

■ www.energy.sintef.no ■

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett

SAKSBEARBEIDER(E)

Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen,
Øivind Håland (Agder Energi Nett AS)

OPPDRAAGSGIVER(E)

Norges forskningsråd, ABB, Hafslund, Agder Energi, TEV,
Helgelandskraft, NTE, Nortroll og Siemens

TR NR.	DATO	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF.	PROSJEKTNR.
TR A6343.01	2006-11-30	Distribusjonsnett 2020	12X386
ELEKTRONISK ARKIVKODE		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.)	GRADERING
		Bjørn Gustavsen	Åpen
ISBN NR.	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.)	OPPLAG SIDER
82-594-3226-9		Petter Støa	21 55
AVDELING	BESØKSADRESSE	LOKAL TELEFAKS	
Energisystemer	Sem Sælandsv. 11	73 59 72 50	

RESULTAT (sammendrag)

Denne rapporten er et forslag til tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett opp til 24 kV. Slike tekniske retningslinjer vil være et nyttig tillegg til Avtale mellom Nettselskap og Innmatingskunde. Ved utarbeidelse av disse retningslinjene er det tatt hensyn til både nasjonale forskrifter, internasjonale normer og lignende retningslinjer som er tilgjengelige fra utlandet.

Denne rapporten er utarbeidet i prosjektet "Distribusjonsnett 2020" i samarbeid med de nettselskaper som er partnere i prosjektet: Agder Energi, Hafslund, Helgelandskraft, NTE og TEV. Prosjektet er støttet av Norges forskningsråd gjennom RENERGI-programmet. Hovedsponsor i prosjektet er ABB og andre partnere er Nortroll og Siemens. Rapportens hoveddel bygger på et utkast fra Agder Energi Nett. I prosjektet vil det bli arbeidet videre med tekniske problemstillinger i forbindelse med tilknytning av distribuert produksjon og dette arbeidet vil danne grunnlag for senere oppdateringer av retningslinjene.

Rapporten inneholder et sett med retningslinjer og en vedleggsdel. I vedlegg beskrives nødvendige analyser og beregninger samt nødvendig informasjonsflyt mellom Netteier og Utbygger i den prosessen det er fra første henvendelse og fram til en produksjonsenhet er tilknyttet og godkjent for drift i distribusjonsnett. I vedlegget gis også ytterligere forklaringer til en del punkter i retningslinjene.

Retningslinjene er primært utformet for tilknytning av store DG-enheter med synkron/asynkron generator i høyspenning distribusjonsnett. En DG-enhets innvirkning på distribusjonsnett vil avgjøre hvor grundig tilknytningen må behandles og hvor godt den konkrete DG-enheten må tilpasses nettet. Penetrasjonsgrad og plassering av distribuert produksjon og stivheten i nettet vil være avgjørende faktorer for produksjonens innvirkning på nettet. Ved tilknytning av DG-enheter med liten innvirkning på distribusjonsnett for eksempel på grunn av lav ytelse vil en del krav forenkles, mens ved tilknytning av mange DG-enheter i samme nettdel kan strengere krav være nødvendig for å sikre tilfredsstillende spenningskvalitet for øvrige nettkunder. Nettselskapene må vurdere om de foreslåtte størrelser og grenser i retningslinjene egner seg i deres konkrete nett og i hvert enkelt tilfelle.

STIKKORD

EGENVALGTE	Distribuert produksjon	Distribusjonsnett
	Tekniske funksjonskrav	Tilknytning

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1 INNLEDNING	7
1.1 INNFORING AV LOKAL PRODUKSJON MEDFØRER ENDRINGER I NETTET	7
1.2 RAPPORTENS INNHOLD	8
1.3 BAKGRUNN	8
1.4 ANSVARSFORHOLD	9
1.5 BEGRENSNINGER	9
1.6 DG-ENHETERS INNVIRKNING I DISTRIBUTJONSNETTET	9
2 DEFINISJONER OG FORKORTINGER	11
2.1.1 DG-enhet	11
2.1.2 DG-enhet med selvmagnetiserende generator	11
2.1.3 Distribusjonsnett – høyspennings- og lavspenningsanlegg	11
2.1.4 Effektfaktor	11
2.1.5 Frakoblingstid	11
2.1.6 Maksimal kortslutningsstrøm	11
2.1.7 Maksimum aktiv effektproduksjon	11
2.1.8 Produksjonsrelaterte nettanlegg	12
2.1.9 Tilknytningspunkt	12
2.1.10 Tilknyttet avgang	12
2.1.11 Transient stabilitet	12
2.1.12 Stasjonær stabilitet	12
2.1.13 Øydrift	12
3 OVERORDNEDE KRAV	13
3.1 KRAV TIL ALT UTSTYR	13
3.1.1 Overordnet krav	13
3.2 VIKTIGE FORSKRIFTER	13
4 TEKNISKE FUNKSJONSKRAV	14
4.1 KRAV TIL LEVERINGSKVALITET	14
4.1.1 Generelle krav	14
4.1.2 Rett til skjering av spenningskvalitetskrav	14
4.1.3 Spenningsvariasjon <u>hos sluttbrukere</u> tilknyttet distribusjonsnett	14
4.1.4 Laveste tillatte stasjonære spenning i <u>tilknytningspunktet</u> i normal drift	14
4.1.5 Høyeste tillatte stasjonære spenning i <u>tilknytningspunktet</u> i normal drift	14
4.1.6 Tillatte spenningsssprang i tilknytningspunktet	15
4.1.7 Krav til innkobling	15
4.1.8 Hurtige spenningsvariasjoner (flimmer)	15
4.1.9 Grenseverdier for overharmonisk strøm	15
4.1.10 Grenseverdier for overharmoniske spenninger	16
4.1.11 Maksimum tillatt spenningsusymmetri	16
4.1.12 Innmating av DC-strøm	16
4.1.13 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetskrav	16
4.2 KRAV TIL DG-ENHETENS GENERATORUTRUSTNING	17
4.2.1 Generelle krav til generatorutrustning	17
4.2.2 Krav til effektfaktor for synkrongenerator	17
4.2.3 Krav til fasekompensering for asynkrongenerator	17
4.2.4 Krav ved bruk av dobbeltmatet asynkrongenerator	17
4.2.5 Krav til regulering av aktiv effekt	17

4.2.6	Krav til transient stabilitet.....	18
4.2.7	Krav om stasjonær stabilitet.....	18
4.2.8	Krav til magnetiseringssystem for synkrongeneratorer	18
4.2.9	Spenningsregulators/magnetiseringssystems respons på mindre driftsforstyrrelser.....	19
4.2.10	Krav til magnetiseringssystemet til transient stabile enheter.....	19
4.2.11	Regulering av spenning/reaktiv effekt.....	19
4.2.12	Egenskaper til reaktiv effektregulator.....	19
4.2.13	Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering	20
4.2.14	Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrongeneratorer.....	20
4.3	KRAV TIL VERN	21
4.3.1	Overordnet krav til frakobling av DG-enhet.....	21
4.3.2	Respons på unormal spenning	21
4.3.3	Respons på unormal frekvens	21
4.3.4	Krav til frakobling ved feil internt i DG-enhetens anlegg	22
4.3.5	Krav til frakobling ved over- og kortslutningsstrøm i tilknytningspunktet	22
4.3.6	Respons på jordfeil.....	22
4.3.7	Innkobling av DG-enhet etter feil i distribusjonsnett.....	22
4.3.8	Vernsignaler	22
4.3.9	Kontrollert øydrift	22
4.4	KRAV TIL MÅLINGER, DATAUTVEKSLING OG FJERNSTYRING	23
4.4.1	Krav til overvåking	23
4.4.2	Krav til utstyr for fjernstyring.....	23
4.4.3	Krav til utstyr for datautveksling	23
4.4.4	Målinger	23
4.4.5	Overføring av data til nettsentralen.....	23
4.4.6	Fjernstyring	23
4.4.7	Kommunikasjonsprotokoller.....	23
4.4.8	Integrasjon i nettsentralsystem.....	23
4.5	KRAV TIL ANNET UTSTYR.....	24
4.5.1	Integrasjon av DG-enhetens jordingssystem med Nettselskapets nett.....	24
4.5.2	Krav til generatortransformator	24
4.5.3	Krav til innkoblingsutstyr	24
4.5.4	Krav til låsbart og synlig delingsbrudd i utvekslingspunkt.....	24
4.5.5	Spenningsforsyning til kontrollanlegg.....	24
5	FORHOLD SOM BERØRER DISTRIBUSJONSNETTET	25
5.1	RELÉVERNRESPONS I DISTRIBUSJONSNETT	25
5.1.1	Krav om kortslutningsberegninger.....	25
5.1.2	Behov for detektering av returspenning i distribusjonsnett	25
5.1.3	Behov for endringer i distribusjonsnettets avgangsvern.....	25
5.2	FORSTERKNING AV DISTRIBUSJONSNETTET	25
5.2.1	Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnett.....	25
5.2.2	Begrensning av store feilstømmer	25
6	DRIFT OG VEDLIKEHOLD AV DG-ENHETEN	26
6.1	KRAV TIL DAGLIG DRIFT AV DG-ENHETEN.....	26
6.1.1	Krav om godkjent driftsansvarlig	26
6.1.2	Krav om fullmakt til frakobling i spesielle situasjoner.....	26
6.1.3	Krav om tilgjengelig driftsvakt.....	26
6.1.4	Informasjon og koordinering før planlagte utkoblinger i distribusjonsnett	26

6.2	KRAV TIL ENDRINGER	26
6.2.1	Endring av innstillinger	26
6.3	KRAV TIL VEDLIKEHOLD OG PERIODISK TESTING AV DG-ENHETEN.....	26
6.3.1	Vedlikehold.....	26
6.3.2	Periodisk testing.....	27
6.3.3	Inspeksjons- og testprotokoll.....	27
7	KRAV TIL PROSJEKTERING, UTFØRELSE, TESTING OG IDRIFTSETTELSE.....	28
7.1	PROSEDYRE FOR GODKJENNING AV SPESIFIKASJON FOR ELEKTROMEKANISK INSTALLASJON.....	28
7.1.1	Dokumentasjon	28
7.1.2	Spesifikasjon.....	28
7.1.3	Godkjenning	28
7.1.4	Systemparametre.....	28
7.2	IDRIFTSETTELSE OG DRIFTSTILLATELSE	28
7.3	IDRIFTSETTELSESTEST	28
7.3.1	Dokumentasjon	29
7.3.2	Aksept for midlertidig driftstillatelse.....	29
7.4	PERMANENT DRIFTSTILLATELSE	29
7.4.1	Minimum driftsperiode.....	29
7.4.2	Tilpasninger	29
7.4.3	Skriftlig tillatelse	29
VEDLEGG A:	TILKNYTNINGSPROSESSEN.....	32
A.1	Oppgaver og informasjonsflyt i forbindelse med tilknytning av ny produksjon.....	32
A.2	Informasjonsfasen.....	32
A.3	Vurderingsfasen.....	37
A.4	Hvor mye skal gjøres av Nettselskapet.....	38
VEDLEGG B:	ANALYSER AV TILKNYTNING AV NY PRODUKSJON	39
B.1	PENETRASJONSGRAD	39
B.2	LASTFLYTBREGNINGER.....	39
B.4	BEREGNING AV SPENNINGSSPRANG	40
B.5	KORTSLUTNINGSBEREGNINGER.....	40
B.6	BEREGNINGER FOR Å KARTLEGGE TRANSIENT STABILITET	41
VEDLEGG C:	NØDVENDIGE DATA FOR VURDERING AV TILKNYTNINGEN	42
C.1	FREMSKAFFELSE AV NØDVENDIGE DATA FOR PRODUKSJONSENHETEN	42
C.2	DATA FOR TRANSFORMATOR.....	42
C.3	DATA FOR SYNKRONMASKINER.....	43
C.4	DATA FOR ASYNKRONMASKINER.....	44
C.5	DATA FOR MAGNETISERINGSUTRUSTNING, TURBINER OG REGULATORER FOR DISSE.....	44
VEDLEGG D	KOMMENTARER TIL RETNINGSLINJENE.....	47
D.1	KOMMENTARER TIL PUNKT 4.1 - LEVERINGSKVALITET	47
D.2	KOMMENTARER TIL PUNKT 4.2 - GENERATORUTRUSTNING	48
D.3	KOMMENTARER TIL PUNKT 4.3 - VERN	50
D.4	KOMMENTARER TIL PUNKT 4.4 - MÅLINGER.....	51
D.5	KOMMENTARER TIL PUNKT 4.5 - ANNET UTSTYR.....	51
D.6	KOMMENTARER TIL PUNKT 5 - 7	52
REFERANSER		53

1 INNLEDNING

1.1 INNFORING AV LOKAL PRODUKSJON MEDFØRER ENDRINGER I NETTET

Tradisjonelt er distribusjonsnettet i Norge drevet som et radialnett med kun last tilknyttet. Det gir en ensidig mating av effekt utover avgangen fra transformatorstasjonen, med et fall i linjespenningen utover avgangen. I et slikt nett er spenningen i stasjonen den høyeste og spenningen i linjeenden den lavest på avgangen.

Når lokal produksjon skal inn i et slikt nett introduseres en toveis effektflyt, med tilhørende endringer i strøm- og spenningsforhold. Det er ikke lenger gitt at stasjonen har høyeste spenning og linjeenden lavest spenning. Komponentene i nettet får endret sine strømpåkjenninger. Når det oppstår feil i nettet vil lokal produksjon også få en innvirkning. Økning i kortslutningsstrømmer vil medføre økte bryterpåkjenninger. Endrede kortslutningsstrømmer kan medføre behov for endringer i verninnstillinger og vernutrustning.

