



# Pregled i analiza mrežnih pravila vezanih uz integraciju vjetroelektrana



Zagreb, 2018.

**Projekt:** Integracija vjetroelektrana u elektroenergetski sustava sa smanjenom tromosti

WIND energy integration in Low Inertia Power System - WINDLIPS

**Dokument:** Pregled i analiza mrežnih pravila vezanih uz integraciju vjetroelektrana

**Isporuka:** I4.1.

**Partneri:**



**Autori:**

Tomislav Baškarad, mag.ing., FER

Josip Đaković, mag.ing., FER

Matej Krpan, mag.ing., FER

Igor Kuzle, prof.dr.sc., FER

# Sadržaj

1	Regulacija frekvencije i radne snage u hrvatskom EES-u .....	8
1.1	Primarna regulacija.....	8
1.2	Sekundarna regulacija.....	8
1.3	Tercijarna regulacija .....	10
1.4	Zahtjevi za frekvencijskim odzivom vjetroelektrana .....	10
1.5	Poremećajni pogon mreže .....	12
1.5.1	Podfrekvencijsko rasterećenje mreže .....	12
1.5.2	Odvajanje proizvodnih jedinica od mreže.....	12
2	Regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u.....	13
2.1	Prolazak kroz kvar .....	14
3	Regulativa prema mrežnim pravilima ENTSO-E .....	15
3.1	Regulacija frekvencije i radne snage prema ENTSO-E .....	18
3.1.1	Određivanje kapaciteta regulacijskih rezervi .....	19
3.2	Regulacija napona i jalove snage prema ENTSO-E.....	20
3.2.1	Zahtjevi za sinkrone jedinice.....	20
3.2.2	Zahtjevi za PPM jedinice .....	21
4	Mrežna pravila ostalih zemalja za pogon VE.....	24
4.1	Ujedinjeno Kraljevstvo .....	24
4.2	Irska .....	25
4.3	Njemačka .....	27
4.4	Danska .....	29
4.5	Kanada (Quebec) .....	32
4.6	Australija .....	34
5	Literatura .....	36

# Popis slika

Slika 1: Zahtijevani odziv korisnika mreže u sekundarnoj regulaciji [1] .....	9
Slika 2: Zahtijevana karakteristika odziva vjetroagregata na promjenu frekvencije [2].....	11
Slika 3: Minimalno trajanje priključka na mrežu u poremećajnom pogonu [1] .....	13
Slika 4: Zahtijevana isporuka jalove snage u mrežu [1] .....	14
Slika 5: Granična krivulja dopuštenog napona [1].....	15
Slika 6: U-Q/P <sub>max</sub> profil [5] .....	21
Slika 7: P-Q/ P <sub>max</sub> profil za PPM [5] .....	23
Slika 8: Izlazna snaga s obzirom na iznos frekvencije u UK sustavu [6, 7] .....	24
Slika 9: Promjena snage s obzirom na frekvenciju u irskom sustavu [6, 7] .....	26
Slika 10: Regulacija jalove snage u irskom sustavu [6, 7].....	27
Slika 11: Zahtijevani raspon regulacije jalove snage u njemačkom sustavu [6, 7].....	28
Slika 12: Primjer regulacije frekvencije za vjetroelektrane u danskom sustavu [6, 7] .....	30
Slika 13: Regulacija jalove snage za vjetroelektrane snage 1.5–25 MW u danskom sustavu [6, 7] .....	31
Slika 14: Regulacija jalove snage za vjetroelektrane snage veće od 25 MW u danskom sustavu [6] .....	32
Slika 15. Iznos zahtijevane jalove snage s obzirom na napon u provinciji Quebec (Kanada) [6, 8] .....	33
Slika 16: Iznos zahtijevane jalove snage s obzirom na radnu snagu u provinciji Quebec (Kanada) [6, 8] .....	34
Slika 17: Zahtjevi za pogon vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije u australskom sustavu [8] .....	35

# **Popis tablica**

Tablica 1. Plan podfrekvencijskog rasterećenja hrvatskog EES-a [1] .....	12
Tablica 2 : Zahtjevi primjenjivi na sve proizvodne jedinice [3] .....	16
Tablica 3: zahtjevi za PPM jedinice [5] .....	22
Tablica 4. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u UK sustavu [6, 7].....	24
Tablica 5. Proizvodnja jalove snage s obzirom na radnu snagu [6, 7] .....	25
Tablica 6. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u irskom sustavu [6, 7] .....	25
Tablica 7. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u danskom sustavu [6, 7] .....	29
Tablica 8. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju [6, 8] .....	32

# Popis kratica

AGKKR	Asinkroni generator s klizno-kolutnim rotorom
AGKR	Asinkroni generator s kaveznim rotorom
CHE	Crpna hidroelektrana
CPS	Crpna stanica
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator;</i> Dvostruko-napajani asinkroni generator
EES	Elektroenergetski sustav
ELTO	Elektrana-toplana
ENTSO-E (CE)	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity (Continental Europe)</i>
EU	Europska unija
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FN	Fotonaponski
FN	Fotonaponske elektrane
FRC	<i>Frequency Restoration Control</i>
GE	General Electric
HE	Hidroelektrana
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HVDC	<i>High Voltage Direct Current;</i> Visoki istosmjerni napon
IEC/WECC	<i>International Electrotechnical Commission/Western Electricity Coordinating Council</i>
KTE	Kombinirana termoelektrana
LFSM-O	<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency</i>
LFSM-U	<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NE	Nuklearna elektrana
NP	Niskopropusni
OIE	Obnovljivi izvori energije
PPM	<i>Power Park Modules</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer;</i> Stabilizator elektroenergetskog sustava

PWM	<i>Pulse-Width Modulation; Pulsno-širinska modulacija</i>
RH	Republika Hrvatska
RHE	Reverzibilna hidroelektrana
ROCOF	<i>Rate-of-change-of-frequency, brzina promjene frekvencije</i>
SG	Sinkroni generator
SGPM	Sinkroni generator s permanentnim magnetima
TE	Termoelektrana
TETO	Termoelektrana-toplana
TS	Transformatorska stanica
TSO	Transmission System Operator; Operator prijenosnog sustava
VA	Vjetroagregat/i
VE	Vjetroelektrana/e
VP	Visokopropusni

# **1 Regulacija frekvencije i radne snage u hrvatskom EES-u**

Prema Mrežnim pravilima prijenosnog sustava, operator prijenosnog sustava (HOPS) zadužen je za koordinaciju djelovanja primarne, sekundarne i tercijarne regulacije snage i frekvencije uz održavanje planirane snage razmjene na interkonekcijskim vodovima u suradnji sa susjednim operatorima prijenosnog sustava (ENTSO-E) [1].

## **1.1 Primarna regulacija**

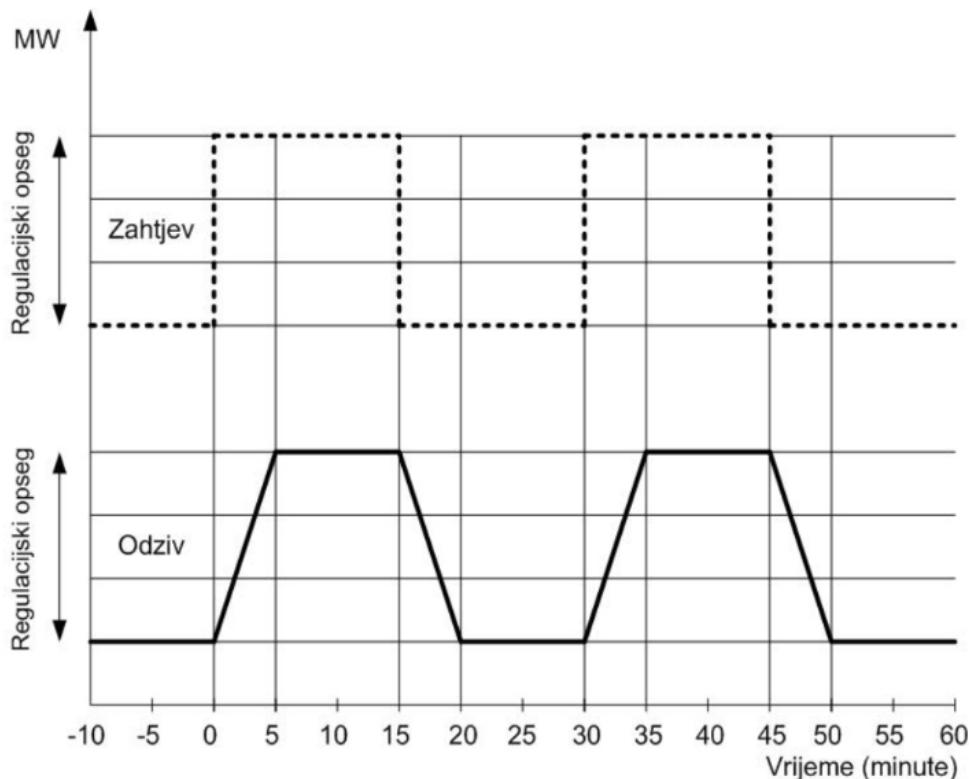
Primarna regulacija frekvencije obuhvaća djelovanje turbinskih regulatora brzine vrtnje, nakon odstupanja frekvencije od nazivne ili zadane vrijednosti, zbog neravnoteže između proizvodnje i potrošnje u sinkrono povezanoj mreži. Pri pogonu u interkonekciji, vlastito regulacijsko područje obvezno je doprinositi zadanoj rezervi primarne regulacije interkonekcije u skladu s udjelom proizvodnje regulacijskog područja u ukupnoj proizvodnji svih regulacijskih područja interkonekcije. Primarna regulacija frekvencije u otočnom radu elektroenergetskog sustava ili odvojenog dijela elektroenergetskog sustava mora biti u mogućnosti korigirati maksimalnu trenutnu razliku između proizvodnje i potrošnje u vrijednosti snage najveće aktivne proizvodne jedinice u elektroenergetskom sustavu te osigurati da trenutna vrijednost frekvencije pri poremećaju ne padne ispod 49,20 Hz. Primarna regulacija treba početi djelovati unutar nekoliko sekundi od trenutka nastanka poremećaja.

