



Teknisk forskrift for termiske kraftværksenheder større end 11 kW og mindre end 1,5 MW

Teknisk forskrift for nettilslutning TF 3.2.4

Version 4.1

1. oktober 2008

Revisionsoversigt

Kapitel nr.	Tekst	Version	Dato
Alt	Anmeldt til Energitilsynet	4.1	09/2008
Alt	Offentlig høring	4	07/2008
Alt	Anmeldt til Energitilsynet	3	04/2007
Alt	Offentlig høring	2	12/2006
Alt	Til godkendelse i arbejdsgruppen under Netudvalget	1	10/2006
Alt	Samskrivning af tidligere forskrifter til høring i Netudvalget	0	05/2006

Arbejdsgruppe senere versioner:

Jan Havsager, Energinet.dk
 Per Lund, Energinet.dk
 Frederik B. Olesen, Energinet.dk
 Carsten Strunge, Energinet.dk (Udarbejdet rapport)
 Søren F. Jensen, Energinet.dk (Udarbejdet rapport)

Arbejdsgruppe under Netudvalget (Version 1):

Niels Jørgen Andersen, HEF
 Allan Norsk Jensen, Dansk Energi
 Hans Knudsen, DONG Energy
 Jørgen Knudsen, SEAS-NVE
 Jan Havsager, Energinet.dk
 Per Lund, Energinet.dk
 Carsten Strunge, Energinet.dk (Udarbejdet rapport)
 Søren F. Jensen, Energinet.dk (Udarbejdet rapport)

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk
 Fjordvejen 1-11
 7000 Fredericia
 Tlf. 70 10 22 44

Rapporten kan hentes på www.energinet.dk

Resumé (ikke en del af forskriften)

Nærværende tekniske forskrift indeholder bestemmelser for *termiske kraftværksenheder* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, som tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* i Danmark.

Forskriften gælder for nye *kraftværksenheder* og eksisterende *kraftværksenheder*, hvorpå der foretages ændringer.

Forskriften omfatter bestemmelser om tolerance over for spændings- og frekvensvariationer, tolerance over for netfejl, *ø-drift*, start og indkobling, regulering af aktiv effekt, netstabilitet, reaktiv effektproduktion og spændingsregulering, beskyttelse, måling, *kraftværksenheders* opbygning, drift og vedligeholdelse, verifikation og dokumentation.

Forskriften afløser tidligere specifikationer og rekommandationer udgivet af henholdsvis Elkraft og Eltra, nu samlet i Energinet.dk. Forskriften dækker bestemmelser for både Vest- og Østdanmark.

HISTORISK

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt	2
Resumé (ikke en del af forskriften)	3
Indholdsfortegnelse.....	4
Indledning (ikke en del af forskriften)	5
1. Definitioner	6
2. Formål	10
3. Anvendelsesområde	11
4. Nettoeffekt.....	12
5. Tolerancer over for frekvens- og spændingsafvigelser	13
6. Tolerance over for netfejl	17
7. Ø-drift.....	18
8. Start og indkobling.....	19
9. Aktiv effektproduktion og frekvensregulering	20
10. Netstabilitet	21
11. Reaktiv effektproduktion og spændingsregulering	22
12. Beskyttelse	23
13. Måling, kommunikation og dataudveksling	25
14. Kraftværksenhedens opbygning	26
15. Drift og vedligeholdelse.....	27
16. Verifikation og dokumentation	28
17. Misligholdelse	31
18. Dispensation og uforudsete forhold	32
Bilag 1: Dokumentation	33
Bilag 2: Påbudt relæbeskyttelse på synkrongenerator anlæg	48
Bilag 3: Supplerende relæbeskyttelse på synkrongeneratoranlæg	49
Bilag 4: Påbudt relæbeskyttelse på asynkrongeneratoranlæg	50
Bilag 5: Bemærkninger (ikke en del af forskrift)	51
Bilag 6: Tidligere bestemmelser (ikke en del af forskriften)	58
Bilag 7: Referenceliste (ikke en del af forskriften).....	59

Indledning (ikke en del af forskriften)

Krav og afgrænsning

Nærværende tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra Energinet.dk. De tekniske forskrifter indeholder tekniske regler gældende for aktørerne vedrørende tilslutning til og driftsmæssig brug af det *kollektive elforsyningsnet*. De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne det ikke-diskriminerende regelsæt, som aktører skal opfylde. Gældende udgave af de tekniske forskrifter findes på www.energinet.dk

Forskriften indeholder bestemmelser for *termiske kraftværksenheder* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, som tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet* i Danmark. Forskriften indeholder bestemmelser om de egenskaber, som *kraftværksenheden* skal designes til og overholde gennem hele levetiden. Systemdriftsmæssige forhold for *kraftværksenheder* er reguleret i andre forskrifter.

Nærværende specifikationer er gældende for *kraftværksenheder* med en samlet ydelse større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt. *Kraftværksenheder* bestående af delanlæg, hver med en ydelse mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, men en samlet ydelse større end 1,5 MW elektrisk effekt, er ikke omfattet af denne forskrift.

For *kraftværksenheder* mindre end eller lig 200 kW elektrisk effekt er enkelte dele af forskriften ikke gældende.

Definitioner og bemærkninger

I forskriften gøres der i udstrakt grad brug af definitioner, som er samlet i et fælles afsnit. Brugen af definitionerne er i teksten tydeliggjort med kursiv skrift.

Ved anvendelse af forskriften henledes opmærksomheden særligt på afsnittet med bemærkninger bagerst i dokumentet. Afsnittet kan bidrage til at skabe overblik over bestemmelserne og forståelse af bestemmelsernes baggrund og konsekvenser. Afsnittet er ikke en del af forskriften, hvilket fremgår af overskriften.

Ansvarlig for forskriften

Energinet.dk er ansvarlig for de tekniske forskrifter og for, at forskrifterne følges og tilpasses fremtidens *kollektive elforsyningsnet* i Danmark.

De tekniske forskrifter administreres af de enkelte netvirksomheder. Energinet.dk kan skriftligt give tilladelse til afvigelser fra forskriften.

Der henvises i øvrigt til § 26, stk. 1, i lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 om lov om elforsyning, jf. § 7 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

Myndighedskrav og normer

Kraftværksenheder skal overholde Dansk Lovgivning, herunder stærkstrømsbekendtgørelsen og netvirksomhedernes Fællesregulativ. For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning eller den tekniske forskrift TF 3.2.4, anvendes CEN/CENELEC-normer, og hvor de ikke findes, anvendes ISO- og IEC-normer.

1. Definitioner

1.1 **Drift**

1.1.1 **Blok-ø-drift**

Driftstilstand, hvor en *kraftværksenhed* drives isoleret fra det *kollektive elforsyningsnet* og med *kraftværksenhedens* egetforbrug som eneste last.

1.1.2 **Driftsklar tilstand**

Tilstand for en *kraftværksenhed*, hvori *starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion* ikke overstiger de værdier, der er oplyst af *kraftværksoperatøren*.

1.1.3 **Eksterne driftsbetingelser**

Eksterne forhold omfattende fx udelufttemperatur, lufttryk og relativ luftfugtighed, som påvirker *nettoeffekten*, og som ikke kan styres af *kraftværksoperatøren*.

1.1.4 **Nominelle eksterne driftsbetingelser**

Eksterne driftsbetingelser, hvorved *nominel maksimaleffekt* og *nominel minimum-effekt* opgives.

1.1.5 **Normal driftstilstand**

Den proces, konfiguration og tilkobling en *kraftværksenhed* er udlagt for, og som en *kraftværksenhed* normalt vil blive drevet i.

Et anlægs konfiguration kan afvige fra *normal driftstilstand* af hensyn til fx fejl på dele af anlægget, under start og stop, ved *blok-ø-drift* eller ved drift med overbelastning. Hvis der er tvivl omkring *normal driftstilstand*, skal Energinet.dk efter samråd med *kraftværksoperatøren* træffe afgørelse om, hvad der skal anses som *normal driftstilstand*, og kan stille krav om, at bestemmelser i denne forskrift skal opfyldes i flere forskellige driftstilstande.

1.1.6 **Område-ø-drift**

Driftstilstand, hvor en *kraftværksenhed* forsyner et isoleret netområde enten alene eller som betydelende enhed.

1.1.7 **Ø-drift**

Driftsform omfattende *blok-ø-drift* og *område-ø-drift*.

1.2 **Effekt**

1.2.1 **Nettoeffekt**

Summen af de aktive elektriske effekter regnet med fortegn, som en *kraftværksenhed* udveksler med nettet i *tilslutningspunkterne*. Effektretningen regnes positiv fra *kraftværksenheden* til det *kollektive elforsyningsnet*.

1.2.2 **Maksimaleffekt**

Den største *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinuert kan levere i *normal driftstilstand* under de aktuelle *eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændings-frekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*. Det kan bemærkes, at *maksimaleffekten* varierer med de *eksterne driftsbetingelser* og således ikke er en fast værdi. Se også *nominel maksimaleffekt*.

1.2.3 **Højeste maksimaleffekt**

Den værdi af *maksimaleffekt* ved netop de *eksterne driftsbetingelser*, som giver den højest mulige effekt.

1.2.4 **Laveste maksimaleffekt**

Den værdi af *maksimaleffekt* ved de *eksterne driftsbetingelser*, som giver den laveste effekt.

1.2.5 **Nominel maksimaleffekt**

Maksimal *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinuert kan levere i *normal driftstilstand* under *nominelle eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændings-frekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*. *Nominel maksimaleffekt* er i modsætning til *maksimaleffekt* et fast tal uafhængigt af de *eksterne driftsbetingelser*.

1.2.6 **Minimumeffekt**

Den mindste *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinuert kan levere i *normal driftstilstand* under de aktuelle *eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændings-frekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*. Det kan bemærkes, at *minimumeffekten* varierer med de *eksterne driftsbetingelser* og således ikke er en fast værdi. Se også *nominel minimumeffekt*.

1.2.7 **Nominel minimumeffekt**

Mindste *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinuert kan levere i *normal driftstilstand*, under *nominelle eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændings-frekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*. *Nominel minimumeffekt* er i modsætning til *minimumeffekt* et fast tal uafhængigt af de *eksterne driftsbetingelser*.

1.3 **Fuldlast**

1.3.1 **Fuldlast frekvensområde**

Frekvensområde i *tilslutningspunkt* ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.

1.3.2 **Fuldlast spændings-frekvensområde**

Spændings- og frekvensområde i *tilslutningspunkt*, hvor frekvensen ligger inden for *fuldlast frekvensområde*, og spændingen ligger inden for *fuldlast spændingsområde*, og ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.

1.3.3 **Fuldlast spændingsområde**

Spændingsområde i *tilslutningspunkt* ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.

1.4 **Kollektivt elforsyningsnet**

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

1.5 **Kraftværksenhed**

Et anlæg, der producerer 3-faset vekselstrøm, og hvor der er direkte funktionel sammenhæng mellem anlæggets hoveddele. Et anlæg bestående af tre gasmotorer, som kører i delast ved stop af en eller flere af motorerne, er at betragte som én *kraftværksenhed*.

Energinet.dk træffer i tvivlstilfælde afgørelse om, hvorvidt et anlæg kan betragtes som bestående af en eller flere *kraftværksenheder*.

1.6 **Kraftværksoperatøren**

Virksomhed, der driver en *kraftværksenhed* og har driften heraf via ejerskab eller kontraktmæssige arrangementer.

1.7 **Leveringspunkt (PCC – Point of Common Coupling)**

Tilslutningspunkt, hvor den producerede elektricitet kan leveres til det *kollektive elforsyningsnet*. For installationstilsluttede *kraftværksenheder* er *leveringspunktet* det punkt, hvor installationen er forbundet til *det kollektive elforsyningsnet*.

Egenforsyningsanlægget kan (især under start) være tilsluttet et *tilslutningspunkt*, som ikke er *leveringspunktet*. Ved små *kraftværksenheder* er *leveringspunkt* og *tilslutningspunkt* ofte sammenfaldende. Se også definition af *tilslutningspunkt* samt bemærkninger i bilag 5.

1.8 **Nominal spænding**

Spænding i et *tilslutningspunkt* ved hvilken systemet er betegnet.

1.9 **Effekt-/frekvensregulator**

Reguleringssystem på *kraftværksenhed*, der hurtigt og automatisk regulerer *nettoeffekten* ud fra afvigelse i frekvensen.

1.10 **Starttid til fuld produktion**

Tid fra beordring af start af en *kraftværksenhed* i *driftklar tilstand* til *kraftværksenheden* leverer *maksimaleffekt*.

1.11 **Starttid til indkobling**

Tid fra beordring af start af en *kraftværksenhed* i *driftklar tilstand* til *kraftværksenhedens* generator(er) synkroniseres og indkobles på *det kollektive elforsyningsnet* og kan levere aktiv elektrisk effekt.

1.12 **Statik (droop)**

Den ændring i omdrejningshastighed (eller ændring i frekvens), som medfører, at belastningen på en elgenerators drivmaskine ændres fra tomgang til fuldlast. *Statik* angives ofte i % af nominal omdrejningshastighed (eller nominal frekvens).

1.13 **tanφ**

Forhold mellem den reaktive og aktive elektriske effekt, som *kraftværksenheden* leverer i *leveringspunktet*. Ved positiv *tanφ* leveres reaktiv effekt til nettet.

