



---

# Teknisk forskrift for termiske kraftværks- enheder på 1,5 MW eller mere

Teknisk forskrift for nettilslutning nr. 3.2.3

---

HISTORISK

## Teknisk forskrift for termiske kraftværksenheder på 1,5 MW eller mere

Udgivet af Energinet.dk

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk

Fjordvejen 1-11

7000 Fredericia

Tlf. 70 10 22 44

Den kan også downloades på:

[www.energinet.dk](http://www.energinet.dk)

April 2006

## Resumé (ikke en del af forskriften)

Nærværende tekniske forskrift indeholder bestemmelser for termiske kraftværksenheder på 1,5 MW elektrisk effekt eller mere, som tilsluttes det kollektive elforsyningsnet i Danmark.

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

Forskriften omfatter bestemmelser om bl.a. tolerance overfor spænding- og frekvensvariationer, tolerance overfor netfejl, starttider, indkobling, ø-drift, reguleringsegenskaber for aktiv og reaktiv effekt, stabilitet, beskyttelse, verifikation og dokumentation. Jf. bestemmelse 10.1 skal en kraftværksenhed være udstyret med synkrogenerator.

Forskriften afløser tidligere specifikationer og rekommandationer udgivet af Eltra og Nordel dækkende henholdsvis Vest- og Østdanmark [1-4].

HISTORISK

HISTORISK

## Indholdsfortegnelse (ikke en del af forskriften)

	Side
Resumé (ikke en del af forskriften) .....	3
Indledning (ikke en del af forskriften).....	7
1. Definitioner.....	9
2. Formål.....	15
3. Anvendelsesområde.....	16
4. Nettoeffekt.....	17
5. Tolerancer overfor frekvens- og spændingsafvigelser .....	20
6. Tolerance overfor netfejl .....	24
7. Ø-drift.....	27
8. Start og indkobling .....	29
9. Regulering af aktiv effekt.....	32
10. Netstabilitet (generator mv.).....	35
11. Reaktiv effektproduktion og spændingsregulering.....	37
12. Beskyttelse.....	41
13. Måling, kommunikation og dataudveksling.....	43
14. Kraftværksenhedens opbygning mv. ....	44
15. Drift og vedligeholdelse .....	45
16. Verifikation og dokumentation.....	46
17. Misligholdelse .....	50
18. Dispensation og uforudsete forhold.....	51
Bilag 1: Dokumentation .....	52
Bemærkninger (ikke en del af forskriften) .....	74
Procedurer mv. ved etablering af kraftværksenheder (ikke en del af forskriften).....	89
Tidligere bestemmelser (ikke en del af forskriften) .....	95
Referenceliste (ikke en del af forskriften) .....	96

HISTORISK

## Indledning (ikke en del af forskriften)

Nærværende tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den systemansvarlige virksomhed. 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.

Forskriften indeholder bestemmelser for termiske kraftværksenheder på 1,5 MW eller mere, som tilsluttes det kollektive elforsyningsnet i Danmark. Forskriften indeholder bestemmelser om de egenskaber, som kraftværksenhederne skal designes til og overholde gennem levetiden. Systemdriftsmæssige forhold for kraftværksenhederne er reguleret i andre forskrifter.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af definitioner. Disse gennemgås i første afsnit af forskriften. Brugen af definitionerne er i teksten tydeliggjort med kursiv skrift.

Ud over afsnit med forskriftens bestemmelser er der en række afsnit i dette dokument, som understøtter anvendelsen af forskriften. Disse afsnit er ikke en del af selve forskriften. Det fremgår af afsnitsoverskriften, såfremt et afsnit ikke er en del af selve forskriften.

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.

HISTORISK



## 1. Definitioner

1.1 I denne forskrift forstås ved følgende:

- 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 af *kraftværksoperatøren* oplyste værdier på grund af defekter i *kraftværksenheden*.
- 1.1.3 *Eksterne driftsbetingelser* Eksterne forhold omfattende f.eks. kølevandstemperatur, udelufttemperatur, lufttryk og relativ luftfugtighed, som påvirker den *nettoeffekt*, og som ikke kan styres af *kraftværksoperatøren*.
- 1.1.4 *Fulldlast frekvensområde* Frekvensområde i *tilslutningspunkt* ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.
- 1.1.5 *Fulldlast spændingsfrekvensområde* Forhold i *tilslutningspunkt*, hvor frekvensen ligger inden for *fulldlast frekvensområde* og spændingen ligger inden for *fulldlast spændingsområde*, og ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.
- 1.1.6 *Fulldlast spændingsområde* Spændingsområde i *tilslutningspunkt* ved hvilken en *kraftværksenhed* kan levere *maksimaleffekt*.
- 1.1.7 *Generatorfødeledning* Elektrisk forbindelse, som forbinder generator/maskintransformer med det *kollektive elforsyningsnet*.
- 1.1.8 *Hovedbrændsel* Brændsel, hvis andel udgør mere end 80 % af den samlede indfyrede energi til en *kraftværksenhed* i *normal driftstilstand*.
- 1.1.9 *Højeste maksimaleffekt* Den højeste værdi af *maksimaleffekt* ved typisk forekommende *eksterne driftsbetingelser*.

## Definitioner

---

- 1.1.10 *Kollektivt elforsyningsnet* Transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.
- 1.1.11 *Kortslutningsforhold* Forholdet mellem strømmen i en synkrogenerators feltvikling ved mærkespænding på en åben statorvikling og strømmen i feltviklingen ved mærkestrøm på en kortsluttet statorvikling.
- 1.1.12 *Kraftværksenhed* Et anlæg, der producerer 3-faset vekselstrøm, og hvor der er direkte funktionel sammenhæng mellem anlæggets hoveddele (f.eks. kedel, turbine og generator).
- I tilfælde af tvivl, et anlæg bestående af to dele med hver deres kedel, turbine og generator er at betragte som bestående af to *kraftværksenheder*. Et anlæg bestående af et combined cycle anlæg (kombianlæg) er at betragte som én *kraftværksenhed*. Et anlæg bestående af tre gasmotorer, som kører i dellast ved stop af en eller flere af motorerne, jf. 4.3.3, er at betragte som én *kraftværksenhed*.
- Den systemansvarlige virksomhed træffer i tvivlstilfælde afgørelse om, hvorvidt et anlæg kan betragtes som bestående af en eller flere *kraftværksenheder* efter reglerne i denne bestemmelse.
- 1.1.13 *Kraftværksoperatøren* Virksomhed, der kontrollerer en *kraftværksenhed* og driften heraf via ejerskab eller kontraktmæssige arrangementer.
- 1.1.14 *Laveste maksimaleffekt* Den laveste værdi af *maksimaleffekt* ved typisk forekommende *eksterne driftsbetingelser*.
- 1.1.15 *Leveringspunkt* *Tilslutningspunkt*, hvor den producerede elektricitet leveres til det *kollektive elforsyningsnet*.  
I tilfælde af tvivl, egenforsyningsanlæg kan (især under start) være tilsluttet et *tilslutningspunkt*, som ikke er *leveringspunktet*.

- 1.1.16 *Maksimaleffekt* Den største *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinueret kan levere i *normal driftstilstand* under de aktuelle *eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændingsfrekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*.
- Det kan bemærkes, at *maksimaleffekten* varierer med de *eksterne driftsbetingelser* og således ikke er en fast værdi. Se også *nominel maksimumeffekt*.
- 1.1.17 *Minimumeffekt* Den mindste *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinueret kan levere i *normal driftstilstand* under de aktuelle *eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændingsfrekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*.
- Det kan bemærkes, at *minimumeffekten* varierer med de *eksterne driftsbetingelser* og således ikke er en fast værdi. Se også *nominel minimumeffekt*.
- 1.1.18 *Nettoeffekt* Summen af den aktive elektriske effekt regnet med fortegn, som en *kraftværksenhed* udveksler med nettet i *tilslutningspunkterne*. Effektretningen regnes positiv fra *kraftværksenheden* til det *kollektive elforsyningsnet*.
- 1.1.19 *Nominel maksimumeffekt* Maksimal *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinueret kan levere i *normal driftstilstand*, under *nomielle eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændings-frekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*.
- Nominel maksimumeffekt* er, i modsætning til *maksimumeffekt*, et fast tal uafhængigt af de *eksterne driftsbetingelser*.
- 1.1.20 *Nominel minimumeffekt* Mindste *nettoeffekt* en *kraftværksenhed* kontinueret kan levere i *normal driftstilstand*, under *nomielle eksterne driftsbetingelser* og ved overholdelse af *fuldlast spændingsfrekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*.

*Nominal minimumeffekt* er i modsætning til *minimumeffekt* et fast tal, uafhængigt af de *eksterne driftsbetingelser*.

1.1.21 *Nominal spænding* Spænding i et *tilslutningspunkt*, ved hvilken systemet er betegnet.

1.1.22 *Nominelle eksterne driftsbetingelser* *Eksterne driftsbetingelser*, hvorved *nominal maksimumeffekt* og *nominal minimumeffekt* opgives.

1.1.23 *Normal driftstilstand* Den proces, konfiguration og kobling en *kraftværksenhed* er udlagt for, og som *kraftværksenhed* normalt vil blive drevet i.

Et anlægs konfiguration kan afvige fra *normal driftstilstand* af hensyn til f.eks. fejl på dele af anlægget, under start og stop, ved *blok ø-drift* eller ved drift med *overbelastning*.

Der kan opstå tvivl om, hvad der er *normal driftstilstand*, f.eks. hvis en *kraftværksenhed* under normale forhold vil blive drevet både med og uden varmeproduktion eller med forskellige brændsler. Den systemansvarlige virksomhed skal i sådanne tilfælde 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.

1.1.24 *Område ø-drift* Driftstilstand, hvor en *kraftværksenhed* forsyner et isoleret netområde enten alene eller som betydende enhed.

1.1.25 *Overbelastningsevne* *Nettoeffekt* ud over *maksimumeffekt*, som en *kraftværksenhed* i minimum 1 time ad gangen kan levere til nettet under *nominelle eksterne driftsbetingelser*, ved overholdelse af *fuldlast spændingsfrekvensområdet* i *tilslutningspunkterne*.

Overbelastningsevne kan f.eks. opnås ved bortkobling af varmeproduktion for en kraftværksenhed, som normalt drives med varmeproduktion eller bortkobling af højtryksforvarmere i et dampkraftanlæg. Drift med overbelastning sker ofte med reduceret virkningsgrad, øgede omkostninger og/eller øget forbrug af levetid.

1.1.26 *Primærregulator*

Reguleringssystem på *kraftværksenhed*, der hurtigt og automatisk regulerer *nettoeffekten* ud fra afvigelse i frekvensen. Reguleringen er en proportionalregulering, for hvilken reguleringssignalet er afvigelsen mellem en referencefrekvens og den aktuelle frekvens.

1.1.27 *Primærregulering*

Den automatiske regulering, som på sekundskala sikrer, at frekvensen holdes konstant, og produktion og forbrug balancerer. Reguleringen er implementeret i *primærregulatoren* i *kraftværksenhederne*.

*Primærregulering* ses også betegnet som effekt-/frekvensregulering.

1.1.28 *Sammenhængende elforsyningsystem*

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

1.1.29 *Sekundærregulering*

Regulering ved centralt beordret ændring af *nettoeffekt*, der kan sikre den ønskede effektproduktion inden for et systemansvarsområde og justere frekvensen.

Det kan bemærkes, at reguleringen kan beordres af en automatisk netregulator, hvis en sådan er installeret eller ved manuel beordring.

1.1.30 *Starttid til fuld produktion*

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

## Definitioner

---

- 1.1.31 *Starttid til indkobling* Tid fra beordring af start af en *kraftværksenhed* i *driftsklar tilstand* til *kraftværksenhedens* generator(er) synkroniseres og indkobles på det *kollektive elforsyningsnet* og kan levere aktive elektrisk effekt.
- 1.1.32 *tanφ* Forhold mellem den reaktive elektriske effekt, som en *kraftværksenhed* producerer med fradrag af det til produktionen anvendte reaktive egetforbrug og den aktive elektriske effekt, som en *kraftværksenhed* producerer med fradrag af det til produktionen anvendte aktive egetforbrug.
- 1.1.33 *Termisk kraftværksenhed* *Kraftværksenhed*, der producerer 3-faset vekselstrøm ved hjælp af en termodynamisk proces.
- 1.1.34 *Tilslutningspunkt* Punkt, hvor en *kraftværksenhed* er tilsluttet elektrisk til det *kollektive elforsyningsnet*.
- Det kan bemærkes, at en *kraftværksenhed* kan have flere *tilslutningspunkter*.
- 1.1.35 *Ø-drift* Driftsform omfattende *blok ø-drift* og *område ø-drift*.

## 2. Formål

- 2.1 Formålet med denne forskrift er at specificere tekniske og designmæssige minimumskrav for *termiske kraftværksenheder* med en *nominel maksimaleffekt* på 1,5 MW eller mere tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at kunne sikre den tekniske kvalitet og balance i det *sammenhængende elforsyningssystem*.
- 2.2 Forskriften er udarbejdet i medfør af § 26, stk. 1 i lovbekendtgørelse nr. 151 af 10. marts 2003 om lov om elforsyning, jf. § 9, stk. 1 i økonomi- og erhvervsministeriets bekendtgørelse nr. 444 af 10. marts 2003 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet m.v.
- 2.3 Denne forskrift er anmeldt til Energitilsynet. Klage over forskriften kan indbringes til Energitilsynet senest 4 uger efter forskriften er gjort tilgængelig for brugere og potentielle brugere af det *kollektive elforsyningsnet*. Klager over den systemansvarlige virksomheds forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan indbringes til Energitilsynet.

HISTORISK

### 3. Anvendelsesområde

- 3.1 Bestemmelserne i denne forskrift gælder for alle *termiske kraftværksenheder* med *nominel maksimaleffekt* på 1,5 MW eller mere, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* i Danmark, og som er idriftsat fra 1. juni 2006 eller senere, dog jf. 3.2.
- 3.2 For *termiske kraftværksenheder* med en *nominel maksimaleffekt* på 1,5 MW eller mere, idriftsat før 1. juni 2006 og hvorpå der efter den 1. juni 2006 foretages væsentlig ændring i det bestående anlæg gælder de bestemmelser i denne forskrift, som ændringerne berører. Ved en væsentlig ændring forstås en ændring som kan berøre en eller flere af de egenskaber, som behandles i denne forskrift. I tvivlstilfælde afgør den systemansvarlige virksomhed, hvorvidt en ændring er væsentlig.
- 3.3 *Kraftværksenheder* tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* i medfør af 3.1 og 3.2, skal til enhver tid opfylde bestemmelserne i denne forskrift.

HISTORISK



## 4. Nettoeffekt

### 4.1 Maksimaleffekt

4.1.1 En *kraftværksenhed* skal stabilt og kontinuert kunne levere *maksimaleffekt*, dog jf. 4.1.2-4.1.4.

4.1.2 For en *kraftværksenhed* med varmebunden elproduktion (f.eks. et modtryksværk) kan tiden, hvori der kan leveres *maksimaleffekt*, være begrænset af et lille fjernvarmeaftag.

4.1.3 For en *kraftværksenhed* med uafhængig el- og varmeproduktion (f.eks. et udtagværk) accepteres en reduktion af *nettoeffekten* på grund af et stort fjernvarmeaftag.

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

4.1.5 *Nominal maksimal effekt* skal angives ved følgende *nominelle eksterne driftsbetingelser*:

Dampkraftanlæg:	Kølevandstemperatur ved indtag 10 °C Udeluftstemperatur 8 °C
Gasturbiner og gasmotorer:	Udeluftstemperatur 15 °C Lufttryk 1013 hPa Relativ luftfugtighed 60 %
Øvrige anlæg:	Udeluftstemperatur 8 °C

For eventuelle øvrige *eksterne driftsbetingelser*, herunder returløbstemperatur af fjernvarmevand, anvendes typiske årsmiddelværdier.

4.1.6 *Laveste maksimal effekt* og *højeste maksimal effekt* skal angives ved værdier af *eksterne driftsbetingelser* inden for følgende område:

- Udeluftstemperatur mellem -25 °C og 35 °C.
- Relativ luftfugtighed mellem 40 % og 100 %.
- Lufttryk mellem 960 hPa og 1050 hPa.
- Kølevandstemperatur ved indtag mellem 0 °C og 25 °C.

For eventuelle øvrige *eksterne driftsbetingelse,r* herunder returløbstemperatur af fjernvarmevand, anvendes typiske årsektremer.

## Nettoeffekt

---

### 4.2 Overbelastningsevne

4.2.1 Der stilles ikke krav til *overbelastningsevne* for en *kraftværksenhed*.

4.2.2 Det er ikke tilladt for en *kraftværksenhed* at levere en større *nettoeffekt* end summen af den oplyste *maksimaleffekt* og den oplyste *overbelastningsevne*, jf. 16.2.6.

### 4.3 Minimumeffekt

4.3.1 En *kraftværksenhed* skal stabilt og kontinuert kunne levere *minimumeffekt*.

4.3.2 *Minimumeffekten* må, afhængigt af *kraftværksenhedens* termodynamiske proces og *hovedbrændsel*, ikke overstige den i tabel 1 angivne procentandel af *maksimaleffekten*. For anlægstyper og *hovedbrændsler*, som ikke er angivet i tabel 1, herunder *kraftværksenheder* med flere forskellige *hovedbrændsler*, fastsættes størst tilladelige *minimumeffekten* af den systemansvarlige virksomhed.

<b>Kraftværksenhedens type og hovedbrændsel</b>	<b>Minimumeffekt</b>
Kulstøvfyrer dampkraftanlæg	35 %
Oliefyret dampkraftanlæg	20 %
Gasfyret dampkraftanlæg	20 %
Biostøvfyrer dampkraftanlæg	35 %
Halmfyret dampkraftanlæg	50 %
Flisfyret dampkraftanlæg	50 %
Fluid-bed kulfyret dampkraftanlæg	50 %
Affaldsfyret dampkraftanlæg	70 %
Gasmotor	50 %
Gasturbine	20 %
Gasfyret combined cycle (kombianlæg)	20 % for gasturbinens andel 75 % for dampturbinens andel

Tabel 1 Størst tilladelige minimumeffekt angivet som procent af maksimumeffekt.