Rezerva primarne regulacije iznosa od 0% do 50% treba se aktivirati unutar 15 sekundi, a iznos od 50% do 100% treba se aktivirati unutar maksimalnog vremena aktiviranja koje se mijenja linearno do maksimalno 30 sekundi. Cjelokupna rezerva primarne regulacije treba se aktivirati pri promjeni frekvencije iznosa  $\pm 200 \text{ mHz}$  ili više. U slučaju da operator prijenosnog sustava procijeni da za pojedine proizvodne jedinice nije potreban rad u primarnoj regulaciji, s u ovom stavku naznačenim karakteristikama, regulator ne smije biti blokiran nego mora imati ugođenu veću neosjetljivost regulacije (200 mHz).

## **1.2 Sekundarna regulacija**

Sekundarnu regulaciju snage pružaju elektrane koje imaju ugovor s operatorom prijenosnog sustava za osiguravanje snage sekundarne regulacije, na temelju zahtjeva operatora prijenosnog sustava za aktiviranje te snage (Slika 1). Sekundarna regulacija mora preuzeti djelovanje od primarne regulacije najkasnije 30 sekundi nakon pojave odstupanja između proizvodnje i potrošnje, odnosno kada se završi aktiviranje primarne regulacije, čak i u najtežim uvjetima koji se prepostavljuju za predmetni poremećaj. Proizvodne jedinice namijenjene sekundarnoj

regulaciji moraju biti sposobne mijenjati djelatnu snagu unutar opsega rezerve snage sekundarne regulacije minimalnom brzinom od 2% nazivne djelatne snage u minuti. Sekundarnu regulaciju u Hrvatskom EES-u pružaju tri regulacijske elektrane: HE Senj, HE Vinodol i HE Zakučac.



Slika 1: Zahtijevani odziv korisnika mreže u sekundarnoj regulaciji [1]

Funkcije sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene u hrvatskom elektroenergetskom sustavu pri pogonu u interkonekciji su:

- ostvarivanje utvrđenog programa razmjene snage između vlastitog elektroenergetskog sustava i susjednih elektroenergetskih sustava u interkonekciji,
- oslobođanje rezerve primarne regulacije cijele interkonekcije aktivirane za otklanjanje poremećaja u hrvatskom regulacijskom području,
- regulacija frekvencije elektroenergetskog sustava na zadalu vrijednost i
- korekcija sinkronog vremena.

U izoliranom radu hrvatskog elektroenergetskog sustava zadaća sekundarne regulacije frekvencije je:

- regulacija frekvencije elektroenergetskog sustava na zadalu vrijednost,

- oslobađanje rezerve primarne regulacije hrvatskog elektroenergetskog sustava i
- korekcija sinkronog vremena.

### **1.3 Tercijarna regulacija**

Snagu tercijarne regulacije isporučuju korisnici mreže, koji imaju ugovor s operatorom prijenosnog sustava za osiguravanje snage tercijarne regulacije, na temelju zahtjeva operatora prijenosnog sustava za aktiviranje te snage. Operator prijenosnog sustava zahtjev dostavlja i potvrđuje e-mailom ili putem IT platforme. Tercijarna rezerva mora biti aktivirana u punom opsegu u roku od 15 minuta od naloga operatora prijenosnog sustava. Energija uravnoteženja aktivirana u intervalu od zadavanja naloga do krajnjeg roka od 15 minuta priznaje se kod obračuna energije uravnoteženja.

Operator prijenosnog sustava, u skladu s prepoznatim potrebama, definira različite produkte tercijarne regulacije koje će ugovoriti s korisnicima mreže sa sljedećim karakteristikama:

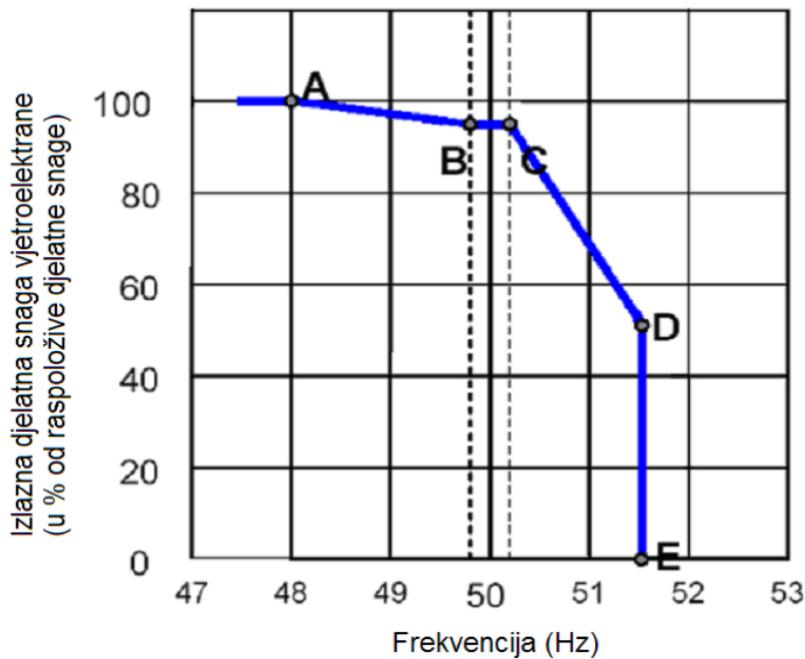
- opseg rezerve snage,
- broj aktivacija u utvrđenom vremenskom razdoblju,
- minimalni iznos aktivacije,
- minimalno/maksimalno trajanje aktivacije i
- minimalni razmak između dvije aktivacije.

### **1.4 Zahtjevi za frekvencijskim odzivom vjetroelektrana**

U Mrežnim pravilima prijenosnog sustava definirani su zahtjevi za priključenje i pogon svih vjetroelektrana (VE) u Republici Hrvatskoj. U Pravilima je navedeno frekvencijsko područje za kontinuiran pogon (49.5 Hz – 50.5 Hz) te tehnički zahtjevi za upravljanje djelatnom snagom u slučaju većeg odstupanja frekvencije [2]. Zahtjevima je propisano vrijeme zadržavanja priključka na mrežu u ovisnosti o veličini odstupanja frekvencije. Dodatni zahtjev za održavanje priključka se odnosi na brzinu promjene frekvencije u trenutku poremećaja, odnosno vjetroelektrane moraju ostati priključene na mrežu pri promjeni frekvencije do 0.07 Hz/s. Trenutna pravila ne zahtijevaju od vjetroelektrana osiguravanje primarne rezerve, tj. pružanje primarne regulacije prema gore, a naročito ne pružanje virtualnog inercijskog odziva. Stoga, Mrežna pravila omogućuju veliku pogonsku slobodu i povlašten položaj vjetroelektranama u odnosu na konvencionalne generatore, što će s povećanom integracijom VE znatno utjecati na stabilnost elektroenergetskog sustava.

Dakle, s povećanjem udjela obnovljivih izvora energije (OIE) spojenih preko energetske elektronike na mrežu, nužno će se postavljati zahtjevi za sudjelovanjem OIE u pomoćnim

uslugama kao što je primarna regulacija frekvencije i eventualno pružanje virtualnog inercijskog odziva. Ipak, vjetroelektrane moraju imati ugrađen upravljački sustav koji omogućuje potencijalni frekvencijski odziv vjetroelektrana u primarnoj regulaciji frekvencije prema slici Slika 2 [2]. Upravljački sustav vjetroelektrane mora biti sposoban u stvarnom vremenu prihvati i najkasnije za 1 minutu izvršiti, u uvjetima poremećenog i prestanka poremećenog pogona, nalog operatora prijenosnog sustava o postavljanju referentne veličine djelatne snage proizvodnje (maksimalna brzina promjene izlazne snage uprosječena tijekom 1-minutnog intervala iznosi 10% nazivne snage po minuti). Također, vjetroelektrane moraju biti sposobne u stvarnom vremenu prihvati i najkasnije za 1 minutu izvršiti nalog operatora prijenosnog sustava o referentnoj veličini faktora snage  $\cos\phi$ , u rasponu  $\cos\phi \geq 0,95$  (induktivno i kapacitivno), na mjestu priključka vjetroelektrane na prijenosnu mrežu. Operator prijenosnog sustava može zahtijevati postavljanje frekvencijskog odziva vjetrojedinica na način da su točke 'A', 'B' i 'C' u karakteristici odziva snage vjetroelektrane na promjenu frekvencije postavljene na 100% od raspoložive snage.



Slika 2: Zahtijevana karakteristika odziva vjetroagregata na promjenu frekvencije [2]

## 1.5 Poremećajni pogon mreže

### 1.5.1 Podfrekvenčko rasterećenje mreže

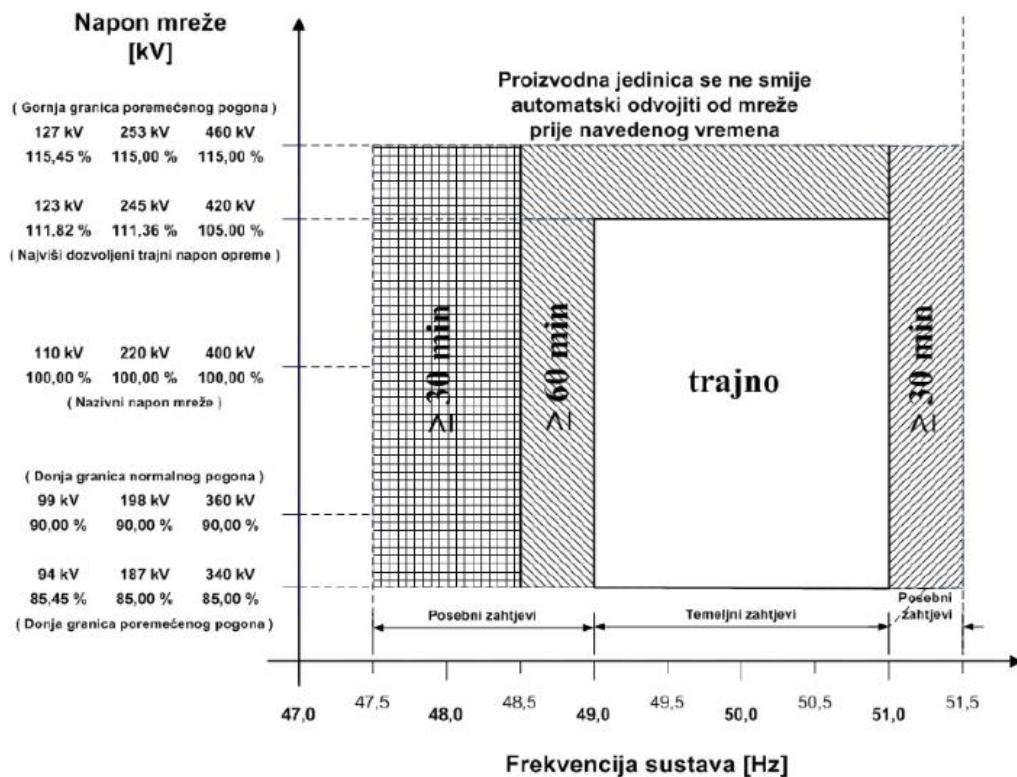
Kod pogona u interkonekciji pri padu frekvencije na 49,20 Hz nastupa stanje poremećenog pogona mreže. Pri dalnjem padu frekvencije, interkonekcija se može podijeliti na više odvojenih otoka koje daljnji raspad sprječavaju podfrekvenčnim rasterećivanjem. Plan podfrekvenčnog rasterećenja za sprječavanje potpunog ili djelomičnog rapada hrvatskog EES-a u interkonekcijskom i izoliranom pogonu prikazan je tablicom Tablica 1.

