



Tekniske krav for tilslutning af
produktionsanlæg større end 11 kW
til det færøske elnet

3. maj 2017

INDHOLDSFORTEGNELSE

1.	INTRODUKTION.....	4
1.1	Administrative bestemmelser	4
1.1.1	Formål.....	4
1.1.2	Anvendelsesområde.....	4
1.1.3	Afgrænsning	4
1.1.4	Hjemmel	4
1.1.5	Klage.....	5
1.1.6	Sanktioner	5
1.1.7	Dispensation og uforudsete forhold.....	5
1.2	Definitioner/Termer.....	5
1.3	Referencer (Normative/Informative).....	14
1.3.1	Normative referencer:.....	14
1.3.2	Informative referencer:.....	15
2.	NORMALE DRIFTSFORHOLD	16
2.1	Spænding	16
2.2	Frekvens	16
3.	UNORMALE DRIFTSFORHOLD	18
3.1	Spændingsdyk.....	18
3.2	Spændingsstigninger.....	20
4.	ELKVALITET (EMC/PQ).....	21
4.1	Hurtige spændingsændringer	21
4.2	Flicker.....	21
4.3	Harmoniske.....	24
4.4	Interharmoniske	26
4.5	Harmoniske og interharmoniske i frekvensområdet 2-9 kHz.....	27
4.6	Andet	28
4.6.1	Asymmetri	28
4.6.2	DC indhold	28
5.	STYRING OG REGULERING	29
5.1	Regulering af aktiv effekt	30
5.1.1	Frekvensrespons	30
5.1.2	Frekvensregulering	31
5.1.3	Begrænsningsfunktioner.....	33
5.1.4	Systemværn	34
5.1.5	Nedregulering af vindkraftværker ved høj vind	35
5.2	Regulering af reaktiv effekt og spændingsregulering.....	36
5.2.1	Q-regulering	36
5.2.2	Effektfaktorregulering	37
5.2.3	Automatisk effektfaktorregulering	37
5.2.4	Spændingsregulering	38
5.3	Arbejdsområde	39
5.3.1	Kategori 1	40
5.3.2	Kategori 2 og 3	40
6.	BESKYTTELSE	42

6.1	Kategori 1 og 2	42
6.2	Kategori 3	43
6.3	Anti ødrift detektering	43
7.	KOMMUNIKATION	44
7.1	Kommandoer	44
7.2	Setpunkter	44
7.3	Målinger	44
7.4	Status	45
8.	DOKUMENTATION	46
8.1	Kategori 1	46
8.2	Kategori 2	46
8.3	Kategori 3	46
9.	ANDET	47
9.1	Supplerende servicetjenester/ydelser til nettet	47

1. Introduktion

1.1 Administrative bestemmelser

Som hovedleverandør af energi, er SEV omdrejningspunktet for omstillingen fra elproduktion baseret på olie til vedvarende energikilder som vind- og vandkraft. Et elsystem med en stor andel af fluktuerende produktion stiller nye krav til produktionsanlæg, som tilsluttes til elnettet.

1.1.1 Formål

Formålet med denne forskrift er at fastsætte nødvendige tekniske krav til produktionsanlæg større end 11 kW, der tilsluttes det færøske elnet.

1.1.2 Anvendelsesområde

Forskriften gælder for alle produktionsanlæg større end 11 kW tilsluttet det færøske elnet. Kravene i forskriften skal overholdes i hele installationens levetid.

Produktionsanlæg er opdelt i følgende kategorier i forhold til anlæggets størrelse.

1. Kraftværker over 11 kW og op til og med 50 kW hvor SEV har givet dispensation til lempeligere krav.
2. Kraftværker over 50 kW og op til 200 kW hvor SEV har givet dispensation til lempeligere krav.
3. Kraftværker over 11 kW uden dispensation.

Forbrugsinstallationer, som ikke er direkte relateret til produktionsanlægget, evalueres separat iht. 'Tekniske krav for tilslutning af forbrugsinstallationer til det færøske elnet'.

1.1.3 Afgrænsning

Produktionsanlæg tilsluttet før 01.08.2017 er ikke omfattet af denne forskrift.

1.1.4 Hjemmel

SEV varetager systemsikkerheden for de færøske elnet, og *Elveitingareftirlitið* har i medfør af dette givet SEV beføjelser til at fastsætte tekniske krav for anlæg og installationer tilsluttet elnettet.

1.1.5 Klage

Klage over SEVs administration af denne forskrift kan indgives til *Elveitingareftirlitið*, som vil træffe endelig afgørelse på baggrund af en konkret vurdering af den enkelte sag.

1.1.6 Sanktioner

Anlægsejeren er ansvarlig for, at produktionsanlægget overholder kravene i denne forskrift i hele installationens levetid.

Såfremt anlægsejeren ikke opfylder dennes forpligtelser, kan SEV efter underretning af *Elveitingareftirlitið*, afbryde produktionsanlæggets forbindelse til elnettet.

1.1.7 Dispensation og uforudsete forhold

SEV kan give dispensation for et eller flere af kravene i denne forskrift.

Dispensation skal ske ved skriftlig ansøgning til SEV med angivelse af, hvilke krav dispensationen vedrører og begrundelse for dispensationen.

Ved uforudsete forhold skal SEV kontakte de påvirkede parter med henblik på at opnå en aftale om, hvordan de uforudsete forhold skal håndteres. Hvis en aftale ikke kan opnås, er det SEV, der som systemansvarlig virksomhed beslutter, hvordan de uforudsete forhold håndteres. Beslutningen skal træffes ud fra systemhensyn, og hvad der er rimeligt over for de påvirkede parter.

1.2 Definitioner/Termer

Absolut effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angivet med et setpunkt. Setpunktsreguleringen +/- tolerance benævnes absolut effektbegrænser. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.1.3.1.

Anlægsregulator

En anlægsregulator er en samling af regulerings- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre et kraftværk som ét anlæg i tilslutningspunktet.

Samlingen af regulerings- og styringsfunktioner skal være en del af kraftværket i kommunikationsmæssig sammenhæng; dvs. hvis kommunikationen til anlægget afbrydes skal anlægget kunne fortsætte produktionen som planlagt eller gennemføre en kontrolleret nedlukning.

Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer kraftværket. Anlægsejer kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en anlægsoperatør.

Anlægsoperatør

Anlægsoperatøren er den virksomhed, der jf. Stærkstrømsbekendtgørelsen har det driftsmæssige ansvar for kraftværket via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

Anlægskategorier

Anlægskategorier i forhold til den samlede mærkeeffekt i tilslutningspunktet:

1. Kraftværker over 11 kW og op til og med 50 kW hvor SEV har givet dispensation til lempeligere krav.
2. Kraftværker over 50 kW og op til 200 kW hvor SEV har givet dispensation til lempeligere krav.
3. Kraftværker over 11 kW uden dispensation.

Delta effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt afvigelse (delta) imellem mulig og aktuel effekt benævnes delta effektbegrænser. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.1.3.2.

Gradient effektbegrænser

Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes gradient effektbegrænser. Nærmere beskrivelse ses i afsnit **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet..**

Elproducerende enhed

En elproducerende enhed er en enhed, der producerer elektricitet med en samlet mærkeeffekt større end 11 kW, og som er tilsluttet det kollektive elforsyningsnet.

En elproducerende enhed omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele enheden, som skal designes til at overholde kravene anvist i denne tekniske forskrift.

Generatortilslutningspunkt (PGC)

Generatortilslutningspunktet er det sted i anlæggets infrastruktur, hvor terminalerne / generator klemmerne for den elproducerende enhed er placeret.

Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af spændingsfluktuationer. Flicker optræder, hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver flicker irriterende for øjet.

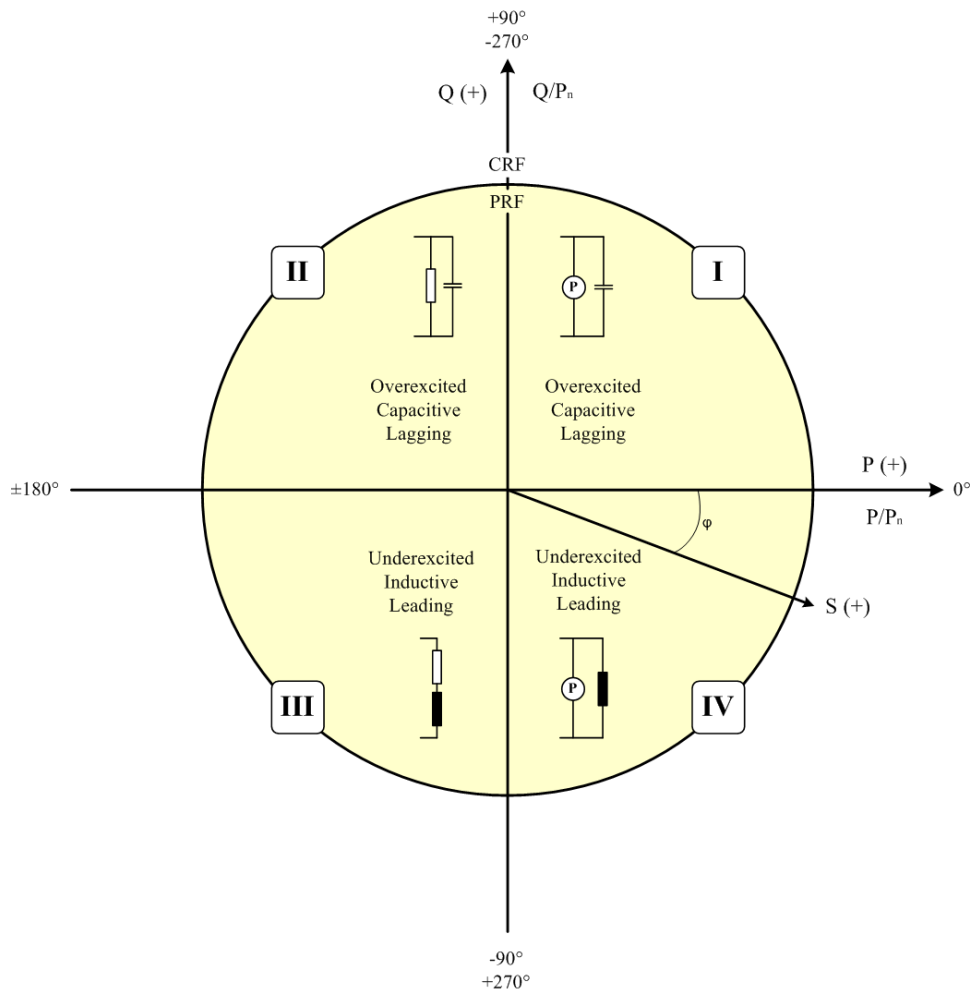
Flicker måles som beskrevet i EN/IEC 61000-4-15.

Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Funktionen benævnes frekvensregulering. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.1.2.

Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn. I denne forskrift bruges udelukkende generatorkonvention ved beskrivelse af aktiv og reaktiv effekt.



Figur 1: Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt.

Hurtig spændingsændring

En enkelt hurtig ændring af spændingens effektivværdi fra et niveau til et andet. Hurtige spændingsændringer udtrykkes som procent af referencespændingen.

Installationstilslutningspunkt (PCI)

Installationstilslutningspunktet (PCI) er det punkt i installationen, hvor elproducerende enheder i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 for den typiske placering.

Kollektivt elforsyningsnet

Elforsyningsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.

Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)

Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det sted i et anlæg, hvor datakommunikationsegenskaberne specificeret i afsnit 7 skal stilles til rådighed og verificeres.

Kortslutningseffekt

Kortslutningseffekten S_k er størrelsen af den trefasede kortslutningseffekt i nettilslutningspunktet. Kortslutningseffekten i nettilslutningspunktet oplyses af SEV.

Kortslutningsforhold

Kortslutningsforholdet R_{sce} er forholdet mellem kortslutningseffekten i nettilslutningspunktet S_k og det elproducerende anlægs nominelle tilsyneladende effekt S_n .

Leveringspunktet (PCC) er det punkt i det kollektive elforsyningsnet, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet.

Elektrisk set kan leveringspunkt og nettilslutningspunkt være sammenfaldende. Leveringspunktet er altid placeret tættest på det kollektive elforsyningsnet, se Figur 2 og Figur 3. Det er SEV, der anviser leveringspunktet.

Mærkeeffekt for en elproducerende enhed

Mærkeeffekten for en elproducerende enhed er den største aktive effekt, som en elproducerende enhed er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen.

Mærkeeffekt for et kraftværk

Mærkeeffekten for et kraftværk P_n er den største aktive netto-effekt, som et kraftværk er godkendt til at levere kontinuert i tilslutningspunktet under normale driftsforhold. Mærkeeffekten skal fremgå af projektgodkendelsen.

Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt for et kraftværk.

Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt S_n er den største effekt, bestående af både den aktive og reaktive komponent, som et kraftværk er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

Mærkestrøm

Mærkestrømmen I_n defineres som den maksimale kontinuerte strøm, et kraftværk er designet til at levere under normale driftsforhold, jf. DSF/CLC/FprTS 50549-1.

Mærkevindhastighed

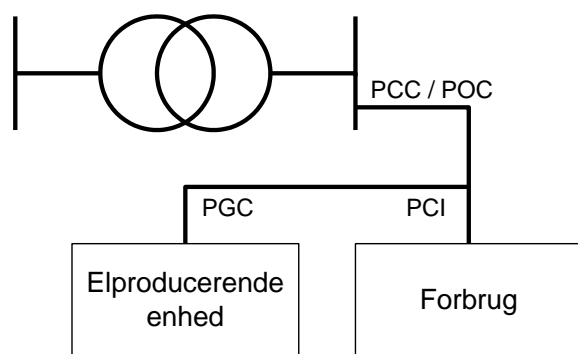
Mærkevindhastighed er den vindhastighed ved, hvilken en vindmølle opnår sin mærkeeffekt, jf. IEC 60050-415-03-04.

Nettilslutningspunkt

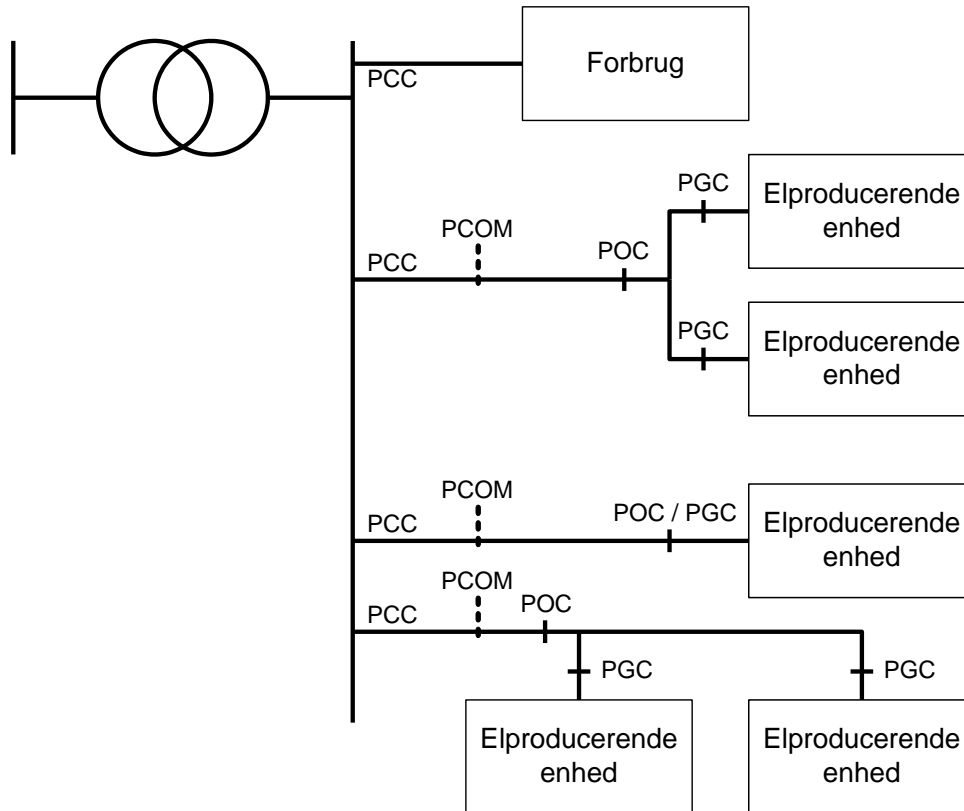
Nettilslutningspunktet (POC) er det punkt i det kollektive elforsyningsnet, hvor kraftværket er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i nettilslutningspunktet. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med SEV placeres et andet sted i det kollektive elforsyningsnet. Det er SEV, der anviser nettilslutningspunktet.

I Figur 3 er vist en typisk nettilslutning af en eller flere elproducerende enheder, hvor generatortilslutningspunktet (PGC), nettilslutningspunktet (POC) og leveringspunktet (PCC) typisk er placeret.



Figur 2: Installationstilsluttet produktion med angivelse af PGC, PCI, POC og PCC.



Figur 3: Nettilsluttet produktion med angivelse af PGC, POC, PCC og PCOM.

Nominal spænding

Den spænding ved POC, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres. Nominel spænding betegnes med U_n . De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

Betegnelser for spændingsniveauer	Nominal spænding U_n [kV]	Minimal spænding U_{min} [kV]	Maksimal spænding U_{max} [kV]
Højspænding (HV)	60	54	72,5
Mellemspænding (MV)	20	18	24
	10	9	12
	6,6	6	7,2
Lavspænding (LV)	0,4	0,36	0,44

Tabel 1: Standardiserede spændingsniveauer, inklusive angivelse af minimal og maksimal spænding.

Nominal tilsyneladende effekt

Den effekt som angives med betegnelsen S_n .

Normal produktion

Normal produktion angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et kraftværk kontinuert skal kunne producere den angivne mærkeeffekt, se afsnit 2.

Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den elektriske infrastruktur mellem de enkelte elproducerende enheder i et kraftværk frem til nettilslutningspunktet i det kollektive elforsyningsnet, hvor den producerede effekt leveres.

PCC

Leveringspunktet (PCC) er nærmere defineret under leveringspunkt.

PCI

Installationstilslutningspunktet (PCI) er nærmere defineret under installationstilslutningspunkt.

PCOM

Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er nærmere defineret under kommunikationstilslutningspunkt.

PF

Effekt faktoren angives med PF (power factor). PF er forholdet imellem den aktive effekt P og den tilsyneladende effekt S , dvs. PF kan også udtrykkes som cosinus til vinklen imellem P og S , dvs $PF = \cos\phi$. $PF = P/S$. PF er dimensionsløs. Vinklen ϕ er defineret på Figur 1.

PGC

Generatortilslutningspunktet (PGC) er nærmere defineret under generatortilslutningspunkt.

P_M

P_M angiver den aktive effekt, det er muligt at producere under de givne omstændigheder.

POC

Nettilslutningspunktet (POC) er nærmere defineret under nettilslutningspunkt.

Sammenhængende elforsyningssystem

Det kollektive elforsyningsnet med tilhørende anlæg i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift.

Spændingsfluktuation

En spændingsfluktuation er en serie af hurtige spændingsændringer eller en periodisk variation af spændingens effektivværdi (RMS).

Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til spændingsregulering. Spændingsreferencepunktet er enten i nettilslutningspunktet, i leveringspunktet eller et punkt imellem.

Det er SEV, der vælger placering af spændingsreferencepunktet.

Statik

Statik er hældningen af en kurve, som en regulering skal følge.

Stopvindhastighed

Stopvindhastighed er den maksimale vindhastighed i navhøjde, ved hvilken en vindmølle er konstrueret til at producere effekt jf. IEC 60050-415-03-06.

Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningssikkerhed og en effektiv udnyttelse af et sammenhængende elforsyningssystem.

Typisk driftsspænding

Den typiske driftsspænding U_c fastlægges af SEV. Typisk driftsspænding bruges til fastlæggelse af normalt produktionsområde og omsætningsforhold for anlægstransformer.

Vindkraftværk

Et vindkraftværk er en eller flere vindmøller med en samlet mærkeeffekt større end 11 kW, og som er tilsluttet det kollektive elforsyningsnet, jf. IEC 61400-1.

Et vindkraftværk omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele vindkraftværket, som skal designes til kravene anvist i denne tekniske forskrift.

Vindmølle

En vindmølle er et system, der omsætter den kinetiske energi i vinden til elektrisk energi jf. IEC 60050-415-01-02. En vindmølle er en elproducerende enhed.