4.3.3 Det tillades, at *minimumeffekten* for en *kraftværksenhed* med *nominel maksimumeffekt* op til 25 MW opnås ved start/stop af flere delenheder, f.eks. gasmotorer, for at opnå forbedret virkningsgrad ved reduceret *nettoeffekt*. Uanset dette, skal *kraftværksenheden* kunne operere ved en vilkår dellast jf. 4.4.1.

4.3.4 En *kraftværksenhed* skal kunne reguleres til *minimumeffekten* direkte fra start såvel som fra en tilstand med vilkårlig anden *nettoeffekt*.

#### 4.4 Dellast

4.4.1 En *kraftværksenhed* skal stabilt og kontinuert kunne levere en vilkårlig dellast mellem *minimumeffekt* og *maksimaleffekt* med de naturlige begrænsninger, der måtte hidrøre fra *kraftværksenhedens* proces (f.eks. start af kulmøller og Benson-overgang), dog jf. 4.4.2-4.4.3.

4.4.2 For en *kraftværksenhed* med varmebunden elproduktion kan tiden, hvorved der kan leveres en given *nettoeffekt*, være begrænset af et lille fjernvarmeaftag.

4.4.3 For en *kraftværksenhed* med uafhængig el- og varmeproduktion (et udtagværk) accepteres en reduktion af *nettoeffekten* på grund af et stort fjernvarmeaftag.

HISTORISK

## 5. Tolerancer overfor frekvens- og spændingsafvigelser

5.1 En kraftværksenhed skal med mindst mulig reduktion af maksimaleffekt kunne modstå spændings- og frekvensafvigelser i *tilslutningspunkterne* ud over *fuldlast spændingsfrekvensområdet*, jf. 5.2-5.11.

### 5.2 Fulldlastområde

5.2.1 *Fulldlast frekvensområdet* er 49,0 Hz - 50,5 Hz.

5.2.2 *Fulldlast spændingsområdet* afhænger af den nominelle spænding for *tilslutningspunktet*, og er som angivet i tabel 2.

Nominel spænding, $U_n$	Nedre spændingsgrænse, $U_L$	Nedre grænse for fuldlast spændingsområde, $U_{LF}$	Øvre grænse for fuldlast spændingsområde, $U_{HF}$	Øvre spændingsgrænse, $U_H$
400 kV	320 kV	360 kV	420 kV	440 kV
150 kV	135 kV	146 kV	170 kV	180 kV
132 kV	119 kV	125 kV	145 kV	155 kV
60 kV	54 kV	57 kV	66 kV	72,5 kV
50 kV	45 kV	47,5 kV	55 kV	60 kV
30 kV	27 kV	28,5 kV	33 kV	36 kV
20 kV	19,4 kV	20 kV	22 kV	22,6 kV
15 kV	14,2 kV	15 kV	16,5 kV	17 kV
10 kV	9,7 kV	10 kV	11 kV	11,3 kV
0,4 kV	360 V	380 V	440 V	440 V

Tabel 2 Nedre spændingsgrænse,  $U_L$ , fuldlast spændingsområde,  $U_{LF}$  -  $U_{HF}$ , og øvre spændingsgrænse,  $U_H$ , for forskellige nominelle spændinger,  $U_n$ .

5.2.3 En netvirksomhed, i hvis net en *kraftværksenhed* er tilsluttet, kan ændre de i 5.2.2 specificerede værdier for *fuldlast spændingsområdet* for *kraftværksenheden*, hvis denne er tilsluttet et leveringspunkt med *nominel spænding* op til 30 kV, og hvis specielle lokale forhold kræver dette. Ændringen må ikke medføre, at forskellen mellem øvre og nedre grænse for *fuldlast spændingsområdet* målt i kV ( $U_{HF}-U_{LF}$ ) bliver mindre end den forskel, som fremgår af 5.2.2.

### 5.3 Lave spændinger

- 5.3.1 Ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast frekvensområdet* skal en *kraftværksenhed* kunne levere reduceret *maksimaleffekt*, når spændingen i et *tilslutningspunkt* er under *fuldlast spændingsområdet*, men over en nedre spændingsgrænse, jf. 5.3.2-5.3.4.
- 5.3.2 En *kraftværksenhed* skal kunne levere reduceret *maksimaleffekt* i mindst 1 time ad gangen. Hvis der i længere tid kan forekomme lav spænding i et tilslutningspunkt, f.eks. ved drift med reduceret spænding pga. saltpåvirkninger på isolatorer, skal en *kraftværksenhed* dog kontinuert kunne levere en reduceret *maksimaleffekt*. Hvorvidt der i længere tid kan forekomme lav spænding, oplyses af den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* tilsluttes.
- 5.3.3 Reduktionen i *maksimaleffekt* må maksimalt udgøre 10 % af *nominel maksimaleffekt*.
- 5.3.4 Den nedre spændingsgrænse afhænger af *nominel spænding* i *tilslutningspunktet* og må ikke overstige den i tabel 2 angivne spænding.

### 5.4 Ekstra lave spændinger

- 5.4.1 En *kraftværksenhed* med et *tilslutningspunkt* med *nominel spænding* i området 10 til 20 kV skal, inden for *fuldlast frekvensområdet* og i området mellem UL og den ekstra lave spænding angivet i tabel 3, levere ved mindst mulig reduktion af *maksimaleffekt*.

Nominel spænding, $U_n$	Ekstra lav spænding	Ekstra høj spænding
20 kV	18 kV	24 kV
15 kV	13,5 kV	17,5 kV
10 kV	9,5 kV	12 kV

Tabel 3 Ekstra lav spændingsgrænse og ekstra høj spændingsgrænse for forskellige nominelle spændinger,  $U_n$ .

### 5.5 Høje spændinger

- 5.5.1 Ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast frekvensområdet* skal en *kraftværksenhed* kunne levere reduceret *maksimaleffekt*, når spændingen i et *tilslutningspunkt* er over *fuldlast spændingsområdet*, men under en øvre spændingsgrænse, jf. 5.5.2-5.5.4.

## Tolerancer overfor frekvens- og spændingsafvigelser

---

5.5.2 En *kraftværksenhed* skal kunne levere reduceret *maksimaleffekt* i mindst 1 time ad gangen, og for *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* over 100 kV i op til 10 timer om året.

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

5.5.4 Den øvre spændingsgrænse afhænger af *nominel spænding* i *tilslutningspunktet* og må ikke være lavere end den i tabel 2 angivne spænding.

### 5.6 Ekstra høje spændinger

5.6.1 En *kraftværksenhed* med et *tilslutningspunkt* med *nominel spænding* i området 10 til 20 kV skal, inden for *fuldlast frekvensområdet* og i området mellem UH og den ekstra høje spænding angivet i tabel 3, levere ved mindst mulig reduktion af *maksimaleffekt*.

### 5.7 Spændingens ændringshastighed

5.7.1 De i 5.2-5.6 angivne spændingsafvigelser skal for *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* over 100 kV kunne tolereres, når spændingen varierer med op til 10 % af *nominel spænding* i et vilkårligt 1 min. interval. For øvrige *tilslutningspunkter* skal spændingsafvigelserne kunne tolereres ved vilkårlige ændringshastigheder af spændingen.

### 5.8 Lave frekvenser

5.8.1 Ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet* skal en *kraftværksenhed* i mindst 30 minutter ad gangen kunne levere reduceret *maksimaleffekt* ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* mellem 47,5 Hz og 49,0 Hz, jf. 5.8.2.

5.8.2 Reduktionen i *maksimaleffekt* må maksimalt udgøre 15 % af *nominel maksimaleffekt* ved 47,5 Hz, 0 % af *nominel maksimaleffekt* ved 49 Hz, og en værdi fundet ved lineær interpolation ved frekvenser mellem 47,5 Hz og 49 Hz.

### 5.9 Høje frekvenser

5.9.1 Ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet* skal en *kraftværksenhed* i mindst 30 minutter ad gangen i maksimalt 10 timer årligt kunne levere *maksimaleffekt* uden reduktion ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* mellem 50,5 Hz og 51,0 Hz.

### 5.10 Ekstra høje frekvenser

5.10.1 Ved spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsområdet* skal en *kraftværksenhed* i mindst 3 minutter ad gangen forblive indkoblet ved frekvenser i *tilslutningspunkterne* mellem 51,0 Hz og 53,0 Hz, jf. 5.10.2.

5.10.2 Der stilles ingen krav til *maksimaleffekt* ved ekstra høje frekvenser.

### 5.11 Transiente frekvensafvigelser

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

HISTORISK

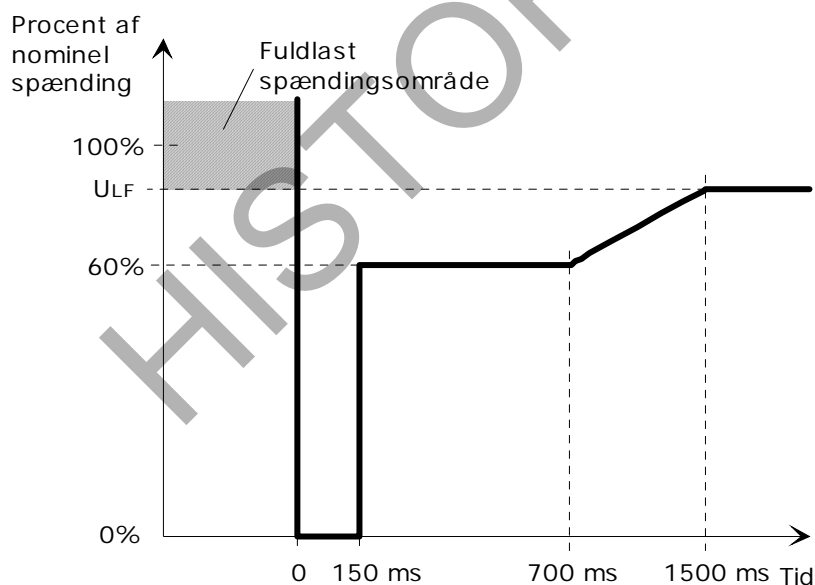
### 6. Tolerance overfor netfejl

6.1 En *kraftværksenhed* skal kunne forblive indkoblet på nettet under og efter en spændingsforstyrrelse i *tilslutningspunkterne* som angivet i 6.2-6.3 med en efterfølgende maksimal reduktion i *nettoeffekten* på 10 %.

#### 6.2 Tilslutningspunkter over 100 kV

6.2.1 En *kraftværksenhed* skal på højspændingssiden af maskintransformeren og i *tilslutningspunktet* tolerere en kraftværksnær spændingsforstyrrelse, som angivet i 6.2.2-6.2.3. Ved en kraftværksnær spændingsforstyrrelse forstås en spændingsforstyrrelse, som forekommer i en sådan afstand af *kraftværksenheden*, at den initiale kortslutningsstrøms vekselstrømsandel ( $I_k''$ ) fra *kraftværksenhedens* generator(er) ved en 3-faset kortslutning er minimum 1,8 gange generatorens/generatorernes nominelle strøm.

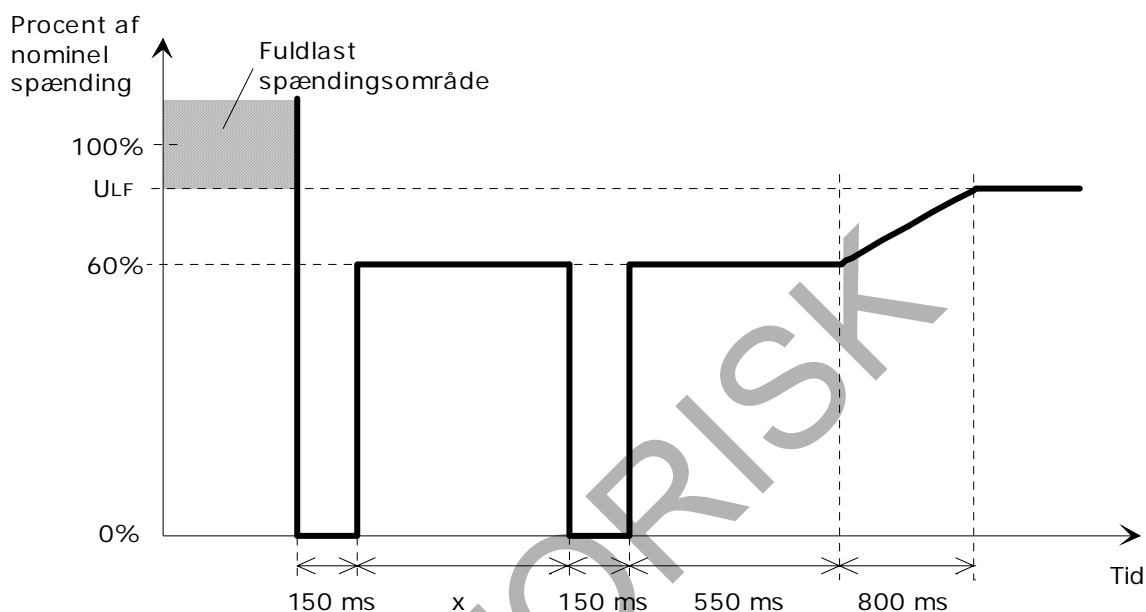
6.2.2 Ved 3-fasede spændingsforstyrrelser skal *kraftværksenheden* kunne tolerere et spændingsforløb i de tre faser, som angivet i figur 1.



Figur 1 3-faset spændingsforstyrrelse som ikke må lede til udkobling af *kraftværksenheden*.  $U_{LF}$  betegner den nedre grænse for fuldlast spændingsområdet, jf. 5.2.2.



- 6.2.3 Ved 1-fasede og 2-fasede spændingsforstyrrelser skal *kraftværksenheden* kunne tolerere et spændingsforløb i de fejlramte faser, som angivet i figur 2 samtidig med, at spændingen i de ikke fejlramte faser befinder sig mellem den nedre grænse for *fuldlast spændingsområdet* ( $U_{LF}$ ) og 1,4 gange den øvre grænse for *fuldlast spændingsområdet* ( $1,4 \cdot U_{HF}$ ), jf. 5.2.2. Tidsintervallet,  $x$ , i figur 2 kan variere mellem 300 ms og 800 ms.



Figur 2 Fasespænding i fejlramte faser ved 1-fasede og 2-fasede spændingsforstyrrelser, som ikke må lede til udkobling af *kraftværksenheden*.  $U_{LF}$  betegner den nedre grænse for *fuldlast spændingsområdet*, jf. 5.2.2.

- 6.2.4 En *kraftværksenhed* skal i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* over 100 kV tolerere en vilkårlig 1-, 2- eller 3-faset kraftværksfjern spændingsforstyrrelse af en varighed på op til 5 sekunder. Ved en kraftværksfjern spændingsforstyrrelse forstås en spændingsforstyrrelse, som forekommer i en sådan afstand af *kraftværksenheden*, at den initiale kortslutningsstrøms vekselsstrømsandel ( $I_k''$ ) fra *kraftværksenhedens* generator(er) ved en 3-faset kortslutning er under 1,8 gange generatorens/generatorernes nominelle strøm.

### 6.3 Tilslutningspunkter op til 100 kV

- 6.3.1 En *kraftværksenhed* skal konstrueres, så den i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* op til 100 kV kan tolerere et spændingsdyk til 50 % af *nominel spænding* i 1 sekund i alle tre faser og et spændingsdyk til 0 % spænding i 1 sekund i én fase. Uanset, at en *kraftværksenhed* skal konstrueres til at kunne tolerere disse spændingsdyk med den i 6.1 angivne reduktion i *nettoeffekt*, skal relæinstillinger være som angivet i 12.1.1.

- 6.3.2 En *kraftværksenhed* skal konstrueres, så den i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* op til 100 kV kan tolerere et spændingsdyk til  $U_{3\phi}$  i mellem 1 og 5 sekunder i alle tre faser og et spændingsdyk til  $U_{1\phi}$  i mellem 1 og 5 sekunder i én fase. Størrelsen af  $U_{3\phi}$  og  $U_{1\phi}$  i p.u. er givet ved  $U_{3\phi} = 1 - (0,5 \text{ sekund})/t$  og  $U_{1\phi} = 1 - (1 \text{ sekund})/t$ , hvor  $t$  er varigheden af spændingsdykket (*nominel spænding* lig 1 p.u.). Uanset, at en *kraftværksenhed* skal konstrueres til at kunne tolerere disse spændingsdyk med den i 6.1 angivne reduktion i *nettoeffekt*, skal relæinstillinger være som angivet i 12.1.1.

HISTORISK

## 7. Ø-drift

- 7.1 En *kraftværksenhed* med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW skal kunne overgå fra normal drift parallelt med det *sammenhængende elforsyningssystem* til *ø-drift*, opretholde *ø-driften* og returnere fra *ø-driften*, jf. 7.2-7.4.
- 7.2 Overgang til ø-drift
- 7.2.1 Overgangen til *blok ø-drift* skal kunne ske fra en vilkårlig tilstand med *nettoeffekt* fra *minimaleffekt* til *maksimumeffekt* samt ved overbelastning.
- 7.2.2 Overgang til *ø-drift* skal kunne ske automatisk i følgende tilfælde:
- Ved overskridelse af de i afsnit 5 specificerede områder for frekvens og spænding i form af høje/lave spændinger/frekvenser eller de i afsnittet angivne tider.
  - Ved netfejl, som overskrider profilerne for spændingsdyk specificeret i afsnit 6.
- 7.2.3 En *kraftværksenhed* skal ved overgang til *område ø-drift* kunne regulere systemfrekvensen inden for *fuldlast frekvensområdet*, med mindre dette vil medføre, at *nettoeffekten* bliver mindre end *minimumeffekten* eller større end *maksimaleffekten*. Dette skal ske ved, at *kraftværksenheden* ved overgang til *område ø-drift* skal foretage regulering som efter fejl, jf. 9.3, og umiddelbart derefter foretage regulering som under normal drift, jf. 9.1-9.2.
- 7.3 Opretholdelse af ø-drift
- 7.3.1 *Blok ø-drift* skal kunne opretholdes stabilt og sikkert i minimum 2 timer uden stop af *kraftværksenheden*.
- 7.3.2 *Område ø-drift* skal kunne opretholdes kontinuert, stabilt og sikkert uden stop af *kraftværksenheden*, så længe det ikke strider med *kraftværksenhedens* mulige *nettoeffekt*, jf. 4 eller tolerance over for spændings- og frekvensafvigelser jf. 5.
- 7.3.3 For en *kraftværksenhed* med varmebunden elproduktion kan tiden, hvorved *ø-driften* kan opretholdes, være begrænset af et lille fjernvarmeaftag.