Tablica 1. Plan podfrekvenčnog rasterećenja hrvatskog EES-a [1]

Stupanj	Proradna frekvencija [Hz]	Rasterećenje [%]	Ukupno rasterećenje [%]
0.	49,20		Isključenje reverzibilnih elektrana koje preuzimaju energiju iz mreže
1.	49,00	5	5
2.	48,80	10	15
3.	48,60	10	25
4.	48,40	10	35
5.	48,20	10	45
6.	48,00	5	50
7.	47,50		Odvajanje elektrana od mreže i prijelaz u otočni pogon

### 1.5.2 Odvajanje proizvodnih jedinica od mreže

Pri frekvencijama  $\leq 47,50$  Hz ili  $\geq 51,50$  Hz, proizvodna jedinica može se odvojiti od prijenosne mreže. Pri frekvencijama između 47,50 Hz i 51,50 Hz i naponima između 0,85 p.u. i 1,15 p.u., određeno je minimalno trajanje priključka na mrežu proizvodne jedinice, na način kako je to prikazano na slici Slika 3. Pri privremenim stacionarnim naponima  $\leq 0,8$  p.u. (za naponske razine  $\geq 110$  kV) na VN strani blok-transformatora, proizvodna jedinica se mora odvojiti od mreže.



Slika 3: Minimalno trajanje priključka na mrežu u poremećajnom pogonu [1]

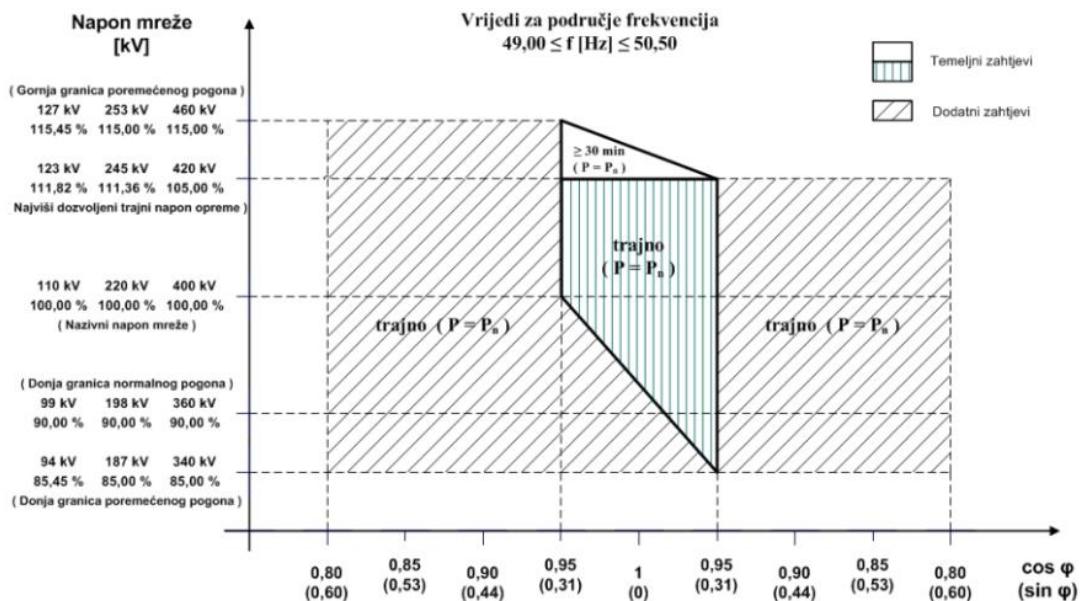
Vjetroelektrana mora imati sposobnost zadržavanja priključka na prijenosnu mrežu tijekom promjene (pada) frekvencije (RoCoF), koja se odvija brzinom do 0,07 Hz/s, dok za konvencionalne jedinice navedeni uvjet nije posebno definiran. Ako se frekvencija napona prijenosne mreže poveća iznad 51,50 Hz, proizvodna se jedinica treba isključiti. Isključene proizvodne jedinice zbog iznosa frekvencije prijenosne mreže iznad 51,50 Hz mogu se ponovno uključiti tek uz odobrenje operatora prijenosnog sustava i uz uvjet da je frekvencija prijenosne mreže  $\leq 50,05$  Hz.

## 2 Regulacija napona i jalove snage u hrvatskom EES-u

Regulacija napona je usluga elektroenergetskog sustava namijenjena kvalitetnoj i sigurnoj opskrbi električnom energijom za koju odgovornost snosi operator prijenosnog sustava. U održavanju stabilnosti napona sudjeluju proizvođači, krajnji kupci, prijenosna i distribucijska mreža [1]. U interkonekciji se u održavanje napona uključuju i granična područja susjednih prijenosnih mreža. Stoga, operatori susjednih regulacijskih područja dužni su usklađivati napone na oba kraja

interkonekcijskih vodova. Svaka elektrana mora, u skladu s tehničkim mogućnostima, voditi pogon s faktorom snage prema zahtjevu operatora prijenosnog sustava (Slika 4). Uvjeti za predaju/preuzimanje jalove snage/energije s faktorom snage  $\cos\phi < 0,95$  (induktivno ili kapacitivno) moraju se urediti međusobnim ugovorima koje s operatorom prijenosnog sustava sklapaju korisnici mreže koji pružaju takve pomoćne usluge. Korisnici mreže koji su ugovorili isporuku jalove snage s  $\cos\phi < 0,95$  izvješćuju operatora prijenosnog sustava o stanju i raspoloživosti svih proizvodnih jedinica i uređaja iz kojih mogu isporučivati jalovu snagu. Izbor isporučitelja jalove snage temelji se na tehničkim zahtjevima, minimalnim troškovima i osiguranju raspoloživosti rezerve jalove snage u pojedinim dijelovima prijenosne mreže.

U cilju očuvanja kvalitete napona u sustavu i izbjegavanja neravnopravnosti među korisnicima prijenosnog sustava i od vjetroelektrana se zahtjeva posjedovanje određenih sposobnosti upravljanja jalovom snagom unutar raspona faktora snage 0,95 ind – 0,95 kap. [2]. Postavljanje faktora snage ( $\cos\phi$ ) izvan područja  $\cos\phi \geq 0,95$  (induktivno i kapacitivno), operator prijenosnog sustava i vlasnik vjetroelektrane mogu posebno ugovoriti.

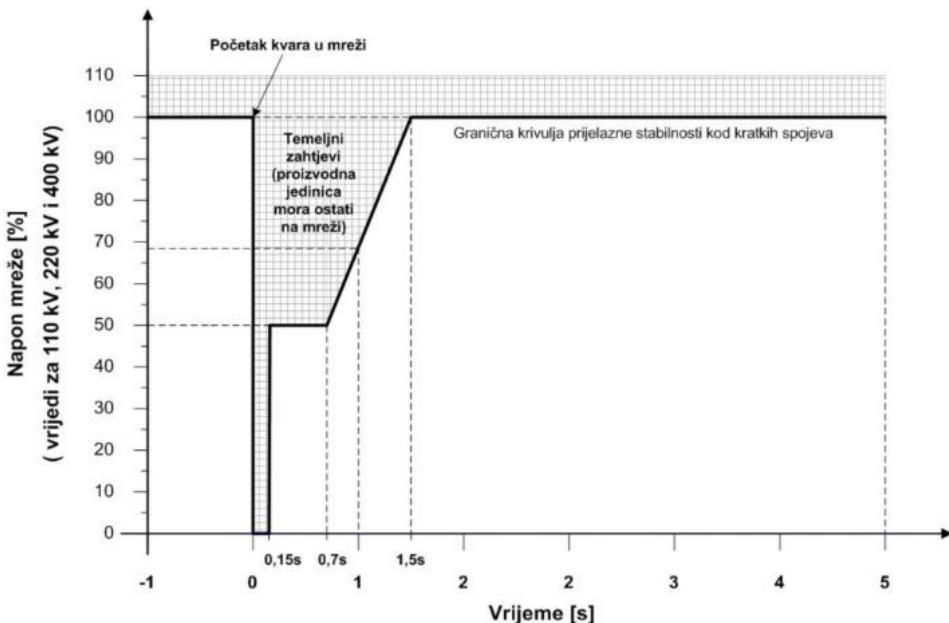


Slika 4: Zahtjevana isporuka jalove snage u mrežu [1]

## 2.1 Prolazak kroz kvar

Proizvodna jedinica se ne smije odvojiti od prijenosne mreže sve dokle god je napon prijenosne mreže na visokonaponskoj strani blok-transformatora iznad granične krivulje prikazane na slici

Slika 5. Navedeni zahtjev, također, vrijedi i za proizvodne jedinice priključene na naponske razine niže od 110 kV, a koje su pod središnjim nadzorom operatora prijenosnog sustava. Pri kratkim spojevima udaljenim od elektrane, ako se kvar otkloni djelovanjem zaštite prijenosne mreže unutar 5 sekunda, ne smije doći do prespajanja vlastite potrošnje na rezervni izvor, a niti do preventivnog odvajanja proizvodne jedinice od prijenosne mreže zbog nepovoljnog utjecaja napona prijenosne mreže na napon vlastite potrošnje.