Hvor stor innvirkning en DG-enhet har i et nett er avhengig av enhetens produksjon (aktiv og reaktiv effekt), plassering og nettets overføringskapasitet og karakteristika.

Tilknytning av lokal produksjon skal ikke medføre uakseptabel leveringskvalitet i nettet. Utstyret som installeres må ha en tilfredsstillende tekniske kvalitet og det må tilpasses det eksisterende nett. Produksjonens innvirkning på eksisterende nett må vurderes og eventuelle tiltak for å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet må iverksettes.

Tilknytning av lokal produksjon skal heller ikke medføre økt fare for skade på utstyr eller økt sikkerhetsrisiko.

Dette krever at en rekke forhold vurderes og at en rekke krav må oppfylles. For Utbygger som skal planlegge og tilknytte en ny DG-enhet er det viktig å vite hva som kreves fra Nettselskapets side. For Nettselskapet er det viktig å få vurdert produksjonens innvirkning på eksisterende nett og å finne gode løsninger for å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet også etter tilknytningen.

Det å få tilknyttet en lokal produksjonsenhet er en prosess som krever samarbeid mellom Nettselskap og Utbygger. Underveis i denne prosessen må flere valg, vurderinger og tilpassninger gjøres. I denne prosessen er det viktig at det finnes klare retningslinjer for hva som kreves av det tekniske utstyret og at det tidlig i prosessen avklares hva som må gjøres og vurderes, når i prosessen og av hvem.

1.2 RAPPORTENS INNHOLD

Dette dokumentet inneholder retningslinjer for teknisk og operativ utførelse av nettilknytning, idriftsettelse og drift av produksjonsenheter (DG-enheter) tilkoblet distribusjonsnett. Retningslinjene forutsettes å være vedlegg til Avtale mellom Nettselskap og Innmatingskunde.

Det gis en oversikt over definisjoner og forkortelser i Kapittel 2. Sentrale overordnede forskrifter som skal overholdes listes i Kapittel 3.

Retningslinjene inneholder tekniske funksjonskrav til følgende:

- Leveringskvalitet – Kapittel 4.1
- DG-enhens generatorutrustning – Kapittel 4.2
- Vern – Kapittel 4.3
- Målinger, datautveksling og fjernstyring – Kapittel 4.4
- Annet utstyr – Kapittel 4.5

Retningslinjene inneholder videre krav til følgende:

- Forhold som berører distribusjonsnett – Kapittel 5
- Drift og vedlikehold av DG-enheten – Kapittel 6
- Prosjektering, utførelse, testing og idriftsettelse – Kapittel 7

Vedleggsdelen beskriver tilknytningsprosessen og utdyper retningslinjene:

- Vedlegg A beskriver oppgaver og informasjonsfly i tilknytningsprosessen.
- Vedlegg B beskriver nødvendige analyser og beregninger for å vurdere konsekvenser av ulike tilknytninger.
- Vedlegg C gir en oversikt over data som er nødvendige for ulike analyser, spesielt for dynamiske beregninger.
- Vedlegg D inneholder utfyllende kommentarer til punkter i retningslinjene.

1.3 BAKGRUNN

Dokumentet bygger på et ukast til ”Krav til kraftverk og produksjonsrelaterte nettanlegg med aggregatytelse ≤ 10 MW tilknyttet distribusjonsnett med merkespenning ≤ 24 kV” fra Agder Energi Nett [AEN, 2006].

Ved utarbeidelse av retningslinjene er det tatt hensyn til både nasjonale forskrifter, internasjonale normer og lignende retningslinjer som er tilgjengelige fra utlandet.

Retningslinjene har vært diskutert og revidert i arbeidsgruppesammenheng i prosjektet ”Distribusjonsnett 2020” som er støttet av Norges forskningsråd. Det vil bli arbeidet videre med tekniske problemstillinger innefor prosjektet og dette vil danne grunnlag for senere oppdateringer av dokumentet.

Det er tatt hensyn til at Nettselskapet skal kunne drifte distribusjonsnettet slik at følgende overholdes:

- Krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS)
- Krav til leveringskvalitet og spenningskvalitet - gitt i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30-1557)
- Krav til samfunnsøkonomisk nettdrift

1.4 ANSVARSFORHOLD

Det er Nettselskapets ansvar å tilpasse konkrete grenseverdier i dokumentet til aktuelle nettforhold og lokale forhold slik at overordnede systemkrav kan overholdes.

Det er innmatingskundens ansvar å sikre at DG-enheten designes, utbygges, idriftsettes og driftes i henhold til gitte retningslinjer, slik at overordnede systemkrav kan overholdes i det aktuelle nettet.

1.5 BEGRENSNINGER

Dette dokumentet tar kun hensyn til forhold som berører personsikkerhet og leveringskvalitet i distribusjonsnettet, i tillegg til at hensyn til optimal samfunnsøkonomisk nettdrift er søkt ivarettatt.

Dette dokumentet er kun aktuelt for DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon inntil 10 MW og med merkespenning i tilknytningspunktet inntil 24 kV.

Dette dokumentet omfatter ikke beskyttelse av DG-enheten mot hendelser som kan skade DG-enheten/anlegget uten å påvirke distribusjonsnettet.

Dette dokumentet beskriver ikke hvordan kravene skal oppfylles i form av spesifikke anleggsløsninger.

1.6 DG-ENHETERS INNVIRKNING I DISTRIBUSJONSNETTET

Det er ikke naturlig å stille samme krav til alle typer og størrelser DG-enheter. De krav som stilles må stå i forhold til den innvirkning DG-enheten(e) vil ha på distribusjonsnettet. DG-enheten(e)s plassering, type, maksimum produksjon og tilknyttet spenningsnivå vil i tillegg til distribusjonsnettets stivhet og andelen distribuert produksjon i forhold til total belastning og belastningsprofil være avgjørende for hvor stor innvirkning en DG-enhet vil ha i distribusjonsnettet.

Retningslinjene er primært utformet for tilknytning av store vannkraftverk med synkron- eller asynkrongenerator til høyspennings distribusjonsnett. Kun trefaseenheter vurderes som aktuelle i Norge i dag.

Det er vanlig å dele inn små vannkraftverk i følgende kategorier:

- Mikrokraftverk: Under 100 kW
- Minikraftverk: Fra 100 til 1000 kW
- Småkraftverk: fra 1 til 10 MW

Ved bruk av retningslinjene i forbindelse med tilknytning av andre typer produksjonsenheter, må produksjonstypens karakteristika og innvirkning på nettet vurderes. En enhet med høyfrekvent svitsjet omformer kan for eksempel generere betydelige harmoniske, men trenger ikke bidra vesentlig til kortslutningsstrømmer i nettet.

Ved tilknytning av små produksjonsenheter i lavspenningsnettet kan retningslinjene forenkles, jf. Vedlegg A. Tilknytning av flere eller større produksjonsenheter i lavspenningsnettet vil imidlertid kreve at tilknytningens innvirkning på nettet vurderes på lik linje med tilknytning i høyspenningsnettet.

2 DEFINISJONER OG FORKORTINGER

2.1.1 DG-enhet

Med en DG-enhet (DG = Distributed Generation) forstås alt utstyr som kobles til/fra distribusjonsnettet ved hjelp av en og samme effektbryter (eller tilsvarende). DG-enheten omfatter generator(er) og ev. transformator med tilhørende apparat- og kontrollanlegg og nettsystemer. Dersom DG-enheten omfatter flere generatorer, er enhetens maksimale aktiv effektproduksjon lik summen av det alle generatorene kan levere på nettet samtidig.

2.1.2 DG-enhet med selvmagnetiserende generator

Selvmagnetiserende generatorer er synkrongeneratorer eller dobbeltmatet asynkrongeneratorer. Også andre asynkrongeneratorer kan i visse øydriftstilfeller være selvmagnetiserende ved samspill med parallellkompensering.

2.1.3 Distribusjonsnett – høyspennings- og lavspenningsanlegg

Med distribusjonsnett menes Nettselskapets nett for overføring av elektrisk kraft til sluttbrukere eller fra innmatingskunder.

- Høyspennings distribusjonsnett eller -anlegg har driftsspenning over 1000 V.
- Lavspennings distribusjonsnett eller -anlegg har driftsspenning under eller lik 1000 V.

2.1.4 Effektfaktor

Aktiv elektrisk effekt (P) defineres positiv når DG-enheten leverer aktiv effekt til nettet. Tilsvarende er reaktiv effekt (Q) positiv når DG-enheten leverer reaktiv effekt til nettet.

Effektfaktoren er per definisjon lik:
$$\frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Effektfaktoren blir lik $\cos\varphi$, der φ er vinkelen mellom spenning og strøm. Vinkelen φ er positiv når DG-enheten leverer reaktiv effekt til nettet og negativ når DG-enheten trekker reaktiv effekt fra nettet.

Forholdet mellom reaktiv effekt og aktiv effekt matet inn i distribusjonsnettet fra DG-enheten blir lik $\tan\varphi \left(\frac{Q}{P} = \tan\varphi \right)$. Effektfaktoren ($\cos\varphi$) er uavhengig av fortegnet på Q, mens $\tan\varphi$ har samme fortegn som Q og kan benyttes til å angi retningen på den reaktive effekten.

2.1.5 Frakoblingstid

Med frakoblingstid menes tid fra unormal driftstilstand (f.eks. unormal strøm eller spenning) oppstår til innmatingen fra DG-enheten er frakoblet.

2.1.6 Maksimal kortslutningsstrøm

Kortslutningsstrøm beregnet i samsvar med IEC 60909-0.

2.1.7 Maksimum aktiv effektproduksjon

Maksimum aktiv effektproduksjon menes den største aktive effekten DG-enheten kan eller tillates å levere inn i distribusjonsnettet i tilknytningspunktet ved merkespenning.

2.1.8 Produksjonsrelaterte nettanlegg

Med produksjonsrelaterte nettanlegg menes kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av elektrisk kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste tilknytningspunkt i nettet.

2.1.9 Tilknytningspunkt

Tilknytningspunktet er det punktet i distribusjonsnettet der en DG-enhet kobles sammen med distribusjonsnettet.

2.1.10 Tilknyttet avgang

Dersom DG-enheten er tilknyttet samleskinnen i hovedtransformatorstasjonen via en radiell avgang, er tilknyttet avgang den delen av avgangen som er koblet til nærmeste effektbryter med vern mellom DG-enheten og samleskinnen. Normalt er nærmeste effektbryter med vern plassert i hovedtransformatorstasjonen.

2.1.11 Transient stabilitet

En DG-enhet er transient stabil hvis den har evne til å stabilisere seg til en normal driftstilstand og beholde synkronisme med distribusjonsnettet etter å ha blitt utsatt for en alvorlig driftsforstyrrelse som f.eks. en kortslutning eller et større lastavslag i nettet.

2.1.12 Stasjonær stabilitet

Stasjonær stabilitet beskriver systemets evne til å ta hånd om endringer som følge av normale lastendringer i nettet, dødgang i regulatorer og moderate endringer av koblingsbildet. Det forlanges at systemets roterende maskineri til enhver tid skal ta hånd om og utregulere slike forstyrrelser uten at effektpendlinger oppstår.

2.1.13 Øydrift

Øydrift er en tilstand der en eller flere DG-enheter forsyner en del av distribusjonsnettet som er isolert fra hovednettet. Øydrift kan være planlagt eller uønsket.

3 OVERORDNEDE KRAV

3.1 KRAV TIL ALT UTSTYR

3.1.1 Overordnet krav

DG-enheten må prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes iht. de overordnede til enhver tid gjeldende lover og forskrifter.

DG-enheten, inkl. vern- og kontrollfunksjoner, skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at risiko for uønsket funksjonssvikt og alvorlige uønsket hendelser minimaliseres.

3.2 VIKTIGE FORSKRIFTER

Bygging og drift av en DG-enhet berøres av en lang rekke lover og forskrifter som alle må overholdes. I det følgende listes noen av de mest sentrale forskriftene:

- 3.2.1 Lov 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).
- 3.2.2 FOR-1990-12-07-959: Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).
- 3.2.3 FOR 1999-03-11 nr 302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.
- 3.2.4 FOR-2004-11-30-1557: Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.
- 3.2.5 FOR 1999-03-11 nr 301: Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester.
- 3.2.6 FOR-2005-12-20-1626: Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.
- 3.2.7 Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg.
- 3.2.8 FOR 1998-11-06 nr 1060: Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg.
- 3.2.9 FOR 1998-10-30 nr 1048: Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av lavspenningsanlegg
- 3.2.10 FOR-1998-10-30-1047: Forskrift om sikkerhet ved arbeid i og drift av høyspenningsanlegg
- 3.2.11 FOR-2005-03-01-190: Forskrift om kvalifikasjoner for elektrofagfolk.
- 3.2.12 FOR 2002-11-22 nr 1323: Forskrift om registrering av virksomheter som prosjekterer, utfører og vedlikeholder elektriske anlegg.
- 3.2.13 FOR 1996-12-06 nr 1127: Forskrift om systematisk helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid i virksomheter (Internkontrollforskriften).

I tillegg til forskriftene finns det normer for hvordan forskriftene kan oppfylles. Følgende norm er svære relevant i forhold til oppfylling av forskriftskrav om leveringskvalitet:

- 3.2.14 NEK EN 50160 Spenningskarakteristikker for elektrisitet levert fra offentlige distribusjonsnett.

4 TEKNISKE FUNKSJONSKRAV

4.1 KRAV TIL LEVERINGSKVALITET

4.1.1 Generelle krav

Generelt forutsettes det at DG-enhetens nettilknytning og bruk av nettet ikke fører til uakseptabel leveringskvalitet eller problemer for den tekniske drift av distribusjonsnettet i forhold til ”Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet”.