### 7.4 Returnering fra ø-drift

- 7.4.1 En *kraftværksenhed* skal direkte fra *ø-drift* uden stop af *kraftværksenheden* kunne returnere til normal drift, jf. 8.3.2.
- 7.4.2 En *kraftværksenhed* skal direkte fra *blok ø-drift* uden stop af *kraftværksenheden* kunne overgå til *område ø-drift*, herunder indkobling på et spændingsløst net jf. 8.3.3.

HISTORISK

## 8. Start og indkobling

### 8.1 Start

- 8.1.1 En *kraftværksenhed* skal kunne gennemføre en start ved frekvenser og spændinger i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændings-frekvensområdet* jf. 5.2 samt ved spændinger ned til den nedre spændingsgrænse, jf. 5.3.4 og 5.4.1.
- 8.1.2 Der stilles ikke krav om, at en *kraftværksenhed* kan starte fra dødt net.

### 8.2 Starttid

- 8.2.1 En *kraftværksenhed* skal konstrueres med så lav starttid som muligt under hensyntagen til de økonomiske konsekvenser herved med henblik på at muliggøre hurtig reserve og nødstart.
- 8.2.2 For en *kraftværksenhed* med dampturbine med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW må *starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion* ikke overstige tiderne angivet i tabel 4. For en combined cycle enhed (kombianlæg) med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW gælder tiderne for dampturbineandelen.

Tid siden sidste stop	Starttid til indkobling	Starttid til fuld produktion
Umiddelbart efter stop	120 min.	210 min.
Op til 8 timer	180 min.	300 min.
Mellem 8 og 36 timer	300 min.	480 min.
Over 36 timer (koldstart)	600 min.	840 min.

Tabel 4 Maksimal starttid for kraftværksenheder med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW afhængig af tiden siden sidste stop.

- 8.2.3 For en *kraftværksenhed* med gasturbine, der ikke producerer varme, og hvis *nomielle maksimaleffekt* er over 25 MW, må *starttid til fuld produktion* ikke overstige 3 min. for gasturbiner af jet-typen og 10 min. for gasturbiner af industriel-typen, uanset tiden siden sidste udkobling.
- 8.2.4 For en *kraftværksenhed* med gasturbine, der producerer varme, herunder en *kraftværksenhed* med combined cycle gasturbine (kombienhed), og hvis *nomielle maksimaleffekt* er over 25 MW, må *starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion* for gasturbineandelen ikke overstige henholdsvis 20 min. og 45 min., uanset tid siden sidste udkobling.

## Start og indkobling

8.2.5 For *kraftværksenheder* der ikke er omfattet af 8.2.2-8.2.4 - herunder *kraftværksenheder* med *nominel maksimaleffekt* op til 25 MW, må *starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion* ikke overstige tiderne angivet i tabel 5. For anlægstyper og *hovedbrændsler*, som ikke er angivet i tabel 5, herunder *kraftværksenheder* med flere forskellige *hovedbrændsler*, fastsættes starttiden af den systemansvarlige virksomhed.

Kraftværksenhedens type/hovedbrændsel	Starttid			
	Umiddelbart efter udkobling		8 timer siden udkobling	
	Til indkobling	Til fuld produktion	Til indkobling	Til fuld produktion
Halmfyret dampkraftanlæg	75 min.	90 min.	60 min.	120 min.
Flisfyret dampkraftanlæg	30 min.	45 min.	60 min.	90 min.
Fluid-bed kulfyret dampkraftanlæg	45 min.	60 min.	90 min.	120 min.
Affaldsfyret dampkraftanlæg	Ingen krav	Ingen krav	Ingen krav	Ingen krav
Gasmotor	10 min.	15 min.	10 min.	15 min.
Gasturbine	20 min.	30 min.	20 min.	30 min.
Gasfyret combined cycle (kombianlæg)	30 min.	40 min. (dampdel 95 min.)	25 min.	35 min. (dampdel 90 min.)

Tabel 5 Maksimal starttid for kraftværksenheder, der ikke er omfattet af 8.2.2-8.2.4 - herunder kraftværksenheder med *nominel maksimaleffekt* op til 25 MW - afhængig af tiden siden sidste udkobling.

## 8.3 Indkobling

- 8.3.1 En *kraftværksenhed* skal være udstyret med synkroniseringsudstyr til indkobling.
- 8.3.2 Synkroniseringsudstyret skal sikkert og stabilt kunne indkoble *kraftværksenheden* på nettet - både ved normal start og i situationer med *ø-drift*, jf. afsnit 7, ved spænding og frekvens i *tilslutningspunkterne* inden for *fuldlast spændingsfrekvensområdet*, jf. 5.2 ,og ved spændinger ned til den nedre spændingsgrænse, jf. 5.3.4 og 5.4.1.
- 8.3.3 En *kraftværksenhed*, der kan drives i *ø-drift* jf. afsnit 7, skal fra situationer med *blok ø-drift* sikkert og stabilt kunne indkobles på et spændingsløst net jf. 7.4.2, når det ikke medfører overskridelse af de i afsnit 5 og 6 specificerede frekvens- og spændingsafvigelse.

- 8.3.4 En *kraftværksenhed* må i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* på 20 kV eller mindre ikke give anledning til indkoblingsstrømme mv. af en sådan størrelse, at det giver anledning til forstyrrende forbigående spændingsændringer ifølge DEFU komitérapport 88, ”Nettilslutning af decentrale produktionsanlæg”, marts 1991.
- 8.3.5 Forbigående spændingsændringer fra indkoblingsstrømme mv., herunder fra magnetiseringsstrømmen ved indkobling af en maskintransformer, må i *tilslutningspunkter* med *nominel spænding* over 20 kV ikke overstige 3% af *nominel spænding*.

HISTORISK

### 9. Regulering af aktiv effekt

#### 9.1 Primærregulering

9.1.1 En *kraftværksenhed* skal være udstyret med en hurtig reagerende proportional *primærregulator*, der kontinuert, stabilt og sikkert kan styre *nettoeffekten* og yde *primærregulering*.

9.1.2 *Primærreguleringen* skal kunne regulere *nettoeffekten* kontinuert mellem *minimumeffekten* og *maksimaleffekten* med de naturlige begrænsninger, der måtte hidrøre fra *kraftværksenhedens* proces (f.eks. start af kulmøller og Benzon-overgang).

9.1.3 Ved et momentant frekvensfald/-stigning på 0,1 Hz skal 2/3-dele af *kraftværksenhedens* effektsvar være leveret inden for 150 sekunder.

9.1.4 Nøjagtigheden af *primærregulatorens* frekvensmåling skal være 10 mHz eller derunder.

9.1.5 *Primærregulatorens* referencefrekvens skal kunne indstilles i området 49,9 Hz til 50,1 Hz med en opløsning på 10 mHz eller derunder.

9.1.6 *Primærregulatorens* statik skal kunne indstilles i området 2 % - 8 % med en opløsning på 1 % eller derunder.

9.1.7 *Primærregulatoren* skal være udstyret med et indstilleligt dødbånd, som skal kunne kobles fra. Dødbåndet skal kunne indstilles i området fra  $\pm 0$  mHz til  $\pm 200$  mHz med en opløsning på  $\pm 5$  mHz eller derunder.

#### 9.2 Lastregulering og sekundærregulering

9.2.1 En *kraftværksenhed* skal stabilt og sikkert kunne regulere *nettoeffekten* inden for området fra *laveste maksimaleffekt* til *højeste maksimaleffekt*. Dette skal kunne ske både ud fra en planlagt produktionsplan (lastregulering) og ud fra centralt beordret regulering (*sekundærregulering*).

9.2.2 *Nettoeffekten* skal kunne reguleres ved at indstille en ønsket *nettoeffekt* i MW (sætpunkt) og en ønsket reguleringshastigheden (lastgradient) i MW/min. Herefter skal *kraftværksenheden* kunne regulere produktion til den indstillede *nettoeffekt*.



9.2.3 *Sekundærreguleringen* skal kunne fjernstyres af en netregulator ved modtagelse af et eksternt lastgiversignal.

9.2.4 Den hastighed, hvormed *nettoeffekten* som minimum skal kunne ændres udtrykt i procent af *nominel maksimaleffekt* pr. tidsenhed, fremgår af tabel 6. De angivne hastigheder gælder efter udløb af de naturlige tidskonstanter, der er forbundet med *kraftværksenhedens* brændelsomsætning. Hastigheden afhænger af den aktuelle *nettoeffekt* (effektområde) udtrykt i procent af *nominel maksimaleffekt*, som det fremgår af tabellen.

Kraftværksenhedens type	Regulerings-hastighed	Effektområde
Kulstøvfyret dampkraftanlæg	2 %/min.	35-50 %
	4 %/min.	50-90 %
	2 %/min.	90-100 %
Oliefyret dampkraftanlæg	2 %/min.	20-50 %
	8 %/min.	50-90 %
	2 %/min.	90-100 %
Gasfyret dampkraftanlæg	2 %/min.	20-50 %
	8 %/min.	50-90 %
	2 %/min.	90-100 %
Biostøvfyret dampkraftanlæg	2 %/min.	35-50 %
	4 %/min.	50-90 %
	2 %/min.	90-100 %
Halmfyret dampkraftanlæg	4 %/min.	50-100 %
Flisfyret dampkraftanlæg	4 %/min.	50-100 %
Fluid-bed kulfyret dampkraftanlæg	4 %/min.	50-100 %
Affaldsfyret dampkraftanlæg	Ingen krav	Ingen krav
Gasmotor	10 %/min.	50-100 %
Gasturbine	10 %/min.	20-100 %
Gasfyret combined cycle (kombianlæg)	10 %/min.	20-100 % for gasturbinedel 75-100 % for dampturbinedel

Tabel 6. Mindstekrav til reguleringshastigheden for nettoeffekt.

9.2.5 Ud over de i 9.2.4 angivne reguleringshastigheder gælder, at for en eventuel *overbelastningsevne* skal der i overbelastningsområdet kunne reguleres med 1 %/min.

### 9.3 Regulering ved stort frekvensfald (momentan driftsforstyrrelsesreserve)

9.3.1 En *kraftværksenhed* med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW skal være konstrueret, så *kraftværksenheden* kan drives i en driftstilstand, som tillader en momentan øgning af *nettoeffekt*, når *kraftværksenheden* leverer en *nettoeffekt* på 50-90 % af *maksimaleffekt*, jf. 9.3.2-9.3.4.

9.3.2 Øgning af *nettoeffekt* skal være minimum 5% af *nominel maksimaleffekt* i løbet af 30 sekunder og minimum 2,5% af *nominel maksimaleffekt* i løbet af 5 sekunder ved et specificeret frekvensfald i forhold til referencefrekvensen. Frekvensfaldet, som udløser den angivne øgning af *nettoeffekten* specificeres af den systemansvarlige virksomhed og kan være i området 0,2-0,5 Hz.

9.3.3 Ved frekvensfald, der er mindre end frekvensfaldet specificeret af den systemansvarlige virksomhed jf. 9.3.2, skal *kraftværksenheden* kunne levere en øgning af *nettoeffekt*, som angivet i 9.3.2, dog således at øgningen af *nettoeffekten* skaleres med en faktor K:

$$K=(\Delta f-\Delta f_{akt})/(\Delta f_{udl}-\Delta f_{akt})$$

hvor:

$\Delta f$  : Frekvensfaldets størrelse i Hz

$\Delta f_{udl}$  : Det frekvensfaldet i Hz, som udløser den i 9.3.2 angivne øgning af *nettoeffekten* (0,2..0,5 Hz)

$\Delta f_{akt}$  : Frekvensafvigelse for aktivering i Hz, som specificeres af den systemansvarlige virksomhed.

9.3.4 Umiddelbart efter en momentan øgning af *nettoeffekt*, jf. 9.3.1-9.3.3, skal en *kraftværksenhed* kunne levere *sekundærregulering* jf. 9.2.

## 10. Netstabilitet (generator mv.)

10.1 En *kraftværksenhed* skal være udstyret med en eller flere synkrongeneratorer, som leverer den producerede elektricitet til det *kollektive elforsyningsnet* eventuelt gennem en eller flere maskintransformere.

### 10.2 Generator

10.2.1 En *kraftværksenheds* 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, dog jf. 10.2.2-10.2.5.

10.2.2 En *kraftværksenheds* generator(er) skal have reaktanser, der er så små som mulige, under hensyntagen til de tekniske og økonomiske konsekvenser herved, med henblik på at bidrage til stabiliteten af det *sammenhængende elforsynings-system* og regulering af reaktiv effekt.

10.2.3 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* op til 100 kV, skal *kraftværksenhedens* generator(er) have et *kortslutningsforhold* på minimum 0,45.

10.2.4 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* op til 100 kV, skal *kraftværksenheds* generator(er) have en transient reaktans på mindre end 0,35 p.u.

10.2.5 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, fastsættes minimumskrav til *kortslutningsforhold* og transient reaktans af den systemansvarlige virksomhed på baggrund af stabilitetsanalyser, jf. 12.1.2.

### 10.3 Maskintransformer og generatorfødeledning

10.3.1 Forbindelse mellem en *kraftværksenheds* generator og leveringspunktet, herunder maskintransformer og *generatorfødeledning*, skal have en reaktans, der er så lille som muligt, under hensyntagen til de tekniske og økonomiske konsekvenser herved, med henblik på at bidrage til stabiliteten af det *sammenhængende elforsynings-system* og spændingsregulering.

- 10.3.2 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* op til 100 kV, skal *kraftværksenheds* maskintransformer(e) have en kortslutningsimpedans ("short-circuit impedance"), som defineret i EN60076-1, på mindre end  $e_z$ :

$$e_z = 0,07 \cdot S_n^{0,15} \text{ p.u.}$$

hvor:

$S_n$  : Mærkeeffekt ("rated power") for transformeren, som defineret i EN60076-1, målt i MVA.

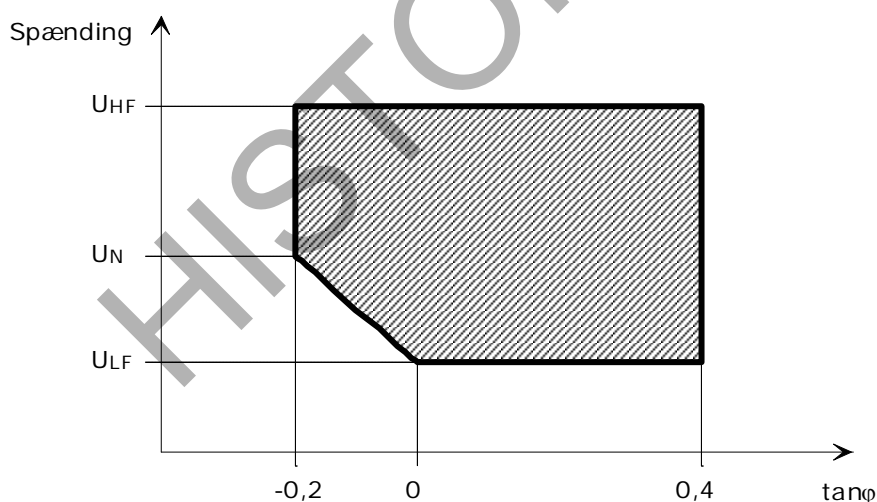
- 10.3.3 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, fastsættes den maksimalt tilladelige størrelse af maskintransformerens kortslutningsreaktans, som defineret i EN60076-1, af den systemansvarlige virksomhed.

HISTORISK

## 11. Reaktiv effektproduktion og spændingsregulering

### 11.1 Effektfaktor

- 11.1.1 En *kraftværksenhed*, tilsluttet et leveringspunkt med *nominel spænding* op til 100 kV, skal 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*.
- 11.1.2 En *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, skal i *leveringspunktet* kunne forbruge/producere reaktiv effekt som angivet ved det skraverede område i figur 3 ved *nominel maksimaleffekt* og ved spændinger i *leveringspunktet* inden for *fuldlast spændingsområdet*.
- 11.1.3 Ved spændinger uden for det i 11.1.2 angivne område må den mulige produktion af reaktiv effekt for en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, kun reduceres i et omfang bestemt af, at generatorens og maskintransformerens termiske grænser ikke overskrides, og at generatoren forbliver i et stabilt arbejds punkt.



Figur 3.  $\tan\phi$  som funktion af spændingen i leveringspunktet for en kraftværksenhed tilsluttet et leveringspunkt med *nominel spænding* over 100 kV.

### 11.2 Magnetiseringssystem generelt

- 11.2.1 En *kraftværksenhed* skal være udstyret med et kontinuert fungerende automatisk magnetiseringssystem, som kan sikre en stabil spænding i *leveringspunktet* og øge stabiliteten af det *sammenhængende elforsyningssystem*, jf. 11.2.2-3.

- 11.2.2 Spændingsreguleringens referencespænding (sætpunkt) skal kunne indstilles inden for *fuldlast spændingsområdet*, jf. 5.2.2, ved eksternt signal.
- 11.2.3 For en *kraftværksenhed* tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* op til 100 kV tillades, at regulering af spændingen sker ud fra spændingen på generatorklemmerne.
- 11.2.4 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, skal regulering af spændingen ske ud fra spændingen på generatorklemmerne, i *leveringspunktet* eller et sted herimellem (spændingsmåling med kompondering).
- 11.2.5 Magnetiseringssystemet skal konstrueres i overensstemmelse med den europæiske standard EN60034-16-1 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 1: Definitions", 1995 og IEC tekniske rapport IEC60034-16-3 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Section 3: Dynamic performance", 1996, dog jf. 11.3 og 11.4.
- 11.3 Magnetiseringssystem under normal drift (small-signal performance)
- 11.3.1 Magnetiseringssystemets tidsrespons ved en momentan 10 % ændring i spændingen skal være ikke-oscillerende, have en stigetid ("rise-time"), som defineret i EN60034-16-1, på maksimalt 0,3 s for et statisk magnetiseringssystem, maksimalt 0,5 s for et roterende magnetiseringssystem ("rotating exciter") ved en positive spændingsændring og maksimalt 0,8 s for et roterende magnetiseringssystem ("rotating exciter") ved en negative spændingsændring.
- 11.3.2 Oversving ("overshoot"), som defineret i EN60034-16-1, ved en momentan 10 % ændring i spændingen skal maksimalt være 15 %.
- 11.3.3 Magnetiseringssystemets åben-sløjfe frekvensrespons må ikke have en forstærkning over 20 i frekvensområdet 0,2-1,5 Hz.
- 11.4 Magnetiseringssystem under netfejl (large-signal performance)
- 11.4.1 Magnetiseringssystemets spændingsloft ("ceiling voltage"), som defineret i EN60034-16-1, skal være minimum 160 % af nominel magnetiseringsspænding.