Slika 5: Granična krivulja dopuštenog napona [1]

### 3 Regulativa prema mrežnim pravilima ENTSO-E

Hrvatski elektroenergetski sustav sastavni je dio ENTSO-E CE (Continental Europe) sinkrone interkonekcije. Sinkrona interkonekcija odnosi se na skupinu prijenosnih sustava sa zajedničkom frekvencijom sustava u stabilnom pogonskom stanju, kao što su sinkrono područje kontinentalne Europe (CE), Velike Britanije (GB), Irske (IRE) i sjeverne Europe (NE).

Sa sustavima susjednih zemalja, hrvatski EES povezan je naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV. Dalekovodima 400 kV razine, kojih je ukupno sedam (od toga tri dvosustavna i četiri jednosustavna), hrvatski EES povezan je sa sustavima BiH (DV 400 kV Ernestinovo – Ugljevik, DV 400 kV Konjsko - Mostar), Srbije (DV 400 kV Ernestinovo – Sremska Mitrovica 2), Mađarske

(DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz, DV 2x 400 kV Ernestinovo – Pecs) i Slovenije (DV 2x400 kV Tumbri – Krško, DV 400 kV Melina – Divača).

Prema ENTSO-E pravilima (*Commission Regulation (EU) 2016/631*), proizvodne jedinice se dijele u četiri skupine, prema naponu priključka i instaliranoj radnoj snazi. Za CE sinkroni blok definirane su skupine proizvodnih jedinica:

- Tip A: napon priključka  $< 110 \text{ kV}$ ; instalirana snaga  $P_A \geq 0.8 \text{ kW}$ ;
- Tip B: napon priključka  $< 110 \text{ kV}$ ; instalirana snaga  $1 \text{ MW} \leq P_B < 50 \text{ MW}$ ;
- Tip C: napon priključka  $< 110 \text{ kV}$ ; instalirana snaga  $50 \text{ MW} \leq P_C < 75 \text{ MW}$ ;
- Tip D: napon priključka  $\geq 110 \text{ kV}$ ; instalirana snaga  $P_D \geq 75 \text{ MW}$ .

Za svaku skupinu proizvodnih jedinica, definirani su specifični zahtjevi za odziv radne i jalove snage pri poremećajima, koje nadležni operatori sustava moraju uskladiti u pripadajućem regulacijskom bloku. Dodatno, svaki regulacijski blok ima posebne zahtjeve vezane za očuvanje stabilnosti sustava i prolaska kroz kvar sinkronih jedinica i jedinica spojenih preko pretvarača.

Osim podjele proizvodnih jedinica na četiri tipa, definirani su zahtjevi primjenjivi na sve proizvodne jedinice, zahtjevi primjenjivi samo na sinkrono povezane jedinice, zahtjevi primjenjivi samo na *power park modules (PPM)*<sup>1</sup> te zahtjevi za pučinske (*offshore*) PPM-ove.

Pregled generalnih zahtjeva primjenjivih na sve proizvodne jedinice, klasificiran prema tipu generatora i utjecaju na EES, prikazan je u tablici Tablica 2 [3].

Tablica 2 : Zahtjevi primjenjivi na sve proizvodne jedinice [3]

Zahtjev	Klasifikacija	Tip generatora			
		A	B	C	D
Frekvencijsko područje	Frekvencijska stabilnost	x	x	x	x
Brzina promjene frekvencije	Frekvencijska stabilnost	x	x	x	x

<sup>1</sup> Power park modules – definirani su kao jedinice ili skupina proizvodnih jedinica, koje su ne-sinkrono povezane na mrežu ili preko energetskih pretvarača te koje imaju jednu spojnu točku sa prijenosnom mrežom, distribucijskom mrežom (uključuje i zatvoreni distribucijski sustav) ili HVDC sustavom.

LFSM-O <sup>2</sup>	Frekvenčijska stabilnost	x	x	x	x
Konstantna proizvodnja određene snage	Frekvenčijska stabilnost	x	x	x	x
Maksimalna redukcija radne snage pri smanjenju frek.	Frekvenčijska stabilnost	x	x	x	x
Daljinsko uklapanje/isklapanje	Frekvenčijska stabilnost	x	x		
Redukcija radne snage	Frekvenčijska stabilnost		x		
Upravljivost radnom snagom u odgovarajućem rasponu	Frekvenčijska stabilnost			x	x
LFSM-U <sup>3</sup>	Frekvenčijska stabilnost			x	x
<i>Frequency sensitiviti mode</i> <sup>4</sup>	Frekvenčijska stabilnost			x	x
<i>Frequency restoration control</i> <sup>5</sup>	Frekvenčijska stabilnost			x	x
Isklapanje tereta zbog pada frekvencije	Frekvenčijska stabilnost			x	x
Sposobnost prolaska kroz kvar za jedinice spojene na naponsku razinu < 110 kV	Robusnost proizvodne jedinice	x	x		

<sup>2</sup> Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency (LFSM-O) – zahtjev prema proizvodnim jedinicama za redukciju radne snage prema definiranoj statičkoj karakteristici (2-12 %), ako se dosegne određeni frekvenčijski prag (50.20 – 50.5 Hz), definiran od strane nadležnog TSO-a.

<sup>3</sup> Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency (LFSM-U) – zahtjev prema proizvodnim jedinicama tipa C i D koji određuje povećanje proizvodnje radne snage do maksimalnog kapaciteta kada se dosegne frekvenčijski prag (49.50 – 49.80 Hz), prema statičkoj karakteristici definiranoj od nadležnog TSO-a.

<sup>4</sup> Frequency Sensitive Mode (FSM) – zahtjev prema jedinicama tipa C i D koji zahtjeva promjenu radne snage na devijaciju frekvencije, bez određenih frekvenčijskih pravila (analogno primarnoj regulaciji frekvencije)

<sup>5</sup> Frequency Restoration Control (FRC) – zahtjev prema C i D jedinicama za restoraciju frekvencije, definiran od strane nadležnog TSO-a (analogno sekundarnoj regulaciji frekvencije).

Sposobnost prolaska kroz kvar za jedinice spojene na naponsku razinu $\geq 110$ kV	Robusnost proizvodne jedinice			x
Upravljačke sheme i postavke	Generalni sustav upravljanja	x	x	x
Gubitak stabilnosti	Generalni sustav upravljanja		x	x
Brzina promjene radne snage	Generalni sustav upravljanja		x	x
Stabilnost pri malim poremećajima	Generalni sustav upravljanja		x	x
Automatsko ponovno uklapanje	Generalni sustav upravljanja		x	x
Crni start	Uspostavljanje sustava		x	x
Mogućnost rada u otočnom pogonu	Uspostavljanje sustava		x	x
Brza resinkronizacija	Uspostavljanje sustava		x	x
Naponska područja	Naponska stabilnost			x

### 3.1 Regulacija frekvencije i radne snage prema ENTSO-E

Svi operatori prijenosnog sustava u sinkronom području trebaju definirati strukturu regulacije frekvencije i djelatne snage za dano sinkrono područje. Svaki operator prijenosnog sustava odgovoran je za provedbu i djelovanje u skladu sa strukturom regulacije frekvencije i djelatne snage u svom sinkronom području [4].

Struktura regulacije frekvencije i djelatne snage svakog sinkronog područja obuhvaća dvije podstrukture:

- struktura aktivacije procesa – struktura kojom su kategorizirani procesi (aktivnosti) koji se odnose na različite vrste rezervi u pogledu njihove namjene i aktivacije
- struktura odgovornosti – struktura kojom su utvrđene odgovornosti i obveze glede rezervi temeljene na upravljačkoj strukturi sinkronog područja.

Struktura aktivacije procesa obuhvaća procese kojima je cilj stabilizacija frekvencije sustava kompenzacijom neravnoteže proizvodnje i potrošnje električne energije korištenjem odgovarajućih rezervi (primarna regulacija) te proces regulacije odstupanja frekvencije, svodeći ga na nulu unutar odgovarajućeg vremena za vraćanje frekvencije na nazivnu vrijednost (sekundarna regulacija). Osim toga može obuhvaćati i proces tercijarne regulacije kojem je zadaća podržavanje aktivacije raspoložive sekundarne regulacijske rezerve i, po potrebi, njeno vraćanje u zadani opseg. Pri definiranju strukture odgovornosti, svi operatori prijenosnog sustava u sinkronom području moraju uzeti u obzir najmanje sljedeće kriterije:

- veličina i ukupna tromost sinkronog područja,
- topologija mreže,
- pokazatelji proizvodnje, opterećenja te visokonaponskog istosmernog vođenja.

### 3.1.1 Određivanje kapaciteta regulacijskih rezervi

Svi operatori prijenosnog sustava sinkronog područja određuju kapacitete primarne regulacijske rezerve potrebne za sinkrano područje i udjele primarne regulacijske rezerve potrebne za svaki prijenosni sustav pojedinačno. Svi operatori imaju pravo na preračunavanje spomenutih kapaciteta češće nego na godišnjoj bazi. Sporazumno su definirana pravila za dimenzioniranje, koja se odnose na cijelo sinkrano područje, a poštjuju sljedeće kriterije:

- kapacitet primarne regulacijske rezerve potreban za sinkrano područje barem pokriva referentni incident sinkronog područja, temeljen na determinističkoj analizi i poštujući parametre kvalitete frekvencije,
- za sinkrana područja CE i NE svi operatori sinkronog područja definiraju pristup dimenzioniranju primarne regulacijske rezerve na temelju načela pokrivanja (kompenziranja) preostalih neuravnoteženosti u sinkronom području čija je vjerojatnost da će se dogoditi jednom u 20 godina.

Kada je u pitanju dimenzioniranje sekundarne regulacijske rezerve, svi operatori prijenosnih sustava jednog regulacijskog bloka sporazumno definiraju pravila za dimenzioniranje predmetne rezerve. Pravila podrazumijevaju sljedeće uvjete:

- Svi operatori prijenosnih sustava regulacijskog bloka koji je dio sinkronog područja CE i NE, određuju potreban kapacitet sekundarne regulacijske rezerve za predmetni regulacijski blok na temelju zadnjih povijesnih podataka o vrijednostima neravnoteža snaga unutar bloka. Uzorkovanje tih podataka treba biti temeljeno na vremenu za vraćanje frekvencije na njezinu nazivnu vrijednost (vremenu sekundarne regulacije).

