step response y(t) of the control system:

where:

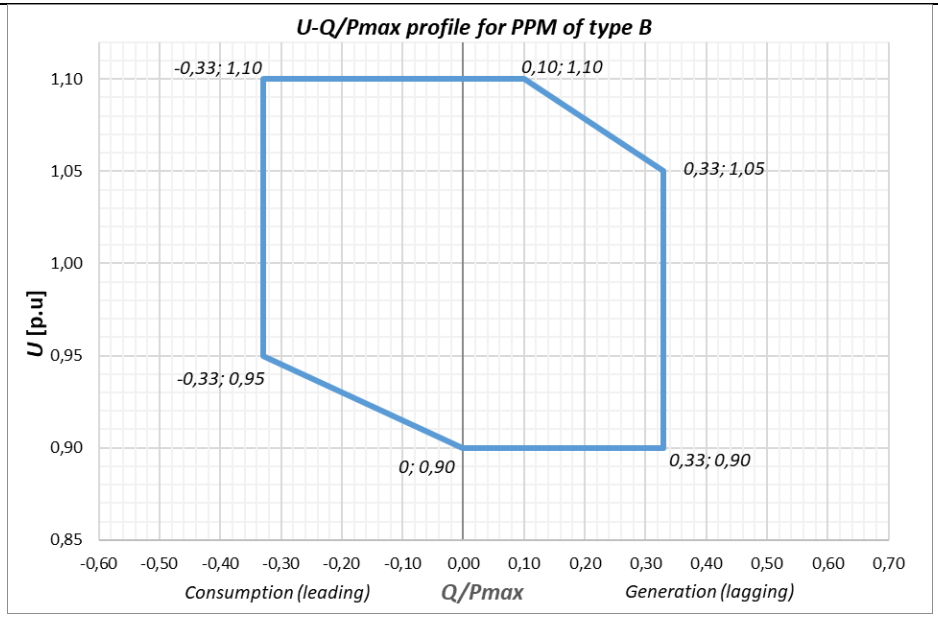


Δy – accuracy of the control system.

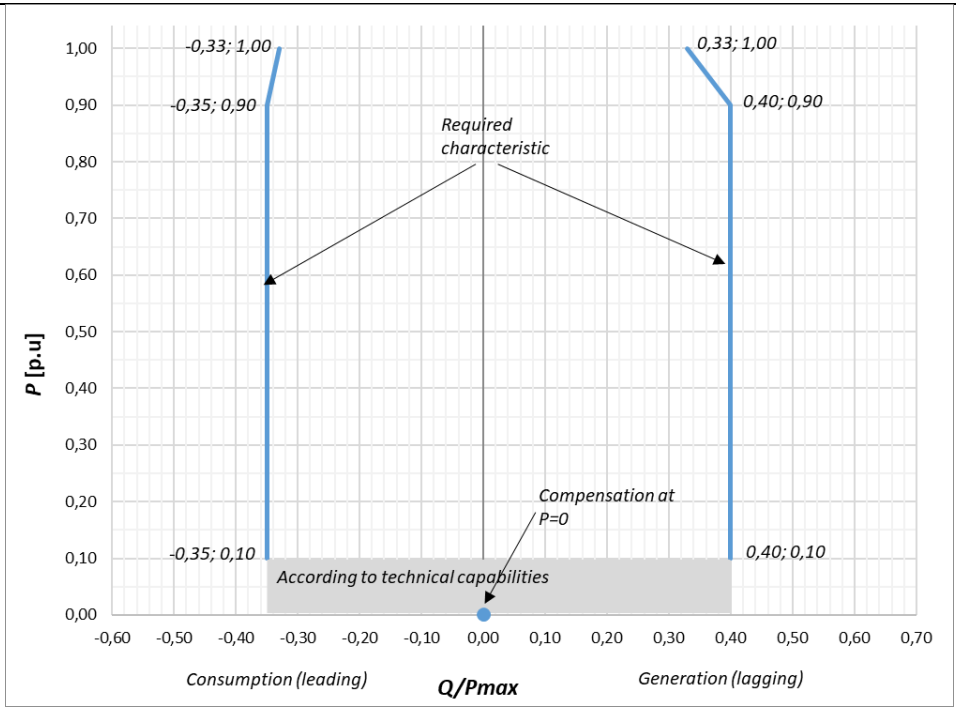
No reactive current support requirements are defined for cases when the

	voltage drops below 0,15 $U_{n,}$ **4. For unsymmetrical faults the reactive current support should comply with the superposition principle:** – of the positive sequence of the additional reactive current, according to the rules defined for symmetrical faults, – of the negative sequence of the additional reactive current, the value of which is proportional to the change of negative sequence voltage ΔU_2 (1-minute pre-disturbance average value of the negative sequence voltage $\overline{U_2}$ is the reference value) and gain K_2. $$\Delta I_{Q2} = K_2 \cdot \Delta U_2, where\ \Delta U_2 = \frac{(U_2 - \overline{U_2})}{U_n}$$ Additionally: – $K_2 = 2$ – Reactive current ΔI_Q, being the sum of positive and negative sequence components vectors ($\Delta I_{Q1} + \Delta I_{Q2}$), should not lead to exceeding the allowable phase current in any of the phases, – Dynamic properties of the current response – same as for symmetrical faults.		

Conditions for resiliency (active power recovery after fault):	• Post-disturbance active power recovery starts when the post-disturbance voltage recovers to the value not lower than 90% Un, • Maximum time for post-disturbance active power recovery (time measured from fault elimination): 5 s, • Value of recovered active power: 90% of pre-disturbance power, subject to the availability of primary energy source, • Accuracy of active power recovery, expressed as a steady-state error: 10%, • No undamped oscillations are allowed after active power is recovered.		Recovery of generation
Conditions for automatic reconnection of a power generating module to the network (network resynchronization)	All of the following conditions must be met: • network frequency is within the range from 49 Hz to 50,05 Hz, • voltage at the point of common coupling is within an allowable range defined in appropriate regulatory documents • time delay (defined as the time between the moment the aforementioned parameters return to their allowable ranges and the moment the power generating module reconnects to the network – at least 60 s.		Start generation
Reactive power control as a function of voltage at the point of common coupling **U-Q/Pmax characteristic**	Minimum requirements of reactive power control presented on a U-Q/Pmax characteristic, where U-Q/Pmax – per unit voltage value in the range of reactive power change (Q) relative to maximum power (Pmax).		Possibility of reactive power control within a defined range



In case when the PPM active power generation is below the maximum power, the required capability of reactive power support at the point of common coupling is presented below:



where: P-Q/Pmax – the actual PPM active power relative to the maximum power, as a function of reactive power (Q) relative to the maximum power (Pmax).

Notes:

- When active power of PPM is below 0.1 of maximum power all available reactive power should be made available, according to the technical capabilities,
- PPM must be technically capable of compensating reactive power at the point of common coupling with no active power being generated.

	If it is required to operate at voltages below 0.9 pu at the point of common coupling, all the available reactive power of PPM should be made available, according to its technical capabilities.		

* measured as a 10-minute average in a sliding window – according to EN 50160 standard. Specific requirements for the average value measurement can be found in PN-EN 50549 standard.

** subject to specific System Operator requirement