- 11.4.2 Magnetiseringssystemets spændingsresponstid ("voltage response time"), som defineret i EN60034-16-1, skal være maksimalt 0,1 sekund.
- 11.4.3 Magnetiseringssystemets overmagnetiseringsbeskyttelse og anden beskyttelse skal konstrueres og indstilles, så generatorens evne til midlertidig overbelastning kan udnyttes uden at overskride generatorens termiske grænser.
- 11.5 Udstyr for dæmpning af pendlinger
- 11.5.1 En *kraftværksenhed* med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW skal være udstyret med udstyr for dæmpning af pendlinger ("power system stabiliser", PSS).
- 11.5.2 Det skal være muligt at ind- og udkoble udstyret for dæmpning af pendlinger.
- 11.5.3 Udstyret for dæmpning af pendlinger skal have indstillelige grænser for udgangssignalet.
- 11.5.4 Udstyret for dæmpning af pendlinger skal endvidere opfylde specifikationer mht. indstillingsmuligheder og indstillinger, som fastsættes af den systemansvarlige virksomhed i samarbejde med kraftværksoperatøren.
- 11.6 Automatisk spændingsregulering mv.
- 11.6.1 Magnetiseringssystemet for en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* over 100 kV, skal drives med automatisk spændingsregulering jf. 11.2.1, medmindre andet specificeres af den systemansvarlige virksomhed.
- 11.6.2 Magnetiseringssystemet for en *kraftværksenhed*, tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* op til 100 kV, skal ud over automatisk spændingsregulering have mulighed for at operere med automatisk regulering af  $\tan\phi$ , jf. 11.6.3-11.6.4. Driftsformen specificeres af den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet.
- 11.6.3 Automatiske regulering af  $\tan\phi$  skal kunne ske med en opløsning på minimum 0,1.

- 11.6.4 Automatiske regulering af  $\tan\phi$  skal kunne ske ved eksterne signaler og ved tidsstyring. Tidsstyringen skal kunne indstilles med eksterne signaler og med en tidsopløsning på minimum 15 minutter over en uge (ugeur med 15 minutter opløsning). Uanset disse muligheder, skal  $\tan\phi$  automatisk kunne fuldt nedreguleres til minimum, jf. 11.1, hvis spændingen overstiger en værdi, som skal kunne indstilles, og fuldt opreguleres til maksimum, jf. 11.1, hvis spændingen er under en værdi, som skal kunne indstilles.

HISTORISK



## 12. Beskyttelse

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

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

12.1.1 For en *kraftværksenhed*, tilsluttet et leveringspunkt med *nominel spænding* på 10-20 kV, skal omfang og indstilling af relæbeskyttelse etableres i henhold til DEFU teknisk rapport 293, "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 ud fra generatordata leveret af *kraftværksoperatøren*.
- Relæbeskyttelse rettet mod interne fejl i *kraftværksenheden*, ud over det i DEFU teknisk rapport 293 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 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 den systemansvarlige virksomhed 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.

12.1.2 For *kraftværksenheder*, tilsluttet et leveringspunkt med *nominel spænding* over 100 kV, er *kraftværksoperatøren* ansvarlig for, at der bliver gennemført stabilitets- og selektivtetsundersøgelser i samarbejde med den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet, med henblik på fastlæggelse af *kraftværksenhedens* beskyttelse. Det skal med undersøgelsen sikres, at *kraftværksenheden* lever op til 12.1, og at beskyttelsen ikke forhindrer *kraftværksenheden* i at leve op til de øvrige bestemmelser i denne forskrift. De fastlagte relæindstillinger, som har betydning for driften af det *sammenhængende elforsyningssystem*, skal godkendes af den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet.

- 12.1.3 For en *kraftværksenhed*, som ikke er omfattet af 12.1.1 og 12.1.2, herunder en *kraftværksenhed* tilsluttet et *leveringspunkt* med *nominel spænding* på 30-60 kV, anviser den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet, hvorvidt bestemmerne i 12.1.1 kan anvendes. Alternativt anvendes bestemmelserne i 12.1.2.
- 12.2 Den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net en *kraftværksenhed* er tilsluttet, kan forlange, at indstillingen af *kraftværksenhedens* relæbeskyttelse, som har betydning for driften af det *sammenhængende elforsyningssystem*, ændres efter idriftsættelse. Ændringen skal være i overensstemmelse med 12.1 herunder 12.1.1-12.1.3, medmindre ændringen er godkendt af den systemansvarlige virksomhed. Det påhviler *kraftværksoperatøren* at gennemføre de forlangte ændringer efter forudgående varsel.
- 12.3 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 *sammenhængende elforsyningssystem*, som er nødvendig for fastlæggelse af *kraftværksenhedens* beskyttelse.

### 13. Måling, kommunikation og dataudveksling

- 13.1 Af hensyn til systemdriften af det *sammenhængende elforsyningssystem* skal der etableres telekommunikation mellem den driftsansvarlige operatør af en *kraftværksenhed* og den systemansvarlige virksomhed i overensstemmelse med forskrifter fra den systemansvarlige virksomhed.
- 13.2 Af hensyn til systemdriften af det *sammenhængende elforsyningssystem* skal der fra en *kraftværksenhed* stilles online driftsmålinger til rådighed for den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet, og/eller den systemansvarlige virksomhed som specificeret af den systemansvarlige virksomhed.
- 13.3 Korrekt måling og dataudvikling jf. 13.2 skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop og havari af *kraftværksenheden* og situationer med spændingsløst net.
- 13.4 En *kraftværksenhed* skal udstyres med målere af elektrisk energi i overensstemmelse med forskrifter for elmåling og markedsforskrifter fra den systemansvarlige virksomhed.

## **14. Kraftværksenhedens opbygning mv.**

### 14.1 Opbygning

14.1.1 Et *kraftværksenhed* skal konstrueres, så den elektrisk, mekanisk og i alle øvrige forhold kan operere som en selvstændig enhed, uafhængigt af andre *kraftværksenheder*.

### 14.2 Jording

14.2.1 Jording af en generators/maskintransformers stjernepunkt må kun ske efter specifikationer fra den netvirksomhed, i hvis net *kraftværksenheden* er tilsluttet.

### 14.3 Elektrisk udrustning

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

HISTORISK

## 15. Drift og vedligeholdelse

- 15.1 Ved drift af en *kraftværksenhed* skal *kraftværksoperatøren* overholde bestemmelser, dels i relevante forskrifter vedrørende drift fra den systemansvarlige virksomhed og dels i aftaler mellem *kraftværksoperatøren* og den systemansvarlige virksomhed. På områder, hvor der ikke findes driftsmæssige bestemmelser, skal en *kraftværksenhed* drives, så de egenskaber, som er angivet i denne forskrift, herunder egenskaber vedrørende starttid og reguleringshastighed, overholdes under drift.
- 15.2 Der skal udføres løbende vedligeholdelse af en *kraftværksenhed*, således *kraftværksenheden* til stadighed lever op til denne forskrift, og således at *kraftværksenheden* ikke udgør en risiko for anlæg i det *sammenhængende elforsynings-system*.

HISTORISK

### 16. Verifikation og dokumentation

#### 16.1 Generelt

16.1.1 Al dokumentation, som leveres til den systemansvarlige virksomhed, skal være på elektronisk form.

16.1.2 Alle måledata, som leveres til den systemansvarlige virksomhed, skal være tidsstemplede efter UTC+1, dog UTC+2 ved sommertid.

#### 16.2 Ved idriftsættelse

16.2.1 Ved idriftsættelse af en *kraftværksenhed* skal der foretages en idriftsættelsesprøve, jf. 16.2.2-16.2.4, hvor det verificeres, at *kraftværksenheden* overholder bestemmelserne i denne forskrift.

16.2.2 Idriftsættelsesprøven skal indeholde eftervisning af følgende egenskaber:

- Stabil og kontinuert drift, jf. 4.1.1
- *Nominal maksimaleffekt*, jf. 4.1.5
- Reaktiv effektproduktion, jf. 11.1
- *Overbelastningsevne*, såfremt en sådan forefindes, jf. 4.2
- *Minimumeffekt*, jf. 4.3
- Starttid, jf. 8.2
- Overgang til, drift ved og returnering fra *blok ø-drift*, jf. 7.1-7.4
- *Primærregulering*, jf. 9.1
- Regulerings hastighed, jf. 9.2.4
- Regulering ved udfald af produktion/forbrug, jf. 9.3
- Spændingsregulering (step-respons), jf. 11.3
- Tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger, jf. 11.5
- Indstillinger af relæbeskyttelse, jf. 12.1

16.2.3 Idriftsættelsesprøven skal gennemføres i overensstemmelse med forskrifter fra den systemansvarlige virksomhed.

16.2.4 Idriftsættelsesprøven skal dokumenteres i en rapport med vedlagte måledata i overensstemmelse med forskrifter fra den systemansvarlige virksomhed. Rapporten skal leveres til den systemansvarlige virksomhed.

16.2.5 Følgende dokumentation, ud over den i 16.2.4 angivne, skal udarbejdes ved idriftsættelse af en *kraftværksenhed*:

- Anlæggets navn
- *Leveringspunktets* navn og placering
- *Nominal spænding* for leveringspunktet
- Netvirksomhedens navn
- Idriftsættelsestidspunkt
- *Nominal maksimaleffekt*
- *Højeste maksimaleffekt* og de dertil svarende *eksterne driftsbetingelser*
- *Laveste maksimaleffekt* og de dertil svarende *eksterne driftsbetingelser*
- *Overbelastningsevne* ved f.eks. udkobling af højtryksforvarmere og bortkobling af varmeproduktion
- Maksimal *nettoeffekt* ved andre driftstilstande end *normal driftstilstand*
- Maksimal varmeproduktion (MJ/s)
- Størrelse af varmeakkumulator (MJ)
- Beskrivelse af anlæggets type, brændsel og opbygning
- Enstregsskema af anlæg til og med *tilslutningspunktet* med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse
- Beskrivelse af forsyningsprincip for manøvrspænding
- *Kraftværksenhedens* tolerance overfor netfejl
- Oversigt over relæbeskyttelse og indstillinger
- *Starttid til indkobling* og *starttid til fuld produktion*
- Maksimal reguleringshastighed for *nettoeffekt*
- Data for *primærregulator*
- Generator- og transformerdata
- Data for magnetiseringssystemet
- Data for drivsystem
- PQ-diagram for generatoren og i *leveringspunktet*
- Angivelse af mulighed for start med spændingsløst net

16.2.6 Den i 16.2.5 angivne dokumentation skal leveres til den systemansvarlige virksomhed i en selvstændig rapport med et format (skema med bilag), som fremgår af bilag 1 til denne forskrift.

16.2.7 Efter godkendelse af den leverede dokumentation jf. 16.2.4 og 16.2.6 giver den systemansvarlige virksomhed tilladelse til normal drift af *kraftværksenheden*.

### 16.3 Under drift

16.3.1 *Kraftværksoperatøren* skal løbende overvåge, hvorvidt bestemmelserne i denne forskrift og de til den systemansvarlige virksomhed oplyste egenskaber, jf. 16.2.5, herunder *nominel maksimaleffekt* og *overbelastningsevne*, overholdes af *kraftværksenheden*.

16.3.2 Såfremt der sker blivende ændringer i *kraftværksenhedens* egenskaber, som berører overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift samt ved ændring af oplysningerne i 16.2.5, herunder *nominel maksimaleffekt* og *overbelastningsevne*, skal dette øjeblikkeligt meddeles til den systemansvarlige virksomhed vedlagt fornyet dokumentation i overensstemmelse med 16.2.6.

16.3.3 Såfremt der sker midlertidige ændringer i egenskaberne for en *kraftværksenheden* med *nominel maksimaleffekt* over 25 MW f.eks. pga. delhavari, som berører overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift samt ved midlertidige ændring af oplysningerne i 16.2.5, herunder *nominel maksimaleffekt* og *overbelastningsevne*, skal dette øjeblikkeligt meddeles til den systemansvarlige virksomhed.

### 16.4 Ved revisioner

16.4.1 Med maksimalt 30 måneders mellemrum og efter revision af en *kraftværksenhed* skal der ske en prøve med eftervisning af følgende egenskaber:

- *Maksimaleffekt*, jf. 4.1
- *Minimumseffekt*, jf. 4.3
- Overgang til, drift ved og returnering fra *blok ø-drift*, jf. 7.1-7.4
- *Primærregulering*, jf. 9.1

16.4.2 Prøven skal gennemføres i overensstemmelse med forskriften vedrørende systemdrift, om driftsplanlægning fra den systemansvarlige virksomhed.

### 16.5 Ved ændringer af anlægget, jf. 3.2

16.5.1 Ved gennemførelse af ændringer i en eksisterende *kraftværksenhed*, jf. 3.2, skal de dele af en idriftsættelsesprøve, jf. 16.2.1, som kan være påvirket af ændringen, gennemføres og dokumenteres på ny i henhold til 16.2.2-16.2.4.

16.5.2 Der skal desuden udarbejdes og leveres fornyet dokumentation for *kraftværksenheden* i henhold til 16.2.5 og 16.2.6.



16.5.3 Efter godkendelse af den leverede dokumentation, jf. 16.5.1 og 16.5.2, giver den systemansvarlige virksomhed tilladelse til normal drift.

### 16.6 Rekvirering af måledata og dokumentation

16.6.1 Den systemansvarlige virksomhed skal i op til 3 måneder tilbage i tid kunne rekvirere de for *kraftværksenheden* indsamlede måledata og fejlregistreringer, også selvom disse indgår i online målinger, der allerede stilles til rådighed for den systemansvarlige virksomhed, jf. 13.2.

16.6.2 Den systemansvarlige virksomhed skal til enhver tid kunne rekvirere oplysninger om en kraftværksenhed ud over det i 16.2.2 og 16.2.5 specificerede, der er relevant for systemdriften.

16.6.3 Den systemansvarlige virksomhed 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 specificeret af den systemansvarlige virksomhed.

HISTORISK

### 17. Misligholdelse

- 17.1 Det påhviler *kraftværksoperatøren* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes, med mindre andet udtrykkeligt er angivet.
- 17.2 Omkostninger forbundet med overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift påhviler *kraftværksoperatøren*, med mindre andet udtrykkeligt er angivet.
- 17.3 Såfremt en *kraftværksenhed* ikke opfylder bestemmelserne i denne forskrift, og dette udgør en risiko for systemsikkerheden af det *sammenhængende elforsyningssystem*, er den systemansvarlige virksomhed berettiget til at foranstalte afbrydelse af den elektriske forbindelse til *kraftværksenheden* efter forudgående varsel, indtil *kraftværksenheden* er bragt i orden.

HISTORISK

## 18. Dispensation og uforudsete forhold

- 18.1 Den systemansvarlige virksomhed kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift. For at der kan ydes dispensation, skal der 1. være tale om særlige forhold f.eks. af lokal karakter, 2. afvigelsen må ikke give anledning til en nævneværdig forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det sammenhængende elforsyningssystem og 3. afvigelsen må ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning. Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning med angivelse af, hvilken bestemmelse dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen.
- 18.2 Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den systemansvarlige virksomhed konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres. Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den systemansvarlige virksomhed 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. Den systemansvarliges afgørelser kan indklages til Energitilsynet.

HISTORISK

### Bilag 1: Dokumentation

Dette bilag omfatter, jævnfør bestemmelse 16.2.6, dokumentation for en kraftværksenhed, som skal leveres til den systemansvarlige virksomhed. Dokumentationen anvendes af den systemansvarlige virksomhed til identificering af kraftværksenheden, overvågning af systemressourcerne samt stationære og dynamiske elektriske beregninger af transmissionssystemet med henblik på sikring af forsyningssikkerheden.

Bilaget er udformet som en blanket. Blanketten skal udfyldes elektronisk, bilag vedlægges som selvstændige dokumenter.

Al dokumentation skal opgives som idriftsættelsesdata, som er gældende for enheden på idriftsættelsestidspunktet. Såfremt der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der fremsendes fornyet dokumentation jf. bestemmelse 16.3.2.

HISTORISK

## A. Identifikation

Nr.	Beskrivelse	Værdi
A.1	Kraftværksenhedens navn	
A.2	Kraftværksenhedens adresse	
A.3	Kraftværksejerens navn	
A.4	Idriftsættelsestidspunkt (yyyy-mm-dd)	
A.99	Bemærkninger	

## B. Leveringspunkt

Nr.	Beskrivelse	Værdi
B.1	Leveringspunktets navn	
B.2	Leveringspunktets placering	
B.3	Nominal spænding for leveringspunkt i kV	
B.4	Netvirksomhedens navn	
B.5	Navn på overliggende 30-60 kV station*	
B.6	Navn på overliggende 132-150 kV station*	
B.99	Bemærkninger	

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

## C. Andre tilslutningspunkter

Nr.	Beskrivelse	Værdi
C.1	Er der andre tilslutningspunkter end leveringspunktet	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
C.2	Beskrivelse af andre tilslutningspunkter herunder spænding	
C.99	Bemærkninger	

**D. Anlægsbeskrivelse**

D.1	Type	-	-	Dampturbine <input type="checkbox"/> Gasturbine <input type="checkbox"/> Kombianlæg <input type="checkbox"/> Gasmotor <input type="checkbox"/> Andet <input type="checkbox"/>
-----	------	---	---	---

Nr.	Beskrivelse	Værdi
D.2	Angivelse af brændsel	
D.3	Beskrivelse af kraftværksenhedens proces og opbygning	
D.4	Beskrivelse af forsyningsprincip for manøverspænding	
D.99	Bemærkninger*	

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

**Følgende bilag vedlægges:**

- Bilag A: Procesdiagram.
- Bilag B: Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse.