Promatrani vremenski period evidencije neravnoteža treba iznositi najmanje godinu dana te smije završiti najranije 6 mjeseci prije obračuna,

- Operatori regulacijskog bloka moraju odrediti veličinu, tj. vrijednost najveće očekivane neravnoteže snaga koja se unutar bloka može pojaviti, i u negativnom i u pozitivnom smjeru, kao posljedica trenutne promjene djelatne snage proizvodnog objekta, potrošača i visokonaponskog istosmjernog voda ili uslijed isklopa izmjeničnog voda,
- Svi operatori regulacijskog bloka određuju kapacitet sekundarne regulacijske rezerve i moguća zemljopisna ograničenja glede njene distribucije unutar bloka te moguća zemljopisna ograničenja za bilo koju razmjenu ili dijeljenje rezervi s ostalim regulacijskim blokovima koja će osigurati očuvanje pogonske sigurnosti,
- Svi operatori regulacijskog bloka smiju smanjiti već dogovoreni pozitivni ili negativni kapacitet sekundarne regulacijske rezerve, ukoliko to sporazumno prihvate i ostali operatori.

Osim navedenih rezervi, svi operatori regulacijskog bloka imaju pravo i na korištenje tercijarne regulacijske rezerve po potrebi. Pri njenom dimenzioniranju moraju se poštivati parametri odstupanja frekvencije. Pravila koja se odnose na dimenzioniranje kapaciteta tercijarne regulacijske rezerve uključuju najmanje sljedeće uvjete:

- Pozitivni i negativni kapaciteti tercijarne rezerve moraju biti dostatni za oslobođanje potrebne količine pozitivnog, odnosno negativnog, kapaciteta sekundarne rezerve,
- Ukoliko se kapacitet tercijarne rezerve uračunava u kapacitet sekundarne, pri tome treba uzeti u obzir odstupanja frekvencije za promatrani vremenski period,
- Pri dimenzioniranju treba osigurati očuvanje pogonske sigurnosti unutar regulacijskog bloka.

Prema tome, kapaciteti tercijarne regulacijske rezerve trebali bi biti dostatni u bilo kojem trenutku. U slučaju ozbiljnog rizika od nedostatnosti kapaciteta u regulacijskom bloku, definirat će se eskalacijski postupak, sporazumno od svih operatora prijenosnih sustava bloka.

## 3.2 Regulacija napona i jalove snage prema ENTSO-E

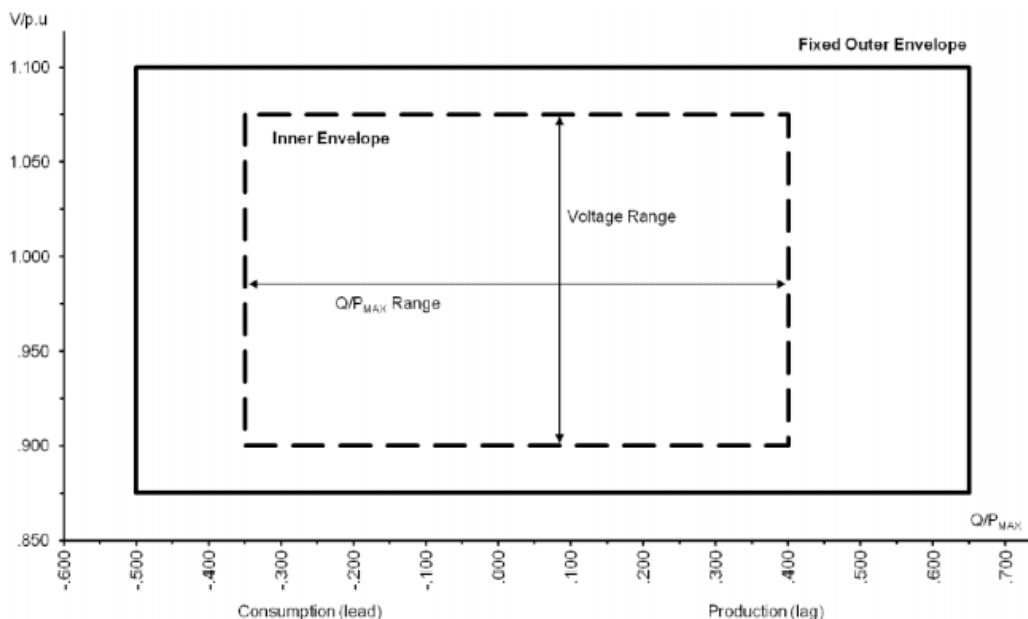
### 3.2.1 Zahtjevi za sinkrone jedinice

Zahtjevi za održavanje naponske stabilnosti, primjenjivi na sinkrone jedinice tipa C i D, mogu se svrstati u tri kategorije:

- Regulacija jalove snage pri radi na nazivnoj radnoj snazi;

- Regulacija jalove snage pri radnoj snazi nižoj od nazivne;
- Sustav kontrole napona.

Dijagram regulacijskog okvira pružanja jalove snage pri radu na nazivnoj radnoj snazi, za generatore tipa C i D, prikazan je na slici Slika 6. Dijagram predstavlja granične vrijednosti odnosa napona i omjera jalove snage prema instaliranoj radnoj snazi. Za CE područje određeni su maksimalni intervali (*Inner envelope*) za omjer  $Q/P_{\max}$  u iznosu od 0.95, te interval napona u iznosu od 0.225 p.u. Točan oblik U-Q/P<sub>max</sub> profila definira nadležni operator sustava, uzimajući u obzir troškove pružanja jalove snage pojedine jedinice.



Slika 6: U-Q/P<sub>max</sub> profil [5]

Pri radu na radnoj snazi  $P < P_{\max}$ , sinkrona jedinica treba biti operabilna na svim radnim točkama pogonske karte generatora.

Jedinice tipa D moraju biti opremljene sustavom regulacije napona (*Voltage Control System*), čije su komponente i parametri usuglašeni od strane proizvođača i nadležnog operatora sustava. Osim parametara automatske regulacije uzbude (*Automatic Voltage Regulator*), potrebno je specificirati i vrijednosti dodatnih funkcija, npr. parametre PSS-a (*Power System Stabiliser*).

### 3.2.2 Zahtjevi za PPM jedinice

Generalni zahtjevi za PPM jedinice prikazani su u tablici Tablica 3.

Tablica 3: zahtjevi za PPM jedinice [5]

Zahtjev	Klasifikacija	Tip generatora			
		A	B	C	D
Sintetička inercija	Frekvencijska stabilnost			x	x
Uspostavljanje radne snage nakon kvara	Robusnost proizvodne jedinice		x	x	x
<i>Provision of fast fault current<sup>6</sup></i>	Naponska stabilnost		x	x	x
Prioritet proizvodnje radne ili jalove snage	Naponska stabilnost			x	x
Pružanje jalove snage pri nazivnoj radnoj snazi	Naponska stabilnost			x	x
Pružanje jakove snage pri ne-nazivnoj radnoj snazi	Naponska stabilnost			x	x
<i>Reactive power control modes<sup>7</sup></i>	Naponska stabilnost			x	x
Prigušenje oscilacija snage	Naponska stabilnost			x	x

PPM jedinice tipa C i D moraju biti sposobne pružiti sintetički inercijski odziv pri velikim devijacijama frekvencije, ako je tako određeno od strane nadležnog operatora sustava. Također, ostali zahtjevi navedeni u tablici Tablica 3, definiraju se prema odredbama nadležnog operatora sustava.

Što se tiče pružanja jalove snage PPM jedinica pri nazivnoj radnoj snazi, definirani su parametri za U-Q/P<sub>max</sub> profil za svaku sinkronu zonu, dok za CE zonu iznose (Slika 7): Q/P<sub>max</sub> Range  $\leq 0.75$ ; Voltage range  $\leq 0.225$ . Zahtjevi za pružanje jalove snage pri radu na radnoj snazi nižoj od nazivne,

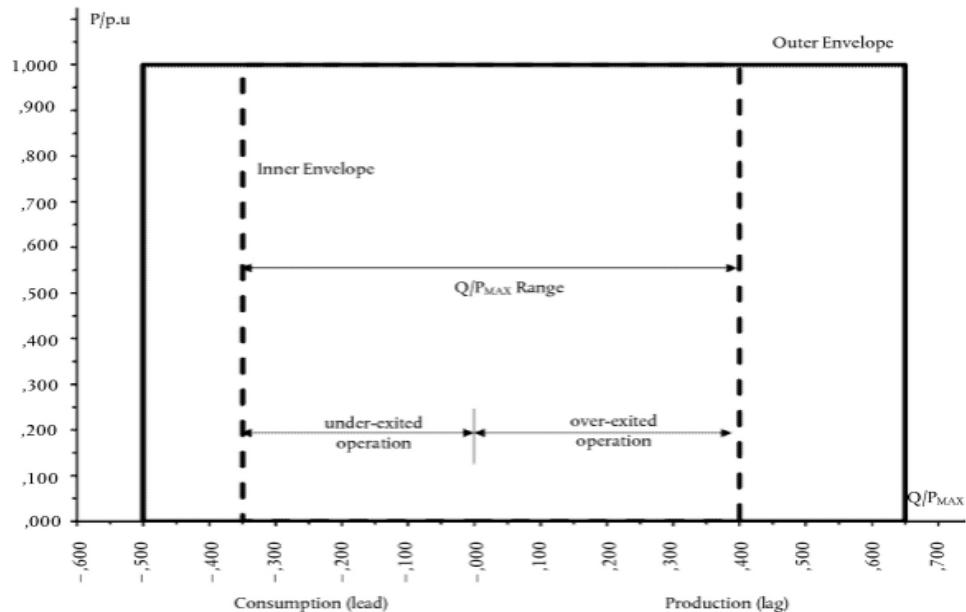
---

<sup>6</sup> Fast Fault Current – struja injektirana od strane PPM jedinica ili HVDC sustava tijekom i poslije devijacije napona uzrokovanih kvarom, u svrhu identifikacije kvara sustavom zaštite u početnoj fazi poremećaja te pružanja potpore ponovnoj uspostavi napona nakon kvara.

<sup>7</sup> Reactive power control modes – prema zahtjevima nadležnog operatora, PPM jedinice tipa C i D mogu raditi u modu kontrole napona, modu kontrole jalove snage te modu kontrole faktora snage.

prvenstveno se definiraju od strane nadležnog operatora sustava, ali moraju biti unutar granica prikazanih na Slika 7.

P-Q/ $P_{\max}$ -profile of a power park module



Slika 7: P-Q/  $P_{\max}$  profil za PPM [5]

## 4 Mrežna pravila ostalih zemalja za pogon VE

U ovom poglavlju je dan pregled zahtjeva iz mrežnih pravila europskih i svjetskih država za pogon vjetroelektrana s obzirom na regulaciju frekvencije i napona.