Leveringskvalitetsparametere måles iht. bestemmelser gitt i ”Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet”. For å bestemme DG-enhetens bidrag til spenningskvaliteten anbefales målinger både før og etter tilkobling.

4.1.2 Rett til skjerpning av spenningskvalitetskrav

Nettselskapet skal ha rett til å stille strengere krav til spenningskvalitet enn krav gitt i Pkt. 4.1.3 til Pkt. 4.1.12, i distribusjonsnett med stor andel distribuert produksjon i forhold til last eller ved forskriftsendringer. Dette slik at den til enhver tid gjeldende Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet kan overholdes.

Nettselskapet skal ha rett til innskjerpning av gitte krav til spenningskvalitet for en tilknyttet DG-enhet dersom det i samme nett kommer flere DG-enheter, forutsatt at skjerpningen er nødvendig for å oppnå tilfredsstillende spenningskvalitet i nettet forøvrig. Likhetsprinsippet vil bli lagt til grunn ved beregning av maksimum tillatt emisjon fra hver enkelt DG-enhet med grunnlag i maksimum aktiv effektproduksjon.

4.1.3 Spenningsvariasjon hos sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnettet

DG-enheten skal ikke føre til at variasjon i stasjonær spenning hos sluttbrukere overstiger grenseverdiene i Tabell 1. Innmatning av aktiv og reaktiv effekt fra hver DG-enhet må eventuelt begrenses slik at innmatningen ikke medfører overskridelse av disse grensene.

Tabell 1 Tillatt stasjonær spenningsvariasjon hos sluttbrukere ($U_n \leq 1$ kV). Gjennomsnitt over ett minutt.

Maksimum spenning	$U_n + 8 \%$
Minimum spenning	$U_n - 6,5 \%$

4.1.4 Laveste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift

DG-enheten skal ved drift ikke føre til lavere spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt enn den laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet. Laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet er oppgitt i innmatingsavtale og beregnes normalt ut fra lasttilfelle tunglast og lav produksjon.

4.1.5 Høyeste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunktet i normal drift

DG-enheten skal ved drift ikke føre til høyere spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt enn høyeste tillatte spenning i tilknytningspunkt. Høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet er oppgitt i innmatingsavtale og beregnes normalt ut fra lasttilfelle lettlast og høy produksjon.

4.1.6 Tillatte spenningsprang i tilknytningspunktet

DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 250 kW i høyspenningsnettet og 50 kW i lavspenningsnettet skal i normal drift ikke føre til at grenseverdiene for spenningsprang gitt i Tabell 2 overskrides i tilknytningspunktet. Dette gjelder også ved momentan frakobling på grunn av spenningsforstyrrelser i distribusjonsnettet. Ved normal innkobling, gjeninnkobling etter en feil i distribusjonsnettet eller momentan frakobling av disse DG-enhetene må spenningspranget i tilknytningspunktet ikke overstige 4 %. I tillegg skal ikke spenningsprangene medføre overskridelse av krav til flimmer i Pkt. 4.1.8. i tilknytningspunktet.

DG-enheter som er transient stabile og som ikke frakobles ved større spenningsreduksjoner eller feil i naboavganger, kan ved momentan frakobling på grunn av en feil i tilknyttet avgang av distribusjonsnettet tillates å generere et spenningsprang i tilknytningspunktet på inntil 10* % (av merkespenning U_n) i lavspenningsnettet eller over 6* % (av U_n) i høyspenningsnettet.

DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 250 kW tilknyttet høyspenningsnettet og DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 50 kW tilknyttet lavspenningsnettet skal ikke føre til større spenningsprang i normal drift enn maksimum 3* % uavhengig av hyppighet. Dette gjelder også ved momentan frakobling på grunn av spenningsforstyrrelser i distribusjonsnettet. I tillegg skal ikke spenningsprangene medføre overskridelse av krav til flimmer i Pkt. 4.1.8. i tilknytningspunktet.

Tabell 2 Maksimum tillatte grenser for spenningsprang i tilknytningspunktet i normal drift.

Hyppighet av spenningsprang i tilknytningspunktet:	Spenningsprang [% av U_n]	
	$0,23 \text{ kV} \leq U_n \leq 1 \text{ kV}$	$U_n > 1 \text{ kV}$
Inntil 24** ganger pr døgn	4*	4*
Mer enn 24 ganger pr døgn	3*	3*

* Nettselskapet kan sette strengere grenser ved behov.

** Antallet må fordeles mellom alle som genererer sprang av samme kategori.

4.1.7 Krav til innkobling

DG-enheter må kunne innfases/innkobles uten å gi større spenningsprang i tilknytningspunktet enn krav gitt Pkt. 4.1.6, se Vedlegg D Pkt. 4.1.7.

4.1.8 Hurtige spenningsvariasjoner (flimmer)

DG-enheten skal ikke føre til at flimmerintensiteten i tilknytningspunktet overstiger 0,8. Grenseverdien gjelder både kort- og langtidsintensitet.

4.1.9 Grenseverdier for overharmonisk strøm

DG-enheten skal tilfredsstille de tilrådelige grenseverdier for relativ overharmonisk strøm fra last/generatorinstallasjon som er gitt i Tabell 3. I tillegg må kravene til overharmonisk spenning i Pkt. 4.1.10 overholdes. Disse kravene kan medføre strengere krav til generert overharmonisk strøm.

Tabell 3 Anbefalte grenseverdier for relativ overharmonisk strøm fra generatorinstallasjon i henhold til IEC 61000-3-6.

Overharmonisk orden h:	5	7	11	13	$\sqrt{\sum ih^2}$
Overharmonisk strøm $i_h = I_h/I_i$ [%] (*):	5 – 6	3 – 4	1,5 – 3	1 – 2,5	6 – 8

* I_h er total overharmoniskstrøm av orden h, forårsaket av generatorinstallasjon og I_i er rms-verdien av 50 Hz merkestrøm.

IEC 61000-3-6 angir en detaljert metode for beregning av hvilken påvirkning en generator-installasjon har på et faktisk tilknyttet nett.

4.1.10 Grenseverdier for overharmoniske spenninger

DG-enheten skal ikke føre til at overharmoniske spenninger i tilknytningspunktet overstiger grenseverdiene i Tabell 4. DG-enheten skal heller ikke bidra til at de individuelle grensene i Tabell 5 for overharmoniske spenningene i tilknytningspunktet overskrides.

Tabell 4 Maksimum tillatt total harmonisk forvrengning i spenning i tilknytningspunktet.

Gjennomsnitt over:	THD [% av U_n]
1 uke (langtid)	5
10 minutter (kortid)	7

Tabell 5 Maksimum tillatte individuelle harmonisk spenninger i tilknytningspunktet. Alle verdier er gjennomsnittsverdier over 10 minutter.

Orden h:	THD [% av U_n]	Orden h:	THD [% av U_n]
5	5,4	3	4,5
7	4,5	9	1,4
11	3,2	15	0,5
13	2,7	21	0,5
17	1,8	>21	0,5
19	1,4	2	1,8
23	1,4	4	0,9
25	1,4	6	0,5
>25	0,9	>6	0,3

4.1.11 Maksimum tillatt spenningsusymmetri

DG-enheten skal ikke føre til at usymmetrien i linjespenning i tilknytningspunktet overstiger 1,8 % av merkespenningen.

4.1.12 Innmating av DC-strøm

DG-enheten skal ikke mate inn mer DC-strøm enn 20 mA i lavspenningsnettet, eller 0,5 % av merkestrømmens rms-verdi i høyspenningsnettet.

4.1.13 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetskrav

I Pkt. 4.1.3 til 4.1.12 defineres krav om maksimalt tillatt bidrag forårsaket av DG-enheten til hurtige spenningsvariasjoner (flimmer), overharmoniske og andre spenningskvalitetsparametere som påvirker spenningskvaliteten i negativ retning. Hvis disse kravene ikke overholdes, kan Nettselskapet koble ut DG-enheten.

4.2 KRAV TIL DG-ENHETENS GENERATORUTRUSTNING

I Pkt. 4.1 stilles det grunnleggende kravet at tilknytning av DG-enheter ikke medfører uakseptabel leveringskvalitet for andre nettkunder og det angis grenser for de relevante parametere som er nødvendig for å oppnå dette. Den primære hensikt med dette punktet er å spesifisere hvilke krav til utstyret dette medfører for den enkelte DG-enhet.

4.2.1 Generelle krav til generatorutrustning

Generelt forutsettes det at DG-enheten utstyres med en hensiktsmessig generator og en systemløsning for regulering av aktiv effekt og spenning (ev. reaktiv effekt). Systemløsningen må tilpasses det aktuelle distribusjonsnettet slik at en unngår uheldig samvirke mellom trinningen av sekundærstasjonens krafttransformator og generatorens spenningsregulator. DG-enheten skal tåle de påkjenninger den utsettes for ved feil i distribusjonsnettet.

4.2.2 Krav til effektfaktor for synkrongenerator

Ved maksimum aktiv effektproduksjon skal synkrongeneratorer være dimensjonert for en effektfaktor ($\cos\phi$) i området 0,95 – 1,0 når generatoren trekker reaktiv effekt. Tilsvarende skal den være dimensjonert for en effektfaktor i området 0,9 – 1,0 når den produserer reaktiv effekt. Dette tilsvarer $\tan\phi$ mellom -0,33 og 0,48.

Hvis nettanalyser viser at det er nødvendig med et større effektfaktorband, må DG-enhetens generatorer og magnetiseringsutrustning dimensjoneres for dette.

4.2.3 Krav til fasekompensering for asynkrongenerator

Dersom en asynkrongenerator skaper spenningsproblemer i distribusjonsnettet på grunn av sitt forbruk av reaktiv effekt, forutsettes den utstyrt med automatisk fasekompensator. Denne skal minst kompensere for reaktivt effektforbruk i tomgang og dessuten sikre at netto innmating i tilknytningspunktet ved fullast har en effektfaktor ($\cos\phi$) i området 0,9 til 1.

Fasekompensatoren skal ha egen bryter. Fasekompensatoren skal være frakoblet distribusjonsnettet når generatoren er frakoblet.

4.2.4 Krav ved bruk av dobbeltmatet asynkrongenerator

Dobbeltmatet asynkrongenerator skal tilfredsstille de samme krav som er stilt for synkrongeneratorer.

4.2.5 Krav til regulering av aktiv effekt

Endring av ønsket aktiv effektproduksjon skal tilpasses det aktuelle distribusjonsnettet slik at en unngår uheldig samvirke med trinning av krafttransformatoren. Følgende krav gjelder ved aktiv effektregulering:

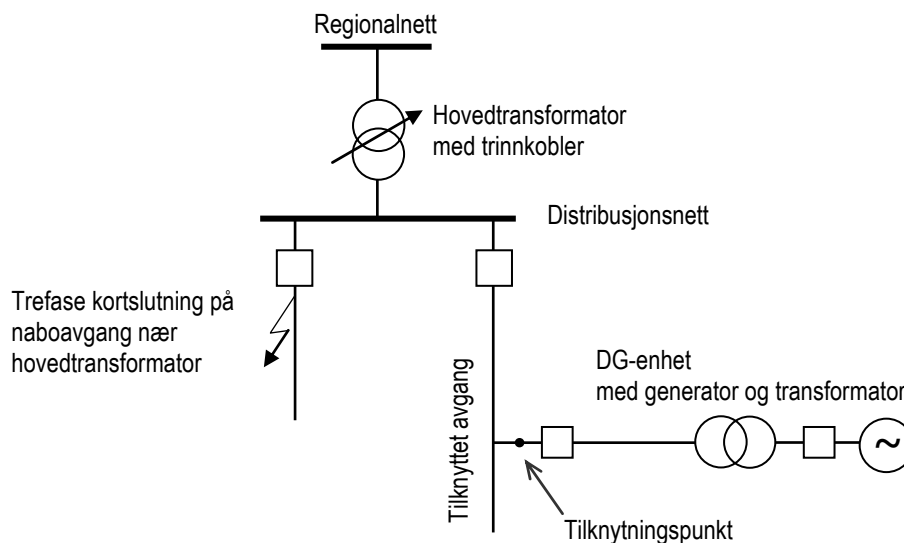
- a) DG-enheten må være utstyrt med en rampefunksjon for kontrollert opp- og nedkjøring av aktiv effektproduksjon. Effektendring per tidsenhet må avtales spesielt.
- b) For vannkraftverk kan det benyttes en lastregulering som funksjon av vannstands nivå i inntaksmagasin. Denne forutsettes innstilt slik at sprang i vannstands nivå ikke medfører for hurtige endringer av produsert effekt.
- c) Statnetts "Spesifikasjon for krav til turbinregulatorer i norske vannkraftaggregater" skal anvendes for aggregater over 1 MVA dersom disse har turbinregulator. Hvorvidt slike aggregater skal ha turbinregulator må avklares nærmere med Nettselskapet.

4.2.6 Krav til transient stabilitet

Ved klarering av en trefase feil på en naboavgang, slik som vist i Figur 1, skal ingen DG-enheter være årsak til instabilitet i distribusjonsnettet. DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 500 kW (høyere eller lavere grenseverdi kan settes av Nettselskapet) skal ikke miste synkronisme på grunn av en slik feil. Alle DG-enheter som mister synkronisme med nettet skal frakobles umiddelbart.

DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 250 kW og hvor lastavslag ved frakobling av produksjon gir spenningsprang større enn 4 % i høyspenningsnettet, skal ikke miste synkronisme med distribusjonsnettet på grunn av feil som vist i Figur 1.