## E. Maksimaleffekt og normal driftstilstand

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
E.1	Nominel maksimaleffekt	$P_n$	MW	
E.2	Er der samtidig varmeproduktion i normal driftstilstand?	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
E.3	Højeste maksimaleffekt	$P_{n,max}$	MW	
E.4	Laveste maksimaleffekt	$P_{n,min}$	MW	
E.5.1	Udeluftstemperatur ved nominel maksimaleffekt*	$T_{out,n}$	°C	
E.5.2	Udeluftstemperatur ved højeste maksimaleffekt**	$T_{out,max}$	°C	
E.5.3	Udeluftstemperatur ved laveste maksimaleffekt**	$T_{out,min}$	°C	
E.6.1	Luftryk ved nominel maksimal-effekt*	$p_n$	hPa	
E.6.2	Luftryk ved højeste maksimal-effekt**	$p_{max}$	hPa	
E.6.3	Luftryk ved laveste maksimal-effekt**	$p_{min}$	hPa	
E.7.1	Relativ luftfugtighed ved nominel maksimaleffekt*	$RH_n$	%	
E.7.2	Relativ luftfugtighed ved højeste maksimaleffekt**	$RH_{max}$	%	
E.7.3	Relativ luftfugtighed ved laveste maksimaleffekt**	$RH_{min}$	%	
E.8.1	Kølevandstemperatur ved indløb ved nominel maksimaleffekt*	$T_{cw,n}$	°C	
E.8.2	Kølevandstemperatur ved indløb ved højeste maksimaleffekt**	$T_{cw,max}$	°C	
E.8.3	Kølevandstemperatur ved indløb ved laveste maksimaleffekt**	$T_{cw,min}$	°C	

\* Se bestemmelse 4.1.5.

\*\* Se bestemmelse 4.1.6.

## Bilag 1: Dokumentation

---

Nr.	Beskrivelse	Værdi
E.7	Beskrivelse af normal driftstilstand	
E.8	Eventuelt andre eksterne driftsbetingelser ved nominel maksimaleffekt*	
E.9	Eventuelt andre eksterne driftsbetingelser ved højeste maksimaleffekt**	
E.10	Eventuelt andre eksterne driftsbetingelser ved laveste maksimaleffekt**	
E.99	Bemærkninger	

\* Se bestemmelse 4.1.5.

\*\* Se bestemmelse 4.1.6.

### F. Minimumeffekt

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
F.1	Nominel minimumeffekt	$P_{\min}$	MW	

Nr.	Beskrivelse	Værdi
F.99	Bemærkninger	

### G. Overbelastningsevne

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
G.1	Er der mulighed for overbelastning	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
G.2	Overbelastningsevne (ud over nominel maksimaleffekt)	$P_{\text{overload}}$	MW	

Nr.	Beskrivelse	Værdi
G.99	Bemærkninger	



## H. Maksimaleffekt ved andre driftstilstande

Der skal her angives beskrivelser af eventuelle andre driftstilstande end normal driftstilstand, som kan forekomme under kontinuert drift.

Nr.	Beskrivelse	Værdi
H.1	Beskrivelse af driftstilstand 1	
H.2	Maksimal nettoeffekt i driftstilstand 1 i MW	
H.3	Beskrivelse af driftstilstand 2	
H.4	Maksimal nettoeffekt i driftstilstand 2 i MW	
H.5	Beskrivelse af driftstilstand 3	
H.6	Maksimal nettoeffekt i driftstilstand 3 i MW	
H.99	Bemærkninger	

## I. Varmeproduktion

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
I.1	Maksimal varmeproduktion	$W_{\text{heat}}$	MJ/s	
I.2	Størrelse af varmeaccumuleringskammer	$E_{\text{acc}}$	MJ	
I.99	Bemærkninger	-	-	

## J. PQ-diagram

Følgende bilag vedlægges:

- Bilag C.1: PQ-diagram for generatoren.
- Bilag C.2: PQ-diagram i leveringspunktet.

Nr.	Beskrivelse	Værdi
J.99	Bemærkninger	

**K. Start**

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
K.1	Starttid fra beordring til indkobling umiddelbart efter udkobling	$T_{in0}$	min.	
K.2	Starttid fra beordring til maksimal-effekt umiddelbart efter udkobling	$T_{full0}$	min.	
K.3	Starttid fra beordring til indkobling ved 8 timer efter sidste udkobling	$T_{in8}$	min.	
K.4	Starttid fra beordring til maksimal-effekt ved 8 timer efter sidste udkobling	$T_{full8}$	min.	
K.5	Starttid fra beordring til indkobling ved koldstart	$T_{in,cold}$	min.	
K.6	Starttid fra beordring til maksimal-effekt ved koldstart	$T_{full,cold}$	min.	
K.7	Er der mulighed for start fra spændingsløst net (dødstart)	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

Nr.	Beskrivelse	Værdi
K.99	Bemærkninger	

**L. Ø-drift**

Nr.	Beskrivelse	Værdi
L.1	Kan anlægget omkoble til og drives i ø-drift, jf. 7.1-7.4	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

Nr.	Beskrivelse	Værdi
L.99	Bemærkninger	

**M. Tolerance overfor spændingsafvigelse**

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.2	Maksimal driftsspænding	$U_H$	kV	
M.6	Minimal driftsspænding	$U_L$	kV	
M.3	Er tiden ved minimal driftsspænding begrænset?	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
M.4	Hvis ja, hvor lang tid tillades	$T_L$	min.	
M.5	Reduktion af nominel maksimal-effekt ved minimal driftsspænding	$P_{L,reduc}$	MW	
M.6	Er tiden ved maksimal driftsspænding begrænset?	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
M.7	Hvis ja, hvor lang tid tillades	$T_H$	min.	
M.8	Reduktion af nominel maksimal-effekt ved maksimal driftsspænding	$P_{H,reduc}$	MW	

Nr.	Beskrivelse	Værdi
M.99	Bemærkninger	

**N. Tolerance overfor netfejl**

Nr.	Beskrivelse	Værdi
N.1	Kan kraftværksenheten forblive indkoblet ved spændingsforstyrrelser jf. 6.2.1-6.2.4 for kraftværksenheder tilsluttet over 100 kV og jf. 6.3.1-6.3.2 for kraftværksenheder tilsluttet op til 100 kV.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
N.2	Dokumentation for at generatoren kan modstå spændingsforstyrrelserne uden udkobling jf. 6.2.1. og 6.2.4.	
N.3	Dokumentation for at egenforsyningsanlægget kan modstå spændingsforstyrrelserne jf. 6.2.1. og 6.2.4.	
N.99	Bemærkninger	

**O. Reguleringshastighed**

I dette afsnit angives kraftværksenhedens reguleringshastighed opdelt i forskellige effektområder (se 9.2.4). Opdel i det antal effektområder, som er nødvendigt.

Effektområde 1:

<b>Nr.</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Symbol</b>	<b>Enhed</b>	<b>Værdi</b>
O.1.1	Nedre grænse for effektområde 1	$P_{L1}$	% af $P_n$	
O.1.2	Øvre grænse for effektområde 1	$P_{U1}$	% af $P_n$	
O.1.3	Maksimal reguleringshastighed for nettoeffekt i effektområde 1	$(\Delta P/\Delta t)_1$	%/min	

Effektområde 2:

<b>Nr.</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Symbol</b>	<b>Enhed</b>	<b>Værdi</b>
O.2.1	Nedre grænse for effektområde 2	$P_{L2}$	% af $P_n$	
O.2.2	Øvre grænse for effektområde 2	$P_{U2}$	% af $P_n$	
O.2.3	Maksimal reguleringshastighed for nettoeffekt i effektområde 2	$(\Delta P/\Delta t)_2$	%/min	

Effektområde 3:

<b>Nr.</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Symbol</b>	<b>Enhed</b>	<b>Værdi</b>
O.3.1	Nedre grænse for effektområde 3	$P_{L3}$	% af $P_n$	
O.3.2	Øvre grænse for effektområde 3	$P_{U3}$	% af $P_n$	
O.3.3	Maksimal reguleringshastighed for nettoeffekt i effektområde 3	$(\Delta P/\Delta t)_3$	%/min	

Effektområde 4:

<b>Nr.</b>	<b>Beskrivelse</b>	<b>Symbol</b>	<b>Enhed</b>	<b>Værdi</b>
O.4.1	Nedre grænse for effektområde 4	$P_{L4}$	% af $P_n$	
O.4.2	Øvre grænse for effektområde 4	$P_{U4}$	% af $P_n$	
O.4.3	Maksimal reguleringshastighed for nettoeffekt i effektområde 4	$(\Delta P/\Delta t)_4$	%/min	

Effektområde 5:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
O.5.1	Nedre grænse for effektområde 5	$P_{L5}$	% af $P_n$	
O.5.2	Øvre grænse for effektområde 5	$P_{U5}$	% af $P_n$	
O.5.3	Maksimal reguleringshastighed for nettoeffekt i effektområde 5	$(\Delta P/\Delta t)_5$	%/min	

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
O.6	Maksimal reguleringshastighed for overbelastning	$(\Delta P/\Delta t)_{\text{overload}}$	%	
O.99	Bemærkninger		-	

## P. Primærregulator

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
P.1	Højeste indstilling for frekvensdødbånd	$f_{\text{band}}$	mHz	
P.2	Mindste indstillelige statik	$\delta_{\text{min}}$	%	
P.3	Største indstillelige statik	$\delta_{\text{max}}$	%	

Nr.	Beskrivelse	Værdi
P.99	Bemærkninger	

### Vedlægges som bilag

- Bilag D: Blokdiagram og værdier for primærregulator (governor).

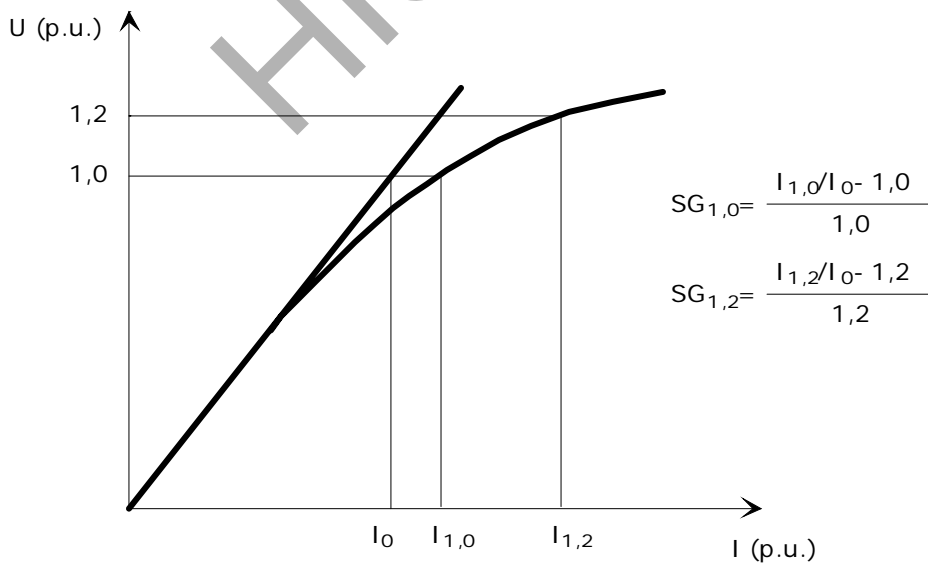
**Q. Generator**

Nr.	Beskrivelse	Værdi
Q.1	Identifikation	
Q.2	Type	
Q.3	Producent	
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.)	$J_{\text{tot}}$	$\text{kg}\cdot\text{m}^2$	
Q.12	Rotorens type	-	-	Udprægede poler <input type="checkbox"/> Rund rotor <input type="checkbox"/>
Q.13	Stator resistans pr. fase	$R_a$	p.u.	
Q.14	Stator spredningsreaktans pr. fase	$X_{\text{ad}}$	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	$X_{d,\text{sat}}$	p.u.	
Q.19	Mættet subtransient reaktans, d-akse	$X''_{d,\text{sat}}$	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	Mætningspunkt ved 1,0 p.u. spænding jf. nedenstående figur	$SG_{1,0}$	p.u.	
Q.29	Mætningspunkt 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 jordet?	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Q.34. 2	Hvis ja, jordingsreaktans	$X_e$	Ohm	
Q.34. 3	Hvis ja, jordingsresistans	$R_e$	Ohm	

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



Figur 4 Definition af generatorens mætningspunkter  $SG_{1,0}$  og  $SG_{1,2}$  ud fra tomgangskaracteristikken.

## Bilag 1: Dokumentation

---

Ved mere end én generator udfyldes flere tabeller.

### R. Maskintransformer

Nr.	Beskrivelse	Værdi
R.1	Identifikation	
R.2	Type	
R.3	Producent	
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, f.eks. Dyn11	-	-	
R.8	Trinkoblerens placering	-	-	Primærside <input type="checkbox"/> Sekundærside <input type="checkbox"/>
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, nulssystem	$u_{k0}$	%	
R.17	Resistiv kortslutningsspænding, nulssystem	$u_{kr0}$	%	
R.18	Tomgangsmagnetiseringsstrøm	$I_0$	%	
R.19	Tomgangstab	$P_0$	%	



Ved mere end én transformer udfyldes flere tabeller.

### S. Magnetiseringssystem

Nr.	Beskrivelse	Værdi
S.1	Type	
S.2	Producent	
S.3	Er magnetiseringssystemet udstyret med tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger (PSS)	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
S.99	Bemærkninger	

#### Følgende bilag vedlægges:

- Bilag E1: Blokdiagram og værdier for magnetiseringsmaskine/magnetiserings-elektronik ("exiter").
- Bilag E2: Blokdiagram og værdier for spændingsregulator ("voltage regulator") inklusiv eventuelle begrænsere og feedback-signaler.
- Bilag E3: Blokdiagram og værdier for tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger ("power system stabilizer", PSS), hvis der er svaret ja til R.3.

### T. Drivsystem

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

Nr.	Beskrivelse	Værdi
T.99	Bemærkninger	

#### Følgende bilag vedlægges:

- Bilag F: Blokdiagram og værdier for drivsystem som f.eks. dyseventil og damp turbine, brændstofs system og gasturbine, brændstofs system og gas/dieselmotor - afhængig af type af drivsystem.

**U. Relæbeskyttelse**

Overspændingsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.1.1	Forefindes overspændingsrelæ (U>> og U>)	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.1.2	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (spænding)	U <sub>&gt;</sub>	kV	
U.1.3	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	T <sub>&gt;</sub>	ms	
U.1.4	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (spænding)	U <sub>&gt;&gt;</sub>	kV	
U.1.5	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	T <sub>&gt;&gt;</sub>	s	

Underspændingsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.2.1	Forefindes underspændingsrelæ (U<)	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.2.2	Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (spænding)	U <sub>&lt;</sub>	kV	
U.2.3	Hvis ja, indstilling af underspændingsrelæ (funktionstid)	T <sub>&lt;</sub>	ms	

Synkronunderspændingsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.3.1	Forefindes synkronunderspændingsrelæ (U1<)	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.3.2	Hvis ja, indstilling af synkronunderspændingsrelæ (spænding):	U <sub>1&lt;</sub>	kV	
U.3.3	Hvis ja, indstilling af synkronunderspændingsrelæ (funktionstid):	T <sub>1&lt;</sub>	ms	

Nulspændingsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.4.1	Forefindes nulspændingsrelæ (U0):	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.4.2	Hvis ja, indstilling af nulspændingsrelæ (spænding)	U <sub>0</sub>	kV	
U.4.3	Hvis ja, indstilling af nulspændingsrelæ (funktionstid)	T <sub>0</sub>	ms	

Overfrekvensrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.5.1	Forefindes overfrekvensrelæ ( $f_{>}$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.5.2	Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{>}$	Hz	
U.5.3	Hvis ja, indstilling af overfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{>}$	ms	

Underfrekvensrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.6.1	Forefindes underfrekvensrelæ ( $f_{<}$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.6.2	Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{<1}$	Hz	
U.6.3	Hvis ja, indstilling 1 af underfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{<1}$	ms	
U.6.4	Hvis ja, indstilling 2 af underfrekvensrelæ (frekvens)	$f_{<2}$	Hz	
U.6.5	Hvis ja, indstilling 2 af underfrekvensrelæ (funktionstid)	$T_{<2}$	s	

Frekvensændringsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.7.1	Forefindes frekvensændringsrelæ ( $df/dt$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.7.2	Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring)	$(df/dt)_1$	Hz/s	
U.7.3	Hvis ja, indstilling 1 af frekvensændringsrelæ (funktionstid ved positive frekvensændringer)	$T_1$	ms	
U.7.4	Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (frekvensændring):	$(df/dt)_2$	Hz/s	
U.7.5	Hvis ja, indstilling 2 af frekvensændringsrelæ (funktionstid negative frekvensændringer)	$T_2$	ms	

Fasespringsrelæ:

## Bilag 1: Dokumentation

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.8.1	Forefindes fasespringsrelæ ( $\Delta\phi$ ):	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.8.2	Hvis ja, indstilling af fasespringsrelæ (fasespring trefase):	$\Delta\phi_{3\phi}$	Hz/s	
U.8.3	Hvis ja, indstilling af fasespringsrelæ (fasespring énfase):	$\Delta\phi_{1\phi}$	Hz/s	

Overstrømsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.9.1	Forefindes overstrømsrelæ ( $I>$ og $I>>$ )	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.9.2	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (strøm)	$I>$	A	
U.9.3	Hvis ja, indstilling 1 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T>$	ms	
U.9.4	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (strøm)	$I>>$	A	
U.9.5	Hvis ja, indstilling 2 af overspændingsrelæ (funktionstid)	$T>>$	s	

Inversstrømsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.10.1	Forefindes inversstrømsrelæ ( $I_{2>}$ ):	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.10.2	Hvis ja, indstilling af inversstrømsrelæ (strøm)	$I_{2>}$	A	
U.10.3	Hvis ja, indstilling af inversstrømsrelæ (funktionstid)	$T_{2>}$	ms	

Magnetiseringsstrømsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.11.1	Forefindes magnetiseringsstrømsrelæ	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.11.2	Hvis ja, indstilling af magnetiseringsstrømsrelæ (strøm)	-	A	
U.11.3	Hvis ja, indstilling af magnetiseringsstrømsrelæ (funktionstid)	-	ms	

Statordifferentialbeskyttelsesrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.12.1	Forefindes statordifferentialbeskyttelsesrelæ	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.12.2	Hvis ja, indstilling af statordifferentialbeskyttelsesrelæ (strøm)	-	A	
U.12.3	Hvis ja, indstilling af statordifferentialbeskyttelsesrelæ (funktionstid)	-	ms	

Overhastighedsrelæ:

Nr.	Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
U.13.1	Forefindes overhastighedsrelæ	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
U.13.2	Hvis ja, indstilling af overhastighedsrelæ (procent overhastighed):	n <sub>&gt;</sub>	%	

Nr.	Beskrivelse	Værdi
U.14	Beskrivelse af øvrige relæer incl. indstillinger	
U.99	Bemærkninger	

## V. Diverse

Nr.	Beskrivelse	Værdi
V.99	Øvrige bemærkninger	

### Oversigt over bilag:

- Bilag A: Kraftværksenhedens procesdiagram
- Bilag B: Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse
- Bilag C: PQ-diagram
- Bilag D: Primærregulator
- Bilag E: Magnetiseringssystem
- Bilag F: Drivsystem

### **Bilag A: Kraftværksenhedens procesdiagram**

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

### **Bilag B: Enstregsskema med angivelse af afregningsmåling og driftsledergrænse**

I dette bilag angives figur med enstregsskema for kraftværksenhedens nettilslutning med angivelse af afregningsmålinger og driftsledergrænser.