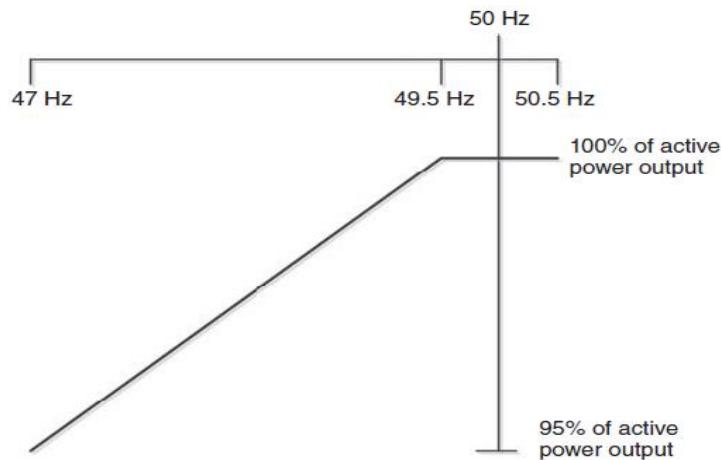
### 4.1 Ujedinjeno Kraljevstvo

Način rada vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije je prikazan u tablici Tablica 4.

Tablica 4. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u UK sustavu [6, 7]

Frekvencija	Način rada
51,5 – 52 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 15 min.
51 – 51,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 90 min.
49,0 – 51 Hz	Stalni pogon
47,5 – 49,0 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 90 min.
47,0 – 47,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 20 sek.

U intervalu 49,5 – 50,5 Hz vjetroagregati ne smiju mijenjati radnu snagu, dok u intervalu 47 – 49,5 Hz vjetroagregati trebaju održavati radnu snagu na iznosu određenom linearnim odnosom prikazanim na slici Slika 8.



Slika 8: Izlazna snaga s obzirom na iznos frekvencije u UK sustavu [6, 7]

Vjetroagregati trebaju imati mogućnost sudjelovanja u regulaciji frekvencije kontinuiranim podešavanjem radne snage. Maksimalna promjena radne snage je ograničena na 5%. „Statičnost regulatora svakog vjetroagregata treba imati konstantan iznos od 3–5%, dok neosjetljivost regulatora ne bi trebala biti veća od  $\pm 0.0015$  Hz.

Regulacija jalove snage s obzirom na proizvodnju radne snage prikazana je u tablici Tablica 5, pri čemu  $P_n$  označava nazivnu radnu snagu vjetroagregata. Faktor snage treba biti od 0,95 kapacitivno do 0,95 induktivno.

Tablica 5. Proizvodnja jalove snage s obzirom na radnu snagu [6, 7]

Radna snaga	Jalova snaga
100% - 50%	od -32,87% $P_n$ do +32,87% $P_n$
50% - 20%	od -32,87% do -12% do +32,87% $P_n$
20% - 0%	od -5% $P_n$ do +5% $P_n$

S obzirom na iznos napona u točki spoja, vjetroagregati trebaju ostati u pogonu unutar intervala:

- $132 \text{ kV} \pm 10\%$ ,
- $275 \text{ kV} \pm 10\%$ ,
- $400 \text{ kV} \pm 5\%$ .

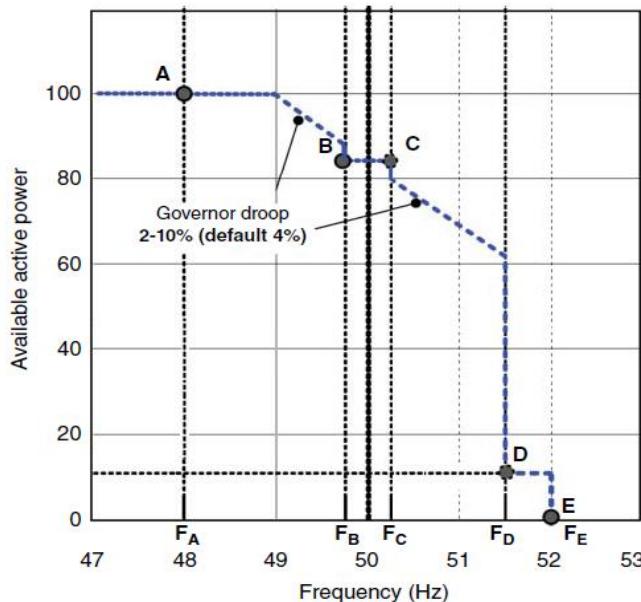
## 4.2 Irska

Način rada vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije je prikazan u tablici Tablica 6.

Tablica 6. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u irskom sustavu [6, 7]

Frekvencija	Način rada
50,5 – 52 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 60 min.
49,5 – 50,5 Hz	Stalni pogon
47,5 – 49,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 60 min.

Dodatno, vjetroagregati moraju ostati na mreži u slučaju iznosa brzine promjene frekvencije (ROCOF) do 0,5 Hz/s. Promjena snage vjetroelektrane s obzirom na iznos frekvencije je prikazana na slici Slika 9.



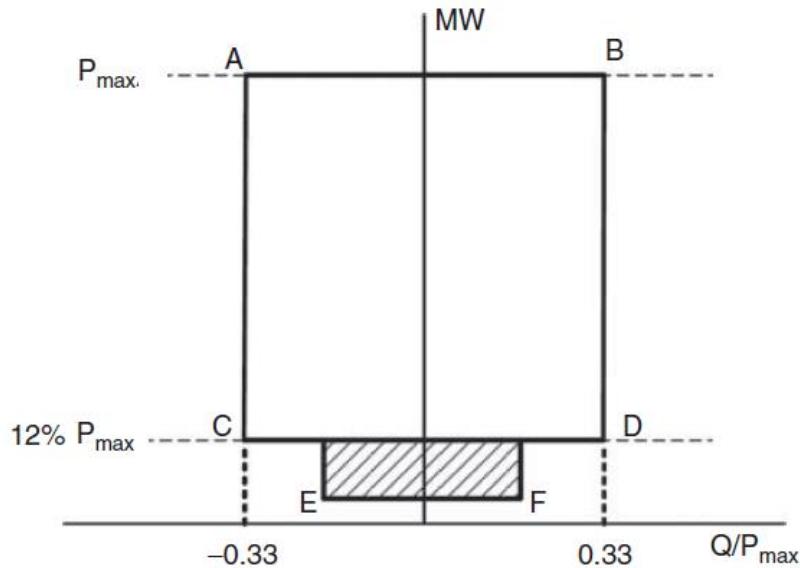
Slika 9: Promjena snage s obzirom na frekvenciju u irskom sustavu [6, 7]

Na slici 9, neosjetljivost regulatora je predstavljena intervalom između točki  $F_B$  i  $F_C$  i iznosi  $\pm 15\text{mHz}$ . U slučaju vrijednosti frekvencije manje od vrijednosti  $F_B$  i veće od vrijednosti  $F_C$ , vjetroagregati trebaju linearno povećavati odnosno smanjivati svoju snagu s obzirom na postavljenu vrijednost statičnosti koja treba iznositi od 2% do 10% (uobičajena vrijednost je 4%). Ako frekvencija padne ispod vrijednosti  $F_A$ , vjetroagregat treba podesiti svoju snagu na maksimalno dostupnu bez obzira na iznos statičnosti. Ako frekvencija naraste iznad vrijednosti  $F_D$ , vjetroagregat treba podesiti svoju snagu na minimalno dozvoljenu vrijednost. U slučaju porasta frekvencije na iznos  $F_E$ , vjetroagregat treba prestati proizvoditi radnu snagu. Brzina promjene radne snage:

- 0–60% unutar 5 sekundi,
- 60%–100% unutar 5–15 sekundi.

Regulacija jalove snage s obzirom na proizvodnju radne snage prikazana je na slici Slika 10. Za bilo koju točku proizvodnje radne snage od 100%–12%, vjetroagregati moraju moći proizvesti/potrošiti jalovu snagu u iznosu  $-33\% P_n$  do  $+33\% P_n$ . Točke E i F predstavljaju minimalnu proizvodnju/potrošnju jalove snage pojedinog vjetroagregata pri smanjenim

brzinama vjetra. Faktor snage treba biti od 0,95 kapacitivno do 0,95 induktivno pri maksimalnoj proizvodnji.



Slika 10: Regulacija jalove snage u irskom sustavu [6, 7]

S obzirom na iznos napona u točki spoja, vjetroagregati trebaju ostati u pogonu unutar intervala:

- 110 kV: od -10% do +12%,
- 220 kV: od -9% do +12%,
- 400 kV: od -13% do +5%.

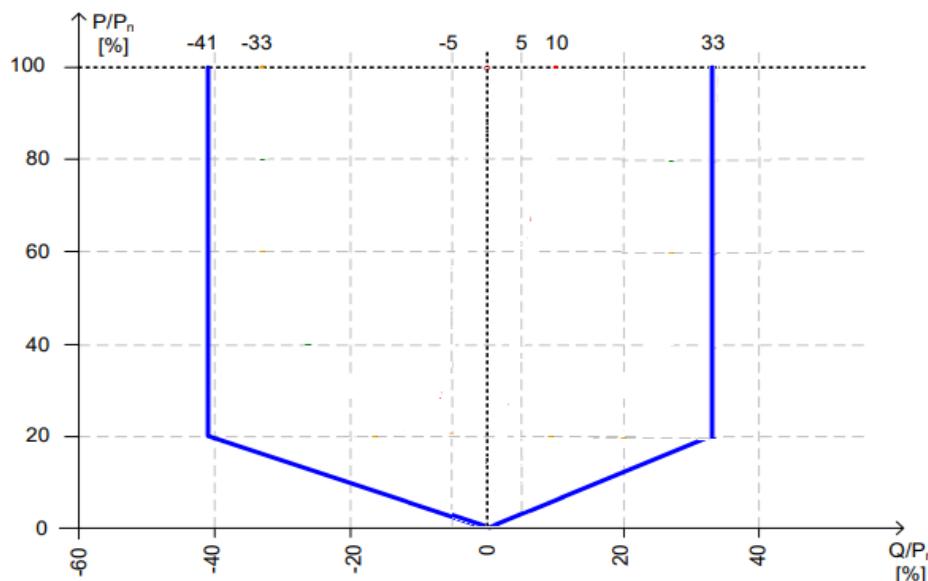
### 4.3 Njemačka

Vjetroagregati moraju ostati u stalmnom pogonu za vrijednost frekvencije u intervalu 47,5–51,5 Hz. U području kojim upravlja OPS Tennet, sve vjetroelektrane koje imaju nazivnu snagu veću od 100 MW **moraju sudjelovati u primarnoj regulaciji frekvencije** na način da moraju imati mogućnost proizvodnje dodatne snage tijekom pada frekvencije. Dodatni zahtjevi uz primarnu regulaciju frekvencije su:

- Osigurati mogućnost proizvodnje dodatne snage u iznosu  $\pm 2\% P_n$
- P/f karakteristika (promjena snage s obzirom na frekvenciju) mora biti podesiva

- Pri odstupanju frekvencije za  $\pm 200$  mHz u privremenom stacionarnom stanju, vjetroelektrana mora moći aktivirati svu dodatnu snagu unutar 15 sekundi i nastaviti proizvoditi narednih 15 min
- Neosjetljivost mora biti manja od  $\pm 10$  mHz

Regulacija jalove snage je ovisna o naponu. Na slici Slika 11 prikazan je zahtjevani raspon regulacije jalove snage vjetroagregata. Za propad napona između 10% i 50% nazivne vrijednosti, generatori moraju proizvoditi jalovu snagu u rasponu 10%–100% proporcionalno iznosu napona. Raspon faktora snage je 0,95 kap.–0,925 ind.