1.3 Referencer (Normative/Informative)

1.3.1 Normative referencer:

1. **Fællesregulativet 2014** ”Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande”.
2. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6** ”Elektriske installationer”.
3. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2** ”udførelse af elforsyningsanlæg”.
4. **EN 50160**: Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
5. **IEC 60038**: IEC standardspændinger.
6. **IEC 60044-1**: Instrument transformers – Part 1: Current transformers.
7. **IEC 60044-2**: Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers.
8. **IEC 60050-415**: International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
9. **IEC 60071-1**: Insulation co-ordination – Part 1: definitions, principles and rules.
10. **DS/EN 60204-1**: Maskinsikkerhed - Elektrisk materiel på maskiner.
11. **DS/EN 60204-11**: Maskinsikkerhed - Elektrisk materiel på maskiner - Del 11: Bestemmelser for HV-maskinel for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
12. **IEC-60870-5-101**: Telecontrol equipment and systems, part 5-101.
13. **IEC-60870-5-104**: Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
14. **EN/IEC 61000-3-2**: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase), 2014.
15. **EN/IEC 61000-3-3**: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection, 2013.
16. **IEC/TR 61000-3-6**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
17. **IEC/TR 61000-3-7**: EMC limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
18. **EN/IEC 61000-3-11**: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection, 2000.
19. **EN/IEC 61000-3-12**: Limits - Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current >16 A and ≤ 75 A per phase, 2011.

-
20. **IEC/TR 61000-3-13:** Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
 21. **IEC/TR 61000-3-14:** Assessment of emission limits for the connection of disturbing installations to LV power systems, 2011.
 22. **IEC/TR 61000-3-15:** Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network, 2011.
 23. **EN/IEC 61000-4-15:** Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications, 2010.
 24. **IEC 61400-1:** Wind Turbines – Part 1: Design requirements.
 25. **IEC 61400-2:** Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
 26. **IEC 61400-12:** Windturbine generator systems. Power performance measurement techniques.
 27. **IEC 61400-21:** Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
 28. **IEC 61400-22:** Conformity testing and certification.
 29. **IEC 61400-25-1:** Communications for monitoring and control of wind power plants – over all description of principles and models.
 30. **IEC 61400-25-2:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information models.
 31. **IEC 61400-25-3:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange services.
 32. **IEC 61400-25-4:** Communications for monitoring and control of wind power plants – mapping to communication protocol stacks.
 33. **IEC 62053-21:** Electricity metering equipment (ac) – Particular requirements. Part 21: static meters for active energy.
 34. **DSF/CLC/FprTS 50549-1:** Requirements for generating plants larger than 16 A per phase to be 14 connected in parallel with a low-voltage distribution network.
 35. **DSF/CLC/FprTS 50549-2:** Requirements for generating plants to be connected in parallel with a medium-voltage distribution network.

1.3.2 Informative referencer:

36. **DEFU Rapport RA557:** Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra vindkraftværker større end 11 kW.
37. **DEFU Rekommendation 16:** Spændingskvalitet i lavspændingsnet.
38. **DEFU Rekommendation 21:** Spændingskvalitet i mellemspændingsnet.

2. Normale driftsforhold

Dette afsnit omhandler krav til kraftværker under normale driftsforhold. I det følgende defineres, hvad der betegnes for normal frekvens og spænding. Under normale driftsforhold skal et kraftværk kunne arbejde kontinuert inden for det normale spændings- og frekvensinterval.

2.1 Spænding

Et kraftværk skal kunne arbejde kontinuert i spændingsintervallet 90 % U_c til 110 % U_c . Kraftværket skal kunne levere sin nominelle effekt, når spændingen er 100 % af U_c eller derover. Ved spændinger under 100 % af U_c er det tilladt at reducere effekten fra kraftværket, så kraftværkets strømgrænse overholdes. Reduktionen i produktion skal være så lille som teknisk muligt.

2.2 Frekvens

Kraftværket skal som minimum arbejde i frekvensintervallet 47 Hz til 52 Hz. Kraftværker bestående af inverterbaserede elproducerende enheder skal kunne arbejde i frekvensintervallet 45 Hz til 55 Hz.

Kraftværket skal som minimum kunne arbejde kontinuert og levere sin nominelle effekt i frekvensintervallet 49 Hz til 51 Hz. I frekvensintervallerne 47 Hz til 49 Hz og 51 Hz til 52 Hz skal et kraftværk kunne arbejde i minimum den tidsperiode, som er specificeret i Tabel 2.

Det er endvidere tilladt at reducere produktionen med 10 % per Hz, for frekvenser under 49 Hz. Den effekt der som minimum skal kunne leveres er specificeret i Tabel 2.

Frekvens	Minimum tid	Minimum produktion
47,0 – 47,5	0 - 20 sekunder	80 % af normal produktion
47,5 – 49,0	30 – 90 minutter	90 % af normal produktion
49,0 – 51,0	Kontinuer drift	100 % af normal produktion
51,0 – 51,5	30 – 90 minutter	100 % af normal produktion
51,5 – 52,0	0 - 15 minutter	100 % af normal produktion

Tabel 2: Krav til drift ved forskellige frekvenser.

Inverterbaserede elproducerende enheder skal kunne arbejde kontinuert i frekvensintervallet 45 Hz til 55 Hz.

Elselskabet SEV

Teknisk krav for tilslutning af produktionsanlæg større end 11 kW til det færøske elnet



3. Unormale driftsforhold

Dette afsnit omhandler krav til kraftværket under unormale driftsforhold som fejl, spændingsdyk ol.

Kraftværket skal være designet til at forblive forbundet til nettet og fortsætte normal produktion ved:

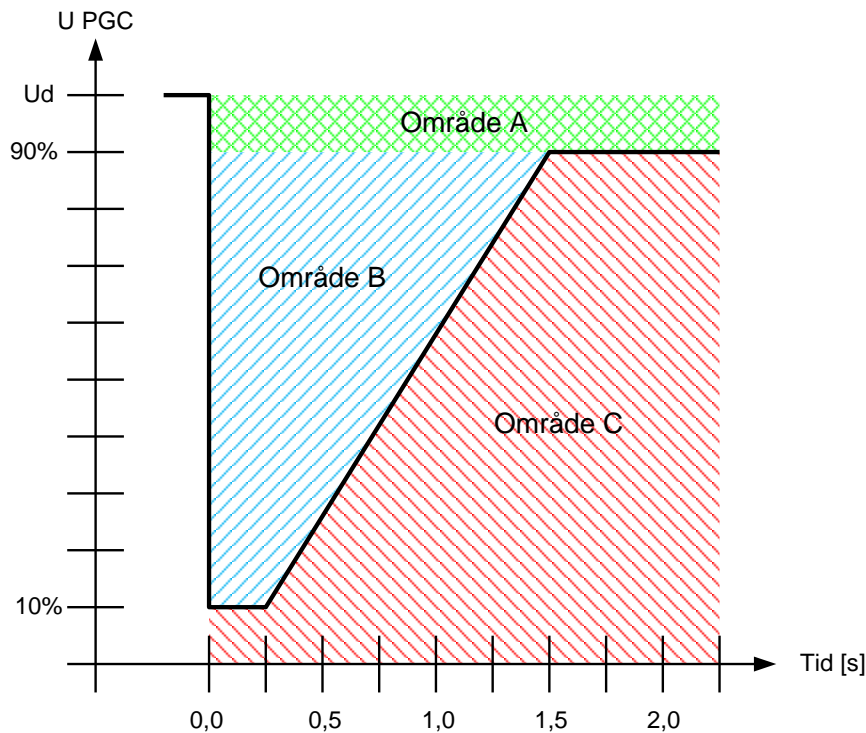
- Momentane (100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i tilslutningspunktet.
- Frekvensændringer på op til 2,5 Hz/s.

Kraftværket skal levere normal produktion senest 5 sekunder efter at spænding og frekvens er vendt tilbage til normalområdet. Hvis kraftværket har været koblet ud, må indkobling, genindkobling og automatisk genindkobling ikke ske, før spænding og frekvens har været i normalområdet i mindst 1 minut. Hvis kraftværket har været udkoblet på grund af stopsignal, må det ikke koble ind før, der er givet tilladelse til opstart, og spænding og frekvens har været inden for normalområdet i mindst 1 minut.

Kraftværkets synkronisering med nettet i forbindelse med indkobling skal være fuldt automatisk og må ikke kunne omgås manuelt.

3.1 Spændingsdyk

Et kraftværk skal være designet, så det kan tåle et spændingsdyk ned til 10 % af driftsspændingen i minimum 0,25 sekunder uden at koble ud, jævnfør Figur 4.



Figur 4: Spændingsdyk karakteristisk for Kategori 1, 2 og 3 kraftværker.

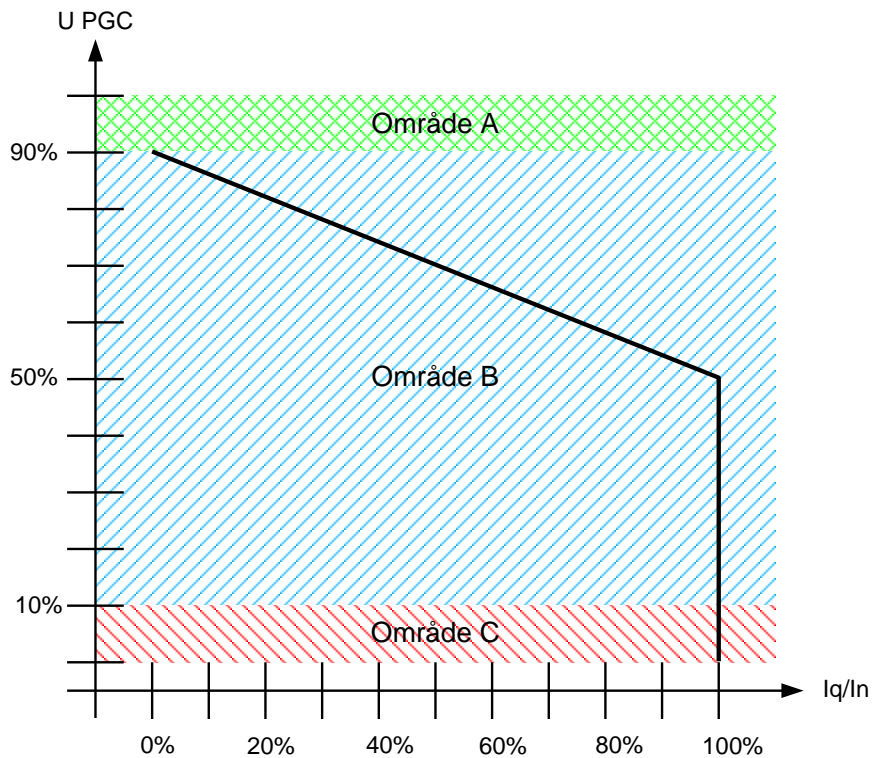
Følgende krav gælder for alle typer fejl:

- Område A: Kraftværket skal forblive tilsluttet og producere efter normale driftsforhold.
- Område B: Kraftværket skal forblive tilsluttet og yde spændingsstøtte med reaktiv effekt, som specificeret i Figur 5.
- Område C: Kraftværket må gerne koble ud.