### **Bilag C: PQ-diagram for generator og leveringspunkt**

I dette bilag angives PQ-diagram for kraftværksenheden henholdsvis for generatorens klemmer og i leveringspunktet. Diagrammerne angives for nominal spænding og nominal frekvens for generatoren. Et eksempel på PQ-diagram ("capability diagram") kan f.eks. ses i EN60034-3-3, figur 2.

### **Bilag D: Blokdiagram og værdier for primærregulator (governor)**

I dette afsnit angives blokdiagram og parameterværdier for primærregulator ("turbinegovernor") med henblik på repræsentation i et softwareprogram til dynamisk modellering. Modellen skal så godt som muligt beskrive primærregulatoren.

Blokdiagrammet skal afbilledes med symbolsk notation, og værdier for de indgående parametre angives i en tabel. Modellen skal anvende nomenklatur (symboler, enheder mv.) i overensstemmelse med nedenstående referencer.

Referencer:

- "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-92 (6), 1973, p. 1904-15.
- "Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, p. 753-61.

**Bilag E: Blokdiagram og parameterværdier for spændingsregulator ("voltage regulator"), tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger (PSS) samt strømbegrænsere for magnetisering ("under-excitation limiters" og "over-excitation limiters").**

**E1 Spændingsregulator**

I dette afsnit angives blokdiagram og parameterværdier for spændingsregulator ("voltage regulator") med henblik på repræsentation i et softwareprogram til dynamisk modellering. Modellen skal så godt som muligt beskrive spændingsregulatoren.

Blokdiagrammet skal afbilledes med symbolsk notation og værdier for de indgående parametre angives i en tabel. Modellen skal anvende nomenklatur (symboler, enheder mv.) i overensstemmelse med nedenstående referencer.

Referencer:

- "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Std. 421.5-1992, 1992.
- "Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996.
- Crenshaw, M.L. et al., "Excitation system models for power system stability studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100 (2), 1981, p. 494-509.

**E2 Tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger (PSS)**

I dette afsnit angives blokdiagram og parameterværdier for Tilsatsudstyr for dæmpning af pendlinger (PSS) med henblik på repræsentation i et softwareprogram til dynamisk modellering. Modellen skal så godt som muligt beskrive spændingsregulatoren.

Blokdiagrammet skal afbilledes med symbolsk notation, og værdier for de indgående parametre angives i en tabel. Modellen skal anvende nomenklatur (symboler, enheder mv.) i overensstemmelse med nedenstående referencer.

Referencer:

- "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Std. 421.5-1992, 1992.
- "Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996.

- Crenshaw, M.L. et al., "Excitation system models for power system stability studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , PAS-100 (2), 1981, p. 494-509.

### **E3 Strømbegrænsere for magnetisering**

I dette afsnit angives blokdiagram og parameterværdier for strømbegrænsere for magnetisering med henblik på repræsentation i et softwareprogram til dynamisk modellering. Modellerne skal så godt som muligt beskrive strømbegrænsere for magnetisering.

Blokdiagrammet skal afbilledes med symbolsk notation, og værdier for de indgående parametre angives i en tabel. Modellen skal anvende nomenklatur (symboler, enheder mv.) i overensstemmelse med nedenstående referencer.

- "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Std. 421.5-1992, 1992.
- "Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996.
- Crenshaw, M.L. et al., "Excitation system models for power system stability studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , PAS-100 (2), 1981, p. 494-509.

### **Bilag F: Blokdiagram og værdier for drivsystem herunder kedelregulator, turbineregulator, kedel, dyseventil og turbine**

I dette afsnit angives blokdiagram og parameterværdier for drivsystem med henblik på repræsentation i et softwareprogram til dynamisk modellering. Modellen skal så godt som muligt beskrive drivsystemet.

Blokdiagrammet skal afbilledes med symbolsk notation og værdier for de indgående parametre angives i en tabel. Modellen skal anvende nomenklatur (symboler, enheder mv.) i overensstemmelse med nedenstående referencer.



Referencer:

- "Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-92 (6), 1973, p. 1904-15.
- "Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991, p. 753-61.

HISTORISK

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

Ad 1.1.11

*Kortslutningsforholdet* svarer omtrentligt til den reciproke værdi af generatorens synkron impedans, når denne måles i p.u. Ved et lavt *kortslutningsforhold* kræves større ændringer i magnetiseringsstrømmen for at fastholde konstant statorspænding for en given ændring i belastningen.

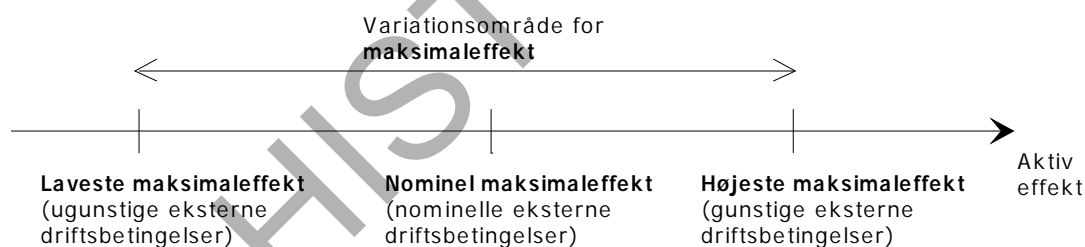
Et stort *kortslutningsforhold* for nettets generatorer forbedrer typisk den transiente stabilitet af systemet.

Ad 1.1.16 og 1.1.19

*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*, afhængigt af de aktuelle *eksterne driftsbetingelser*.

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



Figur 5. Forhold mellem laveste, højeste og nominal maksimaleffekt.

Ad 1.1.18

Det skal bemærkes, at definitionen af nettoeffekt afviger fra definitionen af nettoproduktion i ”Nettoproduktion og bruttoforbrug på elproducerende anlæg”, markedsforskrift D1, bilag 1, Elkraft og ”Systemansvarets forskrift for afregningsmåling”, markedsforskrift D1, version 1.9, udkast, Eltra.

Ad 1.1.23

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

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

### Ad 1.1.33

Eksempler på *termiske kraftværksenheder* er gasmotoranlæg, gasturbineanlæg og damturbineanlæg.

### Ad 4.1.2 og 4.4.2

Bestemmelserne betyder, at der ikke stilles krav til produktion fra en *kraftværksenhed* med fjernvarmeaftag som eneste kilde til køling (et rent modtryksværk), når *kraftværksenheden* ikke kan komme af med varme pga. et ringe fjernvarmeforbrug og en fyldt varmeaccumuleringstank.

### Ad 4.1.3 og 4.4.3

Bestemmelserne betyder, at en *kraftværksenhed*, hvis *normale driftstilstand* og dermed *maksimaleffekt* er defineret som uden varmeproduktion, kan reducere *nettoeffekten*, når der produceres varme. Dvs. bestemmelserne sikrer, at der tillades en  $C_v$ -værdi forskellig fra nul.

### Ad 4.1.5

De *nominelle eksterne driftsbetingelser*, som angives for gasturbiner, svarer til ISO referencebetingelser.

Øvrige *eksterne driftsbetingelser* kan f.eks. omfatte returløbstemperatur af fjernvarmevand.

### Ad 4.2.1

Etablering af en *overbelastningsevne*, f.eks. ved udnyttelse af de i anlægget naturligt indbyggede reserver, kan gøre *kraftværksenheden* i stand til at levere reguleringsmæssige ydelser, hvorfor en *overbelastningsevne* anbefales etableret, når det er muligt, under hensyntagen til de økonomiske konsekvenser herved.

### Ad 4.2.2

Bestemmelsen medfører, at en *kraftværksenhed* ikke må sælge reguleringsmæssige ydelser etc., der medfører overskridelse af summen af den oplyste *maksimaleffekt* og *overbelastningsevne*, jf. 16.2.5.

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

### Ad 4.3.2

Kravet til kulstøvfyrede enheder om *minimumeffekt* på 35% af *maksimaleffekten* svarer til opdeling af kulmølle-kapacitet ved maksimal produktion på 3 kulmøller, under antagelse af at en kulmølle fungerer tilfredsstillende ved 50 % indfyring, og der altid kræves minimum to kulmøller i funktion for at sikre kontinuert drift.

### Ad 4.4

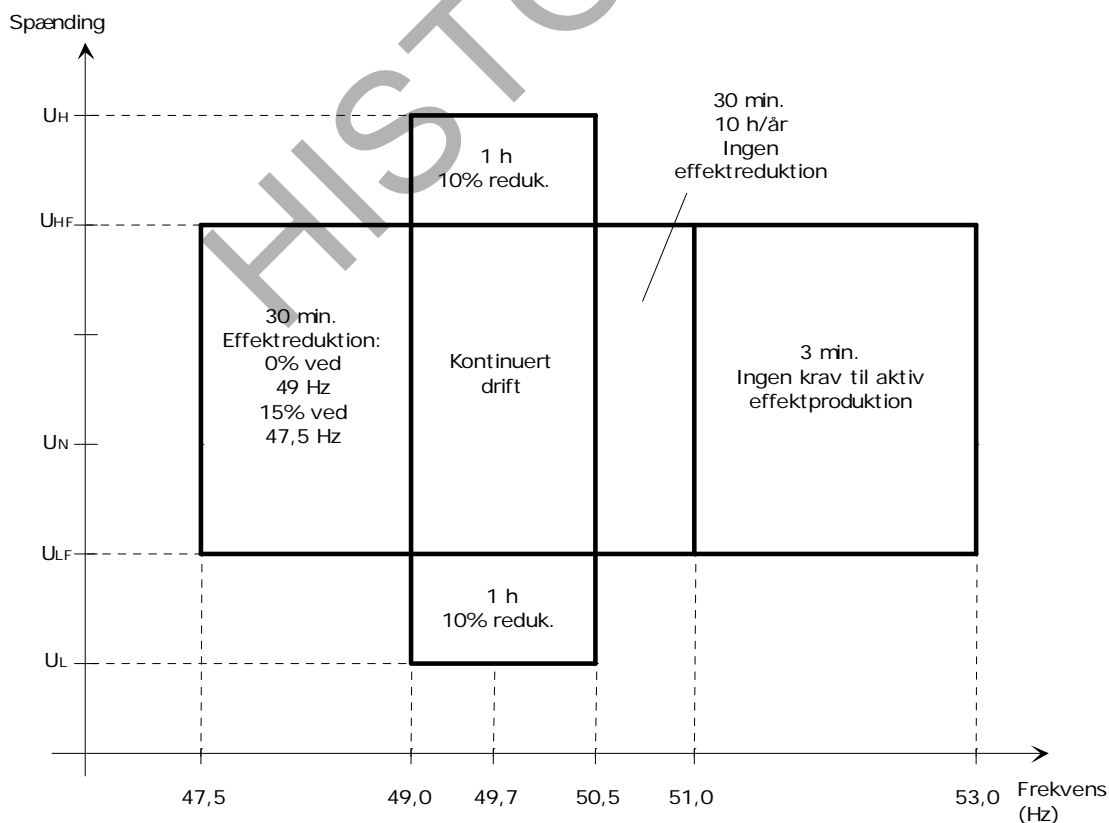
Der stilles ikke krav til virkningsgraden af en *kraftværksenhed* ved dellast. Det anbefales dog, at en *kraftværksenhed* konstrueres med så høj virkningsgrad ved dellast som muligt under hensyntagen til de økonomiske konsekvenser herved med henblik på at gøre *kraftværksenheden* i stand til at levere reguleringsmæssige ydelser.

### Ad 5

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

### Ad 5.1-5.3 og 5.5-5.9

Bestemmelserne i disse afsnit kan sammenfattes i et diagram (se figur 6), som angiver en *kraftværksenheds* driftsområde med hensyn til spænding og frekvens.



Figur 6 Driftsområde som funktion af spænding og frekvens.

Ad 5.2.2

Fuldlast spændingsområdet er fastsat, så intervallet mellem  $U_{LF}$  og  $U_H$  for *nominel spænding* op til 20 kV ligger inden for 20% af *nominel spænding*. Dvs. 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 jf. 5.3.2, tillades en effektreduktion.

Ad 5.3.4

Nedre spændingsgrænse svarer til alle spændingsniveauer, med undtagelse af 10 kV, 15 kV, 20 kV, 150 kV og 400 kV, til 90 % af *nominel spænding*.

Ad 5.5.4

Øvre spændingsgrænse svarer til højeste spænding til udstyr ("highest voltage for equipment"), jf. EN60038. For spændingerne 132 kV og derover er øvre spændingsgrænse dog højere af hensyn til kortvarige høje spændinger ved reetablering efter dødt net. For spændingerne 10 kV, 15 kV og 20 kV er  $U_H$  givet ved Zone B i EN60034-1. For samme spændingsniveauer er der i 5.6.1 angivet ekstra høje spændingsgrænser, svarende til højeste spænding til udstyr i EN60038.

Ad 5.7.1

Den angivne bestemmelse vedr. ændringshastighed for spændingen kan anvendes ved design af en eventuel trinkobler på *kraftværkshedens* egenforsyningstransformerer.

Ad 5.10

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

Ad 5.11

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 således 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 (akseffekt)  
 $H$  : Inertikonstant

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

---

$S_n$	: Generatorens mærkeeffekt
$f_n$	: Nominel frekvens (50 Hz)

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

$$P_{mek} < 0,24 \cdot S_n$$

Den tilførte mekaniske effekt skal således være under ca. 25 % af *maksimaleffekten*, før der forekommer retureffekt. Dette ligger under minimumeffekten for hovedparten af *kraftværksenhederne*.

### Ad 6

Bestemmelserne medfører, at en *kraftværksenhed* skal konstrueres, så *kraftværksenheden* kan forblive indkoblet ved de angivne spændingsforstyrrelser. Dette skal ske uanset, at der måtte specificeres en relæbeskyttelse jf. kapitel 13, 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*. Egenforsyningsanlægget skal derfor dimensioneres til at modstå de specificerede forhold uden udkobling og skal derfor være udstyret med sikret forsyning af de til driften nødvendige manøverspændinger.

Egenforsyningsanlæg og generator skal være koblet, således at egenforsyningsanlægget kan modstå de specificerede variationer i spændingen i tilslutningspunkterne. 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 6.2.1-6.2.3

I disse bestemmelser håndteres fejl, som forekommer tæt på *kraftværksenheden* (hvor dennes bidrag til kortslutningsstrømmen er stor). En *kraftværksenhed* skal i dette tilfælde kunne håndtere en fejlprofil, der omfatter en 150 ms 3-faset kortslutning i *tilslutningspunktet* med efterfølgende indsvingningsforløb for spændingen og 1- og 2-fasede fejl, hvor der kan forekomme genindkobling på fejlen. Dvs. *kraftværksenheden* skal kunne håndtere alle fejl, som udkobles af den primære beskyttelse i elforsyningsnettet.

Som led i overholdelse af bestemmelsen skal egenforsyningssystemet kunne tolerere det spændingsdyk, som forekommer i tilslutningen af egenforsyningsystemet pga. den i 6.1.1 specificerede spændingsforstyrrelse.

### Ad 6.2.4

I denne bestemmelse håndteres fejl, som forekommer fjernt fra *kraftværksenheden* (hvor dennes bidrag til kortslutningsstrømmen er lille). I denne situation skal en *kraftværksenhed* kunne levere en kortslutningsstrøm i den tid, som det maksimalt tager at udkoble en fejl med reservebeskyttelse plus tiden for indsvingning af spændingen, i alt op til 5 sekunder. Dvs. *kraftværksenheden* skal kunne håndtere alle generatorfjerne fejl, selvom disse ikke udkobles af nettes primære beskyttelse.

Som led i overholdelse af bestemmelsen skal egenforsyningsanlægget kunne tolerere det spændingsdyk, som fejlen medfører. Den maksimale størrelse af spændingsdykket i egenforsyningsystemet kan beregnes ud fra impedanserne af generator, maskintransformer og net samt koblingen af egenforsyningen. Nettets impedans er givet som den impedans mellem generator og fejl, som netop medfører, at fejlen er generatorfjern - svarende til at den initiale kortslutningsstrøms vekselstrømsbidrag fra generatoren ( $I_k''$ ) netop er 1,8 gange generatorens mærkestrøm.

Størrelsen af spændingsdykket i egenforsyningen vil afhænge af generatorens evne til at opretholde spændingen. Ved passende egenskaber af generatoren, kan spændingsdykket i egenforsyningen således minimeres.

### Ad 6.3.1

Den angivne spændingsprofil for *kraftværksenheder*, tilsluttet distributionsnettet (<100 kV) skal sikre, at en- og to-fasede fejl i transmissionsnettet ikke medfører udkobling af *kraftværksenheden*. En-fasede jordfejl, to-fasede kortslutninger, to-fasede kortslutninger med jordberøring og en-fasede fasebrud i transmissionsnettet kan medføre spændingsdyk ved en *kraftværksenhed*, tilsluttet distributionsnettet af den specificerede størrelse.