1.14 **Termiske kraftværksenheder**

Kraftværksenhed, der producerer 3-faset vekselstrøm ved hjælp af en termodynamisk proces.

1.15 Tilslutningspunkt

Punkt, hvor en *kraftværksenhed* er tilsluttet elektrisk til det *kollektive elforsyningsnet*. Det kan bemærkes, at en *kraftværksenhed* kan have flere *tilslutningspunkter*. Se også definition for *leveringspunkt* samt bemærkninger i bilag 5.

1.15.1 Nettilslutning

Direkte tilslutning af *kraftværksenhed* til det *kollektive elforsyningsnet*.

1.15.2 Installationstilslutning

Tilslutning af *kraftværksenhed* til det *kollektive elforsyningsnet* igennem en elektrisk installation.

1.16 Typisk driftsspænding

Typisk driftsspænding fastlægges af netvirksomheden i *tilslutningspunktet*. *Typisk driftsspænding* anvendes til at fastlægge *fuldlast spændingsområdet*.

HISTORISK

2. Formål

Formålet med den tekniske forskrift er at specificere de tekniske og designmæssige minimumkrav, som *termiske kraftværksenheder* med en *nominel maksimaleffekt* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, der er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal overholde.

Formålet er at sikre den tekniske kvalitet og balance i det *kollektive elforsyningsnet*. Herunder opfyldelse af de to helt basale tekniske forudsætninger, at elproduktionen kontinuert tilpasses forbruget, og at spændingen opretholdes.

For at opnå et driftssikkert og effektivt elforsyningssystem er det nødvendigt, at der er sammenhæng mellem planlægning, anlægsdesign og drift fra produktionsenheder og ud til forbrugerne.

Forskriften er at betragte som minimumkrav. Der, hvor man kan opnå bedre egenskaber uden større omkostninger, bør det sikres.

2.1 Lovgrundlag

Forskriften er udarbejdet i medfør af § 26, stk. 1, i lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 om lov om elforsyning, jf. § 7 i bekendtgørelse nr. 1463 af 19. december 2005 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

2.2 Administration af forskriften

De tekniske forskrifter administreres af den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet på vegne af Energinet.dk. Energinet.dk kan skriftligt give tilladelse til afvigelser fra forskriften.

2.3 Klagemulighed

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet. Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet. Klager over Energinet.dk's forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte netvirksomheds administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for Energinet.dk.

3. Anvendelsesområde

Termiske kraftværksenheder, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* i henhold til afsnittene **3.1** og **3.2**, skal til enhver tid opfylde bestemmelserne i forskriften.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning eller den tekniske forskrift TF 3.2.4, anvendes CEN/CENELEC-normer, og hvor disse ikke findes, anvendes ISO- og IEC-normer.

Kraftværksenheder med en mærkeeffekt større end 11 kW elektrisk effekt skal opføres som 3-fasede generatorer.

3.1 Nye anlæg

Forskriften gælder for alle *termiske kraftværksenheder* med *nominel maksimaleffekt* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* i Danmark, og som er idriftsat fra og med den 1. november 2008.

3.2 Eksisterende anlæg

Termiske kraftværksenheder med en *nominel maksimaleffekt* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW elektrisk effekt, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* i Danmark før den 1. november 2008, skal overholde den på idriftsættelsestidspunktet gældende forskrift.

Eksisterende anlæg skal, hvor der foretages væsentlige ændringer i det bestående anlæg, overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne. En væsentlig ændring berører en eller flere af de egenskaber, som behandles i forskriften. I tvivlstilfælde afgør Energinet.dk, om det er en væsentlig ændring.

3.3 Undtagelse

Forskriften gælder ikke for *kraftværksenheder*, hvor den producerede elektricitet leveres gennem effektelektroniske konvertere.

For *kraftværksenheder* mindre end eller lig 200 kW elektrisk effekt er nogle krav i forskriften ikke gældende. Undtagelserne er udtrykkeligt markeret de relevante steder.

4. Nettoeffekt

En *kraftværksenhed* skal stabilt og kontinuert kunne levere *maksimaleffekt*, jf. efterfølgende forklaringer.

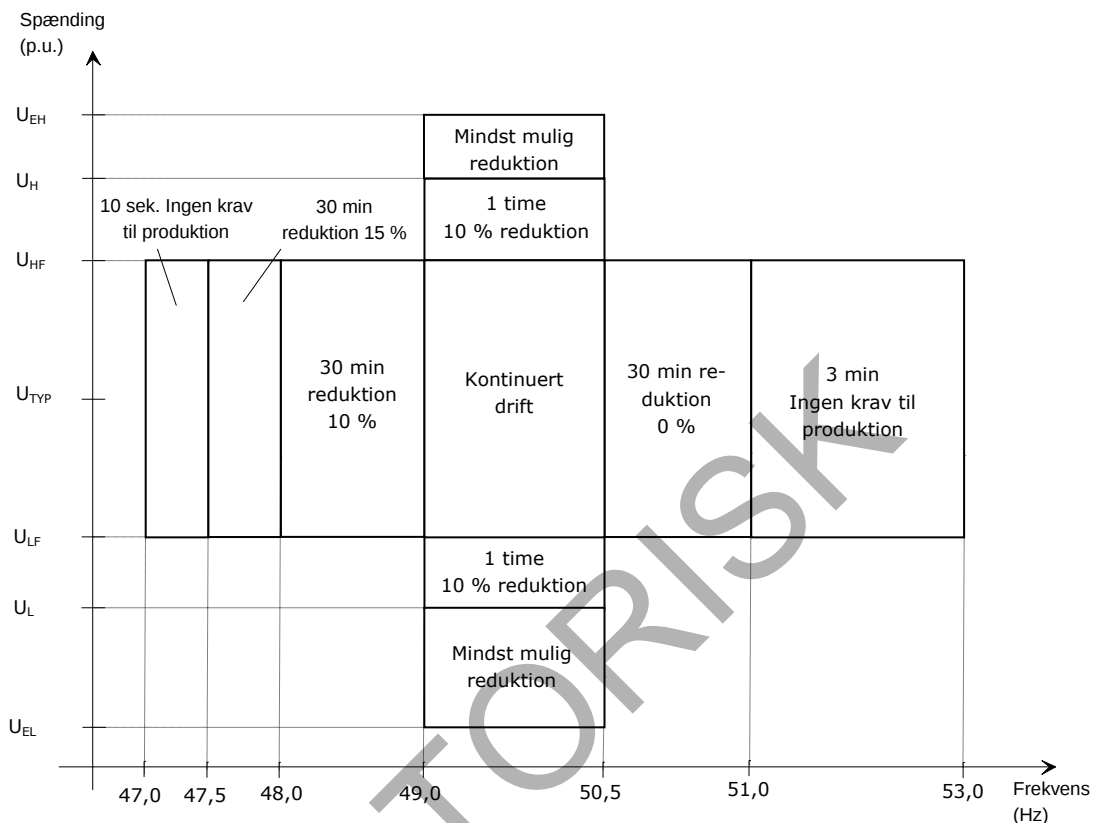
Kraftværksenhedens mulighed for at levere *maksimaleffekt* kan være begrænset af et eventuelt varmeaftag.

Ved unormale spændinger og/eller frekvenser i *tilslutningspunkterne* og efter netfejl accepteres en reduktion af *nettoeffekt* i henhold til afsnittene **5** og **6**.

HISTORISK

5. Tolerancer over for frekvens- og spændingsafvigelser

En *kraftværksenhed* skal med mindst mulig reduktion af *maksimaleffekt* kunne modstå spændings- og frekvensafvigelser i *tilslutningspunkterne* ud over *fuldlast spændings-frekvensområdet*.



Figur 1 Frekvensområde, driftstid og krav til produktion.

5.1 Fuldlast spændings-frekvensområde

Fuldlast frekvensområdet er 49,0 Hz-50,5 Hz. En *kraftværksenhed* skal i *fuldlast frekvensområdet* kunne startes og drives kontinuert med automatisk spændingsregulering i *fuldlast spændingsområdet*.

Fuldlast spændingsområdet afhænger af den *typiske driftsspænding* U_{TYP} for *tilslutningspunktet* og er som angivet i **tabel 1**.

Nominel spænding U_n	Typisk driftsspænding U_{TYP}	Nedre spænding U_L	Nedre fuldlast-spænding U_{LF}	Øvre fuldlast-spænding U_{HF}	Øvre spænding U_H
[kV]	[kV]	[kV]	[p.u. af U_{TYP}]	[p.u. af U_{TYP}]	[kV]
20	20,5	18,0	0,95	1,05	22,0
15	15,3	13,5	0,95	1,05	16,5
10	10,5	9,00	0,95	1,05	11,0
0,69	0,69	0,62	0,90	1,05	0,76
0,40	0,40	0,36	0,90	1,05	0,44

Tabel 1 Fuldlast spændingsområdet i forhold til øvre og nedre spændingsgrænse.

I **tabel 1** er den typiske driftsspænding (U_{TYP}) angivet. Typisk driftsspænding varierer fra landsdel til landsdel og fastlægges af netvirksomheden.

Intervaller mellem øvre og nedre grænse for fuldlast spændingsområdet målt i kV ($U_{HF}-U_{LF}$) skal ligge inden for henholdsvis øvre og nedre spænding (U_H-U_L).

5.2 Spændingsafvigelser

5.2.1 Lave spændinger U_L

Ved frekvenser i tilslutningspunkterne inden for fuldlast frekvensområdet skal en kraftværksenhed kunne levere reduceret maksimaleffekt, når spændingen i et tilslutningspunkt er mellem U_{LF} og U_L .

En kraftværksenhed skal kunne levere reduceret maksimaleffekt i mindst en time ad gangen. Hvis der i længere tid kan forekomme lav spænding i et tilslutningspunkt, skal en kraftværksenhed dog kontinuert kunne levere en reduceret maksimaleffekt. Hvorvidt der i længere tid kan forekomme lav spænding, oplyses af den netvirksomhed, hvor kraftværksenheden er tilsluttet.

Reduktionen i maksimaleffekt må maksimalt udgøre 10 % af nominel maksimaleffekt.

5.2.2 Ekstra lave spændinger U_{EL}

En kraftværksenhed med et tilslutningspunkt med nominel spænding U_n i området 10 til 20 kV skal inden for fuldlast frekvensområdet og i området mellem U_L og den ekstra lave spænding U_{EL} , som angivet i **tabel 2**, levere ved mindst mulig reduktion af maksimaleffekt.

Nominel spænding U_n	Ekstra lav spænding U_{EL}	Ekstra høj spænding U_{EH}
[kV]	[kV]	[kV]
20	17,0	24,0
15	12,0	17,5
10	8,50	12,0

Tabel 2 Ekstra lav og ekstra høj spændingsgrænse.

5.2.3 Høje spændinger U_H

Ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast frekvensområdet* skal en *kraftværksenhed* kunne levere reduceret *maksimaleffekt*, når spændingen i et *tilslutningspunkt* er mellem U_{HF} og U_H .

En *kraftværksenhed* skal kunne levere reduceret *maksimaleffekt* i mindst en time ad gangen.

Reduktionen i *maksimaleffekt* må maksimalt udgøre 10 % af *nominel maksimaleffekt*.

5.2.4 Ekstra høje spændinger U_{EH}

En *kraftværksenhed* med et *tilslutningspunkt* med *nominel spænding* U_n i området 10 til 20 kV skal inden for *fuldlast frekvensområdet* og i området mellem U_H og den ekstra høje spænding U_{EH} , som angivet i **tabel 2**, levere ved mindst mulig reduktion af *maksimaleffekt*.

5.2.5 Spændingens hastighedsændring

Spændingsafvigelserne skal kunne tolereres ved vilkårlige ændringshastigheder af spændingen.

5.2.6 Transiente spændinger

Koblinger i det *kollektive elforsyningsnet* kan give anledning til transiente spændinger i *tilslutningspunktet* for *kraftværksenheden*. Amplituden på transiente spændinger afhænger af, hvilken type afbryder der anvendes i det *kollektive elforsyningsnet*.

I samarbejde med netvirksomheden vurderes eventuelt behov for installation af overspændingsafledere ved generatorafbryderen til beskyttelse af *kraftværksenheden*.

5.3 Frekvensafvigelser

5.3.1 Lave frekvenser

Når frekvensen er lav (under 49,0 Hz) og ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet*, skal en *kraftværksenhed* kunne levere reduceret *maksimaleffekt* ved frekvenser i *tilslutningspunkterne*, som vist i **tabel 3**.

Der stilles ikke krav til *maksimaleffekt* for en *kraftværksenhed* ved ekstra lave frekvenser (under 47,5 Hz).

Frekvensområde f [Hz]	Driftstid t [sek. / min]	Maksimal effektreduktion [%]
$f < 47,0$ Hz	≥ 300 ms	Ingen krav
$47,0 \leq f \leq 47,5$	$> 10,0$ sek.	Ingen krav
$47,5 < f \leq 48,0$	> 30 min	< 15 %
$48,0 < f \leq 49,0$	> 30 min	< 10 %
$49,0 < f \leq 50,5$	Kontinuert	0 %
$50,5 < f \leq 51,0$	> 30 min	0 %
$51,0 < f \leq 53,0$	Kortvarigt (3 min)	Ingen krav
$f > 53,0$ Hz	≥ 300 ms	Ingen krav

Tabel 3 Frekvensområde, driftstid og krav til produktion.