Hvis spændingen under et fejlforløb kommer tilbage til område A, betragtes efterfølgende spændingsdyk som nye fejl.

Hvis flere på hinanden følgende fejl bevirker, at spændingen mellem fejlene ikke kommer tilbage til område A, men forbliver i område B, betragtes forløbet som en enkelt fejl, og kraftværket må gerne koble ud, når der tidsmæssigt overgås til område C.

I område B skal kraftværker i kategori 3 yde spændingsstøtte ved at levere en reaktiv tillægsstrøm, som specificeret i Figur 5.



Figur 5: Reaktiv strømstøtte fra Kategori 3 kraftværker.

Den reaktive tillægsstrøm skal leveres inden for 100 ms og skal følge karakteristikken med en nøjagtighed på $\pm 20\%$. Levering af reaktiv tillægsstrøm har første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet. Levering af aktiv effekt under spændingsdyk skal opretholdes inden for kraftværkets tekniske begrænsninger.

3.2 Spændingsstigninger

Et kraftværk skal kunne klare kortvarige spændingsstigninger uden at koble ud. Kravene fremgår af Tabel 3.

Spænding	Minimum tid
115 %	1 sekund
120 %	100 ms

Tabel 3: Tolerance over for spændingsstigninger.

4. Elkvalitet (EMC/PQ)

Et kraftværk må ikke forårsage utilladelig elkvalitet i elnettet. For at undgå dette skal kraftværket overholde kravene specificeret i følgende afsnit.

Kraftværker i Kategori 1 skal overholde alle krav specificeret i IEC 61000-3-2, 61000-3-3, 61000-3-11 og 61000-3-12 samt afsnit 4.1.

Kraftværker i Kategori 2 skal overholde de krav til elkvalitet, som er specificeret i de følgende afsnit.

Kraftværker i Kategori 3 skal overholde de krav til elkvalitet, som stilles af SEV for den pågældende installation.

4.1 Hurtige spændingsændringer

En hurtig spændingsændring er en enkelt hurtig ændring af spændingens effektivværdi fra et niveau til et andet. Hurtige spændingsændringer fra produktion skyldes typisk ind- og udkobling eller opstart.

Et kraftværk skal overholde de i Tabel 4 specificerede grænser for hurtige spændingsændringer.

Spændingsniveau	d (%)
$U_n \leq 20 \text{ kV}$	4 %
$U_n > 20 \text{ kV}$	3 %

Tabel 4: Grænseværdier for hurtige spændingsændringer.

For inverterbaserede produktionsenheder regnes dette krav for opfyldt, da disse typisk ikke vil forårsage denne type forstyrrelser.

4.2 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lys forårsaget af ændringer i lysets luminans (styrke) eller spektralfordeling (farve). Ved et vist niveau bliver flicker irriterende for øjet. Det er derfor nødvendigt at holde niveauet af flicker (flickerintensitet) lavt. Da alle enheder, som er tilsluttet elnettet, bidrager til flickerintensiteten, stilles der krav til det enkelte kraftværks flickerbidrag.

Flicker fra produktion opstår pga. fluktuerende energitilførelse til generatoren eller ved elektriske omkoblinger i kraftværket, fx stjerne/trekant koblinger. Flickerbidrag deles i korttids (10 min) flickerbidrag P_{st} og langtids (120 min) flickerbidrag P_{lt} . Flickerbidraget fra et anlæg under kontinuert drift beregnes ud fra egenskaber oplyst af generatorfabrikanten efter følgende formel:

$$P_{lt,i} = c_i(\Psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Hvor $P_{lt,i}$ = Langtids flickerbidrag

Ψ_k = netimpedansvinkel

$c_i(\Psi_k)$ = flickerkoefficient ved netimpedansvinkel Ψ_k

$S_{n,i}$ = elproducerende enheds nominelle tilsyneladende effekt

S_k = kortslutningseffekten i tilslutningspunktet

For vindkraftværker anvendes flickerkoefficienten for middelvinden.

Består kraftværket af flere enheder summeres bidrag fra de enkelte enheder vha. følgende formel:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Flickerbidraget fra et anlæg under elektriske koblinger beregnes ud fra egenskaber oplyst af generatorfabrikanten efter følgende formler:

$$P_{st,i} = 18 \cdot N_{10min,i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\Psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

$$P_{lt,i} = 8 \cdot N_{120min,i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\Psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Hvor $P_{st,i}$ = Flickerbidrag

Ψ_k = netimpedansvinkel

N_{10min} = antal koblinger på 10 min

N_{120min} = antal koblinger på 120 min

$k_{f,i}(\Psi_k)$ = Højeste flickerkoefficient ved netimpedansvinkel Ψ_k

$S_{n,i}$ = elproducerende enheds nominelle tilsyneladende effekt

S_k = kortslutningseffekten i tilslutningspunktet

For inverterbaserede produktionsenheder regnes kravet for anlæg under elektriske koblinger for opfyldt, da disse typisk ikke vil forårsage denne type forstyrrelser.

Består kraftværket af flere enheder summeres bidrag fra de enkelte enheder vha. følgende formel:

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{st,i})^3}$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Kategori 2:

Hvis kraftværkets mærkeeffekt (P_n) er mindre end 0,4 % af kortslutningseffekten (S_k) i nettilslutningspunktet (POC), kan anlægget tilsluttes. Hvis et kraftværk er større end 0,4 % af kortslutningseffekten i tilslutningspunktet, må flickerbidraget fra kraftværket ikke overstige værdierne i Tabel 5.

Spændingsniveau	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	0,35/0,45/0,55*	0,25/0,3/0,4*
$U_n > 1 \text{ kV}$	0,3	0,2

*) Grænseværdierne gælder, hvis der allerede er tilsluttet hhv. 4/2/1 kraftværker under samme transformerstation.

Tabel 5: Grænseværdier for maksimalt flickerbidrag fra kraftværker i Kategori 2.

For inverterbaserede produktionsenheder regnes kravet for P_{st} for opfyldt, da dette krav typisk er overholdt ved overholdelse af kravet for P_{lt} .

Kategori 3:

Det maksimalt tilladelige flickerbidrag fra kraftværket bestemmes af SEV.

4.3 Harmoniske

En harmonisk strøm eller spænding er en sinusformet strøm eller spænding med en frekvens, som er et helt multiplum af grundtonens frekvens – dvs. et helt multiplum af den nominelle frekvens. Harmoniske forvrænger grundtonens sinusform. Denne forvrængning kan bevirke, at andet udstyr tilkoblet elnettet (deriblandt også beskyttelsesudstyr) ikke fungerer efter hensigten eller tager skade. Derfor er det nødvendigt at begrænse udledningen af harmoniske forstyrrelser fra et kraftværk.

Et kraftværk må ikke udlede harmoniske forstyrrelser, som overskrider grænseværdierne i dette afsnit.

Niveauet for harmoniske forstyrrelser oplyses af fabrikanten for den elproducerende enhed. Består kraftværket af flere enheder summeres bidrag fra de enkelte enheder vha. følgende formel.

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{h,i}^\alpha}$$

Hvor I_h = den samlede harmoniske strøm af orden h

$I_{h,i}$ = harmoniske strøm fra enhed i

α = summeringsekspONENT

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 40$	3

Ud over grænseværdierne for individuelle harmoniske strømme, skal kraftværket også overholde grænseværdierne for total harmonisk strømforvrængning (THD_I) og delvis vægtet harmonisk strømforvrængning (PWHD_I).

THD_I og PWH_D_I bestemmes fra de enkelte harmoniske overtoner ud fra formlerne i (1) og (2), jævnfør IEC 61000.

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}$$

$$PWH_{D_I} = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h \cdot \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}$$

Tilsvarende formler gælder for spændingsharmoniske.

Kategori 2:

Kraftværker i Kategori 2 må ikke udlede strømharmoniske, som overstiger grænseværdierne i

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 6 og Tabel 7.

Spændings-niveau	R _{sce}	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h		
		5	7	11	13	17 ≤ h ≤ 39	2	4	8 ≤ h ≤ 40
U _n ≤ 1 kV	< 33	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
	≥ 33	4,1	2,8	1,1	0,8	-	-	-	-
	≥ 66	5,3	3,5	1,7	1,2	-	-	-	-
	≥ 120	7,2	4,6	2,6	1,6	-	-	-	-
	≥ 250	11,7	7,5	4,4	3,0	-	-	-	-
	≥ 350	15,2	9,6	5,9	4,1	-	-	-	-
U _n > 1 kV	-	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}$ *)	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 6: Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (%).

Spændingsniveau	R _{sce}	THD _I	PWHD _I
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	< 33	4,5	7,9
	≥ 33	4,9	8,1
	≥ 66	6,0	9,0
	≥ 120	8,3	10,5
	≥ 250	13,9	14,3
	≥ 350	18,0	17,3

Tabel 7: Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (%).

For spænding under 1 kV er det tilladt at interpolere mellem værdierne for forskellige kortslutningsforhold.

Grænseværdierne skal overholdes ved alle niveauer af produktion. Ved vurdering af de enkelte harmoniske strømme anvendes det niveau af produktion, som giver den højeste værdi af den pågældende harmoniske strøm. Ved vurdering af THD og PWHD anvendes det niveau af produktion, som giver den højeste værdi af henholdsvis THD og PWHD.

Kategori 3:

SEV fastlægger emissionsgrænserne for harmoniske spændinger i nettilslutningspunktet (POC).

SEV oplyser netimpedansen som funktion af frekvensen for det relevante frekvensområde.

4.4 Interharmoniske

En interharmonisk strøm eller spænding er en sinusformet strøm eller spænding med en frekvens, som ikke er et helt multiplum af grundtonens frekvens – dvs. ikke er et helt multiplum af den nominelle frekvens. Ligesom harmoniske, så forvrænger interharmoniske grundtonens sinusform. Da interharmoniske, ligesom harmoniske, kan have en negativ påvirkning af udstyr tilsluttet elnettet, er det nødvendigt at begrænse udledningen af interharmoniske forstyrrelser fra et kraftværk.

Kategori 2:

Kraftværker i Kategori 2 må ikke udlede interharmoniske strømme, som overstiger grænseværdierne i Tabel 8.

Spændingsniveau	R_{scc}	Frekvens (Hz)		
		75	125	>175
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	< 33	0,4	0,6	$\frac{75}{f}^*$
	≥ 33	0,5	0,7	$\frac{83}{f}^*$
	≥ 66	0,6	0,8	$\frac{104}{f}^*$
	≥ 120	0,7	1,1	$\frac{139}{f}^*$
	≥ 250	1,2	1,8	$\frac{224}{f}^*$
	≥ 350	1,5	2,3	$\frac{289}{f}^*$
$U_n > 1 \text{ kV}$	-	0,44	0,66	$\frac{83}{f}^*$

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 8: Grænseværdier for emission af interharmoniske strømme.