Dimensjonerende spenningsreduksjon og frakoblingstid for kortslutning på naboavgang skal oppgis av Nettselskapet.



Figur 1 Trefase kortslutning på naboavgang.

4.2.7 Krav om stasjonær stabilitet

Det forsettes at generatoren (med tilhørende utrustning) ikke bidrar til ustabilitet i distribusjonsnettet på grunn av normale lastendringer. Alle elektromekaniske svingninger som kan oppstå som resultat av små forstyrrelser i overføringssystemet, skal være godt dempet og generatoren skal hurtig returnere til opprinnelig stabil driftstilstand.

4.2.8 Krav til magnetiseringssystem for synkrogeneratorer

Synkrogeneratorer under 1* MW kan utstyres med vilkårlig magnetiseringssystem. Synkrogeneratorer som skal utstyres med dempetilsats (Pkt.4.2.14) forutsettes utstyrt med fullstyrt statisk magnetisering for å oppnå tilstrekkelig demping.

For synkrogeneratorer over 500* kW som skal være transient stabile stilles krav gitt i Pkt. 4.2.10 til magnetiseringssystemets respons på feil i distribusjonsnettet.

For synkrogeneratorer over 1* MW stilles krav gitt i Pkt. 4.2.9 og 4.2.13 til magnetiserings-system og regulering av spenning.

* Grensene settes av Nettselskapet på bakgrunn av nettanalyser og dokumenterte behov i det konkrete nettet.

4.2.9 Spenningsregulators/magnetiseringssystems respons på mindre driftsforstyrrelser

Synkrongeneratorers magnetiseringssystem skal sørge for en ikke-oscillerende respons på mindre sprang i klemmespenning i normal drift slik at det ikke oppstår effektpendlinger i distribusjonsnettet.

4.2.10 Krav til magnetiseringssystemet til transient stabile enheter

For DG-enheter som skal være transient stabile kreves følgende egenskaper av generatorens magnetiseringssystem:

- a) Magnetiseringsutrustningen bør kunne gi 200 % av merkefeltspenning i flere sekunder.
- b) Magnetiseringsutrustningen bør tåle 200 % av merkefeltstrøm i minimum 1,5 sek
- c) Enheten skal kunne fungere for dimensjonerende spenningsreduksjon og frakoblingstid (gitt av Nettselskapet).
- d) Magnetiseringssystemets overmagnetiseringsbeskyttelse og annen beskyttelse må designes og innstilles slik at generatorens evne til midlertidig overbelastning kan utnyttes innenfor generatorens termiske grenser.

4.2.11 Regulering av spenning/reaktiv effekt

Synkrongeneratorer tilknyttet lavspenningsnettet, samt synkrongeneratorer tilknyttet høyspenningsnettet med maksimum aktiv effektproduksjon under 1 MW, forutsettes utstyrt med sekundær reguleringssløyfe for bl. a. automatisk tanø regulering ("Automatic Power Factor Control – APFC"), – hvis ikke annet er bestemt som følge av resultater fra nettanalyser.

For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW skal type regulator og driftsform bestemmes i samarbeid med Nettselskapet på grunnlag av hva nettanalyser viser er mest hensiktsmessig og det aktuelle distribusjonsnettets evne til å håndtere innmatingen. Synkrongeneratorer som er over en viss kritisk størrelse (bestemmes av nettanalyser for det aktuelle nettet) forutsettes utstyrt med automatisk spenningsregulering (Automatic Voltage Regulator – AVR).

DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 1 MW kan kreves regulert v.h.a. automatisk spenningsregulering og aktiv regulering av reaktiv effekt kan tillates for synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW, hvis nettanalyse viser at dette er hensiktsmessig.

4.2.12 Egenskaper til reaktiv effektregulator

Når aktiv regulering av reaktiv effekt benyttes, skal reguleringen ha følgende egenskaper og muligheter:

- a) Automatisk regulering av tanø skal ha en tilfredstillende oppløsning.
- b) Innstilling av settpunkt for tanø skal kunne skje ved eksterne signaler (fra driftssentral og lignende) og med en responstid på maksimum 15 minutter.
- c) Tanø bør kunne reguleres helt ned til minimum verdi (-0,33) hvis spenningen overstiger høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 4.1.5). Tanø bør kunne reguleres helt opp til maksimum verdi (0,48) hvis spenningen er under laveste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 4.1.4). Begge disse innstillingsverdiene skal kunne endres.
- d) Tanø lik 0 kan tillates dersom det gir akseptable spenninger i distribusjonsnettet.

4.2.13 Krav til egenskaper for aktiv spenningsregulering

Når automatisk spenningsregulering benyttes skal reguleringen ha følgende egenskaper:

- a) Spenningsreguleringens referansespenning (settpunkt) skal kunne stilles innenfor høyeste og laveste tillate spenning i tilknytningspunktet i normal drift (Pkt. 4.1.4 og 4.1.5).
- b) Spenningsregulatoren skal være av PID-type.
- c) Spenningsregulator med dynamiske innstillinger og innstilling av referansespenning forutsettes tilpasset de aktuelle nettforholdene, slik at det ikke oppstår uheldig samvirke med spenningsregulator for aktuell krafttransformator.
- d) Nettselskapet skal ha mulighet til online innstilling av referansespenning innenfor grensen gitt i a).
- e) For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 5* MW må spenningsregulatoren ha mulighet for installasjon av dempetilsats (Power System Stabilizer – PSS).

* Grensen kan justeres av Nettselskapet ut fra behov i nettet.

4.2.14 Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrongeneratorer

Hvis tilknytningsanalyse eller senere driftserfaringer viser at det oppstår effektpendlinger og at punktene 4.2.7 eller 4.1 ikke overholdes, må dempetilsats installeres. Eventuell dempetilsats forutsettes designet ut fra faktiske pendlinger i nettet slik at krav gitt i Pkt. 4.2.7 og 4.1 overholdes.

4.3 KRAV TIL VERN

4.3.1 Overordnet krav til frakobling av DG-enhet

Frakobling kan skje enten ved at hele DG-enheten frakobles, eller ved at generatoren(e) frakobles. Alternative koblingsarrangementer er illustrert i Figur D3.

Frakobling skal skje i tilfelle:

- feil internt i DG-enheten inkludert kontrollanlegg, vern, bryterutspoler og likestrømsforsyning.
- DG-enheten forårsaker forstyrrelse i tilknyttet avgang som f.eks. effektpendlinger og spenningsavvik (frakobles hurtigst mulig)
- der en frakobling er nødvendig for å unngå at en feil i overliggende nett eller på en naboavgang fører til utkobling av tilknyttet avgang fra hovedtransformatorstasjonen
- utisiktet øydrift i distribusjonsnettet (frakobling skal skje innen 1 sekund etter at øydrift oppstår)

4.3.2 Respons på unormal spenning

Ved over- eller underspenning i målepunktet skal generatoren(e) automatisk frakobles i henhold til krav gitt i Tabell 6.

Alle DG-enheter som ikke er transient stabile skal kobles fra innen 0,2 sek ved alle spenninger under 85 % (tilsvarer U_{nedre} lik 85 %).

For DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon over 30 kW skal spenningsgrenser og frakoblingstider være justerbare.

Tabell 6 *Krav til vernrespons ved unormal spenning i tilknytningspunktet.*

Spenningsområde i % av merkespenning (U_n):	Maksimum frakoblingstid [s]
$U > 115$	0,2
$U > 110$	1,5
$U < 85$	1,5
$U < U_{\text{nedre}}^*$	0,2

* U_{nedre} settes av Nettselskapet.

4.3.3 Respons på unormal frekvens

Ved unormal frekvens i målepunktet skal generatoren(e) automatisk frakobles i henhold til krav gitt i Tabell 7.

For DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon over 30 kW skal frekvensgrenser og frakoblingstider være justerbare.

Tabell 7 *Krav til vernrespons ved unormal frekvens i tilknytningspunktet.*

Frekvensområde [Hz]:	Maksimum frakoblingstid [s]
$f > 51^*$	0,2
$f < 48$	0,2

* Frekvensgrense kan settes lavere, hvis dette er nødvendig for å sikre at krav gitt i dette dokumentet overholdes.

4.3.4 Krav til frakobling ved feil internt i DG-enhetens anlegg

Frakobling skal skje automatisk ved feil internt i DG-enheten. Ved detektering av feil som ikke har resultert i en unormal driftssituasjon ref DG-enhetens målepunkt skal den frakobles automatisk ved en nødstop-prosedyre.

Ved interne feil som fører til en unormal driftstilstand ref DG-enhetens målepunkt (f. eks overspenning) skal gjeldene maksimale frakoblingstider (Pkt. 4.3.2 og Pkt. 4.3.3) overholdes.

Ved intern kortslutning skal den feilbefengte anleggsdelen frakobles raskest mulig (for eksempel innen 0,2 sek).

4.3.5 Krav til frakobling ved over- og kortslutningsstrøm i tilknytningspunktet

Alle DG-enheter skal kunne frakobles ved over- og kortslutningsstrøm. Strømgrenser og maksimum frakoblingstider bestemmes av Nettselskapet.

For alle DG-enheter som ikke er transient stabile skal frakobling skje raskest mulig ved over- og kortslutningsstrøm.

I visse feilsituasjoner hvor det er klart at DG-enheter er transient stabil er det ønskelig at DG-enheten ikke frakobles. I slike situasjoner skal overstrøms-/kortslutningsvernet kunne blokkeres.

4.3.6 Respons på jordfeil

Nettselskapet kan kreve frakobling av hele DG-enheten ved jordfeil (usymmetri i spenning), med grenseverdi for U_0 og frakoblingstid (normalt 1,3 – 2 s) bestemt av Nettselskapet. Dette er først og fremst aktuelt for selvmagnetiserende generatorer med maksimum aktiv effektproduksjon større en 50 % av tilknyttet avgangs minimum last.

4.3.7 Innkobling av DG-enhet etter feil i distribusjonsnettet

DG-enheten skal ikke kobles til distribusjonsnettet før tillatelse er gitt fra Nettselskapets nettsentral. Alternativt kan innkobling skje uten spesiell tillatelse etter minimum 5 minutter forutsatt at spenningen i distribusjonsnettet er i området mellom laveste og høyeste tillatte spenning i tilknytningspunktet (Pkt. 4.1.5 og 4.1.4) i alle faser og frekvensen i distribusjonsnettet er mellom 49,5 og 50,5 Hz.

Eventuell automatisk innkobling tillates normalt ikke og må kun aktiveres etter spesiell tillatelse fra Nettselskapet.

4.3.8 Vernsignaler

Måleverdier for bruk til vernformål skal overføres direkte fra måletransformator til vernenhet.

Utkommando fra vernet skal gå direkte fra vernenheten til effektbryter, ikke gjennom andre kontrollenheter.

4.3.9 Kontrollert øydrift

Kontrollert øydrift er ikke behandlet i dette dokumentet.

4.4 KRAV TIL MÅLINGER, DATAUTVEKSLING OG FJERNSTYRING

Følgende krav vurderes av Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle for DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 1 MW. I distribusjonsnett med flere DG-enheter eller med stor penetrasjonsgrad kan det kreves at også enheter med aktiv effektproduksjon under 1 MW skal oppfylle følgende krav.

4.4.1 Krav til overvåking

DG-enheten må være utstyrt med automatisk overvåking av kontrollanlegg, bryterutspoler og likestrømsforsyning.

4.4.2 Krav til utstyr for fjernstyring

Av hensyn til sikker drift av distribusjonsnettet skal Nettselskapets sentral ha mulighet for fjernstyrt nødutkobling av DG-enheten.

4.4.3 Krav til utstyr for datautveksling

Nettselskapets sentral skal ha mulighet for fjernstyrt innhenting av oppdaterte måledata fra DG-enhetens målepunkt. Med oppdaterte måledata menes middelerverdier som oppdateres minimum hvert minutt.

4.4.4 Målinger

Målinger skal gjøres på høyspenningssiden (distribusjonsnettsiden) av generatortransformatoren i DG-enhetens målepunkt som skal være nærmest mulig tilknytningspunktet.

4.4.5 Overføring av data til nettsentralen

Følgende data skal kunne overføres til Nettselskapets nettsentral:

- Strøm målt i 1 eller 3* faser (tallverdi og fasevinkel)
- Fasespenning målt i 2 eller 3* faser (tallverdi og fasevinkel)
- Aktiv effektflyt
- Reaktiv effektflyt
- Bryterstatus for effektbryter

* Vurderes av Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle.

4.4.6 Fjernstyring

Følgende kan kreves overført fra Nettselskapets nettsentral for fjernstyring av DG-enheten:

- Utkoblingskommando for effektbryter
- Referansespenning for aktiv spenningsregulering – ved behov
- Referanseverdi for tanφ eller trinnvis opp- og nedkommando for tanφ - ved behov

4.4.7 Kommunikasjonsprotokoller

Krav til kommunikasjonskanal og -protokoll spesifiseres av Nettselskapet.

4.4.8 Integrasjon i nettsentralsystem

Nettselskapet spesifiserer hvordan innkomne data skal implementeres i nettsentralens kontroll- og overvåkingssystem.

4.5 KRAV TIL ANNET UTSTYR

4.5.1 Integrasjon av DG-enhetens jordingssystem med Nettselskapets nett

Ved tilkobling til høyspenningsnett skal det være en transformator mellom generator og Nettselskapets nett.

Ved tilkobling til lavspenningsnett kreves det ikke transformator mellom generator og Nettselskapets nett. Ved direkte tilkobling skal generatorenes nullpunkt være isolert.