Slika 11: Zahtjevani raspon regulacije jalove snage u njemačkom sustavu [6, 7]

S obzirom na iznos napona u točki spoja, vjetroagregati trebaju ostati u pogonu unutar intervala:

- 110 kV: od -12,7% do +11,8%,
- 220 kV: od -12,3% do +11,4%,
- 380 kV: od -7,9% do +10,5%.

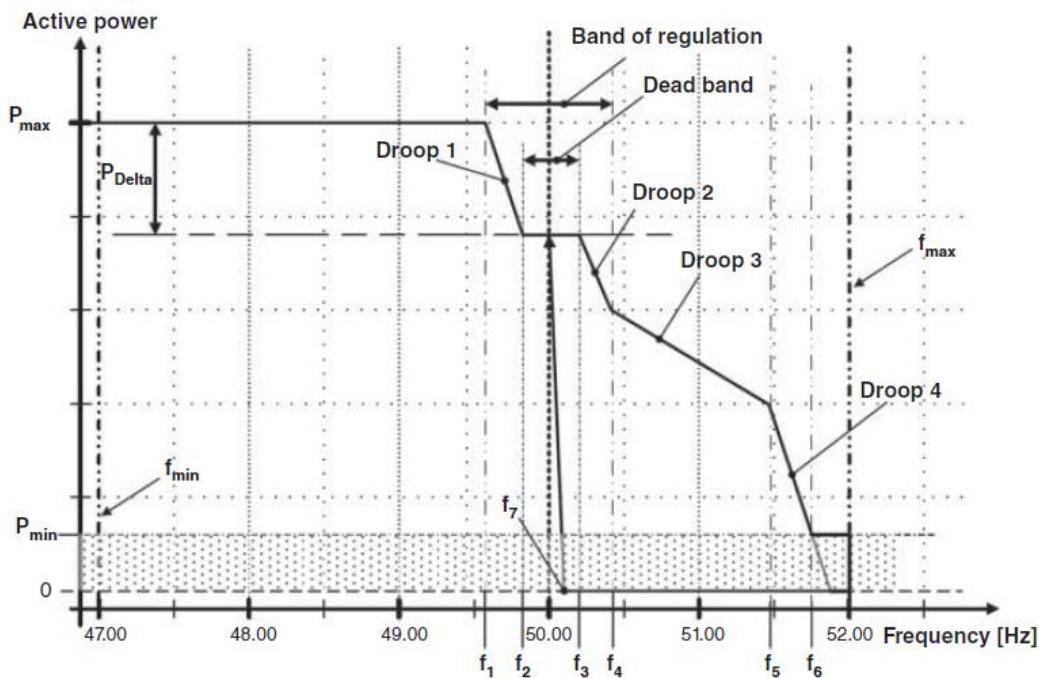
## 4.4 Danska

Način rada vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije je prikazan u tablici Tablica 7.

Tablica 7. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju u danskom sustavu [6, 7]

Frekvencija	Način rada
50,2 – 52,0 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 15 min.
49,5 – 50,2 Hz	Stalni pogon
49,0 – 49,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 5h
48,0 – 49,0 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 30 min.
47,5 – 48,0 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 3 min
47,0 – 47,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 20 sek

Vjetroelektrane moraju pružati **potporu u regulaciji frekvencije**. Na slici Slika 12 prikazan je primjer regulacije frekvencije za vjetroelektrane. Mora biti omogućeno postavljanje vrijednosti frekvencija  $f_{\min}$ ,  $f_{\max}$ , i  $f_1-f_7$ , na bilo koju vrijednost u intervalu  $50,00 \text{ Hz} \pm 3 \text{ Hz}$  uz preciznost od  $10 \text{ mHz}$ . Svrha frekvencija  $f_1-f_4$  je za formiranje zone neosjetljivosti i opsega regulacije. Frekvencije  $f_5$  i  $f_6$  su za pružanje potpore sustavu pri kritičnim vrijednostima.  $P_{\delta}$  je zadana vrijednost za koju vjetroelektrana treba povećati proizvodnju u slučaju pada frekvencije. Izvršenje naredbe za promjenu iznosa  $P_{\delta}$  mora započeti unutar 2 sekunde i završiti za 10 sekundi. Odstupanje vrijednosti  $P_{\delta}$  ne smije biti veće od  $\pm 0,5\%$  nazivne snage.

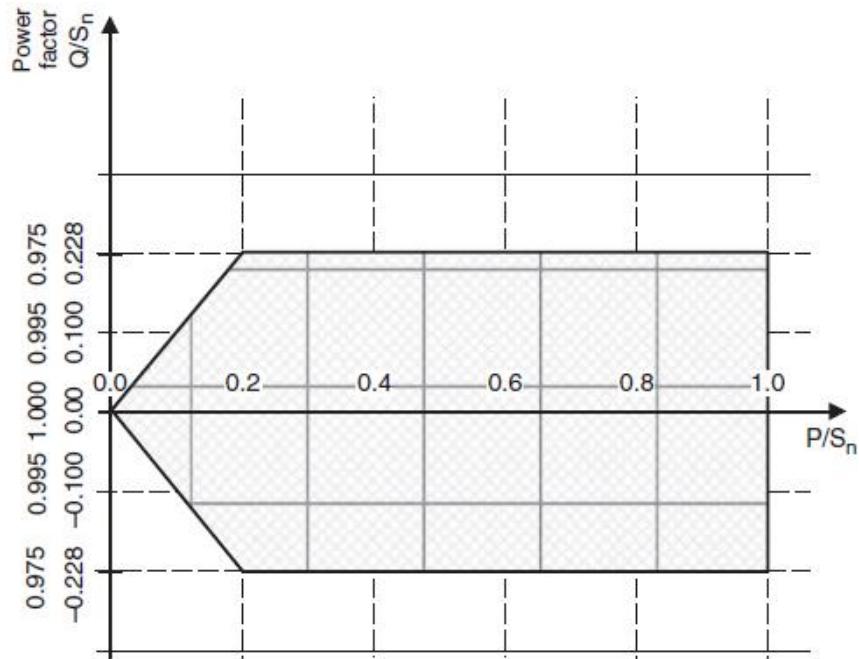


Slika 12: Primjer regulacije frekvencije za vjetroelektrane u danskom sustavu [6, 7]

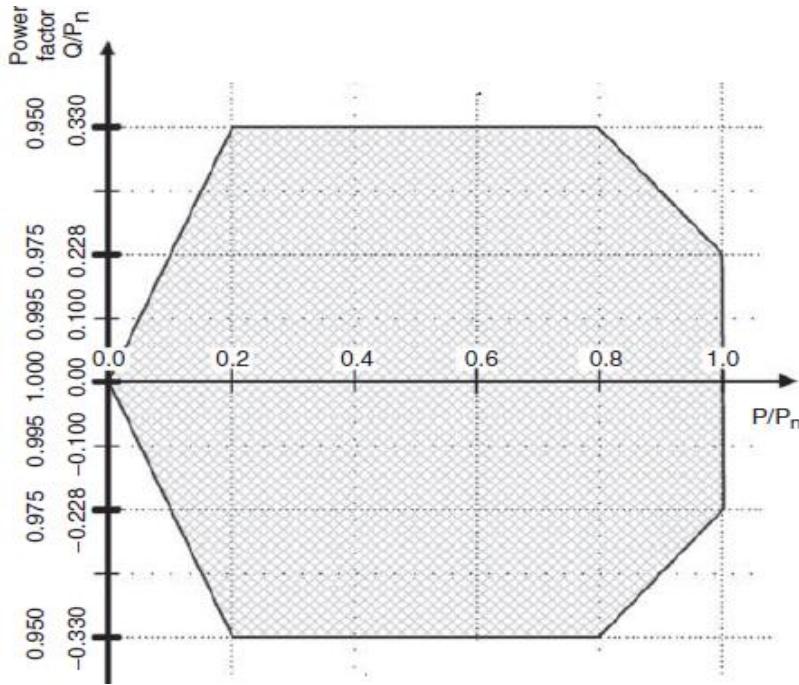
Regulacija jalove snage ovisi o veličine vjetroelektrane:

- Za vjetroelektrane snage 1,5 – 25 MW (Slika 13)
  - Za slučaj proizvodnje radne snage u intervalu 20%–100% nazivne snage, faktor snage treba iznositi 0,975 i induktivno i kapacitivno, odnosno iznos jalove snage treba iznositi  $\pm 22,8\%$  nazivne snage.
  - Za slučaj proizvodnje radne snage u intervalu 0%–20% nazivne snage, faktor snage se linearno mijenja u rasponu od 0,975 do 1, odnosno iznos jalove snage se mijenja linearno u rasponu 0,228 do 0.
- Za vjetroelektrane snage veće od 25 MW (Slika 14)
  - Za slučaj proizvodnje radne snage 100%, faktor snage iznosi 0,975 ind/kap, a zahtjev za jalovom snagom 22,8% nazivne snage.
  - Za slučaj proizvodnje radne snage u intervalu 80%–100%, zahtjev za jalovom snagom se linearno povećava sa 22,8% na 33% nazivne snage (faktor snage 0,95).
  - Za slučaj proizvodnje radne snage u intervalu 20%–80%, iznos jalove snage ostaje konstantan i iznosi 33% nazivne snage.