Kategori 3:

SEV fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske spændinger i nettilslutningspunktet (POC).

SEV oplyser netimpedansen som funktion af frekvensen for det relevante frekvensområde.

Vurdering af interharmoniske strømme foregår på samme måde som vurdering af harmoniske strømme. Ved kraftværker bestående af flere enheder benyttes dog $\alpha = 3$.

4.5 Harmoniske og interharmoniske i frekvensområdet 2-9 kHz

Ligesom de harmoniske og interharmoniske omtalt i afsnit 4.3 og 4.4, kan harmoniske og interharmoniske med højere frekvenser også have negative påvirkninger af udstyr tilsluttet elnettet. For at undgå negative påvirkninger fra harmoniske og interharmoniske i området 2-9 kHz stilles der derfor grænser for udledning af disse fra et kraftværk.

Harmoniske og interharmoniske i frekvensintervallet 2-9 kHz måles i grupper på 200 Hz bredde, som specificeret i IEC 61000.

Kategori 2:

Emission af harmoniske og interharmoniske strømme i frekvensintervallet 2-9 kHz må ikke overskride 0,2 % af mærkestrømmen (I_n) for nogen af de målte grupper.

Kategori 3:

SEV fastlægger emissionsgrænserne for harmoniske og interharmoniske spændinger i nettilslutningspunktet (POC) i frekvensintervallet 2-9 kHz.

SEV oplyser netimpedansen som funktion af frekvensen for det relevante frekvensområde.

Vurdering af harmoniske og interharmoniske i frekvensintervallet 2-9 kHz foregår på samme måde som vurdering af harmoniske. Ved kraftværker bestående af flere enheder benyttes dog $\alpha = 3$.

4.6 Andet

I dette afsnit beskrives yderligere forhold vedrørende spændingskvalitet, som ikke er dækket af de forrige afsnit.

4.6.1 Asymmetri

Asymmetri er en tilstand, hvor spændingerne på de 3 faser ikke er ens i alle faser, eller hvor vinklerne imellem faserne ikke er ens. Asymmetri skyldes typisk, at forbrug og produktion på de enkelte faser ikke er ens, og kan påvirke 2- og 3-fasede enheder negativt og reducerer elnettets overføringsevne. For at undgå disse negative påvirkninger er det nødvendigt at begrænse asymmetrien i elnettet.

Kraftværket må ikke forårsage spændingsubalance i nettet. For at undgå dette, må et kraftværk tilsluttet på lavspænding ikke have en strømubalance, som overstiger 16 A. Kraftværker tilsluttet på mellemspænding skal tilsluttes som balancerede 3-fasede anlæg.

4.6.2 DC indhold

Et DC-indhold i strømmen kan forårsage mætning af distributionstransformere med forringet spændingskvalitet til følge.

DC-indholdet i den leverede AC-strøm må ikke overstige 0,5 % af kraftværkets nominelle strøm.

5. Styring og regulering

For at kunne drive elnettet sikkert og effektivt er det nødvendigt at styre elproduktionen fra kraftværker. Der stilles derfor krav til et kraftværks styring og reguleringsfunktioner.

For at et kraftværk må tilsluttes skal det overholde nedenstående krav til styring og regulering. Alle reguleringsfunktioner er med reference i nettilslutningspunktet (POC) medmindre andet er specificeret. Reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres, deaktiveres og indstilles med eksterne signaler (se afsnit 7). Indstillingerne for reguleringsfunktionerne aftales med SEV inden kraftværket kan tilsluttes til nettet.

Hvis kraftværket består af flere enheder, reduceres kravene til mængden af aktiv og reaktiv effekt i forhold til antal enheder, som er i drift.

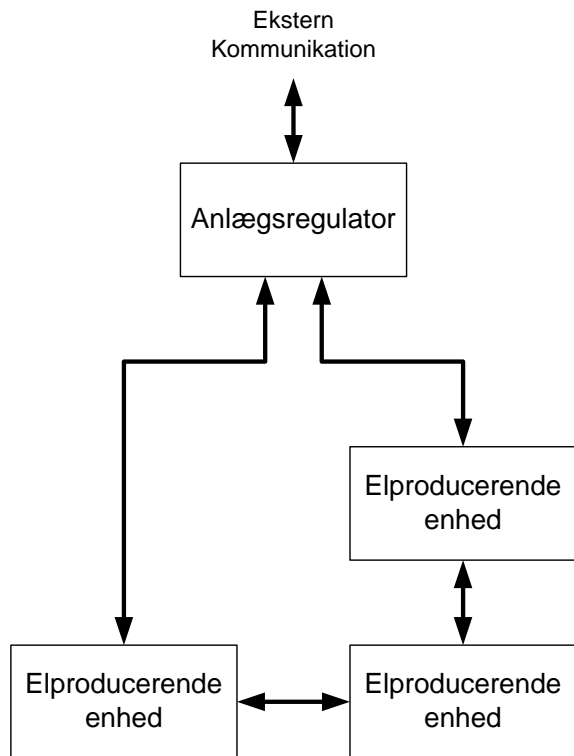
Kraftværket skal som minimum have et arbejdsområde som angivet i Tabel 9 og kunne levere den funktionalitet, som er angivet i Tabel 10. De påkrævede funktioner kan være implementeret enten på de enkelte enheder i kraftværket eller i kraftværkets anlægsregulator, så længe der kun er én grænseflade for kommunikation, som vist i Figur 6.

	Kategori 1	Kategori 2	Kategori 3
Afsnit	5.3.1	5.3.2	5.3.2

Tabel 9: Krævet arbejdsområde for kraftværker.

Reguleringsfunktion	Kategori 1	Kategori 2	Kategori 3
Frekvensrespons	X	X	X
Frekvensregulering			X
Absolut effektbegrænser			X
Delta effektbegrænser			X
Gradient effektbegrænser			X
Systemværn			X
Q-regulering	X	X	X
Effektfaktorregulering	X	X	X
Aut. effektfaktorregulering	X	X	
Spændingsregulering			X

Tabel 10: Krævede styrings- og reguleringsfunktioner for kraftværker.



Figur 6: Grænseflade for kommunikation.

5.1 Regulering af aktiv effekt

Et kraftværk skal være udstyret med funktioner til regulering af aktiv effekt. Disse funktioner skal bruge nettilslutningspunktet (POC) som reference og regulere ud fra de setpunkter og indstillinger, som SEV bestemmer.

Foruden de generelle krav skal funktionerne til regulering af aktiv effekt overholde kravene i de følgende underafsnit.

5.1.1 Frekvensrespons

Ved frekvensafvigelse i nettet skal et kraftværk bidrage til systemstabilitet ved at reducere den aktive effekt ved frekvenser over 50 Hz.

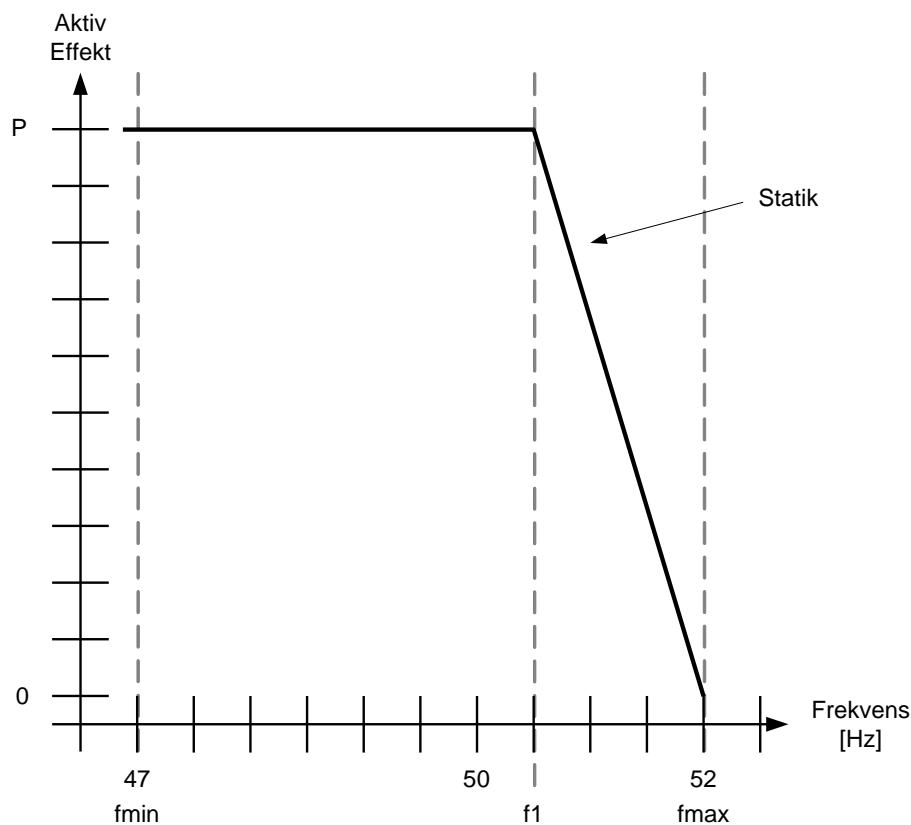
Frekvensen skal måles med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre.

Funktionen skal have 3 indstillelige frekvenspunkter: f_{\max} , f_{\min} og f_1 . Disse skal kunne indstilles til enhver værdi i intervallet 47 Hz til 52 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Det skal være muligt at indstille en tidsforsinkelse for aktivering af funktionen mellem 0-2 sek. i step af 50 ms.

Statikken som angiver ændringen i aktiv effekt som funktion af frekvensen angives i procent af kraftværkets nominelle effekt.

De indstillelige frekvenspunkter, tidsforsinkelsen og statikken angives af SEV. Figur 7 viser et eksempel.



Figur 7: Frekvensrespons for et kraftværk.

5.1.2 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelser i nettet skal et kraftværk bidrage til systemstabilitet ved at regulere den aktive effekt for at stabilisere netfrekvensen.