DG-enhetens jordingssystem skal utformes og vedlikeholdes slik at dette ikke er årsak til at det oppstår overspenninger i Nettselskapets nett som kan skade Nettselskapets apparatanlegg og komponenter eller utstyr hos tilknyttede kunder.

Direktejording av DG-enhetens høyspenningsnett (11 til 24 kV) tillates ikke.

4.5.2 Krav til generatortransformator

Koblingsgruppene skal velges slik at eventuelle nullsystemstrømmer eller -spenninger på generatorsiden ikke overføres til Nettselskapets nett.

Nettselskapet kan kreve at generatortransformator dimensjoneres for tilkobling av nullpunktsspole. Koblingsgruppe for transformatoren må i så fall avtales nærmere med Nettselskapet.

Generatortransformatorer må dimensjoneres slik at de i normal drift forårsaker bare ubetydelige overharmoniske strømmer og spenninger i distribusjonsnettet. Kravet gjelder også ved enfase jordfeil på generatorsiden.

4.5.3 Krav til innkoblingsutstyr

Alt innkoblingsutstyr skal tåle at spenningen er i motfase i de to nettdelene som skal sammenkobles og den spenningsøkningen som jordfeil medfører pluss 10 % overspenning.

4.5.4 Krav til låsbart og synlig delingsbrudd i utvekslingspunkt

Mellom tilknytningspunktet og DG-enheten skal det være installert en lastskillebryter med mulighet for låsbart og synlig delingsbrudd.

Lastskillebryter skal være dimensjonert for utkobling av maksimal last/produksjon. Dersom Nettselskapet har tilgang til å koble ut DG-enhetens effektbryter kan det være tilstrekkelig med skillebryter.

Det er kun Nettselskapet som tillates å gi adgang til lås for bryter i delingsbruddet.

4.5.5 Spenningsforsyning til kontrollanlegg

Forsyningen til DG-enhetens kontrollanlegg og lignende skal opprettholdes ved en frakobling av DG-enheten.

DG-enhetens vern skal ha separat strømsforsyning slik at det fungerer også ved utfall av nettet.

5 FORHOLD SOM BERØRER DISTRIBUSJONSNETTET

5.1 RELÉVERNRESPONS I DISTRIBUSJONSNETT

5.1.1 Krav om kortslutningsberegninger

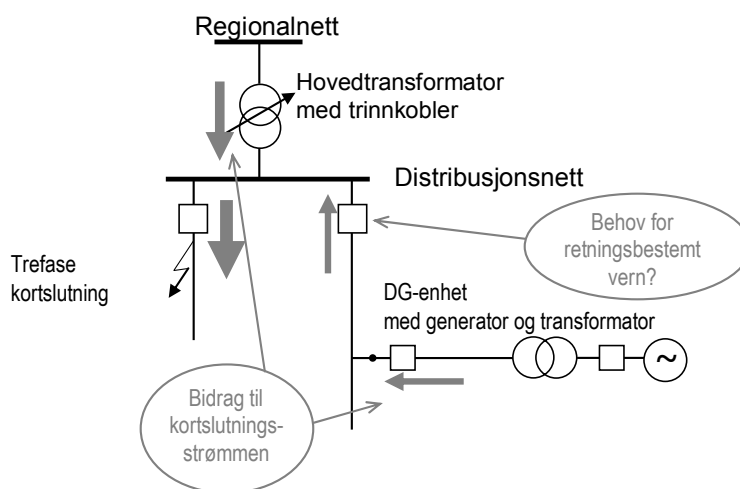
Tilknytning av DG-enhet(er) vil kunne medføre endringer i responsen til vernet i distribusjonsnettet DG-enheten er tilknyttet. Det må derfor foretas en kortslutningsanalyse for å vurdere konsekvensen tilknytningen av DG-enheten vil ha på eksisterende vern i distribusjonsnettet.

5.1.2 Behov for detektering av returspenning i distribusjonsnettet

For avganger med selvmagnetiserende generatorer der det er fare for at denne kan bli liggende inne etter en utkobling hos Nettselskapet må deteksjon av returspenning på avgangen i distribusjonsnettet vurderes innført for å hindre gjeninnkobling i motfase med tilknyttede generatorer.

5.1.3 Behov for endringer i distribusjonsnettets avgangsvern

Har tilknyttet DG-enhet en kortslutningsytelse som er så stor at overstrømsvernet for avgangen som DG-enheten er tilknyttet vil starte ved feil på andre avganger, se Figur 2, må installasjon av retningsbestemt overstrømsvern på avgangen vurderes for å unngå uønskede utfall ved feil på andre avganger.



Figur 2 Trefase kortslutning på naboavgang.

5.2 FORSTERKNING AV DISTRIBUSJONSNETTET

5.2.1 Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnettet

Nettselskapet forbeholder seg rett til å bestemme endelig systemløsning ved eventuell forsterkning av distribusjonsnettet. Ulike aktuelle systemløsninger må vurderes og det skal tas hensyn til kostnader over investerings totale levetid.

5.2.2 Begrensning av store feilstrømmer

Når en DG-enhet introduserer feilstrømmer i distribusjonsnettet som er større enn det brytere og annet utstyr i nettet er dimensjonert for kan det kreves at det installeres utstyr for å begrense feilstrømmen.

6 DRIFT OG VEDLIKEHOLD AV DG-ENHETEN

6.1 KRAV TIL DAGLIG DRIFT AV DG-ENHETEN

6.1.1 Krav om godkjent driftsansvarlig

Høyspennings produksjonsrelatert nettanlegg krever at eier av anlegget har en godkjent sakkyndig driftsansvarlig til å forestå driftsansvar og koblingsansvar for nevnte anlegg.

6.1.2 Krav om fullmakt til frakobling i spesielle situasjoner

Ved spesielle driftssituasjoner skal Nettselskapet kunne koble ut DG-enheten uten unødvendig forsinkelse (jamfør Pkt. 6.1.3). For DG-enheter med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW (ev. 250 kW) skal Nettselskapet kunne foreta en fjernstyrt nødutkobling (jamfør Pkt. 4.4.2).

6.1.3 Krav om tilgjengelig driftsvakt

Innmatingskunden skal ha en tilgjengelig driftsvakt/operatør som kan kontaktes via telefon eller radio. Denne personen må kunne koble DG-enheten eller det produksjonsrelaterte nettanlegget fra distribusjonsnettet. Vekten eller andre som har tilgang og koblingsmyndighet for DG-enheten eller det produksjonsrelaterte nettanlegget, skal kunne være tilgjengelig i DG-enheten innen 1 time.

Innmatingskunden skal sørge for at Nettselskapets driftsvakt til enhver tid vet hvem som har driftsvakt for DG-enheten og hvordan denne kan kontaktes.

6.1.4 Informasjon og koordinering før planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet

Ved planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet skal det gis beskjed til driftsvakt/ansvarshavende på DG-enheten før utkobling. DG-enheten skal være utkoblet fra angitt tidspunkt til Nettselskapet gir beskjed om at DG-enheten kan kobles inn igjen. Planlagte utkoblinger av distribusjonsnettet skal så langt som mulig koordineres med driftsplan og ønsker til de berørte DG-enhetene.

6.2 KRAV TIL ENDRINGER

6.2.1 Endring av innstillinger

Endringer av generatorinstallasjon, vern, kontrollanleggsinnstillinger og -funksjoner tillates ikke uten skriftlig tillatelse fra Nettselskapet til dette i hvert enkelt tilfelle. Verninnstillinger skal kun endres av kyndig personell. Etter en endring av innstillinger kan Nettselskapet kreve ny testing av relevante funksjoner.

6.3 KRAV TIL VEDLIKEHOLD OG PERIODISK TESTING AV DG-ENHETEN

6.3.1 Vedlikehold

Det forutsettes at Innmatingskunden til en hver tid holder vern, kontrollanlegg, bryter- og batterianlegg, samt tilhørende anlegg/funksjoner intakt og i forsvarlig stand.

6.3.2 Periodisk testing

Innmatingskunden skal gjennomføre periodiske tester av utstyret i Pkt. 6.3.1 ved intervaller spesifisert av utstyrsprodusenten eller Nettselskapet.

Som et minimumskrav forutsettes at det gjennomføres periodiske tester hvert 6. år for DG-enheter større enn 100 kW, samt at kapasiteten og tilstanden på batterianlegg for vern og kontrollanlegg kontrolleres i henhold til leverandørens spesifikasjon.

6.3.3 Inspeksjons- og testprotokoll

Innmatingskunden skal føre inspeksjons- og testprotokoll, hvor testrapporter og annen dokumentasjon er arkivert.

7 KRAV TIL PROSJEKTERING, UTFØRELSE, TESTING OG IDRIFTSETTELSE

7.1 PROSEDYRE FOR GODKJENNING AV SPESIFIKASJON FOR ELEKTROMEKANISK INSTALLASJON

7.1.1 Dokumentasjon

Innmatingskunden må dokumentere overfor Nettselskapet at den planlagte tilknytning av DG-enheten tilfredsstiller de krav som er gitt i dette dokumentet.

7.1.2 Spesifikasjon

Det skal utarbeides nødvendig spesifikasjon for den aktuelle elektromekaniske installasjon inkludert eventuelt produksjonsrelatert nettanlegg.

7.1.3 Godkjenning

Nettselskapet forbeholder seg rett til å godkjenne utførelsen av overstående oppgaver før bestilling.

7.1.4 Systemparametre

DG-eier skal ha tilgang på de systemparametre som er nødvendige for en dynamisk analyse av DG-enheten, hvilket kan bli nødvendig ved tilknytning av ny distribuert generering på et senere tidspunkt. Vedlegg C definere nødvendige systemparametre.

7.2 IDRIFTSETTELSE OG DRIFTSTILLATELSE

7.3 IDRIFTSETTELSESTEST

Innmatingskunden plikter å foreta en idriftsettelsestest bestående i følgende:

- 7.3.1. Det skal kontrolleres at eventuelt produksjonsrelatert elektrisk forsyningsanlegg har gyldig samsvarserklæring iht. krav gitt i Forskrift om elektrisk forsyningsanlegg, § 3-1 Kontroll, erklæring om samsvar og dokumentasjon.
- 7.3.2. Det skal kontrolleres at dokumentasjon tilfredsstiller gitte krav.
- 7.3.3. Det skal kontrolleres at alle verninnstillinger og vernfunksjoner tilfredsstiller gitte krav.
- 7.3.4. Det skal kontrolleres at generatorutrustning og øvrig elektromekanisk installasjon tilfredsstiller gitte krav.
- 7.3.5. Nettselskapets kontaktperson gir tillatelse til spenningssetting når Innmatingskundens testansvarlige bekrefter pr telefon at DG-enheten kan spenningssettes.

Videre kontroll og test av DG-enhet tilkoblet spenningssatt distribusjonsnett:

- 7.3.6. Det skal kontrolleres at selve innkobling og innkoblingsforløpet tilfredsstiller gitte krav.
- 7.3.7. Det skal kontrolleres at regulering av aktiv effekt tilfredsstiller gitte krav.
- 7.3.8. Det skal kontrolleres at eventuell installert dempetilsats for synkrongenerator tilfredsstiller gitte krav.

- 7.3.9. Det skal gjennomføres produksjonsavslagsprøve med kontroll av at spenningsprang i tilknytningspunktet tilfredsstiller gitte krav. Det må samtidig kontrolleres at vernrespons tilfredsstiller de gitte krav. Produksjonsavslagsprøvene bør hvis mulig utføres for maksimum produksjon.
- 7.3.10. Det skal utføres driftsprøve med måling av overharmonisk strøm for å kontrollere at gitte krav overholdes. Driftsprøvene forutsettes utført under følgende produksjonstilfeller: 25 % produksjon (alternativt minimum produksjon), 50 % produksjon og maksimum produksjon.
- 7.3.11. Etter avslutning av idriftsettelsestest må testansvarlig umiddelbart gi beskjed til Nettselskapets kontaktperson med muntlig beskrivelse av resultat fra idriftsettelsestesten.
- 7.3.12. Signert prøveprotokoll med dato leveres til Nettselskapet for godkjenning.

7.3.1 Dokumentasjon

Innmatingskunden må dokumentere at levert elektromekanisk installasjon er i henhold til spesifikasjonen (jf. Pkt. 7.1).

Innmatingskunden må skriftlig dokumentere overfor Nettselskapet at alle kontroller og tester er gjennomført med tilfredsstillende resultat.

7.3.2 Aksept for midlertidig driftstillatelse

Nettselskapet gir en skriftlig aksept for midlertidig driftstillatelse når denne dokumentasjonen (Pkt. 7.3.1) er i orden.

7.4 PERMANENT DRIFTSTILLATELSE

7.4.1 Minimum driftsperiode

For at Nettselskapet skal kunne kontrollere at anlegget tilfredsstiller krav gitt i dette dokumentet for faktiske produksjons- og nettførhold, kan det ikke gis permanent driftstillatelse før etter minimum 12 måneders driftsperiode.

7.4.2 Tilpasninger

Det forutsetter at DG-eier sørger for at justeringer og tilpasninger foretas hvis driftsresultater fra prøveperioden tilsier at dette er nødvendig.

7.4.3 Skriftlig tillatelse

Nettselskapet gir en skriftlig aksept for permanent driftstillatelse når alle testresultatene er iht. krav gitt i dette dokumentet

VEDLEGG

VEDLEGG A: TILKNYTNINGSPROSESSEN

A.1 Oppgaver og informasjonsflyt i forbindelse med tilknytning av ny produksjon.