5.3.2 Høje frekvenser

Når frekvensen er høj (over 50,5 Hz og under 51,0 Hz) og ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet*, skal en *kraftværksenhed* kunne levere *maksimaleffekt* uden reduktion, som vist i **tabel 3**.

5.3.3 Ekstra høje frekvenser

Når frekvensen er ekstra høj (over 51,0 Hz) og ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet*, skal en *kraftværksenhed* forblive indkoblet ved frekvenser i *tilslutningspunkterne*, som angivet i **tabel 3**.

Der stilles ikke krav til *maksimaleffekt* for en *kraftværksenhed* ved ekstra høje frekvenser.

5.3.4 Transiente frekvenser

Den generelle hensigt med følgende krav er, at *kraftværksenheden* skal være sådan udformet, at den kan forblive i drift ved transiente frekvensafvigelser, der normalt forekommer ved fejl på nettet.

En *kraftværksenhed* skal uden udkobling kunne tolerere transiente frekvensgradienter (df/dt) på op til $\pm 2,5$ Hz/s i *tilslutningspunktet*.

6. Tolerance over for netfejl

De følgende krav til tolerance over for netfejl gælder kun for *kraftværksenheder* større end 200 kW.

Den generelle hensigt med følgende krav er, at utilsigtet udfald af *kraftværksenheder* på grund af lave spændinger forårsaget af kortslutninger i nettet i videst muligt omfang skal undgås.

De efterfølgende krav om tolerance over for netfejl indebærer, at *kraftværksenheden* skal kunne forblive synkroniseret under de specificerede netfejl og genoptage produktionen umiddelbart efter netfejlen.

En *kraftværksenhed* skal konstrueres, så den i *tilslutningspunktet* med *nominel spænding* kan tolerere et spændingsdyk til 50 % af *nominel spænding* i et sekund i alle tre faser og et spændingsdyk til 0 % spænding i et sekund i én fase.

En *kraftværksenheds* egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg skal være udlagt, så *kraftværksenheden* kan blive på nettet med maksimalt 10 % lastreduktion, efter den har været udsat for ovennævnte spændingsdyk.

Uanset, om en *kraftværksenhed* skal konstrueres til at kunne tolerere disse spændingsdyk med den angivne reduktion i *nettoeffekt*, skal relæindstillinger være som angivet i afsnit **12**.

7. Ø-drift

7.1 Blok-Ø-drift

For *kraftværksenheder* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW accepteres, at de udkobles ved påvirkninger, der ligger uden for de specificerede krav uden at overgå fra normal drift til *blok-Ø-drift*.

Den systemmæssige betydning af en eventuel evne til at kunne overgå fra normal drift til *blok-Ø-drift* vurderes som beskeden i forhold til udgiften for at sikre en sådan driftsegenskab. I stedet bør sikres, at *kraftværksenheden* har korte starttider efter en udkobling.

7.2 Område-Ø-drift

En netfejl kan forårsage utilsigtet *område-Ø-drift*. Fortsat drift af *kraftværksenheden* under utilsigtet *område-Ø-drift* skal så vidt muligt undgås.

Kraftværksenheder større end 200 kW skal dog kunne forsyne et passende område i *område-Ø-drift* efter særlig driftslederaftale.

HISTORISK

8. Start og indkobling

8.1 Start

En *kraftværksenhed* skal kunne gennemføre en start ved frekvenser og spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændings- og frekvensområdet*, dog også ved spændinger ned til den nedre spændingsgrænse U_L .

Der stilles ikke krav til start for en *kraftværksenhed* større end 11 kW og mindre end 1,5 MW, når det *kollektive elforsyningsnet* er spændingsløst. Der kan dog indgås aftale med Energinet.dk om tilbygning af egenskaber til at kunne opstarte fra spændingsløst net.

8.2 Starttid

En *kraftværksenhed* skal konstrueres med så lav starttid som muligt under hensyntagen til de økonomiske konsekvenser blandt andet med henblik på at muliggøre hurtig reserve og nødstart.

8.3 Indkobling

En *kraftværksenhed* skal være udstyret med synkroniseringsudstyr til indkobling.

Synkroniseringsudstyret skal sikkert og stabilt kunne indkoble *kraftværksenheden* på nettet ved normal start ved spænding og frekvens i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændings- og frekvensområdet*, dog også ved spændinger ned til den nedre spændingsgrænse U_L .

En *kraftværksenhed* må i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* på 20 kV eller mindre ikke give anledning til indkoblingsstrømme m.v. af en sådan størrelse, at det giver anledning til forstyrrende, forbigående spændingsændringer ifølge DEFU komitérapport 88, "Nettilslutning af decentrale produktionsanlæg", marts 1991.

En *kraftværksenhed* må ikke kunne indkoble på et spændingsløst *kollektivt elforsyningsnet* uden særlig aftale med netvirksomhedens driftsleder, jf. *område-ø-drift* afsnit **7.2**.

9. Aktiv effektproduktion og frekvensregulering

En *kraftværksenhed* udstyret med *effekt-/frekvensregulator* må ikke udføre frekvensregulering under parallel drift med det *kollektive elforsyningsnet* uden særlig aftale med netvirksomhedens driftsleder.

De følgende krav gælder kun for *kraftværksenheder* større end 200 kW.

9.1 Effekt-/frekvensregulering

Kraftværksenheden skal være udstyret med en hurtigt reagerende *effekt-/frekvensregulator*, der kontinuert, stabilt og sikkert kan styre *nettoeffekten* og yde effekt-/frekvensregulering.

Nettoeffekten skal kunne styres ved at indstille et sætpunkt for ønsket *nettoeffekt*. Sætpunktet skal kunne indstilles via et eksternt signal.

Effekt-/frekvensreguleringen skal kunne styre *nettoeffekten* kontinuert mellem *minimumeffekten* og *maksimaleffekten* med de naturlige begrænsninger, der måtte stamme fra *kraftværksenhedens* proces.

Krav til statik

Effekt-/frekvensregulatoren skal være udstyret med *statik*, som skal kunne indstilles i området 2%-8% med en opløsning på 1% eller derunder.

Statikken skal kunne kobles fra (*Statik=0%*)

10. Netstabilitet

10.1 Generator

En *kraftværkssenheds* generator(er) skal overholde de relevante dele af specifikationerne i de europæiske standarder EN60034-1, "Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance", 2004 og EN60034-3, "Rotating electrical machines, part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines", 1995.

En *kraftværkssenheds* generator(er) skal have reaktanser, der er så små som muligt, under hensyntagen til de tekniske og økonomiske konsekvenser herved, med henblik på at bidrage til stabiliteten af det *kollektive elforsyningsnet*.

10.2 Nettransformer (Step-up transformer)

En *kraftværkssenhed* kan levere den producerede elektricitet direkte til det *kollektive elforsyningsnet* gennem en eller flere transformere.

Transformerne skal have en reaktans, der er så lille som mulig, under hensyntagen til de tekniske og økonomiske konsekvenser herved, med henblik på at bidrage til stabiliteten af det *kollektive elforsyningsnet*.

HISTORISK

11. Reaktiv effektproduktion og spændingsregulering

En *kraftværksenhed* må ikke udføre *spændingsregulering* under parallel drift med det *kollektive elforsyningsnet* uden særlig aftale med netvirksomhedens driftsleder.

En *kraftværksenhed* større end 200 kW skal kunne styre og regulere både spænding og effektfaktoren.

De følgende krav i afsnit **11.1** til og med afsnit **11.5** gælder kun for *kraftværksenheder* større end 200 kW.

For andre generatortyper end de to traditionelle synkron og asynkron aftales spændings- og effektfaktorregulering særskilt med netvirksomheden

11.1 Effektfaktor

En *kraftværksenhed* skal målt i *leveringspunktet* kunne forbruge/producere reaktiv effekt med $\tan\phi$ i området $-0,20$ og $0,40$ ved *nominel maksimaleffekt* og ved spændinger i *leveringspunktet* inden for *fuldlast spændingsområdet*.

Det kan aftales mellem kraftværksejer og netvirksomhed, at en del af den nødvendige reaktive effekt dækkes af kondensatorbatterier eller lignende ude i nettet.

11.2 Magnetiseringssystem og reaktiv effekt

En synkrongenerator skal være udstyret med et kontinuert fungerende automatisk magnetiseringssystem, som kan medvirke til en stabil spænding i *leveringspunktet* og øge stabiliteten af det *kollektive elforsyningsnet*.

11.3 Driftsformer

Driftsformen og driftspunktet specificeres af den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet.

11.4 Automatisk spændingsregulering

Magnetiseringssystemet for en synkrongenerator skal have mulighed for at operere med automatisk spændingsregulering.

11.5 Automatisk effektfaktorregulering

Magnetiseringssystemet for en synkrongenerator skal ud over automatisk spændingsregulering have mulighed for at operere med automatisk regulering af $\tan\phi$.

Automatisk regulering af $\tan\phi$ for enhver *kraftværksenhed* skal kunne ske med en opløsning på $0,1$ eller mindre.

Sætpunktet for $\tan\phi$ skal kunne indstilles via et eksternt signal.

12. Beskyttelse

12.1 Generelt

Det er *kraftværksoperatørens* ansvar, at en *kraftværksenhed* dimensioneres og udstyres med en beskyttelse, så:

- *Kraftværksenheden* sikres mod skader fra fejl og hændelser i nettet.
- Det *kollektive elforsyningsnet* sikres i videst mulig omfang mod uønskede påvirkninger fra *kraftværksenheden*.
- *Kraftværksenheden* sikres mod udkoblinger i ukritiske situationer.

Energinet.dk og den netvirksomhed, i hvis net en *kraftværksenhed* er tilsluttet, kan forlange, at indstillingen af *kraftværksenhedens* relæbeskyttelse, som har betydning for driften af det *kollektive elforsyningsnet*, ændres efter idriftsættelse. Ændringen må dog ikke påføre *kraftværksenheden* øget risiko for ødelæggende påvirkninger fra det *kollektive elforsyningsnet*.

Det påhviler den netvirksomhed, i hvis net en *kraftværksenhed* er tilsluttet, at oplyse den største og mindste kortslutningsstrøm, der kan forventes i *tilslutningspunkterne* samt andre oplysninger for det *kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *kraftværksenhedens* beskyttelse.

12.2 Beskyttelse mod eksterne fejl

For en *kraftværksenhed*, der er tilsluttet et *leveringspunkt*, skal omfang og indstilling af relæbeskyttelse etableres i henhold til DEFU teknisk rapport 293, 2. udgave, "Relæbeskyttelse ved decentrale produktionsanlæg med synkrongeneratorer", juni 1995, dog jf.:

- Indstilling for synkronunderspændingsrelæ beregnes af den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet, ved hjælp af principperne i DEFU teknisk rapport 293, 2. udgave, ud fra generatordata leveret af *kraftværksoperatøren*.
- Relæbeskyttelse rettet mod interne fejl i *kraftværksenheden*, ud over det i DEFU teknisk rapport 293, 2. udgave, nævnte, må etableres, hvis disse ikke udkobler *kraftværksenheden* ved fejl eller hændelser i nettet og ikke forhindrer *kraftværksenheden* i at leve op til de øvrige bestemmelser i denne forskrift.
- Relæbeskyttelse, ud over det i DEFU teknisk rapport 293, 2. udgave, nævnte, som kan udkoble *kraftværksenheden* ved fejl eller hændelser i nettet, må kun etableres, hvor specielle lokale forhold gør sig gældende og efter godkendelse fra Energinet.dk og den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet. Denne relæbeskyttelse må ikke forhindre *kraftværksenheden* i at leve op til de øvrige bestemmelser i denne forskrift.
- Vektorspringsrelæet og fasespringsrelæet, nævnt i DEFU teknisk rapport 293, 2. udgave, må ikke længere anvendes, da det giver flere fejludkoblinger af *kraftværksenheden*.
- For synkrongenerator er vist påbudt relæbeskyttelse i **bilag 2** og supplerende relæbeskyttelse i **bilag 3**.
- For asynkrongenerator er vist påbudt relæbeskyttelse i **bilag 4**.

12.3 Beskyttelse mod interne fejl

Relæbeskyttelsen skal ved indre kortslutninger i generatoranlægget være selektiv med netbeskyttelsen; det vil sige, kortslutninger i generatoren skal være udkoblet inden for 100 ms.

Ud over de i **bilag 2**, **bilag 3** eller **bilag 4** nævnte relæbeskyttelser, kan der etableres relæbeskyttelse specielt rettet mod fejl i produktionsanlægget; herunder kortslutninger, overhastighed, magnetiseringsovervågning, retureffekt etc. Sådanne relæer må ikke udkoble enheden ved kortslutninger eller omlægninger i nettet.

Relæbeskyttelse, der ikke er nævnt i **bilag 2**, **bilag 3** eller **bilag 4**, og som kan udkoble ved kortslutninger eller omlægninger i nettet, må kun anvendes, hvor en lokal, speciel netopbygning gør det nødvendigt. En sådan relæbeskyttelse må kun etableres med tilladelse fra netvirksomheden, og relæindstillingerne skal godkendes af netvirksomheden.