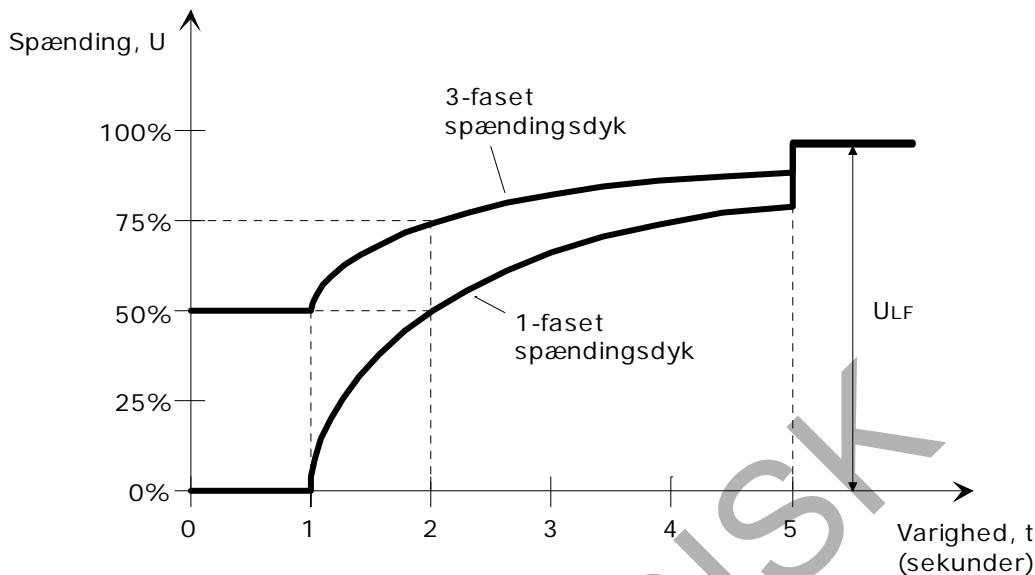
### Ad 6.3.1-6.3.2

Størrelse og varighed af spændingsdyk, som en *kraftværksenhed*, tilsluttet op til 100 kV, skal kunne tolerere, er illustreret i figur 7. For spændingsdyk med en varighed på mellem 1 og 5 sekunder gælder, at sammenhængen mellem størrelsen og varighed af spændingsdykket er udtrykt ved:  $\Delta U \cdot t = \text{konstant}$ , hvor  $\Delta U = U_n - U$ . Konstanten er forskellig for 1-fasede og 3-fasede spændingsdyk.

Bemærk, at figuren ikke viser tids-spændingsforløbet for en fejl, men derimod den varighed en given spænding skal kunne tolereres, f.eks. 50% spænding i 1 fase i 2 sekunder og 75% spænding i 3 faser i 2 sekunder.

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

Bestemmelsen sikrer, at en *kraftværksenhed* kan forblive indkoblet ved fjerne længerevarende en-fasede jordfejl, to-fasede kortslutninger, to-fasede kortslutninger med jordberøring samt en-fasede fasebrud i transmissionsnettet.



Figur 7 Sammenhæng mellem varighed og størrelse af 1-fasede og 3-fasede spændingsdyk, som kraftværksenheder tilsluttet op til 100 kV skal kunne tolerere.

### Ad 7

En *kraftværksenheds* mulighed for overgang til *ø-drift* kræver blandt andet nøje dimensionering af alle de herfor nødvendige elektriske og mekaniske systemer.

### Ad 8

*Kraftværksenheder* med starttider under 15 min. er særlige værdifulde, idet disse vil kunne aktiveres, før eventuelle termiske overbelastninger af ledninger.

#### Ad 8.1.2

Der er behov for mulighed for start fra dødt net fra et mindre antal enheder i systemet af hensyn til reetablering af forsyningen efter et totalt systemnedbrud. Sikring af sådanne faciliteter forudsættes håndteret af den systemansvarlige virksomhed ad anden vej, f.eks. via udbud eller forhandlinger.

#### Ad 8.2.3

En gasturbine af industriel typen er udviklet specifikt til industrielle applikationer. En gasturbine af jet-typen er baseret på gasturbiner udviklet til fly. Gasturbiner af jet-typen afviger fra industriel typen ved typisk at være lettere og have et højere trykforhold. Gasturbiner af jet-typen konstrueres endvidere ikke for så store effekter som gasturbiner af industriel typen.



Ad 8.3.4

Der stilles i DEFU komitérapport 88 krav til forholdet mellem indkoblingsstrømmens størrelse og mærkestrømmen, afhængigt af nettets kortslutningseffekt og generatorens mærkeeffekt for *kraftværksenheder* tilsluttet 0,4 kV og 10-20 kV.

Ad 8.3.5

Bestemmelsen sikrer, at indkoblingsstrømmen, herunder magnetiseringsstrømmen ved indkobling af maskintransformeren, ikke giver anledning til uacceptable spændingsforstyrrelser.

Ad 9.1.3

Denne bestemmelse sikrer, at en kraftværksenhed under kvasi-stationære forhold, (i modsætning til 9.3, som behandler regulering ved fejl) kan regulere med en given hastighed. Med bestemmelsen sikres mulighed for overholdelse af Nordels systemkrav, som angiver, at en specificeret frekvensreguleringsreserve skal være til rådighed inden for 2-3 minutter.

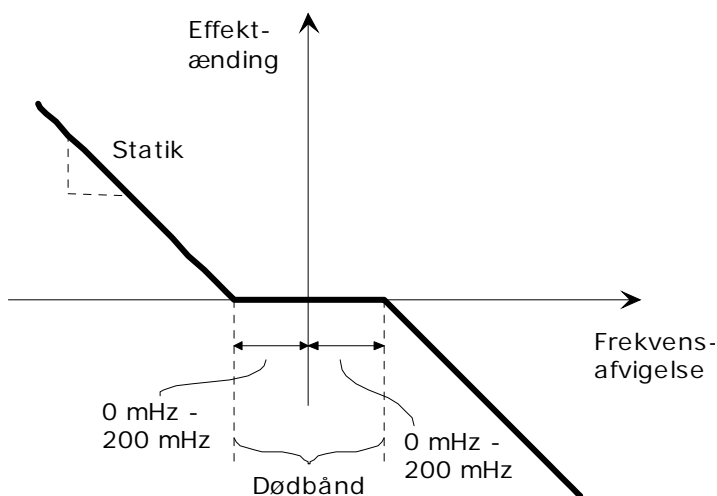
En *kraftværksenheds* maksimale (dimensionerende) effektsvar forekommer ved et dødbånd på  $\pm 0$  mHz og ved den mindste statik.

Ad 9.1.4

Med denne bestemmelse sikres overholdelse af kommende krav fra UCTE.

Ad 9.1.7

*Primærregulatorens* dødbånd skal kunne indstilles i området  $\pm 0$  mHz til  $\pm 200$  mHz. Det vil sige, at dødbåndets ligger symmetrisk omkring referencefrekvensen, og at den samlede bredde skal kunne indstilles til mellem 0 mHz og 400 mHz, jf. figur 8.



Figur 8 Skitse af indstilling af primærregulatorens dødbånd.

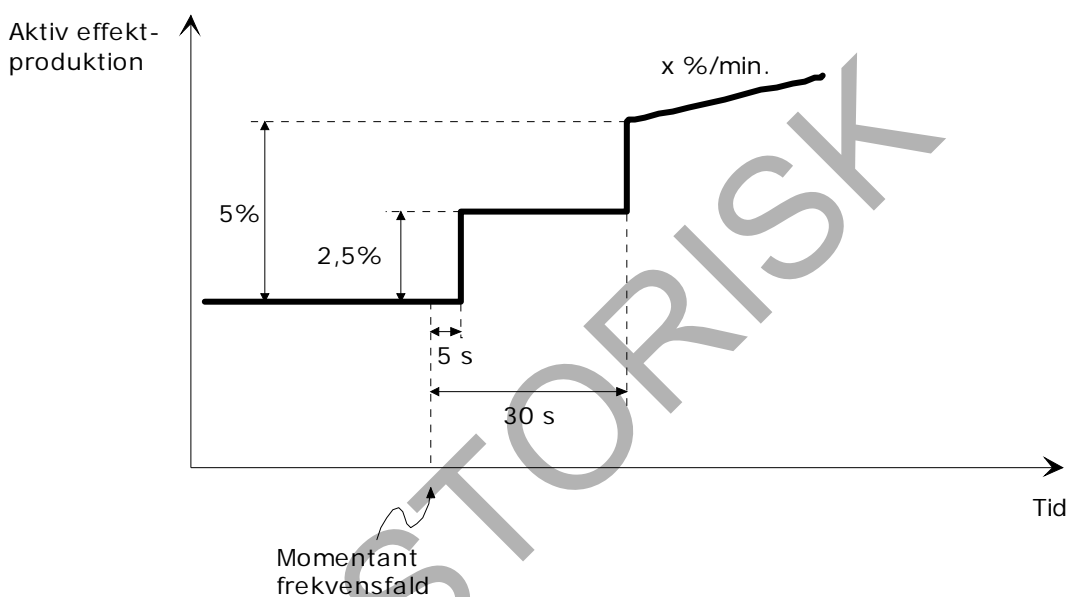
## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

### Ad 9.2.3

Anvendelse af en netregulator er p.t. ikke udbredt. I det tilfælde, hvor der p.t. ikke anvendes netregulator, skal *kraftværksenheden* være forberedt for senere implementering af en netregulator.

### Ad 9.3.2

Mindstekravet til effektresponset ved et momentant frekvensfald, som specificeret jf. 9.3.2, fremgår af figur 9. Responset kan f.eks. opnås ved drift med fordrøvling for damp turbineenheder.

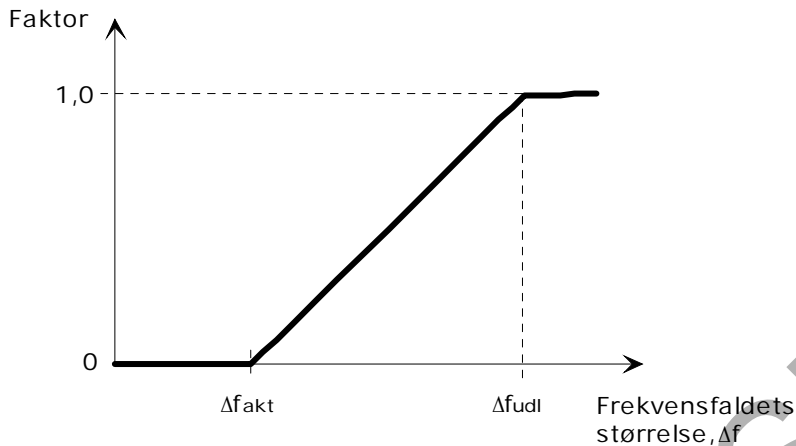


Figur 9 Minimumskrav til nettoeffekt ved et momentant frekvensfald af en størrelse som specificeret jf. 9.3.2 (pt. 0,2 Hz henholdsvis 0,5 Hz).

For *kraftværksenheder* tilsluttet i det UTCE-synkrone område specificeres frekvensfaldet/frekvensstigningen, som skal udløse den angivne øgning/reduktion af *nettoeffekt*, pt. til 0,2 Hz i forhold til referencefrekvensen ( $\Delta f_{\text{udl}} = 0,2 \text{ Hz}$ ). For *kraftværksenheder* tilsluttet det Nordel-synkrone område specificeres frekvensfaldet/frekvensstigningen pt. til 0,5 Hz i forhold til referencefrekvensen ( $\Delta f_{\text{udl}} = 0,5 \text{ Hz}$ ).

Ad 9.3.3

Faktoren  $K$  som funktion af frekvensændringer,  $\Delta f$ , fremgår af figur 10. Det bemærkes, at  $K=0$  ved frekvensfald lig frekvensen for aktivering ( $\Delta f_{akt}$ ) og  $K=1$  ved frekvensfald lig frekvensfaldet specificeret i 9.3.2 ( $\Delta f_{udl}$ ).



Figur 10 Reduktion af effektresponsen i bestemmelse 9.3.2 ved frekvensændringer, der er mindre end  $\Delta f_{udl}$ .

For *kraftværksenheder*, tilsluttet i det UTCE-synkrone område, specificeres frekvensafvigelsen for aktivering af den momentane reserve pt. til 0 Hz ( $\Delta f_{akt} = 0$  Hz). For *kraftværksenheder* tilsluttet det Nordel-synkrone område specificeres frekvensafvigelsen for aktivering af den momentane reserve pt. til 0,1 Hz ( $\Delta f_{akt} = 0,1$  Hz).

Ad 10.1

Med dagens teknologi baseres *kraftværksenheder* med *nominel maksimaleffekt* på 1,5 MW eller mere på synkrongeneratorer. Den måde, hvorpå flere af forskriftens bestemmelser er formuleret, forudsætter dette.

Man kan forestille sig, at det ved udvikling af nye generatorteknologier, f.eks. inkluderende effektelektronik, kunne være ønskeligt at basere *kraftværksenheder* på disse. Hvis der opstår et sådant ønske/behov, vil det være nødvendigt at revidere forskriften og/eller yde dispensation.

Ad 10.2.3

Kortslutningsforholdet er det reciprokke af den mættede synkrone reaktans i p.u. Kravet om et kortslutningsforhold på mindst 0,45 er i overensstemmelse med EN60034-3 for enheder mindre end 200 MVA.

Ad 10.2.4

Bestemmelsen gælder for den mættede værdi af den transiente reaktans. Med denne bestemmelse sikres overholdelse af Nordels rekommandation.

### Ad 11.1.3

Det skal bemærkes, at der med denne bestemmelse stilles krav til den reaktive effektproduktion mellem fuldlastområdets nedre spændingsgrænse,  $U_{LF}$ , og den nedre spændingsgrænse,  $U_L$ , jf. 5.3.4 samt mellem fuldlastområdets øvre spændingsgrænse,  $U_{HF}$ , og den øvre spændingsgrænse,  $U_H$ , jf. 5.5.4.

### Ad 11.4

Bestemmelserne vedrørende spændingsloft og spændingsresponstid erstatter tidligere bestemmelser vedrørende nominal exiter respons ratio.

#### Ad 11.4.1

Spændingsloftet udtrykker, hvor stor magnetiseringssystemet evne er til at tvinge magnetiseringsstrømmen op. Et højt spændingsloft har tendens til at forbedre den transiente stabilitet.

#### Ad 11.4.2

Denne bestemmelse svarer til at mageniseringsystemet skal være med såkaldt "high initial-response" jf. IEEE-standard 421.2-1990.

#### Ad 11.4.3

Bestemmelsen betyder, at der skal anvendes en passende inverstids-karakteristik og ikke konstanttids-karakteristik for begrænsning af strømmen i stator og rotor. Se f.eks. P. Kundur, "Power System Stability and Control", 1993.

### Ad 12.1

Fejl og hændelser i nettet omfatter f.eks.:

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

Ad 12.1.1

Det forsøges sikret gennem anvisningerne i DEFU-rapporten, at en *kraftværksenhed* ikke sammenkobles asynkront med nettet (dvs. 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 f.eks. 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.

Ad 12.2

Det kan bemærkes, at ændring af relæindstillinger medfører ændringer i dokumentationen jf. 16.2.5. Kraftværksoperatøren skal, jf. 16.3.2, meddele disse ændringer til den systemansvarlige virksomhed.

Ad 13.1

Kommunikationen kan typisk omfatte driftstelefon, maskintelegraf og nødtelefon. Krav om kommunikation er normalt differentieret med *kraftværksenhedens* størrelse.

Ad 13.4

Der henvises særligt til markedsforskrifterne, forskrift D1, afsnit vedr. måling af netto- og bruttoeffekt.

Ad 15

Det skal bemærkes, at der, i blandt andet afsnit 3.3, 16.3, 16.6 og 17.3, også er angivet bestemmelser, som er relevante under drift.

Ad 15.1

En oversigt over relevante forskrifter vedrørende drift findes på den systemansvarlige virksomheds hjemmeside.

For eksempelvis starttider eksisterer der pt. ikke driftsmæssige forskrifter. Hvis der ikke er truffet særlige aftaler, skal det derfor sikres, at *kraftværksenheden* drives, så de angivne starttider til enhver tid kan overholdes. Dette kan f.eks. medføre behov for at holde kedelanlægget tryksat/varmt, når anlægget ikke er i drift.

En anden central parametre, som ikke reguleres af driftsmæssige forskrifter, og hvor indstillingerne i denne forskrift derfor skal sikres overholdt under drift, er indstilling af relæbeskyttelse.

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

---

### Ad 16.2.3

Der vil efter udgivelse af denne forskrift blive udarbejdet nærmere bestemmelser vedrørende udførelse af idriftsættelsesprøve.

### Ad 16.2.4

Der vil efter udgivelse af denne forskrift blive udarbejdet nærmere bestemmelser vedrørende dokumentation af idriftsættelsesprøve.

### Ad H.1-H.7

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

### Ad P

Blokdiagrammet skal opgives i Laplace-domænet, således at de kan indgå ved dynamiske simuleringer af kraftværksenheden og det *sammenhængende elforsyningssystem*. Ved tvivlsspørgsmål omkring modellens detaljeringsgrad mv. anbefales det, at dette forinden aftales med den systemansvarlige virksomhed.

På baggrund af blokdiagrammerne vedrørende primærregulator (afsnit P), magnetiseringsystemet (afsnit S) og drivsystem (afsnit T) samt de dynamiske generatorparametre (afsnit Q) skal det være muligt at etablere en komplet dynamisk model for *kraftværksenheden*, der kan anvendes til dynamiske simuleringer af det *sammenhængende elforsyningssystem*.

### Ad S

Blokdiagrammer skal opgives i Laplace-domænet, således de kan indgå ved dynamiske simuleringer af kraftværksenheden og det *sammenhængende elforsyningssystem*. Ved tvivlsspørgsmål omkring modellernes detaljeringsgrad mv. anbefales det, at dette forinden aftales med den systemansvarlige virksomhed.