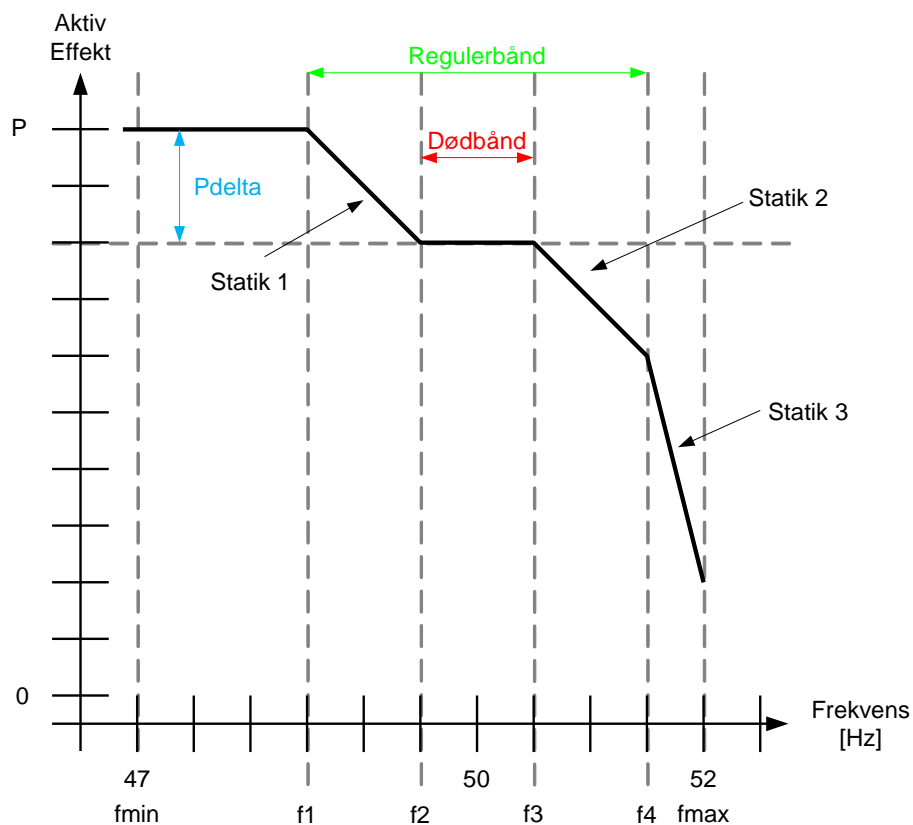
Frekvensen skal måles med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre.

Funktionen skal have 6 indstillelige frekvenspunkter: f_{max} , f_{min} og f_1 - f_4 . Disse skal kunne indstilles til enhver værdi i intervallet 47 Hz til 52 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Statikken som angiver ændringen i aktiv effekt som funktion af frekvensen, angives i procent af kraftværkets nominelle effekt.

De indstillelige frekvenspunkter og statikker angives af SEV. Figur 8 viser et eksempel. Pdelta er den effekt, som den tilgængelige aktive effekt bliver reduceret med for at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens.

Regulering efter et nyt parametersæt skal være muligt senest 10 sekunder efter modtagelse af ordre om parameterændring.

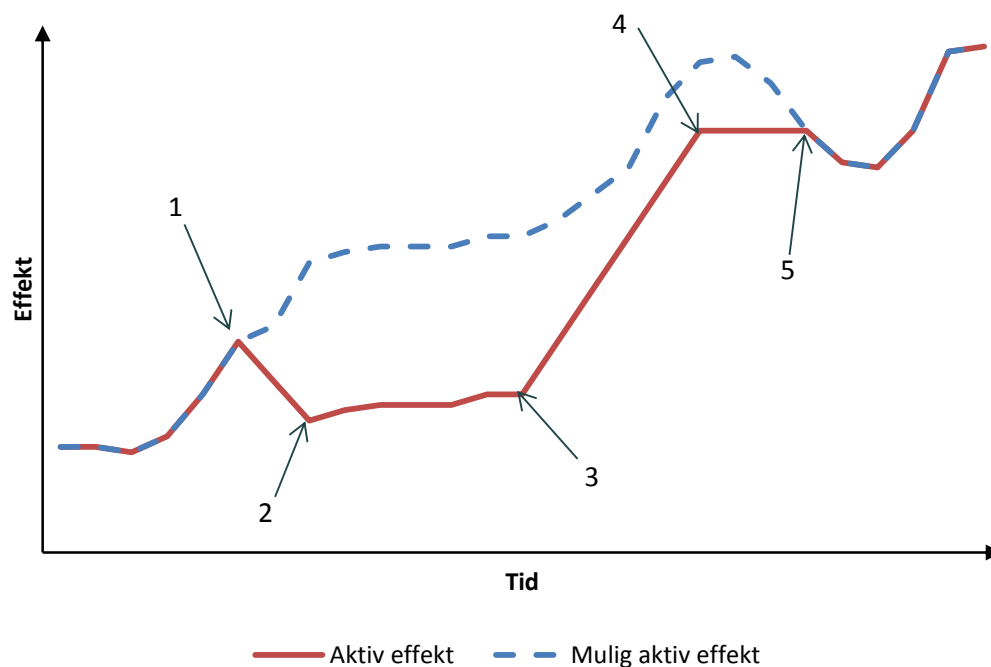


Figur 8: Frekvensregulering for et kraftværk.

5.1.3 Begrænsningsfunktioner

Et kraftværk skal være udstyret med begrænsningsfunktioner. Disse begrænsningsfunktioner bruges til at undgå ustabilitet og overbelastning i nettet.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i de følgende underafsnit. Et eksempel på brug af begrænsningsfunktionerne er vist i Figur 9.



1	Delta effektbegrænser aktiveres. Gradient effektbegrænser aktiveres.
2	Gradient effektbegrænser deaktiveres.
3	Delta effektbegrænser deaktiveres. Gradient effektbegrænser aktiveres.
4	Absolut effektbegrænser aktiveres. Gradient effektbegrænser deaktiveres.
5	Absolut effektbegrænser deaktiveres.

Figur 9: Eksempel på brug af begrænsningsfunktioner.

5.1.3.1 Absolut effektbegrænser

Absolut effektbegrænser bruges til at begrænse den maksimale effekt fra kraftværket i POC. Reguleringen bruges typisk til at beskytte nettet mod overbelastning.

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 30 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.1.3.2 Delta effektbegrænsere

Delta effektbegrænsere bruges til at begrænse den aktive effekt med en konstant værdi i forhold til den mulige produktion. Reguleringen bruges typisk til at opnå reguleringsreserve til frekvensregulering fra kraftværker med variable energikilder (sol, vind, osv.).

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 30 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.1.3.3 Gradient effektbegrænsere

Gradient effektbegrænsere bruges til at begrænse den maksimale hastighed hvormed den aktive effekt kan ændre sig. Reguleringen bruges typisk til at sikre systemstabiliteten ved ændringer i setpunkter for aktiv effekt eller genindkobling af kraftværker efter fejl.

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 30 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.1.4 Systemværn

Systemværn er en reguleringsfunktion, som sikrer, at et kraftværk kan lave en meget hurtig nedregulering af aktiv effekt til et eller flere på forhånd definerede setpunkter. Der skal som minimum være 5 forskellige reguleringstrin, som fastsættes af SEV. Medmindre andet er anvist af SEV, bruges nedenstående niveauer for de 5 reguleringstrin.

1. 70 % af mærkeeffekt
2. 50 % af mærkeeffekt
3. 40 % af mærkeeffekt
4. 10 % af mærkeeffekt
5. 0 % af mærkeeffekt, dvs. anlægget er stoppet, men ikke afkoblet fra nettet.

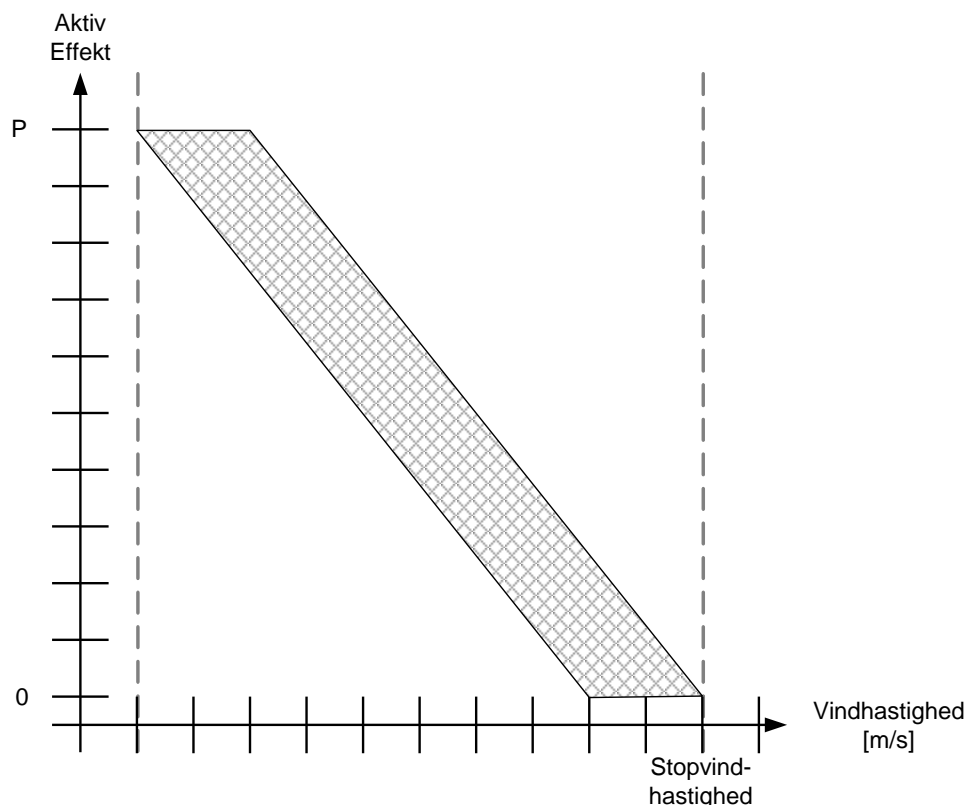
Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 1 sekund, og skal være fuldført inden for 10 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.1.5 Nedregulering af vindkraftværker ved høj vind

For at undgå ustabilitet i nettet skal større vindkraftværker være udstyret med automatisk nedregulering ved høj vind, så der undgås momentan afbrydelse af den aktive effektproduktion ved vindhastigheder over vindmøllernes stopvindhastighed.

Nedregulering skal påbegyndes ved en vindhastighed, som er lavere end vindmøllernes stopvindhastighed og være afsluttet senest ved stopvindhastigheden. Nedreguleringen skal holde sig inden for et angivet bånd og i videst mulig omfang være lineær, som vist på Figur 10. Nedregulering kan foretages kontinuert eller diskret. Hvis der er tale om diskret nedregulering må trinstørrelsen ikke overskride 25 % af vindkraftværkets mærkeeffekt.

Indstillingerne for nedregulering ved høj vind aftales med SEV inden idriftsættelse.