HISTORISK

13. Måling, kommunikation og dataudveksling

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal der etableres telekommunikation mellem den driftsansvarlige operatør af en *kraftværksenhed* og Energinet.dk.

13.1 Måling

En *kraftværksenhed* skal være tilsluttet måleudstyr i overensstemmelse med Energinet.dk's måleforskrifter.

Der er to måleforskrifter, som skal overholdes:

- måleforskrift til afregningsformål, som dækker krav til måling af elektrisk energi på baggrund af kvartersmålinger og
- måleforskrift til systemdriftsformål, som dækker krav til måling af elektrisk effekt på baggrund af online målinger.

13.2 Kommunikation

En *kraftværksenhed* større end 200 kW skal eksternt kunne ind- og udkobles og som minimum kunne udveksle status og driftstilstande.

En *kraftværksenhed* mindre end eller lig 200 kW skal eksternt kunne udkobles og som minimum kunne udveksle status og driftstilstande.

Derudover skal specifikke krav vedrørende eksterne signaler fra andre afsnit i denne forskrift også kunne udveksles med kraftværksenheden.

13.3 Dataudveksling

Den endelige dataudveksling skal ske i henhold til IEC 61850-7-420 og fastlægges i samarbejde med netvirksomheden.

Hvis implementeringen af protokollen ikke er mulig at gennemføre på idriftsættelsestidspunktet, skal protokollen indlægges senere. I den mellemliggende periode fastlægges protokol i samarbejde med netvirksomheden.

14. Kraftværksenhedens opbygning

14.1 Jording

For *kraftværksenheder*, hvor generatoren er tilsluttet uden nettransformer, må jording af en generators stjernepunkt kun ske efter specifikationer fra den netvirksomhed, hvor *kraftværksenheden* er tilsluttet.

For *kraftværksenheder*, hvor generatoren er tilsluttet via en nettransformer, må jording af nettransformerens stjernepunkt kun ske efter specifikationer fra den netvirksomhed, hvor *kraftværksenheden* er tilsluttet.

14.2 Elektrisk udrustning

Stationsudrustning etc., som opstilles af *kraftværksoperatøren* i et *tilslutningspunkt*, og som er omfattet af en netvirksomheds relæbeskyttelse, skal overholde specifikationer, som angives af netvirksomheden.

14.3 Frakobling ved arbejde på generatoranlæg

For en *kraftværksenhed* tilsluttet lavspændingsnettet gælder bestemmelserne i stærkstrømsbekendtgørelsens afsnit 6, § 551 og afsnit 6, § 636.

For en *kraftværksenhed* tilsluttet højspændingsnettet gælder bestemmelserne i stærkstrømsbekendtgørelsens afsnit 5 § 6.4.3.

HISTORISK

15. Drift og vedligeholdelse

Der skal udføres løbende vedligeholdelse af en *kraftværksenhed*, så *kraftværksenheden* til stadighed lever op til denne forskrift, og så *kraftværksenheden* ikke udgør en risiko for anlæg i det *kollektive elforsyningsnet*.

HISTORISK

16. Verifikation og dokumentation

16.1 Generelt

Al dokumentation skal leveres til netvirksomheden i elektronisk form.

Netvirksomheden gennemgår og giver en foreløbig godkendelse af dokumentationen beskrevet i afsnit **16.2** før idriftsættelse og tilsvarende for idriftsættelsesrapporten, der er beskrevet i afsnit **16.3** efter idriftsættelse.

Netvirksomheden fremsender den samlede dokumentation i elektronisk form til Energinet.dk for endelig godkendelse.

16.2 Før idriftsættelse

Følgende dokumentation skal udarbejdes før idriftsættelse af en *kraftværksenhed*:

- *Kraftværksenhedens* navn og adresse
- Kraftværksejerens navn
- Idriftsættelsestidspunkt
- GSRN-nummer
- *Leveringspunktets* navn og placering
- *Nominal spænding* for *leveringspunktet*
- Netvirksomhedens navn
- Beskrivelse af *kraftværksenhedens* type, brændsel og opbygning
- Enstregsskema af *kraftværksenhed* med *tilslutningspunktet(er)* med angivelse af *leveringspunktet*, målepunkter, herunder afregningsmåling, ejergrænse og driftsledergrænse/ansvarsgrænse
- Beskrivelse af forsyningsprincip for manøvrespænding
- *Nominal maksimaleffekt*
- Maksimal *nettoeffekt*
- PQ-diagram for generatoren
- *Starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion*
- Angivelse af mulighed for start med spændingsløst net
- *Kraftværksenhedens* tolerance over for netfejl
- Generator- og transformeredata
- Data for magnetiseringssystemet
- Oversigt over relæbeskyttelse og indstillinger

Den angivne dokumentation skal leveres i en selvstændig rapport med et format, som fremgår af **bilag 1** til denne forskrift.

16.3 Ved idriftsættelse

Ved idriftsættelse af en *kraftværksenhed* skal kraftværksejeren foretage en idriftsættelsesprøve, hvor det verificeres, at *kraftværksenheden* overholder bestemmelserne i denne forskrift.

Idriftsættelsesprøven kan ikke påbegyndes, før netvirksomheden har givet en foreløbig godkendelse af den leverede dokumentation under **16.2**.

Idriftsættelsesprøven skal indeholde eftervisning af følgende egenskaber i tilslutningspunktet:

- Stabil og kontinuert drift, jf. **4**
- *Nominal maksimaleffekt*, jf. **4**
- Reaktiv effektproduktion, jf. **11.1**
- Starttid, jf. **8.2**
- *Effekt-/frekvensregulering*, jf. **9.1**
- Indstillinger af relæbeskyttelse og verifikation af funktionen (udkoblingstid og udløseværdi), jf. **12.1**
- Måling af terminalspænding ved henholdsvis maksimal produktion og i tomgang
- Eksterne signaler for kommunikation og dataudveksling, jf. **13.1** og **13.2**

Idriftsættelsesprøven skal dokumenteres i en selvstændig rapport med vedlagte måledata og resultater til eftervisning af *kraftværksenhedens* egenskaber i overensstemmelse med forskrifter fra Energinet.dk.

Hvor *kraftværksenheden* leveres som en nøglefærdig enhed, hvor test af *kraftværksenheden* og tilhørende relæbeskyttelse vil kunne gennemføres i forbindelse med en test gennemført af fabrikanten, kan indstillinger og verifikation af relæbeskyttelse gennemføres og dokumenteres af fabrikanten, jf. punkt **16.3** som et led i en afsluttende fabrikationstest. Ved idriftsættelse af fabrikstestet, nøglefærdig enhed skal relæbeskyttelse som minimum visuelt inspiceres og dokumenteres for korrekt indstilling.

Idriftsættelsesrapporten sendes til foreløbig godkendelse hos netvirksomhed, der derefter giver tilladelse til midlertidig drift.

Netvirksomheden giver den endelige driftstilladelse efter endelig godkendelse af den samlede dokumentation hos Energinet.dk.

Hvis netvirksomheden ikke kan godkende den samlede dokumentation, kan anlægsejeren blive pålagt at stoppe *kraftværksenheden*.

16.4 Under drift

Kraftværksoperatøren skal løbende overvåge, om bestemmelserne i denne forskrift og de oplyste egenskaber overholdes af *kraftværksenheden*.

Hvis der sker blivende ændringer i *kraftværksenhedens* egenskaber, som berører overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift samt ved ændring af oplysningerne i **bilag 1**, skal det øjeblikkeligt meddeles til netvirksomheden vedlagt fornyet dokumentation i overensstemmelse med **bilag 1**.

16.5 Ved ændringer af anlægget

Ved gennemførelse af ændringer i en eksisterende *kraftværksenhed*, skal de dele af en idriftsættelsesprøve, som kan være påvirket af ændringen, gennemføres og dokumenteres på ny i henhold til **16.3**.

Der skal før idriftsættelsesprøven udarbejdes og leveres fornyet dokumentation vedrørende ændringerne for *kraftværksenheden* i henhold til **16.2**.

Idriftsættelsesprøven kan ikke påbegyndes, før netvirksomheden har givet en foreløbig godkendelse af den leverede dokumentation vedrørende ændringerne i henhold til **16.2**.

Idriftsættelsesrapporten sendes til foreløbig godkendelse hos netvirksomhed, som derefter giver tilladelse til midlertidig drift.

Netvirksomheden giver først permanent driftstilladelse efter endelig godkendelse af den samlede dokumentation hos Energinet.dk.

Hvis netvirksomheden ikke kan godkende den samlede dokumentation, kan anlægsejeren blive pålagt at stoppe *kraftværksenheden*.

16.6 Rekvirering af måledata og dokumentation

Netvirksomheden og Energinet.dk skal til enhver tid kunne rekvirere oplysninger om en *kraftværksenhed* ud over det i **16.2** og **16.3** specificerede, der er relevant for systemdriften.

Netvirksomheden og Energinet.dk kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at en *kraftværksenhed* opfylder bestemmelserne i denne forskrift. Dette skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af netvirksomheden eller Energinet.dk.

17. Misligholdelse

Det påhviler *kraftværksoperatøren* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes, medmindre andet udtrykkeligt er angivet.

Omkostninger forbundet med overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift påhviler *kraftværksoperatøren*, medmindre andet udtrykkeligt er angivet.

Hvis en *kraftværksenhed* ikke opfylder bestemmelserne i denne forskrift, er netvirksomheden berettiget til at foranstalte afbrydelse af den elektriske forbindelse til *kraftværksenheden*.

HISTORISK

18. Dispensation og uforudsete forhold

Energinet.dk kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan ydes dispensation:

- skal der være tale om særlige forhold fx af lokal karakter.
- må afvigelsen ikke give anledning til en nævneværdig forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det *kollektive elforsyningsnet*.
- må afvigelsen ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til netvirksomheden med angivelse af, hvilke bestemmelse dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen. Netvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til Energinet.dk.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal Energinet.dk konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres. Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal Energinet.dk beslutte, hvad der skal gøres. Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt med højde for synspunkterne fra de berørte parter. Afgørelsen fra Energinet.dk kan indklages til Energitilsynet.

HISTORISK

Bilag 1: Dokumentation

Bilaget omfatter den nødvendige dokumentation for en *kraftværksenhed*, som skal leveres til netvirksomheden.

Indholdsfortegnelse for **bilag 1**

B1.1.	Bilag	34
B1.1.1.	Identifikation.....	35
B1.1.2.	Leveringspunkt.....	35
B1.1.3.	Andre tilslutningspunkter	35
B1.1.4.	Beskrivelse af kraftværksenheden	36
B1.1.5.	Maksimaleffekt og normal driftstilstand	36
B1.1.6.	Minimaleffekt	36
B1.1.7.	Start	37
B1.1.8.	Tolerance over for spændingsafgivelser	37
B1.1.9.	Tolerance over for netfejl	38
B1.1.10.	Generator	38
B1.1.11.	Nettransformer (Step-up transformer)	40
B1.1.12.	Magnetiseringssystem	41
B1.1.13.	Drivsystem	41
B1.1.14.	Effekt-/frekvensregulator	41
B1.1.15.	Relæbeskyttelse	42
B1.1.16.	Diverse.....	46
B1.2.	Supplerende bilag	47
B1.2.1.	Kraftværksenhedens procesdiagram	47
B1.2.2.	Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse	47
B1.2.3.	Generatorens PQ-diagram	47
B1.2.4.	Generatorens tomgangs-/og kortslutningskarakteristik	47
B1.2.5.	Generatorens datablad	47
B1.2.6.	Data for spændingsregulering	47
B1.2.7.	Data for effekt-/frekvensregulering	47

B1.1. Bilag

Bilaget er udformet som en blanket, der dækker hovedparten af den forventede dokumentation for en *kraftværksenhed*. Blanketten skal udfyldes elektronisk, og tilhørende bilag fra diverse leverandører skal vedlægges som selvstændige dokumenter.

Blanketten skal kun udfyldes i de tabeller, der er relevante for den enkelte *kraftværksenhed*. Hvis der fx ikke er nogen nettransformer/step-up transformer, så skal den tabel ikke udfyldes og kan slettes af bilaget. På tilsvarende vis udfyldes kun de relevante tabeller for relæbeskyttelsen og resten slettes.

Al dokumentation skal opgives som idriftsættelsesdata, som er gældende for *kraftværksenheden* på idriftsættelsestidspunktet. Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes fornyet dokumentation.

Revisionsoversigten i bilaget skal opdateres hver gang, der fremsendes nye oplysninger for *kraftværksenheden*. Det skal fremgå tydeligt af teksten, hvilken status bilaget befinder sig i (foreløbig med version, idriftsættelse med version, endelig med version). Skulle der være behov for flere versioner med samme tekst, så styres det på versionsnummeret.

Revisionsoversigt

Bilag 1	Tekst	Version	Dato

B1.1.1. Identifikation

Nr.	Beskrivelse	Værdi
A.1	<i>Kraftværksenhedens navn</i>	
A.2	<i>Kraftværksenhedens adresse</i>	
A.3	Kraftværksejerens navn	
A.4	Idriftsættelsestidspunkt (yyyy-mm-dd)	
A.5	GSRN nummer (Alle numre skal oplyses for anlæg/værk)	
A.99	Bemærkninger	

B1.1.2. Leveringspunkt

Nr.	Beskrivelse	Værdi
B.1	<i>Leveringspunktets navn</i>	
B.2	<i>Leveringspunktets placering</i>	
B.3	<i>Nominal spænding for leveringspunkt i kV</i>	
B.4	Netvirksomhedens navn	
B.5	Navn på overliggende 30-60 kV-station *	
B.99	Bemærkninger	

* Kan oplyses af netvirksomheden, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet.