Før en ny produksjonsenhet kan tilknyttes eksisterende nett er det en rekke oppgaver som skal gjennomføres av utbygger og netteier i en prosess som omfatter følgende hovedfaser:

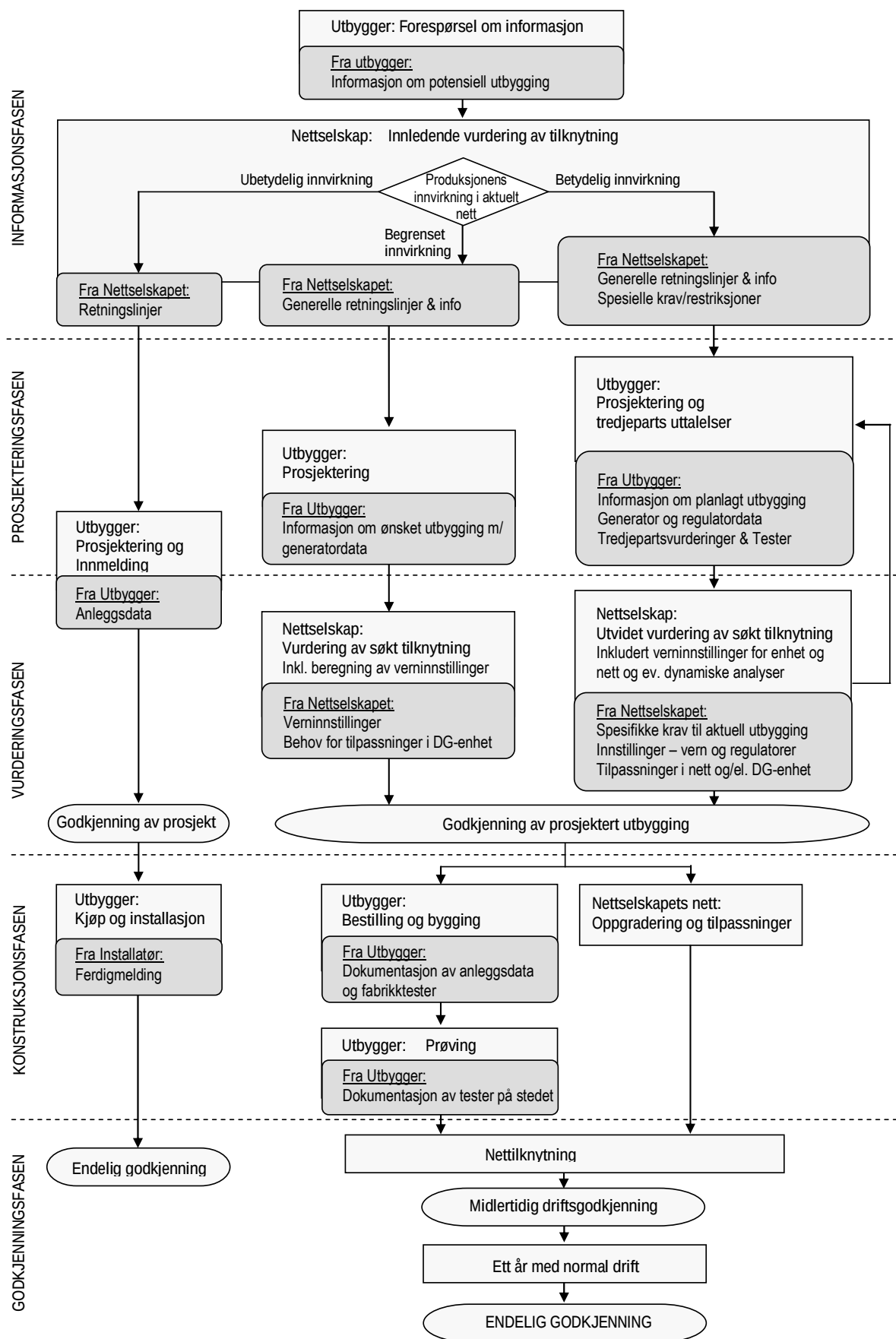
- Informasjonsfasen
 - Utbygger informerer Nettselskapet om potensiell utbygging
 - Nettselskap foretar en foreløpig vurderer utbyggingens innvirkning på nettet og informerer Utbygger om retningslinjer og ev. spesielle krav eller restriksjoner
- Prosjekteringsfasen
 - Utbygger foretar prosjektering av produksjonsenheten
- Vurderingsfasen
 - Nettselskapet foretar en vurdering om prosjektert produksjonsenhet kan godkjennes
- Konstruksjon og bygging
 - Utbygger bestiller, bygger og tester produksjonsenheten
 - Nettselskapet foretar ev. endringer i distribusjonsnettet
- Godkjenningsfasen
 - Nettselskapet godkjenner den ferdige produksjonsenheten og foretar nettilknytning

Figur A1 viser en forenklet oversikt over oppgaver og informasjonsflyt i denne prosessen fra første kontakt mellom Utbygger og Nettselskap til den nye produksjonsenheten er blitt tilknyttet distribusjonsnettet og driften av denne er endelig godkjent.

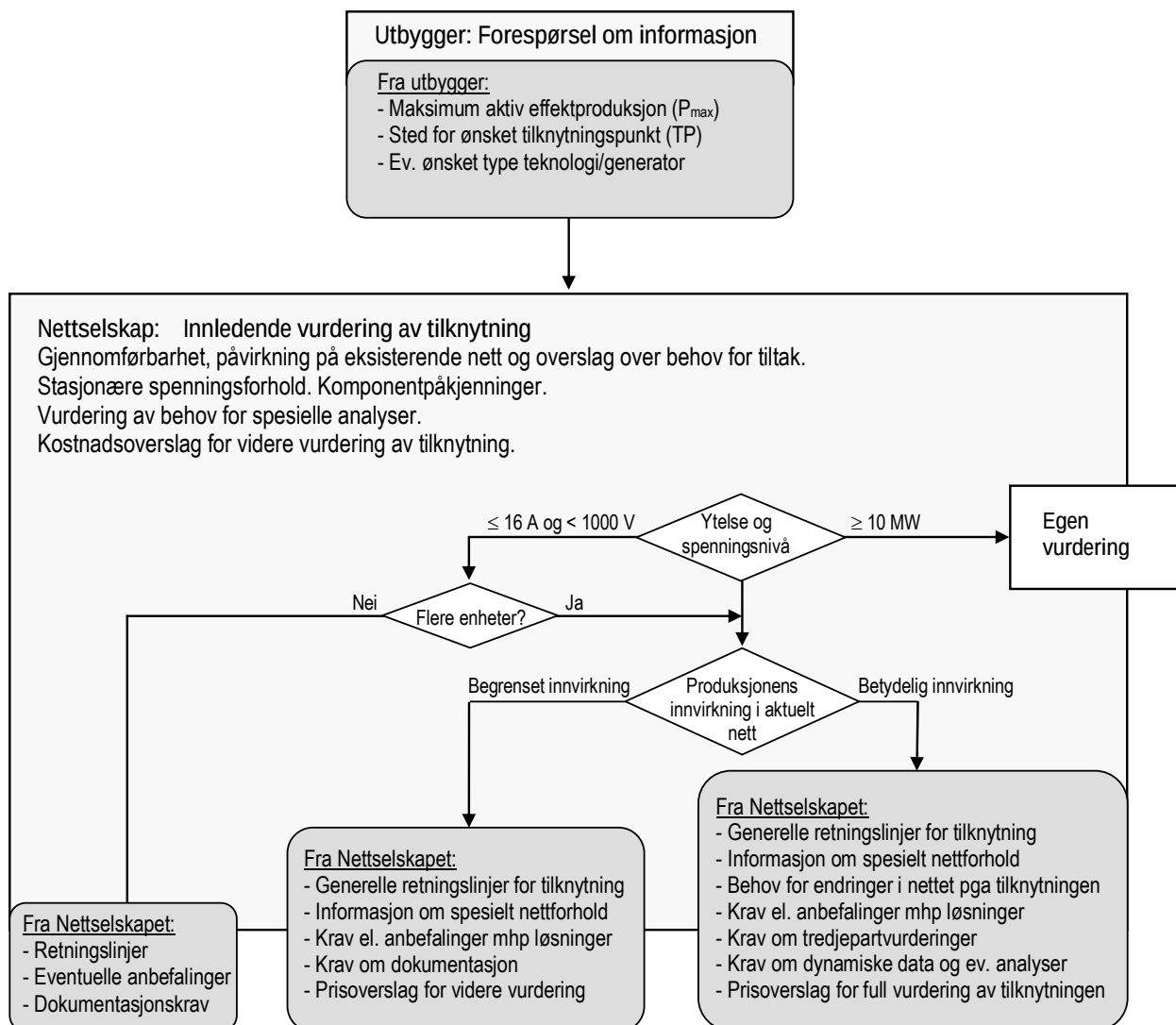
I Informasjonsfasen må Nettselskapet foreta en innledende vurdering av hvorvidt den nye DG-enheten får vesentlig innvirkning på eksisterende nett. Hvor omfattende prosjektering, vurdering og testing skal være, hvor mye Nettselskapet skal behøve å involveres i tilknytningsprosessen og hvilken dokumentasjon Nettselskapet har behov for fra utbygger vil avhenge av DG-enhetens innvirkning på distribusjonsnettet. Innvirkningen er først og fremst avhengig av DG-enhetens maksimale effektproduksjon og plassering, men også av nettets karakteristika, last og annen produksjon.

A.2 Informasjonsfasen

Før Utbygger begynner prosjektering av en produksjonsenhet må det opprettes kontakt med Nettselskapet for å få informasjon om retningslinjer for tilknytning samt en foreløpig vurdering den potensielle produksjonens innvirkning på distribusjonsnettet. Figur A2 illustrerer oppgaver og informasjonsbehov i denne fasen.



Figur A1 Illustrasjon av hovedoppgaver og informasjonsflyt fra første spørsmål om mulighet for tilknytning til endelig drift av en ny produksjonsenhet i distribusjonsnettet.



Figur A2 Konkretisering av oppgaver og informasjonsbehov i informasjonsfasen.

I informasjonsfasen skal Utbygger presentere følgende data for den potensielle produksjons-enheten for Nettselskapet:

- Ønsket tilknytningspunkt
- Maksimum forventet aktiv effektproduksjon
- Eventuell informasjon om type produksjonsenhet
 - teknologi (vannkraft, vindkraft eller kombinert varme/elektrisitet)
 - tilknyttingsform (kraftelektronikkomformer eller direktekoblet generator)
 - generatortype (synkron- eller asynkrongenerator)

Som resultat av denne innledende vurderingen skal Nettselskapet informere Utbygger om retningslinjer, spesielle krav eller anbefalinger og hva som forventes av dokumentasjon og data i vurderingsfasen. Nettselskapet skal også gi et overslag over de kostnader det vil medføre å foreta en vurdering av tilknytningen. Mye av dette avhenger av den potensielle produksjonsenhetens innvirkning på det eksisterende nettet.

Nettselskapet må i denne fasen gjøre en grov vurdering av om nettet har kapasitet til å ta imot den planlagte produksjonen og hvor stor innvirkning tilknytningen vil ha i nettet, grovt sortert i en av følgende kategorier:

- Produksjonsenheter som vil få ubetydelig innvirkning på nettet
- Produksjonsenheter som vil få begrenset innvirkning på nettet
- Produksjonsenheter som vil få betydelig innvirkning på nettet

Den videre prosessen vil være avhengig av denne grovsorteringen. Generelt vil Nettselskapets involvering og behov for analyser og vurderinger, med tilhørende kostnader som må dekkes av Utbygger, og kravene som stilles til teknisk utstyr, med tilhørende kostnader, øke med enhetens innvirkning på nettet. I praksis vil det si med økende maksimum produksjon vil alle faser i tilknytningsprosessen (inkludert informasjonsfasen) bli mer omfattende og kostbare.

Enhetene som kun vil få ubetydelig innvirkning på nettet

vil få en forenklet behandling, gjennom hele tilknytningsprosessen. De skal oppfylle gjeldende krav og retningslinjer, dokumenteres og godkjennes før installasjon og de skal installeres av kyndig installatør før endelig godkjenning for drift. Disse enhetene vil ikke bli behandlet i det følgende.

I denne kategorien kommer:

- Enkeltstående typegodkjente og standard enheter i lavspenningsnettet med ytelse under 20 kW (≤ 16 A per fase)

Det må gjøres unntak der det er planer om å installere flere slike enheter i ett tilknytningspunkt eller der det finnes flere slike enheter i samme område. I slike tilfeller må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes.

Alle enhetene som antas å ha innvirkning på nettet

må underlegges en grundigere vurdering i informasjonsfasen før de deles i en av de to siste kategoriene.

Med Nettselskapets erfaring og kjennskap til eksisterende nett vil enkelte mindre enheter kunne kategoriseres direkte til å ha begrensede innvirkning på nettet. For andre enheter vil det være nødvendig med noen kontrollberegninger for å avgjøre deres betydning for stasjonære strøm og spenningsforhold i nettet (Trinn I under). For større enheter må det gjøres ytterligere beregninger (Trinn II under) allerede i informasjonsfasen. Når disse undersøkelsene avdekker behov for spesielle tiltak som endring av tilknytningspunkt eller forsterking av linjer, må krav og anbefalinger i den forbindelse formidles til Utbygger. Her vil det være hensiktsmessig med en dialog mellom Utbygger og Nettselskap.

Dersom det finnes eller forventes flere produksjonsenheter i samme avgang må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes.