Figur 10: Nedregulering af vindkraftværker ved høj vind. Nedregulering begynder ved en vindhastighed lavere end stopvindhastigheden og slutter senest ved stopvindhastigheden og skal ligge inden for et af SEV fastsat bånd.

5.2 Regulering af reaktiv effekt og spændingsregulering

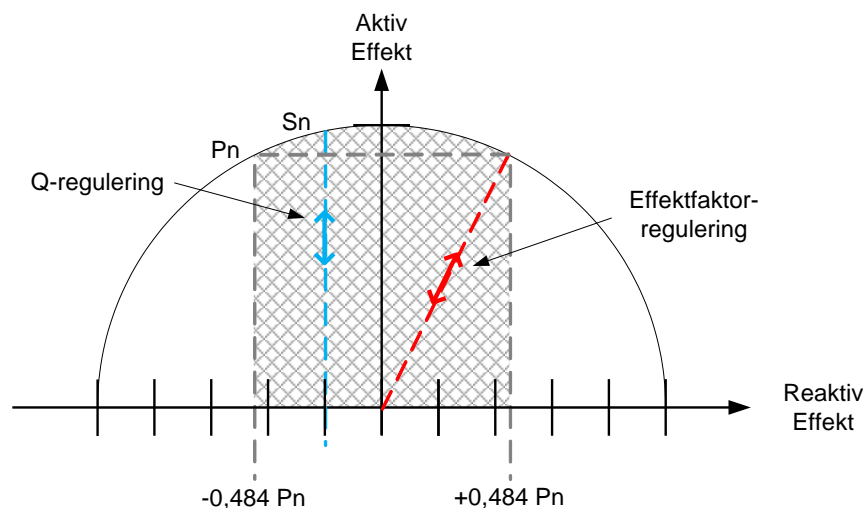
Et kraftværk skal være udstyret med funktioner til regulering af reaktiv effekt. De forskellige funktioner er eksklusive, sådan at kun en funktion kan være aktiv ad gangen. Disse funktioner skal regulere ud fra de setpunkter og indstillinger, som SEV bestemmer.

Alle kraftværker skal som minimum have en effektfaktor mellem 0,9 og 1 ved produktion større end 10 % af mærkeeffekten. For mindre kraftværker tilstræbes produktion ved en effektfaktor på 1, medmindre andet er aftalt med SEV. For større kraftværker aftales reguleringsform og indstillinger med SEV inden idriftsættelse.

Foruden de generelle krav, skal funktionerne til regulering af reaktiv effekt overholde kravene i de følgende underafsnit.

5.2.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, som styrer den reaktive effekt uafhængig af den aktive effekt. Den reaktive effekt holdes konstant, og følger det af SEV bestemte setpunkt. Et eksempel er vist på Figur 11.

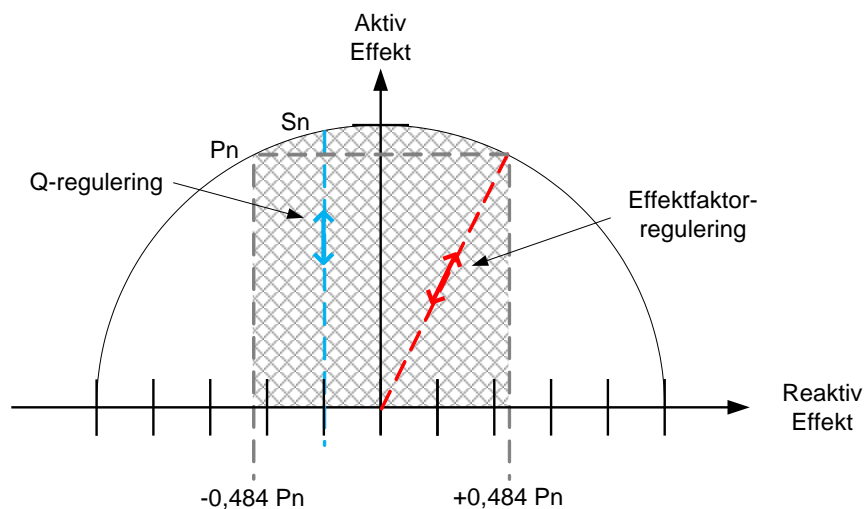


Figur 11: Q-regulering (blå) og effektfaktorregulering (rød). Det skraverede område er kraftværkets arbejdsområde.

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 30 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.2.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, som styrer den reaktive effekt sådan, at effektfaktoren er konstant. Effektfaktoren skal følge det af SEV bestemte setpunkt. Effektfaktoren skal ligge inden for intervallet 0,9 til 1. Et eksempel er vist på Figur 12.



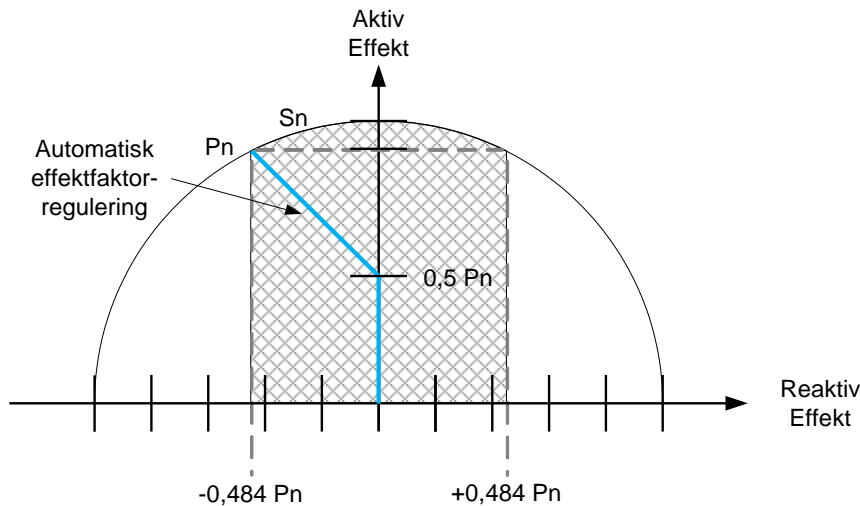
Figur 12: Q-regulering (blå) og effektfaktorregulering (rød). Det skraverede område er kraftværkets arbejdsområde.

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 30 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.2.3 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, som styrer den reaktive effekt sådan, at effektfaktoren bliver induktiv ved høj aktiv produktion. Reguleringen følger en af SEV forudbestemt kurve, og aktiveres/deaktiveres automatisk, når spændingen i spændingsreferencepunktet når et vist niveau. Niveaulet for aktivering og deaktivering skal kunne styres ved hjælp af setpunkter. De normale værdier for aktivering og deaktivering er henholdsvis 105 % og 100 % U_n .

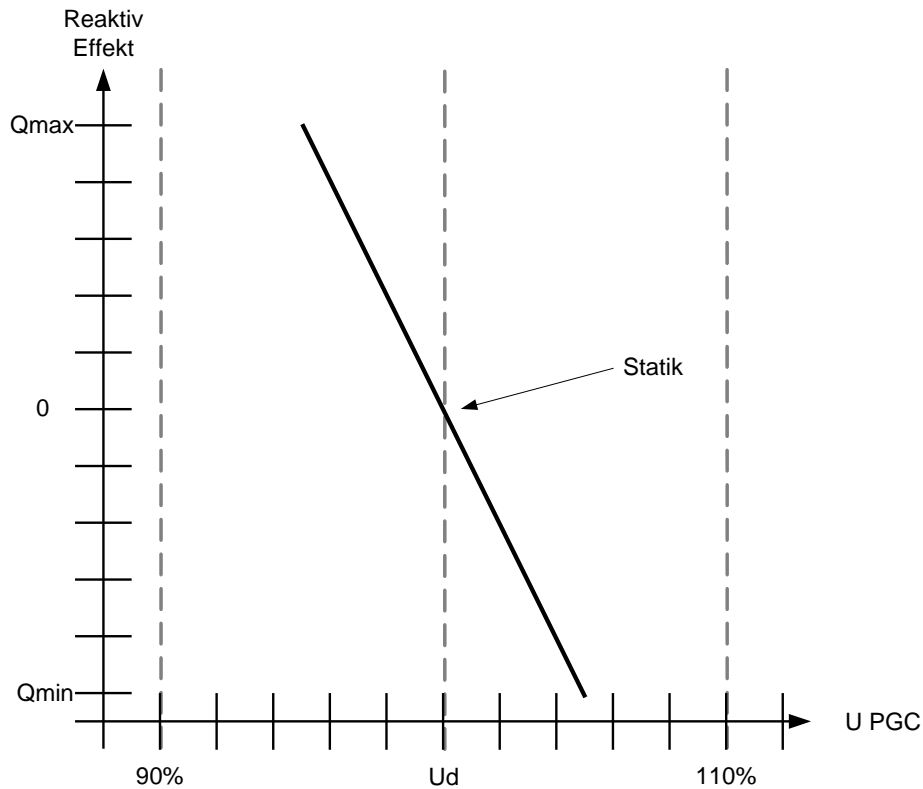
Et eksempel på en kurve til automatisk effektfaktorregulering er vist i Figur 13.



Figur 13: Automatisk effektfaktorregulering (blå). Effektfaktoren styres som funktion af aktiv effekt. Det skraverede område er kraftværkets arbejdsområde.

5.2.4 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, som stabiliserer spændingen i spændingsreferencepunktet ud fra et af SEV bestemt setpunkt. Den reaktive effekt fra kraftværket reguleres ud fra spændingen i spændingsreferencepunktet efter en af SEV forudbestemt statik. Statikken er forholdet mellem spænding og reaktiv effekt, og angives i % af nominal reaktiv effekt. Et eksempel er vist på Figur 14.



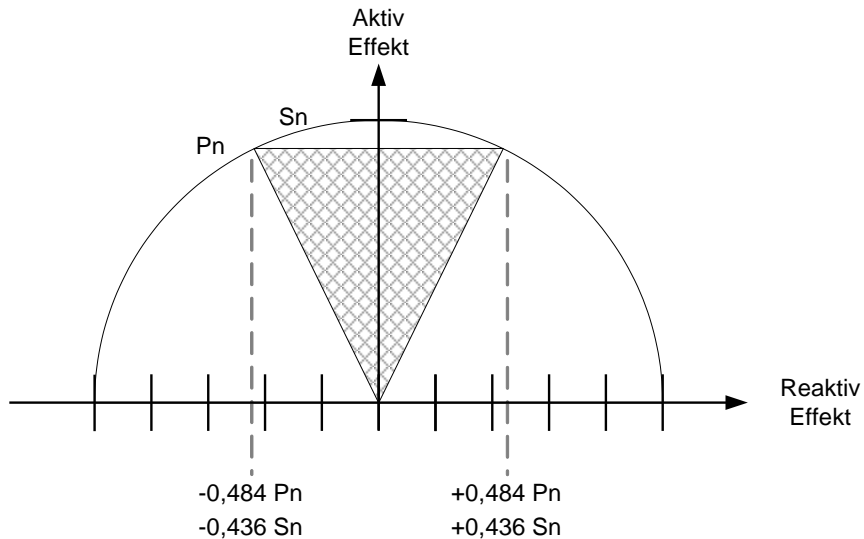
Figur 14: Spændingsregulering. Reaktiv effekt som funktion af spænding.