B1.1.3. Andre tilslutningspunkter

Nr.	Beskrivelse	Værdi
C.1	Er der andre <i>tilslutningspunkter</i> end <i>leveringspunktet</i>	Ja ☐ Nej ☐
C.2	Beskrivelse af andre <i>tilslutningspunkter</i> herunder spænding	
C.99	Bemærkninger	

B1.1.4. Beskrivelse af kraftværksenheden

Nr.	Beskrivelse	Værdi
D.1	Type	Damp turbine ☐ Gasturbine ☐ Kombianlæg ☐ Gasmotor ☐ Dieselmotor ☐ Andet ☐
D.2	Angivelse af brændsel	
D.99	Bemærkninger *	

* Angiv anlægstype, hvis der i D.1 er valgt Andet.

Følgende bilag vedlægges:

- B1.2.1 *Kraftværksenhedens* procesdiagram
- B1.2.2 Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse.

B1.1.5. Maksimaleffekt og normal driftstilstand

Udfyldes kun for en *kraftværksenhed* større end 200 kW.

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
E.1	<i>Nominel maksimaleffekt</i>	P_n	MW	
E.2	Er der samtidig varmeproduktion i <i>normal driftstilstand</i> ?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
E.3	<i>Højeste maksimaleffekt</i>	$P_{n,max}$	MW	
E.4	<i>Laveste maksimaleffekt</i>	$P_{n,min}$	MW	
E.7	Beskrivelse af <i>normal driftstilstand</i>			
E.99	Bemærkninger			

B1.1.6. Minimumeffekt

Udfyldes kun for en *kraftværksenhed* større end 200 kW.

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
F.1	<i>Nominel minimumeffekt</i>	P_{min}	MW	
F.99	Bemærkninger			

B1.1.7. Start

Udfyldes kun for en *kraftværksenhed* større end 200 kW.

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
K.1	Starttid til indkobling fra beordring umiddelbart efter udkobling	T_{in0}	min	
K.2	Starttid til fuld produktion fra beordring umiddelbart efter udkobling	T_{full0}	min	
K.5	Starttid til indkobling fra beordring ved koldstart	$T_{in,cold}$	min	
K.6	Starttid til fuld produktion fra beordring ved koldstart	$T_{full,cold}$	min	
K.7	Er der mulighed for start fra spændingsløst net (blackstart)	-	-	Ja ☐ Nej ☐
K.99	Bemærkninger			

B1.1.8. Tolerance over for spændingsafgivelser

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
M.1	Nedre grænse for fuldlast spændingsområde	U_{LF}	kV	
M.2	Øvre grænse for fuldlast spændingsområde	U_{HF}	kV	
M.3	Maksimal driftsspænding	U_H	kV	
M.4	Minimal driftsspænding	U_L	kV	
M.5	Er tiden ved minimal driftsspænding begrænset?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
M.6	Hvis ja, hvor lang tid tillades?	T_L	Min	
M.7	Reduktion af nominel <i>maksimaleffekt</i> ved minimal driftsspænding	$P_{L,reduc}$	MW	
M.8	Er tiden ved maksimal driftsspænding begrænset?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
M.9	Hvis ja, hvor lang tid tillades?	T_H	Min	
M.10	Reduktion af nominel <i>maksimaleffekt</i> ved maksimal driftsspænding	$P_{H,reduc}$	MW	
M.11	Ekstra høj spænding	U_{EH}	kV	
M.12	Ekstra lav spænding	U_{EL}	kV	
M.13	Er tiden ved ekstra lav spænding begrænset?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
M.14	Hvis ja, hvor lang tid tillades?	T_{EL}	Min	
M.15	Reduktion af nominel <i>maksimaleffekt</i> ved ekstra lav spænding	$P_{EL,reduc}$	MW	
M.16	Er tiden ved ekstra høj spænding begrænset?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
M.17	Hvis ja, hvor lang tid tillades?	T_{EH}	Min	
M.18	Reduktion af nominel <i>maksimaleffekt</i> ved ekstra høj spænding	$P_{EH,reduc}$	MW	
M.99	Bemærkninger			

B1.1.9. Tolerance over for netfejl

Udfyldes kun for en *kraftværksenhed* større end 200 kW.

Nr.	Beskrivelse	Værdi
N.1	Kan <i>kraftværksenheden</i> forblive indkoblet ved spændingsforstyrrelser	Ja ☐ Nej ☐
N.2	Dokumentation for, at generatoren kan modstå spændingsforstyrrelserne uden udkobling.	
N.3	Dokumentation for, at egenforsyningsanlægget kan modstå spændingsforstyrrelserne	
N.99	Bemærkninger	

B1.1.10. Generator

Nr.	Beskrivelse	Værdi
Q.1	Fabrikat	
Q.2	Type	
Q.3	Kraftværksejer	
Q.99	Bemærkninger	

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
Q.4	Nominal tilsyneladende effekt (1 p.u.)	S_n	MVA	
Q.5	Nominal spænding (1 p.u.)	U_n	kV	
Q.6	Nominal frekvens	f_n	Hz	
Q.7	Nominal effektfaktor ($\cos\phi$):	$\cos\phi_n$	-	
Q.8	Nominal minimum reaktiv effektproduktion fra PQ-diagram	$Q_{\min,n}$	Mvar	
Q.9	Nominal maksimal reaktiv effektproduktion fra PQ-diagram	$Q_{\max,n}$	Mvar	
Q.10	Synkron hastighed	n_n	Rpm	
Q.11	Total inertimoment for roterende masse (generator, drivsystem etc.)	J_{tot}	kg·m ²	
Q.11.1	Inertimoment for generator	J_G	kg·m ²	
Q.11.2	Inertimoment for drivsystem	J_D	kg·m ²	
Q.12	Rotorens type	-	-	Udprægede poler ☐ Rund rotor ☐
Q.13	Stator resistans pr. fase	R_a	p.u.	
Q.13.1	Temperatur for oplyst resistans	T_R	°C	
Q.14	Stator spredningsreaktans pr. fase	X_{ad}	p.u.	

Q.15	Synkron reaktans, d-akse	X_d	p.u.	
Q.16	Transient reaktans, d-akse	X'_d	p.u.	
Q.17	Subtransient reaktans, d-akse	X''_d	p.u.	
Q.18	Mættet synkron reaktans, d-akse	$X_{d,sat}$	p.u.	
Q.19	Mættet subtransient reaktans, d-akse	$X''_{d,sat}$	p.u.	
Q.20	Synkron reaktans, q-akse	X_q	p.u.	
Q.21	Transient reaktans, q-akse	X'_q	p.u.	
Q.22	Subtransient reaktans, q-akse	X''_q	p.u.	
Q.23	Transient åben-kreds tidskonstant, d-akse	T'_{d0}	s	
Q.24	Subtransient åben-kreds tidskonstant, d-akse	T''_{d0}	s	
Q.25	Transient åben-kreds tidskonstant, q-akse	T'_{q0}	s	
Q.26	Subtransient åben-kreds tidskonstant, q-akse	T''_{q0}	s	
Q.27	Potier reaktans	X_p	p.u.	
Q.28	Måtningspunkt ved 1,0 p.u. spænding, jf. nedenstående figur	$SG_{1.0}$	p.u.	
Q.29	Måtningspunkt ved 1,2 p.u. spænding, jf. nedenstående figur	$SG_{1.2}$	p.u.	
Q.30	Reaktans, invers-komposant	X_2	p.u.	
Q.31	Resistans, invers-komposant	R_2	p.u.	
Q.32	Reaktans, nul-komposant	X_0	p.u.	
Q.33	Resistans, nul-komposant	R_0	p.u.	
Q.34.1	Er generatorens stjernepunkt jor-det?	-	-	Ja ☐ Nej ☐
Q.34.2	Hvis ja, jordingsreaktans	X_e	Ohm	
Q.34.3	Hvis ja, jordingsresistans	R_e	Ohm	
Q.35	Generatorens kortslutningsforhold (Nominel)	K_c	p.u.	

P.u. værdier skal angives på basis af nominel tilsyneladende effekt og *nominel spænding*.

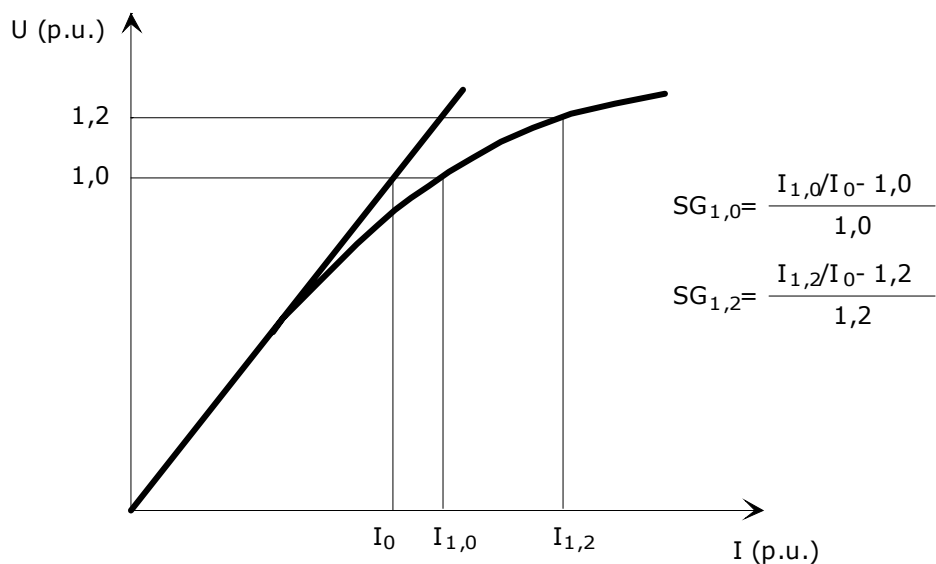
Følgende bilag vedlægges:

B1.2.3 Generatorens PQ-diagram

B1.2.4 Generatorens tomgangs-/og kortslutningskarakteristik

B1.2.5 Generatorens datablad

Ved mere end én generator udfyldes flere tabeller.



Figur 2 Definition af generatorens mætningspunkter $SG_{1,0}$ og $SG_{1,2}$ ud fra tomgangs-karakteristikken.

B1.1.11. Nettransformer (Step-up transformer)

Nr.	Beskrivelse	Værdi
R.1	Fabrikat	
R.2	Type	
R.3	Kraftværksejer	
R.99	Bemærkninger	

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
R.4	Nominel tilsyneladende effekt (1 p.u.)	S_n	MVA	
R.5	Nominel primær spænding (1 p.u.)	U_p	kV	
R.6	Nominel sekundær spænding	U_s	kV	
R.7	Koblingsbetegnelse, fx Dyn11	-	-	
R.8	Trinkoblerens placering	-	-	Primærside ☐ Sekundærside ☐
R.9	Trinkobler, yderligere spænding pr. trin	du_{tp}	%/trin	
R.10	Trinkobler, fasevinkel af yderligere spænding pr. trin:	$\phi_{i_{tp}}$	grad/trin	
R.11	Trinkobler, laveste position	n_{tpmin}	-	
R.12	Trinkobler, højeste position	n_{tpmax}	-	
R.13	Trinkobler, neutral position	n_{tp0}	-	
R.14	Kortslutningsspænding, synkron	u_k	%	
R.15	Kobbertab	-	kW	
R.16	Kortslutningsspænding, nulsystem	u_{k0}	%	
R.17	Resistiv kortslutningsspænding, nulsystem	u_{kr0}	%	

R.18	Tomgangsmagnetiseringsstrøm	I_0	%	
R.19	Tomgangstab	P_0	%	
R.20	Kortslutningsimpedans	e_z	p.u.	

Ved mere end én transformer udfyldes flere tabeller.