For alle enheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn samlet minimumslast etter tilknytningspunktet må følgende undersøkes (Trinn Ia):

- Maksimum stasjonær linjespenning
 - i tilknytningspunktet
 - ved lavlast og full produksjon

For alle enheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn samlet maksimumslast etter tilknytningspunktet må følgende undersøkes (Trinn Ib):

- Strømpåkjenninger i stasjonær drift i forhold til termiske lastgrenser
 - i tilknytningspunktet
 - ved lavlast og full produksjon

Hvis disse er godt innenfor det som kan tillates i det aktuelle nettet, vil produksjonsenheten kun ha begrenset innvirkning på nettet. Hvis ikke må følgende undersøkes (Trinn II):

- Spenningsstigning ved innkobling av full produksjon
 - i tilknytningspunktet og i enden av avgangen
 - ved høylast
- Kortslutningsstrøm
 - på kortslutningsstedet og i tilknytningspunktet
 - ved høylast

Enheter som vil få en begrenset innvirkning på nettet

antas å kunne tilknyttes i ønsket tilknytningspunkt uten at det gjøres tiltak i eksisterende nett. Slike enheter forutsettes designet etter gitte retningslinjer og i henhold til eventuelle anbefalinger. I vurderingsfasen, etter prosjekteringen når mer data er tilgjengelig, vil disse enhetene underlegges en ny vurdering for å sjekke dette.

I denne kategorien kommer:

- Enheter med produksjon mindre enn samlet minimumslast etter tilknytningspunktet
- Enheter som ikke introduserer stasjonær spenningsendring over 3 % i tilknytningspunktet
- Enheter som ikke medfører termisk overlast for komponenter i nettet

I de fleste høyspennings distribusjonsnett antas det at enheter med maksimum produksjon under 100 kW vil komme i denne kategorien forutsatt at det ikke finnes eller er planer om flere produksjonsenheter tilknyttet samme avgang. I mange nett vil også enheter med aktiv effektproduksjon større enn 100 kW komme i denne kategorien, avhengig av kapasitet og kortslutningsytelse i nettet og produksjonsenhets plassering.

Enheter som vil få en betydelig innvirkning på nettet

vil underlegges en ny grundig vurdering etter prosjekteringen, med mer detaljerte beregninger av alternative løsnings innvirkningen på nettet. For at disse enhetene skal kunne tilknyttes forventes det at tilpasninger må gjøres i deres tekniske utrustning (valg av generatortype, parametre, tilknytningspunkt) og/eller i eksisterende nett (forsterkninger, utskiftninger).

I denne kategorien kommer:

- Enheter som introduserer stasjonær spenningsendring over 3 % av merkespenning
- Enheter som gjennom sitt bidrag til kortslutningsstrømmer i nettet påvirker bryterdimensjonering og innstillinger av vern i nettet
- Enheter som kan medføre termisk overlast for komponenter i nettet
- Enheter som kan introduserer uakseptable spenningsprang ved inn- eller utkobling

I mange nett vil enheter med aktiv effektproduksjon over 1 MW vil komme i denne kategorien, men de fleste nett vil tåle et større produksjonsvolum nær hovedtransformatorstasjonen enn langt ute på en avgang. I nett med flere produksjonsenheter på samme avgang må enhetenes samlede innvirkning på nettet vurderes og enheter med produksjon under 1 MW kan komme i denne kategorien.

Generatorer i denne kategorien bør være synkrongeneratorer og det må vurderes om disse skal:

- være transient stabile
- være utrustet for datautveksling med Nettselskapets sentral
- være forberedt for aktiv spenningsregulering

Nettselskapet må allerede i informasjonsfasen legge fram eventuelle krav og anbefalinger om spesielle egenskaper ved generatorene eller deres utrustning.

A.3 Vurderingsfasen

I vurderingsfasen må Nettselskapet på bakgrunn av data fra Utbyggers prosjektering vurdere om den planlagte produksjonsenheten kan tilknyttes. I Vedlegg C presenteres de data Utbygger skal fremlegge for Nettselskapet i vurderingsfasen.

For enheter som i innledningsfasen ble antatt å få kun begrenset innvirkning på nettet vil vurderingen kunne bestå i å sjekke stasjonære linjespenninger, spenningsprang og komponentpåkjenninger (ved kortslutnings- og stasjonær strøm). I tillegg skal kortslutningsberegninger for avgangen utføres for beregning av parametre for avgangsvern og produksjonsenhetens vern.

For enheter som i innledningsfasen ble antatt å få betydelig innvirkning på nettet vil vurderingen innebære mer omfattende kontroll av fremlagt dokumentasjon (tester og tredjepartsvurderinger), mer omfattende analyser og hvis nødvendig en dialog med Utbygger for å få til tilpasninger og endringer i produksjonsenhet eller eksisterende nett. For disse enhetene må hele nettets vernsystem vurderes. Kortslutningsberegninger må foretas for å bestemme vernparametre for både produksjonsenhetens og nettets vern. Oppgradering av eksisterende vern kan også bli nødvendig.

For enheter som skal være transient stabile skal dynamiske vurderinger eller beregninger utføres.

For enheter som kan ha betydning for nettets stabilitet må ytterligere vurderinger og eventuelt beregninger utføres for å verifisere at enheten ikke bidrar til effektpendlinger eller spenningskollaps.

A.4 Hvor mye skal gjøres av Nettselskapet

I vurderingsfasen kan Nettselskapet velge at en tredjepart utfører nødvendige analyser (for eksempel verninnstillinger eller dynamiske beregninger) eller utreder konsekvensene av ulike alternative løsninger for tilknytningen. I slike tilfeller må Nettselskapet stille nødvendige nettdata til disposisjon. Men Nettselskapet må ha oversikt over konsekvenser, nødvendige tiltak, krav og nødvendig dokumentasjon i forbindelse med tilknytningen.

I tilknytningsprosessen er det en del aktiviteter som må utføres av nettselskapet eller i regi av nettselskapet. Dette er i første rekke følgende aktiviteter som har å gjøre med eksisterende distribusjonsnett:

- Bedømme innvirkningen tilknytningen vil få på eksisterende nett (innledende vurderinger i informasjonsfasen)
- Arbeid i forbindelse med oppgradering av eksisterende distribusjonsnetts infrastruktur og eventuelt med å fjerne eller flytte eksisterende infrastruktur (i konstruksjonsfasen)
- Selve tilknytningen og spenningssetting av installasjonen (i godkjenningsfasen)

VEDLEGG B: ANALYSER AV TILKNYTNING AV NY PRODUKSJON

Tilknytning av kraftverk forutsetter at det er kapasitet i nettet til å ta i mot og overføre innmatet effekt. I det følgende nevnes de analyser og vurderinger som må foretas i forbindelse med tilknytning av ny lokal produksjon. Dette gjelder for enheter med betydelig og begrenset innvirkning på eksisterende nett, jf. Figur A1.

B.1 PENETRASJONSGRAD

Kraftverkets penetrasjonsgrad i den radielle nettstrukturen beregnes i informasjonsfasen (Figur A1) for alle potensielle DG-enheter.

Penetrasjonsgrad defineres som forholdet mellom maksimal innmating fra lokal produksjon (S_g) og maksimum overføringskapasitet (S_{maks}) på den avgangen produksjonen berører:

$$\text{Penetrasjonsgrad} = S_g / S_{maks}$$

Penetrasjonsgraden vil gi en indikasjon på hvor stor påvirkning produksjonsenheten kan ha på spenningsnivået og leveringskvaliteten for den berørte nettstruktur. En penetrasjonsgrad over 0,3 kan ansees som høy [EPRI PEAC, Section 9]. Høy penetrasjonsgrad gjør at lokal produksjon får betydelig innvirkning på nettet og vil kreve nøye vurderinger.

B.2 LASTFLYTBeregninger

Beregning av langsomme spenningsvariasjoner og termiske komponentpåkjenninger

For alle produksjonsenheter som medfører en penetrasjonsgrad over 0,01 må det i vurderingsfasen foretas stasjonær lastflytberegning for lasttilfeller gitt i Tabell B1. Nettselskapet er ansvarlig for å fremskaffe nettdata og lastdata for det berørte nettet hvis disse beregningene skal utføres av en tredjepart.

Tabell B1 Aktuelle lasttilfeller for lastflytberegninger.

Lasttilfelle:	Forkortelse:	Lastuttak i % av maks. last	Innmating i % av maksimum aktiv effektproduksjon
Tunglast med lav produksjon	TLLP	100 %	0 %
Tunglast med høy produksjon	TLHP	100 %	100 %
Lettlast med lav produksjon	LLLp	15 – 25 %	0 %
Lettlast med høy produksjon	LLHP	15 – 25 %	100 %

På grunnlag av lastflytberegningene må en foreta vurderinger knyttet til termisk grenselast for komponenter i nettet og langsomme spenningsvariasjoner i nettet.

Ved kontroll av overholdelse av krav til langsomme spenningsvariasjoner (gjennomsnittsverdier over étt minutt, Pkt. 4.1.3), må det tas hensyn til nettets faktiske spenningsreguleringsfunksjoner med:

- Spenningsfall i høyspenningsnettet i lasttilfelle tunglast med lav produksjon
- Spenningsstigning i høyspenningsnettet i lasttilfelle lettlast med høy produksjon
- Spenningsfall i lavspenningsnettet
- Krafttransformators trinnstørrelse, tilgjengelig trinning og spenningsreguleringsbånd
- Eventuell trinning av berørte fordelingstransformatorer
- Sesongmessige trinninger av fordelingstransformatorer (hvis dette alt benyttes i det berørte nettet).

Krav til langsomme spenningsvariasjoner skal overholdes for ugunstigste tilknyttede sluttbruker i lavspenningsnettet.

B.4 BEREKNING AV SPENNINGSSPRANG

Ved kontroll av overholdelse av krav til DG-enheters bidrag til spenningssprang vil verste tilfelle være ved samtidig frakobling av alle DG-enheter i nettet. Spenningssprang ved innkobling av DG-enhet skal også undersøkes, men her kan en se bort fra samtidig innkobling av flere enheter.

Ved beregning av spenningssprang tas ikke nettets egen spenningsregulering med.

Nøyaktige beregninger av hurtige spenningssprang forutsetter kjennskap til DG-enheters dynamiske strømresponser.

For DG-enheter med begrenset innvirkning på nettet kan forenklete beregninger gjøres som lastflytberegninger. Ved innkobling benyttes maksimal innkoblingsstrøm. Ved frakobling benyttes maksimum produksjon.

B.5 KORTSLUTNINGSBEREKNINGER

Kortslutningsberegninger må foretas i vurderingsfasen for alle DG-enheter.

For enheter med betydelig innvirkning på nettet må kortslutning i overliggende nett, stasjon og øvrige avganger i nettet vurderes. Eventuelle endringer i vernsystemet eller tiltak for begrensnings av kortslutningsstrømmen må vurderes av Nettselskapet.

For enheter med begrenset innvirkning på nettet vil det være tilstrekkelig med beregninger for feil på tilknyttet avgang.

B.6 BEREKNINGER FOR Å KARTLEGGE TRANSIENT STABILITET

Det skal foretas transiente stabilitetsberegninger for alle DG-enheter som forutsettes å være transient stabile. Det skal foretas transiente beregninger med kortslutning på naboavgang, like etter effektbryteren. Beregninger av transient stabilitet skal foretas ved lavlast og full produksjon [ENA 73/1, Pkt. 9.4.2].

Transient stabilitet er den iboende evne et kraftsystem har til å opprettholde synkronisme når det blir utsatt for en alvorlig forstyrrelse som for eksempel en trefase kortslutning eller ved utfall av en større generator. Slike forstyrrelser vil føre til at DG-enhet vil oppleve en forbigående redusert linjespenning (spenningsdip). Varigheten av en slik spenningsforstyrrelse er gitt av feilklareringstiden i nettet, det vil si den tiden det tar fra en feil oppstår til vernet har koblet ut feilen. For en DG-enhet er kritisk feilklareringstid den lengste tiden en alvorlig forstyrrelse i nettet (spenningsdip) kan tillates å vare uten at enheten mister synkronisme med nettet forøvrig.

En DG-enhets treghetsmoment og feilklareringstiden i nettet vil være de faktorene som i størst grad påvirker enhetens evne til å være transient stabil.

Når det skal vurderes og dokumenteres om en DG-enhet har evnen til å være transient stabil eller ikke, må maksimum feilklareringstid og minimum linjespenning under feilen oppgis av Nettselskapet, for eksempel 25 % av nominell linjespenning med varighet 250 ms. Alternativt kan Nettselskapet kreve at kritisk feilklareringstid for gitt minimum spenning beregnes.

VEDLEGG C: NØDVENDIGE DATA FOR VURDERING AV TILKNYTNINGEN

I dette vedlegget presenteres de data som Utbygger skal fremlegge for Nettselskapet i vurderingsfasen. Dette gjelder for enheter med betydelig og begrenset innvirkning på eksisterende nett, jf. Figur A1.