### Ad T

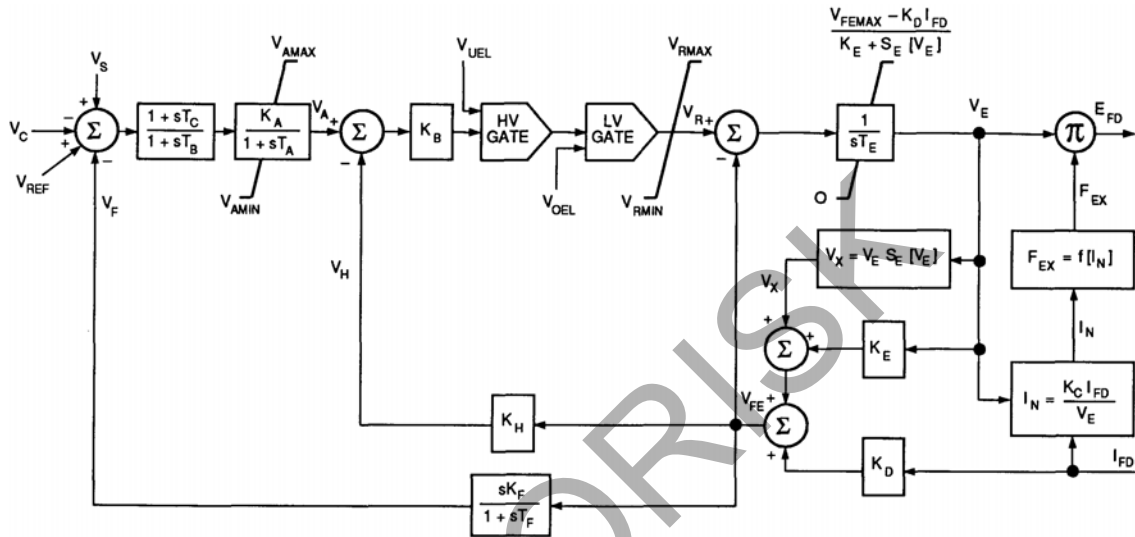
Blokdiagrammet skal opgives i Laplace-domænet, således de kan indgå ved dynamiske simuleringer af det kraftværksenheden og det *sammenhængende elforsyningssystem*. Ved tvivlsspørgsmål omkring modellens detaljeringsgrad mv. anbefales det, at dette forinden aftales med den systemansvarlige virksomhed.

Ad Bilag D

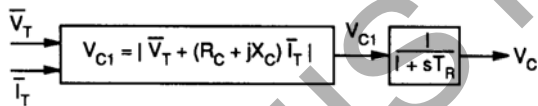
Se bemærkninger under bilag E.

Ad Bilag E

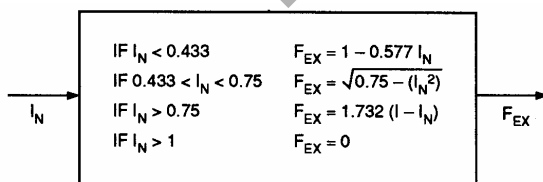
Den ønskede opstilling og detaljeringsgrad af blokdiagrammet med tilhørende tabel med værdier fremgår af eksemplet herunder. For det angivne eksempel er blokdiagrammet opdelt på et hovedblokdiagram samt et blokdiagram for henholdsvis spændingstransducer og ensretterens reguleringsligning.



Figur 11 Blokdiagram for et magnetiseringssystem.



Figur 12 Blokdiagram for transducer til måling af generatorklemspænding for magnetiseringssystemet i figur 11.



Figur 13 Blokdiagram for ensretterens reguleringsligning ( $F_{EX} = f[I_N]$ ) for magnetiseringssystemet i figur 11.

## Bemærkninger (ikke en del af forskriften)

---

Parameter	Enhed	Beskrivelse	Værdi
$T_B$	s	Lead-lag filter time constant	
$T_C$	s	Lead-lag filter time constant	
$K_A$	p.u.	Voltage regulator gain	
$T_A$	s	Voltage regulator time constant	
...	...	...	

Tabel 7. Udsnit af tabel med værdier for magnetiseringssystemet i figur 11-13.

Ad Bilag F

Se bemærkninger under bilag E.

HISTORISK



## **Procedurer mv. ved etablering af kraftværksenheder (ikke en del af forskriften)**

I dette afsnit skitseres procedurer og informationsudveksling ved etablering af nye kraftværksenheder. Der vil i gennemgangen blive lagt vægt på forhold, som har relation til nærværende forskrift. Gennemgangen følger kronologisk forløbet ved etablering af en ny kraftværksenhed.

### **1. Indledende sondringer**

Ved etablering af en ny kraftværksenhed vil det først være nødvendigt at foretage en række indledende sondringer. Disse kan bl.a. omfatte kontakt til følgende parter:

- Den lokale netvirksomhed
- Den systemansvarlige virksomhed
- Energistyrelsen
- Kommune/amt
- Grundejere

Det er meget vigtigt, at kraftværksoperatøren, som led i det indledende arbejde, rekvirerer den gældende udgave af nærværende forskrift fra den systemansvarlige virksomhed med henblik på grundig gennemgang af de bestemmelser, der gælder tilslutning af en kraftværksenhed. Eventuelle spørgsmål til bestemmelserne i forskriften skal rettes til den systemansvarlige virksomhed.

I den indledende fase skal kraftværksejeren også advisere den lokale netvirksomhed og den systemansvarlige virksomhed om planerne for etablering af kraftværksenheden, så der er mulighed for, at kraftværksetableringen kan indgå ved net- og systemplanlægning. Med den systemansvarlige virksomhed bør kraftværksejeren diskutere mulighederne for start fra dødt net, mulighed for levering af reguleringsydelser, afregning for disse ydelser o.l.

### **2. Ansøgning om tilladelse og nettilslutning**

#### **2.1 Afgørelser fra den systemansvarlige virksomhed**

Med baggrund i den valgte kraftværkstype kan der være behov for at fastlægge, hvorvidt et nyt anlæg kan betragtes som bestående af en eller flere kraftværksenheder, jf. bestemmelse 1.1.12. Dette har betydning for de bestemmelser, som anlægget skal overholde. Ved tvivlstilfælde skal kraftværksejeren, jf. bestemmelse 1.1.12, rette henvendelse til den systemansvarlige virksomhed, som vil afgøre, hvorvidt anlægget kan betragtes som bestående af én eller flere kraftværksenheder. Anlæg med mere end én generator

skal altid betragtes som tvivlstilfælde, og kraftværksoperatøren skal derfor i disse tilfælde altid rette henvendelse til den systemansvarlige virksomhed.

Hvor der kan være tvivlstilfælde, tager den systemansvarlige virksomhed ligeledes stilling til:

- Definition af normal driftstilstand for anlægget, jf. bestemmelse 1.1.23
- Fastsættelse af minimumeffekt for kraftværksenheden, jf. bestemmelse 4.3.2
- Fastsættelse af starttid for kraftværksenheden, jf. bestemmelse 8.2.5.

Anlæg, for hvilke, der kan forekomme flere forskellige driftstilstande under normal drift (f.eks. forskellige brændsler eller med/uden varmeproduktion), skal altid betragtes som tvivlstilfælde, og kraftværksoperatøren skal derfor i disse tilfælde altid rette henvendelse til den systemansvarlige virksomhed.

Den systemansvarlige virksomhed skal altid oplyse:

- Hvilket frekvensfald, som skal udløse en specificeret øgning af nettoeffekten jf. bestemmelse 9.3.2
- Hvilket frekvensfald, der skal lede til en aktivering af øgning af nettoeffekten jf. bestemmelse 9.3.3
- Yderligere specifikationer af udstyr for dæmpning af pendlinger, jf. bestemmelse 11.5.4.

### **2.2 Fastlæggelse af nettilslutningspunkt**

Fastlæggelse af kraftværksenhedens tilslutningspunkt(er) til det kollektive elforsyningsnet sker ved, at der rettes henvendelse til den lokale netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden ønskes etableret.

Den lokale netvirksomhed afgør, hvorvidt kraftværksenheden kan tilsluttes til selskabets net eller skal tilsluttes det overliggende transmissionsnet. I sidstnævnte tilfælde formidles kontakten videre til operatøren af det overliggende net.

Fastlæggelse af tilslutningspunktet, herunder fastlæggelse af om kraftværksenheden kan tilsluttes til den lokale netvirksomheds net, sker ud fra tekniske kriterier.

I forbindelse med fastlæggelse af tilslutningspunktet oplyser netvirksomheden:

- Største og mindste kortslutningseffekt i tilslutningspunktet og andre størrelser som er nødvendige for kraftværksoperatøren for dimensionering af beskyttelsen jf. bestemmelse 12.3
- Krav til fuldlast spændingsområdet jf. bestemmelse 5.2.3

- Tiden ved hvilken anlægget skal kunne drives ved lav spænding, jf. bestemmelse 5.3.2
- Grænsen for høje spændinger, jf. bestemmelse 5.5.4
- Specifikation vedr. spændingsregulering, jf. bestemmelse 11.6.1 og 11.6.2
- Specifikation af jording af generator/maskintransformer, jf. bestemmelse 14.3.1

For fastlæggelse af tilslutningspunktet skal kraftværksejeren stille de relevante anlægsdata til rådighed for netvirksomheden. Dette sker i form af bilag 1, afsnit A-H.

### ***2.3 Fastlæggelse og godkendelse af relæbeskyttelse***

En kraftværksenhed skal udstyres med relæbeskyttelse i overensstemmelse med bestemmelse 12.1.

For kraftværksenhed, tilsluttet et leveringspunkt med nominel spænding på 10-20 kV, skal kraftværksejeren rette henvendelse til den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden er tilsluttet, med henblik på beregning af indstillingen af synkronunderspændingsrelæet, jf. bestemmelse 12.1.1. Det kan endvidere, jf. bestemmelse 12.1.1, være nødvendigt at få godkendt den øvrige relæbeskyttelse hos både den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden er tilsluttet. Kraftværksejeren skal tilse, at dette sker.

For kraftværksenheder tilsluttet et leveringspunkt med nominel spænding over 100 kV skal kraftværksejeren, jf. bestemmelse 12.1.2, tage kontakt til den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden er tilsluttet, med henblik på fastlæggelse af kraftværksenhedens beskyttelse.

For øvrige kraftværksenheder (herunder enheder tilsluttet 30 kV og 50-60 kV) skal kraftværksoperatøren, jf. bestemmelse 12.1.3, tage kontakt til den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden tilsluttes, med henblik på fastsættelse af relæbeskyttelsen.

### ***2.4 Udtalelse fra netvirksomhed og den systemansvarlige virksomhed***

Ved ansøgning om godkendelse af kraftværksenheden hos myndighederne skal kraftværksejeren med ansøgningen vedlægge en udtalelse fra den systemansvarlige virksomhed og den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden tilsluttes, jf. §6 i ”Bekendtgørelse om varmeplanlægning og godkendelse af anlægsprojekter for kollektive varmforsyningsanlæg”, bekendtgørelse nr. 582 af 22. juni 2000 og §5 stk. 3 i ”Bekendtgørelse om betingelser og procedurer for meddelelse af tilladelse til etablering af nye elproduktionsanlæg samt væsentlige ændringer i bestående anlæg”, bekendtgørelse nr. 493 af 12. december 2003.

Kraftværksejeren retter henvendelse til den systemansvarlige virksomhed og netvirksomheden med henblik på udtalelsen. For udarbejdelse af udtalelsen skal kraftværksejeren stille de nødvendige anlægsdata mv. til rådighed. Dette skal ske i form af bilag 1, afsnit A-I, afsnit K-O og afsnit U-V. Disse data vil af den systemansvarlige virksomhed og netvirksomheden blive anvendt med henblik på netplanlægning etc.

I forbindelse med udtalelsen vil den systemansvarlige virksomhed blandt andet tilse, at de under afsnit 2.1 på side 89 nævnte bestemmelser og afgørelser overholdes.

### **2.5 Myndighedsgodkendelse**

Det lovmæssige grundlag vedrørende godkendelse af nye kraftværksenheder findes i elforsyningslovens kapitel 3, herunder særligt kravet om bevilling til kraftværksenheder med nominel effekt over 25 MW. Med hjemmel i bestemmelserne i loven er der udstedt "Bekendtgørelse om betingelser for meddelelse af tilladelse til etablering af nye elproduktionsanlæg samt væsentlige ændringer i bestående anlæg", bekendtgørelse nr. 493 af 12. december 2003. Bekendtgørelsen stiller krav til ansøgning om tilladelse fra Energi styrelsen. Bekendtgørelsen omfatter alle elproduktionsanlæg undtagen:

- Elproduktion anlæg under 5 MW
- VE-anlæg under 10 MW
- Kraftvarmeanlæg med en eleffekt på under 25 MW

Af bekendtgørelsen fremgår procedure og indhold af ansøgning.

Kraftvarmeanlæg med en eleffekt på under 25 MW er underlagt reglerne i varmforsyningsloven og den hertil knyttede bekendtgørelse om varmeplanlægning og godkendelse af anlægsprojekter for kollektive varmforsyningsanlæg (bekendtgørelse nr. 582 af 22. juni 2000).

Ud over den beskrevne godkendelse kan opførelsen af kraftværksenheden være underlagt godkendelser i amt/kommune, for så vidt angår lokalplan, miljø, VVM o.l.

## **2.6 Tilslutningsaftale**

Der skal mellem kraftværksejeren og den netvirksomhed, i hvis net kraftværksenheden skal tilsluttes, udarbejdes en tilslutningsaftale for kraftværksenheden. Aftalen regulerer de nærmere vilkår for kraftværksenhedens etablering og drift med henblik på at sikre, at kraftværksenheden etableres og drives i overensstemmelse med gældende specifikationer og for at sikre, at elproduktionen kan indpasses på rimelig vis i forhold til den samlede elproduktion, og at netvirksomheden kan opfylde forpligtelsen til at tilvejebringe en tilstrækkelig og sikker elforsyning i selskabets forsyningsområde. Aftalen regulerer endvidere vilkårene for netvirksomhedens forpligtelse til at aftage elektricitet fra kraftværksenheden.

Der skal i tilslutningsaftalen være henvisning til den gældende tekniske forskrift for termiske kraftværksenheder, som kraftværksenheden skal overholde. Tilslutningsaftalen skal endvidere indeholde driftslederaftale, aftaler vedr. relæindstilling, reaktiv effektproduktion, jording af generators stjernepunkt, indstilling af statik mv. Det skal fremgå at de aftalte indstillingsværdier kan kræves ændret af netvirksomheden og/eller den systemansvarlige virksomhed.

For mindre enheder, er der af Elfor udarbejdet en skabelon til tilslutningsaftalen, som kan anvendes.

## **3. Inden påbegyndelse af opførelse**

Inden påbegyndelse af opførelsen af kraftværksenheden skal kraftværksejeren fremsende foreløbig dokumentation for kraftværksenheden til den systemansvarlige virksomhed. Formen på dokumentationen skal være som specificeret i bilag 1, samtlige afsnit og bilag.

## **4. Inden påbegyndelse af idriftsættelsesprøver**

Inden idriftsættelsesprøver igangsættes skal der fremsendes opdateret dokumentation for kraftværksenheden til den systemansvarlige virksomhed og netvirksomheden, i hvis net kraftværksenheden tilsluttes. Formen på dokumentationen skal være som specificeret i bilag 1, samtlige afsnit og bilag. På baggrund heraf gives tilladelse til idriftsættelsesprøve med drift på nettet fra henholdsvis den systemansvarlige virksomhed og driftslederen for det net, hvortil kraftværksenheden tilsluttes. Den systemansvarlige virksomhed giver tilladelse, for så vidt angår kraftværkets egenskaber, og driftslederen giver tilladelse, for så vidt angår de drifts- og sikkerhedsmæssige forhold. Tilladelse omfatter idriftsættelsesprøven som specificeret af kraftværksejeren.

Kraftværksejeren skal endvidere sikre koordinering med netvirksomheden og den systemansvarlige virksomhed omkring det praktiske forløb under prøverne i det omfang, det kan have betydning for systemdriften.

## **5. Ved tilladelse til drift**

Efter idriftsættelsesprøven fremsendes den endelige dokumentation til den systemansvarlige virksomhed, jf. bestemmelse 16.2.4 og 16.2.6. Den systemansvarlige virksomhed godkender herefter idriftsættelsen af kraftværksenheden, jf. bestemmelse 16.2.7.

HISTORISK

## Tidligere bestemmelser (ikke en del af forskriften)

Der angives her en oversigt over tidligere bestemmelser og rekommandationer gældende for *termiske kraftværksenheder*. Eksisterende anlæg etableret før nærværende forskrift vil være omfattet af de tidligere bestemmelser og rekommandationer.

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

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

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

- 1977-1991: ”Kraftværkspecifikationer for effektudbygning i 80’erne”, ARN-77/179, Elsam, 1977.
- 1991-1995: ”Kraftværkspecifikationer for decentrale kraftvarmeanlæg op til 50 MW” notat EP91/172, Elsamprojekt, 1991.
- 1995-2004: ”Kraftværkspecifikationer for produktionsanlæg mellem 2 og 50 MW” notat SP92-017a, Elsam, 1995.

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

- 1975-1982: ”Drifttekniske specifikationer for varmekraft”, Nordel, juli 1975.
- 1982-1995: ”Drifttekniske specifikationer for varmekraft, 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.

## 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. Elsam, "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg > 50 MW", notat SP92-230j, 1995.
4. Elsam, "Kraftværksspecifikationer for produktionsanlæg mellem 2 og 50 MW" notat SP92-017a, 1995.
5. DEFU komitérapport 88, "Nettilslutning af decentrale produktionsanlæg", marts 1991.
6. DEFU teknisk rapport 293, "Relæbeskyttelse ved decentrale produktionsanlæg med synkrongeneratorer", 2. udgave, juni 1995.
7. EN60034-16-1 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Chapter 1: Definitions", 1995.
8. IEC tekniske rapport IEC60034-16-3 "Rotating electrical machines - Part 16: Excitation systems for synchronous machines - Section 3: Dynamic performance", 1996.
9. IEEE Std. 421.5-1992 "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 1992.
10. DEFU teknisk rapport 303, "Relæbeskyttelse af kraftværkers egenforsyningsanlæg", juli 1992.
11. EN60034-1, "Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance", 2004
12. EN60034-3, "Rotating electrical machines, part 3: Specific requirements for turbine-type synchronous machines", 1995,
13. EN60076-1, "Power transformers, part 1: General", 1997