B1.1.12. Magnetiseringssystem

Nr.	Beskrivelse	Værdi
S.1	Fabrikat	
S.2	Type	
S.3	Kraftværksejer	
S.99	Bemærkninger	

Følgende bilag vedlægges:

B1.2.6 Bruger- og installationsmanual for spændingsregulator

B1.1.13. Drivsystem

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
T.1	Nominel mekanisk akseffekt for drivsystem	$P_{\text{mech},n}$	MW	
T.99	Bemærkninger			

B1.1.14. Effekt-/frekvensregulator

Udfyldes kun, hvis *kraftværksenheden* er udstyret med **effekt-/frekvensregulator**

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.2	Mindste indstillelige statik	δ_{min}	%	
U.3	Største indstillelige statik	δ_{max}	%	
U.4	Aktuel indstilling af statik	δ	%	
U.99	Bemærkninger			

Følgende bilag vedlægges:

B1.2.7 Bruger- og installationsmanual for hastighedsregulering

B1.1.15. Relæbeskyttelse**Overspændingsrelæ (Påbudt):**

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.1.0	Fabrikat Type				
V.1.1	Forefindes overspændingsrelæ ($U_{>>}$ og $U_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.1.2	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>}$	kV	$U_{\text{TYP}} \times 1,06$	
V.1.3	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	s	30-60	
V.1.4	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{>>}$	kV	$U_{\text{TYP}} \times 1,10$	
V.1.5	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{>>}$	ms	< 50	
V.1.9	Bemærkning				

Underspændingsrelæ (Påbudt):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.2.0	Fabrikat Type				
V.2.1	Forefindes underspændingsrelæ ($U_{<}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.2.2	Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (spænding)	$U_{<}$	kV	$U_{\text{TYP}} \times 0,90$	
V.2.3	Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{<}$	s	2 - 10	
V.2.9	Bemærkning				

Synkronunderspændingsrelæ (Påbudt):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.3.0	Fabrikat Type				
V.3.1	Forefindes synkronunderspændingsrelæ ($U_{1<}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.3.2	Hvis ja, indstilling af synkronunderspændingsrelæ (spænding):	$U_{1<}$	kV	Beregnes	
V.3.3	Hvis ja, indstilling af synkronunderspændingsrelæ (funktions-tid):	$T_{1<}$	ms	≤ 50	
V.3.9	Bemærkning				

Nulspændingsrelæ på 10 kV (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.4.0	Fabrikat Type				
V.4.1	Forefindes nulspændingsrelæ (U_0):	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.4.2	Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (spænding)	U_0	kV	20%	
V.4.3	Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (funktionstid)	T_0	s	60	
V.4.9	Bemærkning				

Overfrekvensrelæ (Påbudt):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.5.0	Fabrikat Type				
V.5.1	Forefindes overfrekvensrelæ ($f_{>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.5.2	Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{>}$	Hz	53,0	
V.5.3	Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	ms	300	
V.5.9	Bemærkning				

Underfrekvensrelæ (Påbudt):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.6.0	Fabrikat Type				
V.6.1	Forefindes underfrekvensrelæ ($f_{<}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.6.2	Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{<1}$	Hz	47,0	
V.6.3	Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{<1}$	ms	300	
V.6.4	Hvis ja, indstilling 2 af underfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{<2}$	Hz	$\leq 47,5$	
V.6.5	Hvis ja, indstilling 2 af underfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{<2}$	s	≥ 10	
V.6.9	Bemærkning				

Frekvensændringsrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.7.0	Fabrikat Type				
V.7.1	Forefindes frekvensændringsrelæ (df/dt)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	

V.7.2	Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring)	$(df/dt)_1$	Hz/s	$\geq +2,5$	
V.7.3	Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (funktionstid ved positive frekvensændringer)	T_1	ms	80 - 100	
V.7.4	Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring):	$(df/dt)_2$	Hz/s	$\leq -2,5$	
V.7.5	Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (funktionstid negative frekvensændringer)	T_2	ms	80 - 100	
V.7.9	Bemærkning				

Jordfejl ved isoleret net (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.8.0	Fabrikat Type				
V.8.1	Forefindes jordfejlsbeskyttelse ($U_{0>}$):	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.8.2	Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (spænding)	$U_{0>}$	kV	10 - 15%	
V.8.3	Hvis ja, indstilling af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{0>}$	s	1 - 5	
V.8.9	Bemærkning				

Overstrømsrelæ (Påbudt - kortslutningstrin):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.9.0	Fabrikat Type				
V.9.1	Forefindes overstrømsrelæ ($I_{>}$ og $I_{>>}$)	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.9.2	Hvis ja, indstilling 1 af overstrømsrelæ (strøm)	$I_{>}$	A	$\geq 1,2 \times I_N$	
V.9.3	Hvis ja, indstilling 1 af overstrømsrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	ms	800	
V.9.4	Hvis ja, indstilling 2 af overstrømsrelæ (strøm)	$I_{>>1}$	A	$\geq \frac{U_N / \sqrt{3}}{X_d'' + X_{k,G}}$	
V.9.5	Hvis ja, indstilling 2 af overstrømsrelæ (funktionstid)	$T_{>>1}$	ms	$t_{>>(1)} \leq 50$	
V.9.6	Hvis ja, indstilling 3 af overstrømsrelæ (strøm)	$I_{>>2}$	A	$\geq 0,8 \times I_{>>1}$	
V.9.7	Hvis ja, indstilling 3 af overstrømsrelæ (funktionstid)	$T_{>>2}$	ms	$t_{>>(2)} \geq 200$	
V.9.8	Relækarakteristik (fx i henhold til IEC 60255)				
V.9.9	Bemærkninger				

Inversstrømsrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.10.0	Fabrikat Type				

V.10.1	Forefindes inversstrømsrelæ ($I_{2>}$):	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.10.2	Hvis ja, indstilling af inversstrømsrelæ (strøm)	$I_{2>}$	A	5 - 20%	
V.10.3	Hvis ja, indstilling af inversstrømsrelæ (funktionstid)	$T_{2>}$	s	3 - 10	
V.10.9	Bemærkning				

Magnetiseringsstrømsrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.11.0	Fabrikat Type				
V.11.1	Forefindes magnetiseringsstrømsrelæ	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.11.2	Hvis ja, indstilling af magnetiseringsstrømsrelæ (strøm)	-	A		
V.11.3	Hvis ja, indstilling af magnetiseringsstrømsrelæ (funktionstid)	-	ms		
V.11.9	Bemærkning				

Statordifferentialbeskyttelsesrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.12.0	Fabrikat Type				
V.12.1	Forefindes statordifferentialbeskyttelsesrelæ	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.12.2	Hvis ja, indstilling af statordifferentialbeskyttelsesrelæ (strøm)	-	A	2 - 20% af I_N	
V.12.3	Hvis ja, indstilling af statordifferentialbeskyttelsesrelæ (funktionstid)	-	ms	< 50	
V.12.9	Bemærkning				

Overhastighedsrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.13.0	Fabrikat Type				
V.13.1	Forefindes overhastighedsrelæ	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.13.2	Hvis ja, indstilling af overhastighedsrelæ (procent overhastighed):	$n_{>}$	%	ca. 10	
V.13.9	Bemærkning				

Inversspændingsrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.14.0	Fabrikat Type				

V.14.1	Forefindes inversspændingsrelæ ($U_{2>}$):	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.14.2	Hvis ja, indstilling af inversspændingsrelæ (spænding)	$U_{2>}$	V	$I_2 \times X_2$	
V.14.3	Hvis ja, indstilling af inversspændingsrelæ (funktionstid)	$T_{2>}$	s	3 - 10	
V.14.9	Bemærkning				

Retureffektrelæ (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Anbefalet værdi	Aktuel værdi
V.15.0	Fabrikat Type				
V.15.1	Forefindes retureffektrelæ:	-	-	Ja ☐ Nej ☐	
V.15.2	Hvis ja, indstilling af retureffektrelæ (effekt)	P_{retur}	W	1 - 2%	
V.15.3	Hvis ja, indstilling af retureffektrelæ (funktionstid)	T_{retur}	s	3 - 30	
V.15.9	Bemærkning				

Øvrige relæer (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Værdi
V.16.0	Fabrikat Type	
V.16.1	Beskrivelse af øvrige relæer, inkl. indstillinger	
V.16.9	Bemærkninger	

Smeltesikring (Supplerende):

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
V.20.0	Fabrikat Type			
V.20.1	Forefindes smeltesikring DIN-type (gL eller gI)	-	-	Ja ☐ Nej ☐
V.20.2	Hvis ja, hvilken størrelse (strømværdi)	I_N	A	
V.20.3	Hvis ja, smeltekarakteristik vedlagt for anvendt type	Bilag nr.:		
V.20.9	Bemærkning			

B1.1.16. Diverse

Nr.	Beskrivelse	Værdi
X.99	Øvrige bemærkninger	

B1.2. Supplerende bilag

B1.2.1. Kraftværksenhedens procesdiagram

Kraftværksenhedens procesdiagram skal kun leveres for *kraftværksenheder* større end 200 kW.

I dette bilag angives figur med *kraftværksenhedens* procesdiagram samt eventuelle kommentarer.

B1.2.2. Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse

I dette bilag angives figur med enstregsskema af anlæg med *tilslutningspunkt(er)* med angivelse af *leveringspunktet*, målepunkter, herunder afregningsmåling, ejergrænse og driftsledergrænse/ansvarsgrænse.

B1.2.3. Generatorens PQ-diagram

I dette bilag angives PQ-diagram for *kraftværksenhedens* generator(er).

Diagrammet angives for *nominel spænding* og *nominel frekvens*. Et eksempel på PQ-diagram ("capability diagram") kan fx ses i EN60034-3-3, **figur 2**.

B1.2.4. Generatorens tomgangs-/og kortslutningskarakteristik

I dette bilag angives tomgangs-/og kortslutningskarakteristik for *kraftværksenhedens* generator(er).

B1.2.5. Generatorens datablad

I dette bilag angives datablad(e) for *kraftværksenhedens* generator(er).

B1.2.6. Data for spændingsregulering

I dette bilag vedlægges brugermanual og installationsmanual for *kraftværksenhedens* spændingsregulering(er).

B1.2.7. Data for effekt-/frekvensregulering

I dette bilag vedlægges brugermanual og installationsmanual for *kraftværksenhedens* hastighedsregulering(er).

Bilag 2: Påbudt relæbeskyttelse på synkrongenerator anlæg

Af hensyn til nettet **skal** der etableres følgende relæbeskyttelsesfunktioner med **angivne indstillinger**:

Relætype	Symbol	Indstilling	Funktionstid	Tilstræbt beskyttelses-formål	Note
Underspænding (synkronkomponent)	$U_{1<}$	ca. 70 %	≤ 50 ms	Sikre mod opretholdelse af lysbue ved netfejl, asynkron sammenkobling med net ved genindkobling efter netfejl og tab af synkronisme	1
Overspænding (3-faset)	$U_{>>}$ $U_{>}$	230 V+10 % 230 V+6 %	< 50 ms 30-60 s	Beskytte forbrugere mod uacceptable påvirkninger	2, 3
Underspænding (3-faset)	$U_{<}$	230 V-10 %	2-10 s		2, 3
Overfrekvens	$f_{>}$	53,0 Hz	300 ms		-
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0 Hz	300 ms		-
Overstrøm ₍₁₎ eller	$I_{>>(1)}$	$\geq \frac{U_N / \sqrt{3}}{X_d'' + X_{k,G}}$	$t_{>>(1)} \leq 50$ ms	Hvis reservebeskyttelse har et trin; udkobling ved interne fejl og tabt synkronisme	4
0,4 kV smeltesikring	-	$\geq I_N$	DIN-type gL eller gI	Alternativ til ovennævnte overstrømsbeskyttelse	-

Med funktionstid menes den tid, hvori udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før relæet må afgive udløsesignal. Der er altså ikke tale om en simpel tidsmæssig forskydning af udløsesignalet.

- Note 1: Indstillingen afhænger af de lokale generator- og netdata; de 70 % er kun en typisk værdi. Den aktuelle indstilling beregnes af netvirksomheden.
- Note 2: Værdierne gælder for 0,4 kV-net. Den aktuelle indstilling for 10-20 kV-net må beregnes ud fra omsætningsforholdet for spændingstransformere ved produktionsanlægget og for nettransformere i anlæggets omegn.
- Note 3: For anlæg, der er tilsluttet 0,4 kV-forsyningsnet, skal der måles fasenulspændinger. For anlæg, der er tilsluttet 10 kV-net, skal der måles yderspændinger.
- Note 4: U_N og X_d'' er generatorens mærkespænding (yderværdi i V) og subtransiente reaktans (faseværdi i Ω). $X_{k,G}$ er nettets kortslutningsimpedans på generatorklemmerne i Ω pr. fase. I_N er generatorens mærkestrøm.

Kun efter **tilladelse** fra netvirksomheden må der anvendes **relæindstillinger, der afviger** fra de angivne.

Bilag 3: Supplerende relæbeskyttelse på synkrongeneratoranlæg

Som supplerende beskyttelse for yderligere at sikre produktionsanlægget ved fejl i nettet **kan** der etableres følgende relæbeskyttelsesfunktioner med angivne indstillinger:

Relætype	Symbol	Indstilling	Funktionstid	Tilstræbt beskyttelsesformål	Note
Statordifferentialbeskyttelse	-	2-20 % af I_N	< 50 ms	Udkobling ved indre generatorfejl	-
Frekvensændring	df/dt	$\geq +2,5$ Hz/s $\leq -2,5$ Hz/s	80-100 ms	Beskyttelse mod asynkron sammenkobling med net	1, 2
Overstrøm	$I_{>}$	$\geq 1,2 \cdot I_N$	$t_{>} \geq 0,8$ s	Overbelastnings- og reservebeskyttelse	3
	$I_{>(1)}$	$\geq \frac{U_N / \sqrt{3}}{X_d'' + X_{k,G}}$	$t_{>(1)} \leq 50$ ms		
	$I_{>(2)}$	$\geq 0,8 \times I_{>(1)}$	$t_{>(2)} \geq 200$ ms	Hvis reservebeskyttelse har 2 trin	-
Overhastighed	$n_{>}$	ca. 10 %	-	Mekanisk beskyttelse	-
Retureffekt	-	1-2 %	3-30 s	Beskyttelse af drivmaskine ved motordrift af generator	-
Magnetiseringsovervågning	-	20 % reaktiv retureffekt	300 ms	Beskyttelse mod undermagnetiseret drift	-
10 kV-nulspænding	U_0	20 %	60 s	Beskytte generator ved søgning efter jordfejl (slukkespole)	-
Underfrekvens II	$f_{<}$	$\leq 47,5$ Hz	≥ 10 s	Eventuel generatormotorbeskyttelse	-
Inversspænding	$U_{2>}$	$I_2 \cdot X_2$	3-10 s	Beskytte generator ved fasebrud	4
Inversstrøm	$I_{2>}$	5-20 %	3-10 s		
Jordfejl	$U_{0>}$	10-15 %	1-5 s	Beskyttelse af generatorvikling ved isoleret net (IT-net).	-

Med funktionstid menes den tid, hvori udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før relæet må afgive udløsesignal. Der er altså ikke tale om en simpel tidsmæssig forskydning af udløsesignalet.