Regulering til et nyt setpunkt skal påbegyndes inden for 2 sekunder, og skal være fuldført inden for 10 sekunder efter modtagelse af ordre om setpunktsændring. Nøjagtigheden af regulering skal være $\pm 0,5$ % af mærkeeffekten.

5.3 Arbejdsområde

I dette afsnit specificeres kravene til et kraftværks arbejdsområde. Et kraftværk skal inden for normal drift kunne arbejde kontinuert inden for det specificerede område.

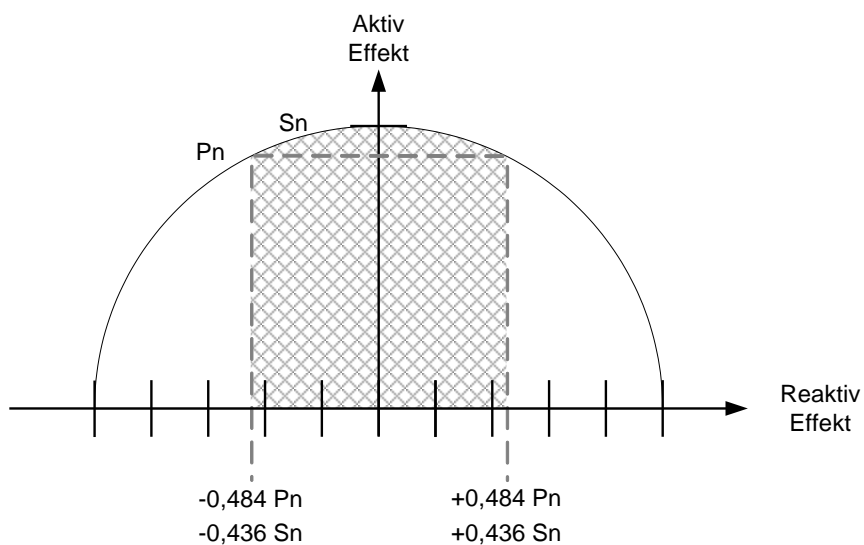
5.3.1 Kategori 1



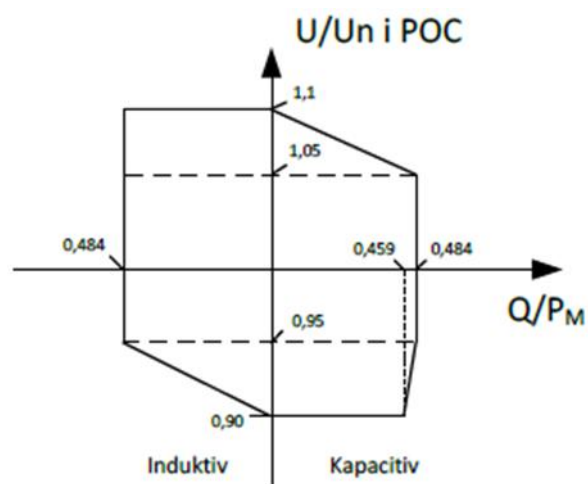
Figur 15: Det skraverede område er det krævede arbejdsområde for Kategori 1 kraftværker.

5.3.2 Kategori 2 og 3

Kraftværker i Kategori 2 skal kunne arbejde inden for det arbejdsområde, som er angivet i Figur 16. Arbejdsområdet for kraftværker i Kategori 3 angives af SEV. Medmindre andet er anvist af SEV, er arbejdsområdet for kraftværker i Kategori 3 det samme som for Kategori 2.



Figur 16: Det skraverede område er det krævede arbejdsområde for Kategori 2 kraftværker.



Figur 17: Krav til reaktiv effekt som funktion af spænding for kraftværker i Kategori 2 og 3.

6. Beskyttelse

Beskyttelse af kraftværket skal ske for at beskytte kraftværket og for at sikre stabilitet i nettet. Det er anlægsejers ansvar, at kraftværket dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så kraftværket:

- Sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i nettet.
- Sikrer nettet i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra kraftværket.

SEV kan kræve, at indstillingerne for beskyttelsen ændres efter idriftsættelse af kraftværket. Ændringen må dog ikke bevirke at kraftværket udsættes for påvirkninger fra nettet, der ligger uden for designkravene i afsnit 2 og 3 (normale og unormale driftsforhold).

Alle indstillinger for spænding er angivet som RMS værdier. Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor betingelsen skal være opfyldt konstant for, at der gives signal til udkobling. Kraftværket skal koble ud, hvis et målesignal afviger mere end den indstillede værdi.

Spændingen skal måles på alle 3 faser som yderspænding. Ved måling på lavspændingssiden af anlægstransformereren kan der alternativt måles fasespændinger.

Frekvens skal måles samtidig på alle 3 faser.

6.1 Kategori 1 og 2

De påkrævede beskyttelsesfunktioner samt deres indstilling og funktionstid fremgår af Tabel 11.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktions-tid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,9 \cdot U_n$	V	10	s
Underspænding (trin 2) *)	$U_{<<}$	$0,8 \cdot U_n$	V	200	ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms

Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms
Frekvensændring *)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms

Tabel 11: Beskyttelsesindstillinger for kraftværker i Kategori 1 og 2.

*) En af de specificerede beskyttelsesfunktioner skal være implementeret.

6.2 Kategori 3

De påkrævede beskyttelsesfunktioner samt deres indstilling og funktionstid fremgår af Tabel 12.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	1,20 $\cdot U_n$	V	50	ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	1,15 $\cdot U_n$	V	200	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	1,10 $\cdot U_n$	V	60	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,9 \cdot U_n$	V	10	s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	200	ms

Tabel 12: Beskyttelsesindstillinger for kraftværker i Kategori 3.

6.3 Anti ødrift detektering

Detektering af ødrift foretages ud fra måling af frekvens og spænding. Som beskyttelse mod ødrift skal der benyttes enten ROCOF eller Underspænding (trin 2) jf. afsnit 6.1 og 6.2.

7. Kommunikation

Af hensyn til driften af nettet skal kraftværket være forberedt til kommunikation med SEV i henhold til denne forskrift.

For kraftværker i Kategori 3 gælder, at målinger og kommunikation skal opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop og situationer med spændingsløst net. En lokal backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data, samt sikre en kontrolleret nedlukning af kraftværkets kontrol- og overvågningssystem.

7.1 Kommandoer

Et kraftværk skal være i stand til at modtage en række kommandoer fra SEV. Disse kommandoer bruges til at indstille, hvilke reguleringsfunktioner som er aktive, og om kraftværket skal og må starte eller stoppe.

En liste over kommandoer er givet i Bilag 1.

7.2 Setpunkter

Et kraftværk skal være i stand til at modtage en række setpunkter fra SEV. Disse setpunkter bruges til at indstille de forskellige reguleringsfunktioner, som et kraftværk skal kunne benytte, således at systemstabiliteten kan opretholdes og systemdriften optimeres.

En liste over setpunkter er givet i Bilag 1.

7.3 Målinger

Et kraftværk skal være i stand til at sende en række målinger til SEV. Disse målinger bruges til at overvåge kraftværkets tilstand således, at systemstabiliteten kan opretholdes, og systemdriften optimeres.

En liste over målinger er givet i Bilag 1.

7.4 Status

Et kraftværk skal være i stand til at sende en række statusoplysninger til SEV. Disse statusoplysninger benyttes til at overvåge kraftværkets tilstand, således at systemstabiliteten kan opretholdes. Følgende statusbeskeder skal kunne sendes (disse er også angivet i Bilag 1):

- Nettilslutningsafbryder / switch gear status i anlæggets tilslutningspunkt
- Indkoblet (I drift og på nettet)
- Standby (klar til drift, men ikke i drift)
- Fejl (Alarm om udkobling grundet fejl. Foruden selve alarmsignalet skal der leveres supplerende information om fejlårsagen)

8. Dokumentation

8.1 Kategori 1

For anlæg i kategori 1 kræves følgende dokumentation:

- a. Indstilling af beskyttelsesfunktioner iht. afsnit 6.1.
- b. Beregning af spændingsdyk iht. afsnit 4.1.

8.2 Kategori 2

For anlæg i kategori 2 kræves følgende dokumentation:

- a. Indstilling af beskyttelsesfunktioner iht. afsnit 6.1.
- b. Enstregsskema, hvor hovedkomponenter, elektriske ledningsforbindelse samt placering af beskyttelsesfunktioner og måling.
- c. Dokumentation for at anlægget lever op til kravene til elkvalitet iht. afsnit 4.

8.3 Kategori 3

For anlæg i kategori 3 kræves følgende dokumentation:

- a. Indstilling af beskyttelsesfunktioner iht. afsnit 6.2.
- b. Enstregsskema, hvor hovedkomponenter, elektriske ledningsforbindelse samt placering af beskyttelsesfunktioner og måling.
- c. Dokumentation for at anlægget lever op til kravene til elkvalitet iht. afsnit 4.
- d. PQ-diagram, som viser evne til at levere reaktiv effekt som funktion af den aktive effekt, dvs. anlæggets arbejdsområde.
- e. Signalliste, hvor tilgængelige signaler beskrives iht. afsnit 7.
- f. En Dynamisk simuleringsmodel, dvs. en model hvor anlæggets elektriske egenskaber og begrænsninger modelleres. Modellen anvendes i SEV's kontrolsystem.
- g. Dokumentation for at anlægget lever op til kravene til unormal drift iht. afsnit 3.
- h. En Verifikationsrapport, hvori de enkelte krav i denne Grid Code verificeres ved test, simulering eller beregning. Prioriteret i nævnte rækkefølge.

9. Andet

9.1 Supplerende servicetjenester/ydelse til nettet

Et kraftværk må efter aftale med SEV gerne levere supplerende servicetjenester/ydelse til nettet. Disse kan bl.a. være:

- PSS (Power System Stabilizer): Stabilisering af nettet og dæmpning af elektromagnetiske oscillationer.
- Syntetisk Inerti: En emulering af inertie på inverter-forbundet produktion. Dette implementeres ofte efter formlen $dP = -k \cdot \frac{df}{dt}$.