- Za slučaj proizvodnje radne snage u intervalu 0%–20%, iznos jalove snage se linearno smanjuje od 33% do 0% nazivne snage.



Slika 13: Regulacija jalove snage za vjetroelektrane snage 1.5–25 MW u danskom sustavu [6, 7]



Slika 14: Regulacija jalove snage za vjetroelektrane snage veće od 25 MW u danskom sustavu [6]

S obzirom na iznos napona u točki spoja, vjetroagregati trebaju ostati u pogonu unutar intervala:

- 132 kV: od -10% do +10%,
- 150 kV: od -10% do +13%,
- 400 kV: od -10% do +5%.

## 4.5 Kanada (Quebec)

Način rada vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije prikazan je u tablici Tablica 8.

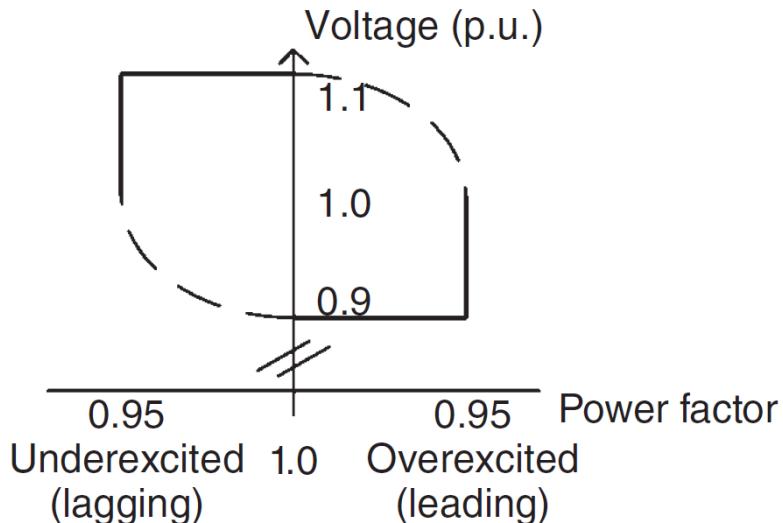
Tablica 8. Zahtjevi za vjetroagrate s obzirom na frekvenciju [6, 8]

Frekvencija	Način rada
61,5–61,7 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 1.5 min.
60,6–61,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 11 min.
59,4–60,6 Hz	Stalni pogon

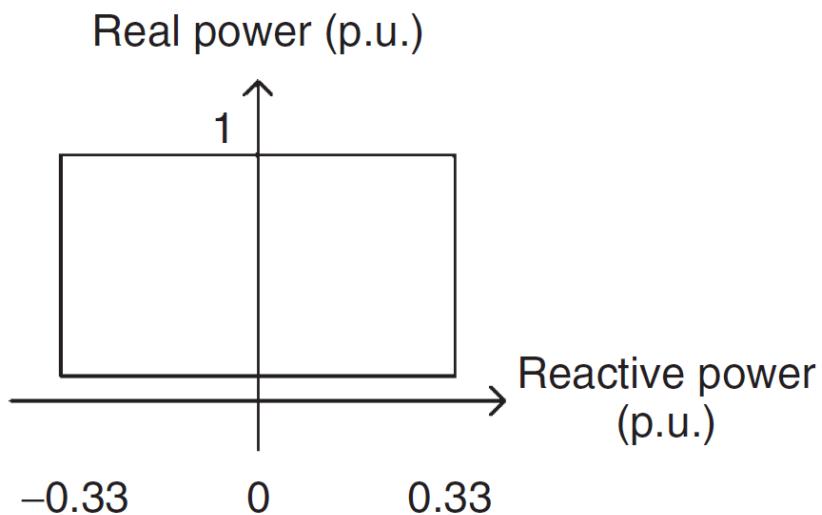
58,5–59,4 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 31 min.
57,5–58,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 1.5 min.
57,0–57,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 10 sek.
56,5–57,0 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 2 sek.
55,5–56,5 Hz	Pogon u trajanju od najmanje 0.35 sek.
< 55,5 Hz, > 61,7 Hz	Dopušteno trenutno isključivanje

Dodatno, vjetroelektrane nazivne snage veće od 10 MW moraju imati sustave regulacije frekvencije za pružanje inercijskog odziva. Sustav za pružanje inercijskog odziva mora biti stalno aktiviran, ali djelovati samo tijekom velikih odstupanja frekvencije.

Zahtjevi za regulaciju jalove snage su prikazani na slikama Slika 15 i Slika 16. Definirani su za višenaponsku stranu transformatora vjetroelektrane. Regulacija jalove snage mora biti omogućena za cijelo radno naponsko područje (0,9 p.u. – 1,1 p.u.). Međutim, pri naponu 0,9 p.u., od vjetroelektrane se ne zahtijeva da potroši iznos jalove snage koji odgovara faktoru snage 0,95 kap., ali zato mora biti sposobna proizvesti iznos jalove snage koji odgovara faktoru snage 0,95 ind. Slično, pri naponu 1,1 p.u., od vjetroelektrane se ne zahtijeva proizvodnja jalove snage koja odgovara faktoru snage 0,95 kap. Međutim, mora biti u mogućnosti potrošiti iznos jalove snage koji odgovara faktoru snage 0,95 ind.



Slika 15. Iznos zahtijevane jalove snage s obzirom na napon u provinciji Quebec (Kanada) [6, 8]



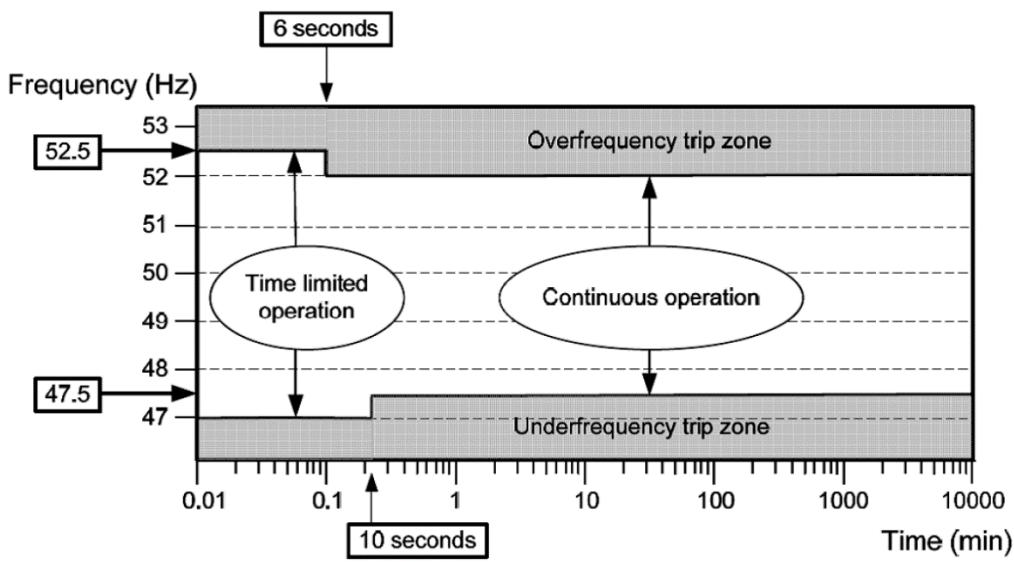
Slika 16: Iznos zahtijevane jalove snage s obzirom na radnu snagu u provinciji Quebec (Kanada)  
[6, 8]

S obzirom na iznos napona u točki spoja, vjetroagregati trebaju ostati u pogonu unutar intervala:

- 44 kV: od -6% do +6%,
- 49 kV: od -6% do +6%,
- 69 kV: od -10% do +10%,
- 735 kV: od -5% do +4%.

## 4.6 Australija

Na slici Slika 17 prikazani su zahtjevi za pogon u slučajevima odstupanja frekvencije od nazivne vrijednosti (50 Hz). Unutar frekvencijskog intervala 47,5–52,0 Hz, vjetroagregati moraju ostati u stalnom neprekidnom pogonu. U intervalu frekvencije 52,0–52,5 Hz, zahtijeva se trajanje neprekidnog pogona u trajanju od minimalno 6 sekundi, dok se u intervalu frekvencije 47,5 Hz–47,0 Hz zahtijeva trajanje neprekidnog pogona u trajanju od minimalno 10 sekundi. Dodatno, brzina promjene frekvencije (RoCoF) do iznosa 4 Hz/s mora se izdržati bez odvajanja od mreže. Brzina promjene snage tijekom poremećaja treba iznositi najmanje 3 MW/min, i započeti što je prije moguće.



Slika 17: Zahtjevi za pogon vjetroagregata s obzirom na iznos frekvencije u australskom sustavu [8]

S obzirom na regulaciju jalove snage, vjetroelektrane su dužne tijekom poremećaja proizvesti 4% reaktivne komponente struje ( $I_q$ ) za svako smanjenje napona od 1% u točki spoja. Vrijednost faktora snage treba biti od 0,9 kap. do 0,95 ind.

## Literatura

- [1] Hrvatski operator prijenosnog sustava, *Mrežna pravila prijenosnog sustava*, 2017.
- [2] HEP - Operator prijenosnog sustava, *Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži*, 2008.
- [3] »Massive InteGRATion of power Electronic devices (MIGRATE),« [Mrežno]. Available: <https://www.h2020-migrate.eu/>.
- [4] V. Petrić, *Nova mrežna pravila ENTSO-E-diplomski rad*, Zagreb: Sveučilište u Zagrebu Fakultet elektrotehnike i računarstva, 2014.
- [5] ENTSO-E, *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631*, 2016.
- [6] Q. Wu, »Grid Code Requirements for Wind Power Integration,« *In Modeling and Modern Control of Wind Power (eds Q. Wu and Y. Sun)*, 2017.
- [7] C. Sourkounis i P. Tourou, »Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe,« *Conference Papers in Energy*, svez. 2013, p. 9, 2013.
- [8] H. T. Mokui, M. A. S. Masoum i M. Mohseni, »Review on Australian grid codes for wind power integration in comparison with international standards,« *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Perth, WA*, pp. 1-6, 2014.