- Note 1: Det anbefales at supplere med et df/dt-relæ. Der stilles krav til relæets funktionsprincip, jf. DEFU TR293. Netvirksomheden kan kræve en mindre følsom indstilling (maks. $\pm 3,5$ Hz/s).
- Note 2: For anlæg tilsluttet 0,4 kV-forsyningsnet skal der måles fasenulspændinger. For anlæg, der er tilsluttet 10 kV-net, skal der måles yderspændinger.
- Note 3: U_N og X_d'' er generatorens mærkespænding (yderværdi i V) og subtransiente reaktans (faseværdi i Ω). $X_{k,G}$ er nettets kortslutningsimpedans på generatorklemmerne i Ω pr. fase. I_N er generatorens mærkestrøm.
- Note 4: Den vejledende inversstrømsindstilling i p.u. kan omregnes til en tilsvarende inversspændingsindstilling ved at gange med generatorens inversimpedans i p.u. Kendes X_2 ikke, kan den tilnærmes ved $(X_q'' + X_d'')/2$. For at undgå fejludkoblinger skal der tages hensyn til relæets målenøjagtighed.

Kun efter **tilladelse** fra netvirksomheden må der anvendes **relæindstillinger**, der afviger fra de angivne.

Bilag 4: Påbudt relæbeskyttelse på asynkrongeneratoranlæg

Af hensyn til nettet **skal** der etableres følgende relæbeskyttelsesfunktioner med **angivne indstillinger**:

Relætype	Symbol	Indstilling	Funktionstid	Tilstræbt beskyttelsesformål	Note
Overhastighed	$n_{>}$	10-20 %	-	Sikre net og generator ved netfejl	-
Overspænding (3-faset)	$U_{>>}$ $U_{>}$	230 V+10 % 230 V+6 %	< 50 ms 30-60 s	Beskytte forbrugere mod uacceptable påvirkninger	1, 2
Underspænding (3-faset)	$U_{<}$	230 V-10 %	2-10 s		1, 2
Overfrekvens	$f_{>}$	53,0 Hz	300 ms		-
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0 Hz	300 ms		-
Underfrekvens II	$f_{<}$	$\leq 47,5$ Hz	≥ 10 s	Eventuel supplerende generator-motorbeskyttelse.	3
Overstrøm eller maksimalafbryder eller 0,4 kV-smeltesikring	$I_{>>}$	$1,4 * I_{\text{gen,start}}$	≤ 50 ms	Overbelastnings- og reservebeskyttelse samt selektivitet ved 0,4 kV	4
	$I_{>}$	Konst. tid: $1,2 * I_N$ Inverstid: $2 * I_N$	2 s 2 s		
	$I_{>>}$	$1,4 * I_{\text{gen, start}}$	≤ 50 ms	Alternativ til ovennævnte overstrømsbeskyttelse	
	$I_{>}$	I_N	2 s		
	-	-	$> 2 * I_N$	DIN-type gL eller gI	

Med funktionstid menes den tid, hvori udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før relæet må afgive udløsesignal. Der er altså ikke tale om en simpel tidsmæssig forskydning af udløsesignalet.

- Note 1: Værdierne gælder for 0,4 kV-net. Den aktuelle indstilling for 10-20 kV-net må beregnes ud fra omsætningsforholdet for spændingstransformere ved produktionsanlægget og for nettransformere i anlæggets omegn.
- Note 2: For anlæg, der er tilsluttet 0,4 kV-forsyningsnet, skal der måles fasenulspændinger. For anlæg, der er tilsluttet 10 kV-net, skal der måles yderspændinger.
- Note 3: Dette er ikke et krav, men udkobling tillades ved denne indstilling.
- Note 4: I_N er generatorens mærkestrøm. $I_{\text{gen,start}}$ er generatorstrømmen ved indkobling på nettet (typisk 5-7 gange I_N).

Kun efter **tilladelse** fra netvirksomheden må der anvendes **relæindstillinger**, der afviger fra de angivne.

Bilag 5: Bemærkninger (ikke en del af forskrift)

Ad 1.1.5 Normal driftstilstand

Fastlæggelse af *normal driftstilstand* har betydning for at fastlægge blandt andet *maksimaleffekt* og reguleringssegenskaber, idet bestemmelserne fastsætter krav, når *kraftværksenheden* netop opererer i *normal driftstilstand*.

Som eksempel på *kraftværksenheder*, hvor der kan være tvivl om den *normale driftstilstand*, og hvori Energinet.dk skal træffe afgørelse, kan nævnes anlæg, som vil blive drevet både med og uden fjernvarmeaftag (modtryksdrift og kondensdrift).

Ad 1.2 Effekt

Nominal maksimaleffekt henføres til specifikke *eksterne driftsbetingelser* og vil ligge mellem *laveste maksimaleffekt* og *højeste maksimaleffekt*, der begge henføres til ekstreme *eksterne driftsbetingelser*.

Den aktuelle *maksimaleffekt* vil variere mellem *laveste maksimaleffekt* og *højeste maksimaleffekt* afhængig af de aktuelle *eksterne driftsbetingelser*.

For *kraftværksenheder* uden afhængighed af de *eksterne driftsbetingelser* vil alle størrelser være sammenfaldende.



Figur 3 Forhold mellem laveste, højeste og nominel maksimaleffekt.

Minimumeffekt erstatter den tidligere anvendte term "teknisk minimum".

Ad 1.5 Kraftværksenhed

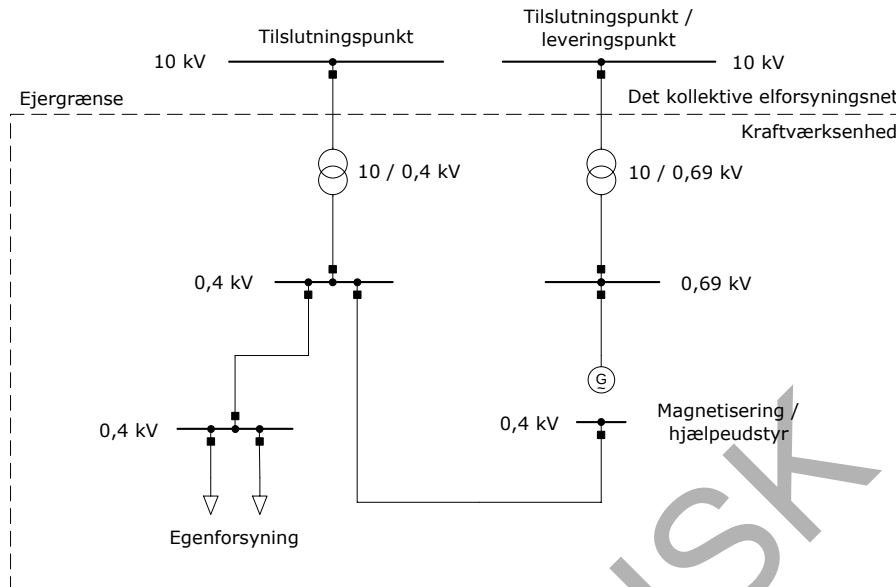
Kraftværksenhed svarer til energianlæg anvendt i nettilslutningsaftaler, der anvendes hos netvirksomhederne. I lovgivningen også omtalt som elproducerende anlæg.

Ad 1.14 Termiske kraftværksenheder

Eksempler på *termiske kraftværksenheder* er gasmotoranlæg, gasturbineanlæg og damp turbineanlæg.

Ad 1.7 Leveringspunkt og Ad 1.15 Tilslutningspunkt

Et eksempel til afklaring af diverse termer er vist i **figur 4** nedenfor.



Figur 4 Skitse for tilslutningspunkt, leveringspunkt og ejergrænse i forhold til kraftværksenheden.

Ad 1.15.2 Installationstilslutning

En *kraftværksenhed* er installationstilsluttet, hvis *kraftværksenheden* gennem egen installation har forbindelse til det kollektive elforsyningsnet. Dette gælder også selvom eventuelt egetforbrug dækker hele *kraftværksenhedens* produktion af el.

Ad 2.3 Klagemulighed

I henhold til forvaltningsloven har Energinet.dk pligt til at høre alle parter i en sag, inden der træffes afgørelse. En klage over en netvirksomhed vil altid forpligte Energinet.dk til at indhente netvirksomhedens kommentarer til klagen.

Ad 3.2 Eksisterende anlæg

En væsentlig ændring er udskiftning af en vital anlægsdel, der ændrer *kraftværksenhedens* egenskaber set fra det *kollektive elforsyningsnet*.

Eksempler på udskiftninger kan være:

- Udskiftning spændingsregulator eller regulatorer tilhørende generatorens drivmaskine regnes for vitalt.
- Udskiftning af selve generatoren eller dennes drivmaskine anses også for vitalt, selvom de oprindelige enheder udskiftes med nye enheder med samme ydelse.

Ad 5 Tolerancer over for frekvens- og spændingsafvigelser

Det skal bemærkes, at bestemmelserne gælder for hele *kraftværkseenheden*. Egenforsyningsanlægget skal derfor dimensioneres til at modstå de specificerede forhold uden udkobling.

Ad 5.1 Fuldlast spændings-frekvensområde

De angivne spændings- og frekvensgrænser definerer udelukkende grænser, inden for hvilke *kraftværkseenheden* skal kunne levere *maksimaleffekt* og reduceret *maksimaleffekt*, og ikke hvilke kvalitetsparametre netvirksomheden skal tilstræbe at opretholde i leveringspunktet. Den spændingskvalitet, som netvirksomheden tilstræber i leveringspunktet, vil typisk fremgå af netvirksomhedens netbenyttelsesaftale.

Det er netvirksomheden, der har bemyndigelse til at fastslå, hvilket spændingsniveau en ny *kraftværkseenhed* skal tilsluttes. Det anbefales derfor tidligt i projektet at tage kontakt til netvirksomheden for at få fastlagt spændingsniveau og *typisk driftsspænding* i *tilslutningspunktet*.

Typisk driftsspænding er valgt ud fra normal anvendt praksis hos netvirksomhederne. Det bemærkes, at netvirksomheden ikke er forpligtet til at fastholde den typiske driftsspænding U_{TP} (jf. **tabel 1**), som er angivet på etableringstidspunktet.

Hvis U_{TP} ændres, og *kraftværkseenheden* ikke længere opfylder mindstekravene i denne forskrift, skal ejer af *kraftværkseenheden* enten søge dispensation hos Energinet.dk eller bringe *kraftværkseenheden* i overensstemmelse med forskriften.

Spændingen i egenforsyningsanlægget kan fastholdes på $400 \text{ V} \pm 10 \%$, og der kan dermed anvendes standardkomponenter uden implementering af automatisk trinkobler på egenforsyningstransformerer. Ved spændinger under U_{LF} , som normalt kun forekommer kortvarigt, tillades en effektreduktion.

Øvre og nedre spænding (U_{H} og U_{L}) i **tabel 1** er fastlagt til $\pm 10 \%$ i henhold til EN50160 og EN60038, **tabel III note 2**.

Kraftværkseenhedens startmotorer og hjælpeanlæg skal udlægges for start og kontinuert drift i samme spændingsområde, medmindre der etableres viklingskoblere.

Med asynkrongeneratorer kan der mellem kraftværksejer og netvirksomhed aftales, at en del af den nødvendige reaktive produktion dækkes af kondensatorbatterier ude i nettet.

Ad 5.2.4 Ekstra høje spændinger U_{EH}

Ekstra høj spændingsgrænse svarer til højeste spænding til udstyr ("highest voltage for equipment"), jf. EN60038 tabel III. For spændingerne 10 kV, 15 kV og 20 kV er anvendt Zone B i EN60034-1, figur 11.

Ad 5.2.6 Transiente spændinger

Koblinger med afbrydere baseret på vacuum-teknologi kan give anledning til transiente spændinger i *tilslutningspunktet* for *kraftværkseenheden*. Derfor bør man tidligt i projektforslaget indhente den nødvendige information hos netvirksomheden, så man kan vurdere et eventuelt behov for at installere overspændingsafledere i forbindelse med generatorafbryderen på *kraftværkseenheden*.

Ad 5.3 Frekvensafvigelser

For at overholde frekvenskrav anbefales det, at der ved design foretages en termisk overdimensionering af generator (stator og rotor) ved udlægning til klasse F-isolation, men drevet i henhold til klasse B-isolation ved normaldrift.

Frekvenser under 49,0 Hz og frekvenser over 50,5 Hz forventes at optræde højst nogle få gange pr. år. Normalt holdes frekvensen inden for grænserne $50 \pm 0,1$ Hz.

Ad 5.3.3 Ekstra høje frekvenser

Frekvenser over 51 Hz vil normalt kun forekomme ved reguleringsforløb, herunder ved overgang til *område-ø-drift*.

Ad 5.3.4 Transiente frekvenser

Der er potentiel mulighed for retureffekt til generatoren (motordrift) ved store positive frekvensgradienter. Generatoren kan være udstyret med et retureffektrelæ, idet en turbine kan tage skade ved motordrift. Der kan være en potentiel konflikt mellem beskyttelsen og krav om at være indkoblet ved de angivne frekvensgradienter. I praksis vil der dog sjældent opstå en konflikt. Retureffekt forekommer, når:

$$P_{mek} < \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{f_n} \cdot \left(\frac{df}{dt} \right)$$

hvor

P_{mek}	: Tilført mekanisk effekt (akseleffekt)
H	: Inertikonstant
S_n	: Generatorens mærkeeffekt
f_n	: Nominel frekvens (50 Hz)

Hvis inertikonstanten, H , er 3 s, og frekvensgradienten, df/dt , er 2,5 Hz/s, fås:

$$P_{mek} < 0,3 \cdot S_n$$

Den tilførte mekaniske effekt skal være under ca. 30 % af *maksimaleffekten*, før der forekommer retureffekt. Dette ligger under *minimumeffekten* for hovedparten af *kraftværksenhederne*.

Vær opmærksom på, at der ikke er tale om frekvensspring, men om frekvensgradienter.

Ad 6 Tolerance over for netfejl

Bestemmelserne medfører, at en *kraftværksenhed* skal konstrueres, så *kraftværksenheden* kan forblive indkoblet ved de angivne spændingsforstyrrelser. Dette skal ske uanset, om der måtte specificeres en relæbeskyttelse, som i praksis udkobler *kraftværksenheden* ved forstyrrelser, der er mindre end forstyrrelserne angivet i kapitel 6.

Det skal bemærkes, at bestemmelserne gælder for hele *kraftværksenheden* inklusiv egenforsyningsanlægget.

Udstyret dækker styrings-, regulerings- og overvågningsanlæg (SRO-anlæg), olie-pumper, kontaktorer m.v. er eksempler på kritiske anlægsdele, som der specielt skal tænkes på ved dimensionering af egenforsyningsanlægget for at hindre ud-

fald af enheden ved kortslutninger i nettet. Samtidigt spændingsdyk i alle tre faser har betydning for motorer, mens spændingsdyk i en fase specielt har betydning for SRO-anlæg og kontaktorer med selvhold.

Egenforsyningsanlæg og generator skal være koblet, så egenforsyningsanlægget kan modstå de specificerede variationer i spændingen i *tilslutningspunktet*. For typiske koblinger af generator og egenforsyningsanlæg kan henvises til DEFU teknisk rapport 303, "Relæbeskyttelse af kraftværkers egenforsyningsanlæg", juli 1992 og DEFU komitérapport 88, "Nettilslutning af decentrale produktionsanlæg", marts 1991.

Ad 7.1 Blok-ø-drift

Overgangen til *blok-ø-drift* kan være forårsaget af fejl i nettet fx over- og underfrekvens eller spændingsafvigelse, der er af en sådan karakter, at *kraftværksheden* må beskyttes herimod. Formålet med *blok-ø-drift* er at sikre, at *kraftværksheden* er til rådighed umiddelbart efter, at fejlen er afhjulpet.

Ved små *kraftværksheder* med korte starttider er *blok-ø-drift* af mindre betydning. Den systemmæssige betydning af eventuel *blok-ø-drift* vurderes som beskeden i forhold til udgiften for at sikre denne driftsform.

Ad 7.2 Område-ø-drift

Område-ø-drift kan være nødvendig i forbindelse med større fejl i højspændingsnettet (også på spændingsniveauer højere end tilslutningsspændingen).

Af hensyn til risiko for asynkron genindkobling og af hensyn til overskueligheden i nettet efter en fejl skal *område-ø-drift* uden særlig tilladelse undgås.

Herunder også drifts- og personsikkerhed ved arbejde i det *kollektive elforsyningsnet*.

Ad 12.1 Generelt

Fejl og hændelser i nettet omfatter fx:

- Kortslutnings- og jordslutningsstrømme
- Tilbagevendende spændinger ved bortkobling af netkortslutninger og jordslutninger
- Forhøjet spænding på fejlfrie faser ved enfasede jordfejl i isolerede og slukkespolejordede net
- Fasebrud
- Asynkrone sammenkoblinger

Ved afbrydelser i nettet, hvor den decentrale *kraftværkshed* kommer i *område-ø-drift*, er der stor risiko for indkobling i modfase, hvorfor det er nødvendigt, at *kraftværksheder* tilsluttet 50 kV og 60 kV eller lavere spænding kobles ud ved utilsigtet *område-ø-drift*.

Kortslutninger i nettet, der kan medføre *område-ø-drift*, kan forventes at blive detekteret af synkronspændingsrelæet.

Område-ø-drift, der skyldes fejlmanøvrer, fejl i fjernkontroludstyr, Buchholz-udløsning af transformere m.v., kan ofte detekteres af et df/dt-relæ.

En fuldstændig sikkerhed imod alvorlige påvirkninger på *kraftværksheden* kan på trods af de anbefalede relæer ikke opnås, idet asynkron sammenkobling af net

og generator vil kunne forekomme ved netomlægninger og ukendte fejl og mangler ved relæbeskyttelsen.

Det anbefales derfor, at det under projekteringen af hver *kraftværksenhed* undersøges og vurderes, om *kraftværksenheden* bør dimensioneres så robust, at den kan tåle asynkron sammenkobling, idet meromkostningerne herved sammenholdes med den formindskede risiko for skader på *kraftværksenheden*.

Ved kortslutninger i nettet, hvor der anvendes automatisk genindkobling, og hvor den decentrale *kraftværksenhed* kommer i *område-ø-drift* i den spændingsløse pause, skal beskyttelsen i afsnit **12** have detekteret fejlen og udkoblet *kraftværksenheden*, før der sker automatisk genindkobling.

Genindkoblingsprocedurer (en- eller trepolet) i nettet kan være som følger, men det anbefales at få oplyst data for genindkobling hos netvirksomheden.

Genindkoblingsprocedure for Jylland og Fyn:

- 10 kV og 60 kV anvender trepolet genindkobling
- 150 kV og 400 kV anvender en- og trepolet genindkobling

Almindeligvis anvendes nedennævnte spændingsløse pause:

- "hurtig", trepolet genindkobling: 270-500 ms
- "hurtig", enpolet genindkobling: 1,0-1,2 s
- "langsom", trepolet genindkobling: 20-30 s

Hvis automatiske genindkoblinger mislykkes, er det normalt, at der foretages en manuel genindkobling, typisk efter 5-10 min.

Genindkoblingsprocedure for Sjælland og øerne:

- 10 kV- og 132 kV-net anvender trepolet genindkobling
- 30 kV-net anvender ikke genindkobling
- 50 kV-net anvender ikke genindkobling
- 400 kV-net anvender enpolet genindkobling

I 132 kV- og 400 kV-nettet genindkobles kun på enfasede fejl.

Almindeligvis anvendes nedennævnte spændingsløse pause:

- "hurtig", trepolet genindkobling, 10 kV: 300 ms
- "hurtig", enpolet genindkobling, 132 kV: 100-300 ms
- "hurtig", enpolet genindkobling, 400 kV: 800 ms

Hvis automatiske genindkoblinger mislykkes, er det normalt, at der foretages en manuel genindkobling, typisk efter 5 min-10 min.

Ad 12.2 Beskyttelse mod eksterne fejl

Det forsøges sikret gennem anvisningerne i DEFU-rapporten, TR 293, 2. udgave, at en *kraftværksenhed* ikke sammenkobles asynkront med nettet (indkobles i modfase med nettet typisk ved genindkoblinger i nettet efter fejl).

En fuldstændig sikkerhed imod asynkron sammenkobling kan dog ikke opnås, idet der ved fx netomlægninger og ukendte fejl og mangler ved relæbeskyttelsen kan

opstå situationer med risiko for asynkron sammenkobling. Det anbefales derfor undersøgt, om en *kraftværksenhed* med rimelighed kan dimensioneres så robust, at den kan tåle asynkron sammenkobling med nettet uden skade på anlægget.

Vektorspringsrelæ er ikke længere tilladt at anvende som supplerende beskyttelse, da funktionen ofte er behæftet med stor fejl.

Ad 13 Måling, kommunikation og dataudveksling

Måleforskrifterne kan hentes på www.energinet.dk.

Ad 13.3 Dataudveksling

IEC 61850-7-420 definerer standardens relevante datapunkter (logical nodes and classes) for decentrale produktionsenheder.

Ad 14.1 Jording

Jordingsmetode:

0,4 kV-net:	Direkte jordet
10 kV-, 15 kV- og 20 kV-net (med luftledninger):	Slukkespole jordet
10 kV-, 15 kV- og 20 kV-net (med rene kabelnet):	Isoleret eller slukkespolejordet

Drift med 1-faset jordfejl på slukkespolejordet net kan forekomme i længere tid.

Jording af generatorstjernepunkt må ikke ændre nettets jordingsforhold.

Ad 16.1 Generelt

Bilag 1 for dokumentation kan hentes på www.energinet.dk.

Ad B1.1.5 Maksimaleffekt og normal driftstilstand

Typiske driftstilstande, som forekommer under drift og som afviger fra *normal driftstilstand*, angives i dette afsnit. Som minimum angives driftstilstande med/uden varmeproduktion og med alternative brændsler, hvor dette er relevant.

Bilag 6: Tidligere bestemmelser (ikke en del af forskriften)

Nedenfor en oversigt over tidligere bestemmelser og rekommandationer gældende for *termiske kraftværksenheder*. Eksisterende anlæg, der er etableret før nærværende forskrift, vil være omfattet af de tidligere bestemmelser og rekommandationer.

For det vestdanske område (Jylland og Fyn) for *kraftværksenheder* over 25-50 MW:

- 1977-1987: "Kraftværksspecifikationer for effektudbygning i 80'erne", notat ARN-77/179, Elsam, 1977
- 1987-1995: "Kraftværksspecifikationer for nyanlæg større end 25 MW", notat S87-56g, Elsam, 1987
- 1995-2004: "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg > 50 MW", notat SP92-230j, Elsam, 1995

For det vestdanske område (Jylland og Fyn) for *kraftværksenheder* under 25-50 MW:

- 1977-1991: "Kraftværksspecifikationer for effektudbygning i 80'erne", ARN-77/179, Elsam, 1977
- 1991-1995: "Kraftværksspecifikationer for decentrale kraftvarmeanlæg op til 50 MW", notat EP91/172, Elsamprojekt, 1991
- 1995-2004: "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg mellem 2 og 50 MW", notat SP92-017a, Elsam, 1995
- 1995-2006: "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg mindre end 2 MW", notat N91/SP-515h, Elsam, 1995

For det østdanske område (Sjælland og øer) for *kraftværksenheder* over 100-200 MW:

- 1975-1982: "Drifttekniske specifikationer för värmekraft", Nordel, juli 1975
- 1982-1995: "Drifttekniske specifikationer för värmekraft, Revision nr. 1", Nordel, juni 1982
- 1995-2004: "Operational Performance Specifications for Thermal Power Units larger than 100 MW", Nordel 1995

For det østdanske område (Sjælland og øer) for *kraftværksenheder* under 100-200 MW:

- 1990-1995: "Drifttekniske specifikationer for mindre varmekraft anlæg, Tillæg nr. 1", Nordel, august 1990
- 1995-2004: "Operational Performance Specifications for small Thermal Power Units, Amendment no. 1", Nordel, 1995
- 1999-2006: "Standardvilkår for nettilslutning af lokale kraftvarmeanlæg mindre end 25 MW", Sjællandssamarbejdet, 1999

Bilag 7: Referenceliste (ikke en del af forskriften)

Der refereres i forskriften til følgende dokumenter:

1. Nordel, "Operational Performance Specifications for Thermal Power Units larger than 100 MW", 1995
2. Nordel, "Operational Performance Specifications for small Thermal Power Units, Amendment no. 1", 1995
3. Teknisk forskrift for termisk kraftværksenheder på 1,5 MW eller mere, TF 3.2.3
4. DEFU rekommendation nr. 16, 2. udgave, juni 2001
5. DEFU rekommendation nr. 21, 1. udgave, februar 1995
6. DEFU komitérapport 88, "Nettilslutning af decentrale produktionsanlæg", marts 1991
7. DEFU teknisk rapport 293, "Relæbeskyttelse ved decentrale produktionsanlæg med synkrogeneratorer", 2. udgave, juni 1995
8. DEFU teknisk rapport 303, "Relæbeskyttelse af kraftværkers egenforsyningsanlæg", juli 1992
9. DEFU teknisk rapport 498, "Lavspændingsinstallationer med egenproduktion" rapport 498, november 2003
10. EN60034-16-1 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 1: Definitions", 1995
11. IEC tekniske rapport IEC60034-16-3 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Section 3: Dynamic performance", 1996
12. IEEE Std. 421.5-1992 "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 1992
13. EN60034-1, "Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance", 2004
14. EN60034-3, "Rotating electrical machines, part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines", 1995
15. EN60076-1, "Power transformers, part 1: General", 1997
16. EN60038, "Highest voltage for equipment"
17. IEC 61850-7-420, "DER Logical Nodes"