C.1 FREMSKAFFELSE AV NØDVENDIGE DATA FOR PRODUKSJONSENHETEN

Før Nettselskapet kan vurdere tilknytningen av en prosjektert produksjonsenhet, må Utbygger fremlegge nødvendige data for enheten. Følgende skal fremlegges for alle enheter:

- Koblingsskjema
- Data for generator, regulatorer og magnetiseringssystem
- Data for transformator
- Data for produksjonsrelatert nettanlegg med brytere, linjer og kabler fram til tilknytningspunkt

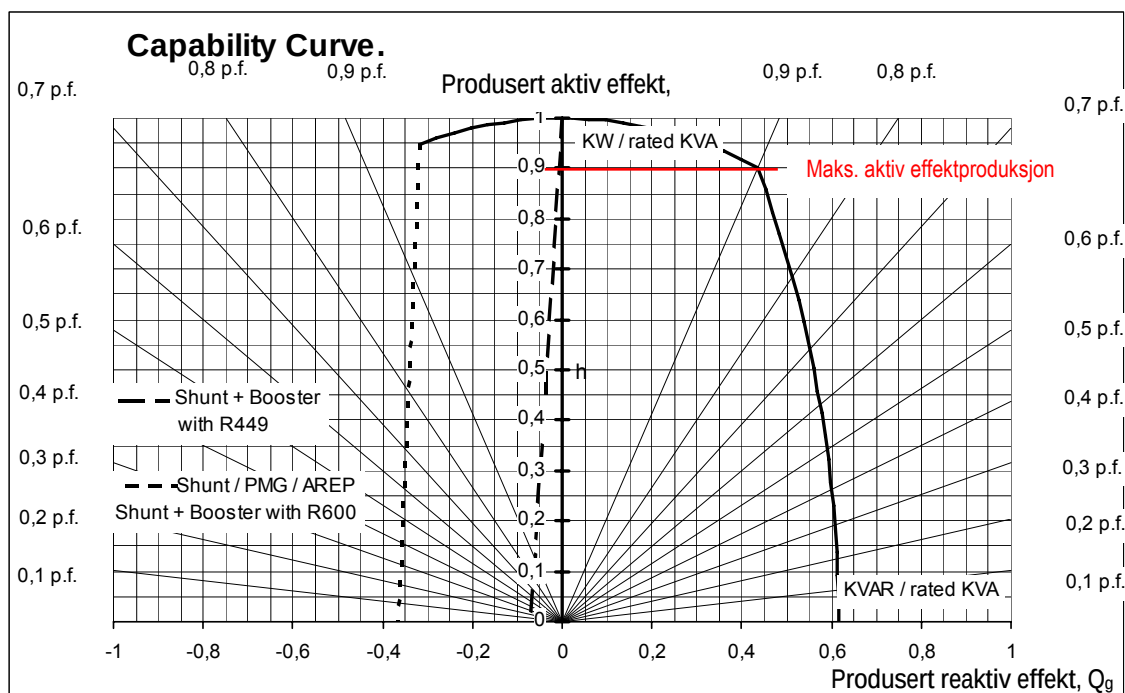
For enheter med en størrelse som gjør at de har betydelig innvirkning på nettet må fullstendige data for generatoren og dens magnetiseringssystem og regulatorer fremskaffes, se avsnitt C.5 og Tabell T1 og T2. For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal et redusert sett generatordata fremskaffes, se avsnitt C.3 og C.4. Hvorvidt en produksjonsenhet ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel eller ikke undersøkes av Nettselskapet i innledende vurderinger av tilknytningen, se Figur A1.

Merkeytelse, generatorytelse eller installert ytelse (S_N) er den ytelsen maskinen(e) er laget for. Maksimum aktiv effektproduksjon som det refereres til i denne rapporten vil være mindre enn merkeytelsen og avhengig av for eksempel vannvei, turbin og transformator.

C.2 DATA FOR TRANSFORMATOR

Når DG-enheter tilknyttes distribusjonsnettet via transformator, skal det fremlegges følgende data for transformatoren:

- Koblingsgruppe
- Merkeytelse S_N [kVA]
- Merkespenning (alle viklinger, primær- og sekundærspenning)
- Kortslutningsreaktans e_k [%]



Figur C1 Eksempel på driftsdiagram for synkrongenerator.
For at denne generatoren skal kunne produsere aktiv effekt med $\tan \phi$ lik 0,48 (tilsvarer en effektfaktor (p.f.) på 0,9) må aktiv effektproduksjon begrenses til 90 % av generatorens merkeytelse (S_N).

C.3 DATA FOR SYNKRONMASKINER

Synkrongeneratorens driftsdiagram ("capability diagram" jf. EN60034-3-3) skal vedlegges for alle produksjonsenheter med synkrongenerator. Figur C1 viser eksempel på et driftsdiagram.

For store produksjonsenheter som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A, Figur A.1 og A.2) skal Utbygger fremskaffe generatordata nok til at dynamiske beregninger kan foretas. I Tabell C1 definerer de parametre som vurderes som nødvendige. For å gjøre det enklest mulig ved kontakt med internasjonale leverandører listes dataene på engelsk i ett skjema for hver generatortype. Disse parametrene skal Utbygger fremskaffe for Nettselskapet uavhengig om den aktuelle installasjonen utløser krav om dynamiske analyser eller ikke, og uavhengig av hvem som eventuelt gjennomfører dynamiske beregninger.

For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal følgende synkrongeneratordata (jf. Tabell C1) fremskaffes for Nettselskapet:

- Maksimum aktiv effektproduksjon, $P_{g\text{maks}}$
- Nominell ytelse (merkeytelse), S_N
- Synkronreaktans, X_d
(For generatorene med utpregede poler: også synkronreaktans i Q-aksen for gen, X_q)
- Tregghetsmoment, J , eventuelt tregghetskonstant, H , for hele det mekaniske systemet
- Subtransient reaktans, X_d''

C.4 DATA FOR ASYNKRONMASKINER

For store produksjonsenheter som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A, Figur A.1 og A.2) skal Utbygger fremskaffe generatordata nok til at dynamiske beregninger kan foretas. Tabell C2 definerer de parametre for asynkrongenerator som vurderes som nødvendige ved dynamiske beregninger. For å gjøre det enklest mulig ved kontakt med internasjonale leverandører listes dataene på engelsk i ett skjema for hver generatortype. Disse parametrene skal DG-eier fremskaffe for Nettselskapet uavhengig om den aktuelle installasjonen utløser krav om dynamiske analyser eller ikke og uavhengig av hvem som eventuelt gjennomfører dynamiske beregninger.

For mindre produksjonsenheter som ikke ansees for å ha vesentlig betydning for nettets dynamiske oppførsel skal følgende asynkrongeneratordata (jf. Tabell C2) fremskaffes for Nettselskapet:

- Maksimum aktiv effektproduksjon, $P_{g\text{maks}}$
- Nominell ytelse (merkeytelse), S_N
- Nominell spenning (merkespenning), U_N
- Nominell effektfaktor, $\cos\varphi_N$
- Tregghetsmoment, J , eventuelt tregghetskonstant, H , for hele det mekaniske systemet
- Maksimum innkoblingsstrøm ved oppstart

C.5 DATA FOR MAGNETISERINGSUTRUSTNING, TURBINER OG REGULATORER FOR DISSE

Synkrongeneratorens magnetiseringssystem med tilhørende reguleringssystem har stor betydning for generatorens oppførsel under driftsforstyrrelser. Generatorens evne til å returnere til en stabil driftstilstand etter en forstyrrelse (transient stabilitet) kan simuleres hvis nødvendige data er tilgjengelige.

For store produksjonsenheter med maksimum aktiv effektproduksjon større enn 1-5 MW, eller som har betydelig innvirkning på nettet (jf. Vedlegg A) skal Utbygger fremskaffe følgende:

- Beskrivelse av type magnetiseringsløsning (engelsk: exciter) (Type: statisk, børsteløs, ...)
- Beskrivelse av spenningsregulator med blokkdiagram og parametre, typebetegnelse og navn på leverandør
- Funksjoner i spenningsregulatoren ($\tan\varphi$, AVR)
- Beskrivelse av type turbin
- Beskrivelse av type turbinregulatorløsning (engelsk: governor)
- Beskrivelse av turbinregulator med blokkdiagram og parametre, typebetegnelse og navn på leverandør
- Funksjoner i turbinregulator (vannstandsregulering, AGC, ...)

Table C1 Synchronous generator data needed for dynamic/transient analyses.

Ratings and parameters	Symbol/Unit	Value:
Rated power	S_N [MVA]	
Rated voltage	U_N [kV]	
Rated frequency	f_N [Hz]	
Rated power factor	$\cos\varphi_N$	
Number of poles ¹⁾ (equal to 2x number of pole pairs)	p	
Direct axis synchronous reactance	X_d [p.u.]	
Direct axis transient reactance ²⁾	X_d' [p.u.]	
Direct axis subtransient reactance ²⁾	X_d'' [p.u.]	
Quadrature axis synchronous reactance	X_q [p.u.]	
Quadrature axis transient reactance ²⁾	X_q' [p.u.]	
Quadrature axis subtransient reactance ²⁾	X_q'' [p.u.]	
Armature resistance ³⁾	r_a [p.u.]	
Leakage reactance	X_l [p.u.]	
Direct axis open-circuit transient time constant	T_{d0}' [s]	
Direct axis open-circuit subtransient time constant	T_{d0}'' [s]	
Quadrature axis open-circuit transient time constant	T_{q0}' [s]	
Quadrature axis open-circuit subtransient time constant	T_{q0}'' [s]	
Direct axis short-circuit transient time constant ²⁾	T_d' [s]	
Direct axis short-circuit subtransient time constant ²⁾	T_d'' [s]	
Quadrature axis short-circuit transient time constant ²⁾	T_q [s]	
Quadrature axis short-circuit subtransient time constant ²⁾	T_q'' [s]	
Inertia constant ⁴⁾	H [s]	
Zero sequence resistance ⁵⁾	R_0 [p.u.]	
Zero sequence reactance ⁵⁾	X_0 [p.u.]	
Neutral earthing resistor ⁵⁾	R_e [Ω]	

¹⁾ or rotating synchronous speed (n_0 [rpm]).

²⁾ Transient reactances (X_d' , X_d'' , X_q' , X_q'') or Short-circuit time constants (T_d' , T_d'' , T_q' , T_q'') are needed. The short-circuit time constants are as a reasonable approximation related to the corresponding open-circuit time constants (with the additional index $_0$) by the equations:

$$\begin{aligned} X_d' &\approx X_d \cdot T_d' / T_{d0}' \\ X_d'' &\approx X_d' \cdot T_d'' / T_{d0}'' \\ X_q' &\approx X_q \cdot T_q' / T_{q0}' \\ X_q'' &\approx X_q' \cdot T_q'' / T_{q0}'' \end{aligned}$$

³⁾ or armature time constant (T_a [s]). The following relation is valid:

$$T_a = 1 / [r_a \cdot \pi \cdot f_N \cdot (1/X_d'' + 1/X_q'')]$$

⁴⁾ or moment of inertia (J [kgm²]). The following relation is valid:

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 / S_N = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot J / (S_N \cdot p^2)$$

H and J must include the complete mechanical system.

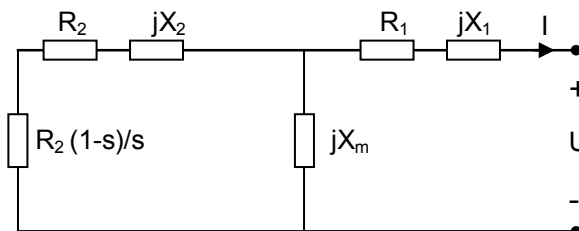
⁵⁾ Needed only if there is a connection from neutral to ground.

Table C2 Induction machine data needed for dynamic/transient analyses.

Ratings and parameters	Symbol/Unit:	Value:
Rated power	S_N [MVA]	
Rated power factor	$\cos\varphi_N$	
Rated frequency	f_N [Hz]	
Number of poles ¹⁾ (equal to 2x number of pole pairs)	p	
Rated slip ²⁾	s_N	
Rated output shaft mechanical power	P_N (mech) [MW]	
Rated voltage	U_N [kV]	
Starting current	I_s [pu]	
Inertia constant ⁴⁾	H [s]	
Relative starting torque	T_s/T_N [pu]	
Relative maximum torque	T_{Max}/T_N [pu]	
Stator resistance	R_1 [pu]	
Stator leakage reactance	X_1 [pu]	
Rotor resistance	R_2 [pu]	
Rotor leakage reactance	X_2 [pu]	
Magnetizing reactance	X_M [pu]	

- ¹⁾ or rotating synchronous speed: n_0 [rpm]
- ²⁾ or rated speed equal to: $n_N = (f \cdot 120) / p \cdot (1 - s_N)$
the rated slip equals: $s_N = (n_0 - n_N) / n_0$
- ⁴⁾ or moment of inertia: J [kgm²]
the following relation is valid: $H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_0^2 / S_N = 8 \cdot \pi^2 \cdot f_N^2 \cdot J / (S_N \cdot p^2)$
H and J must include the complete mechanical system.

Figur C2 viser ekvivalentskjema for en asynkrongenerator i stasjonær drift.



Figur C2 Ekvivalentskjema for asynkrongenerator i stasjonær drift, med generator referanseretning på strømmene.

VEDLEGG D KOMMENTARER TIL RETNINGSLINJENE

D.1 KOMMENTARER TIL PUNKT 4.1 - LEVERINGSKVALITET

Pkt. 4.1.1 Generelt

Det er ikke enkelt å skille de ulike DG-enheters eller andre kunders bidrag til redusert leveringskvalitet fra hverandre. Dermed blir det spesielt viktig å foreta målinger både før og etter installasjon av en ny enhet i nettet.

Pkt. 4.1.3 Spenningsvariasjon hos sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett

Det kan være aktuelt å ta høyde for mulig lastøkning i nettet og at kravet til minimum spenning bør stilles noe strengere enn - 6,5 % av merkespenning.

Pkt. 4.1.2 Skjerping av spenningskvalitetskrav ved høy andel DG

Forskrift om leveringskvalitet stiller krav til kvaliteten på spenningen for alle sluttbrukere i et nett. Dette gjør at det må settes grenser for hvor store forstyrrelser i spenning eller strøm en nettkunde alene kan påføre nettet. Dersom flere nettkunder i samme del av nettet genererer forstyrrelser, må Nettselskapet ved fastsettelse av maksimalgrenser for genererte forstyrrelser sette strengere krav til den enkelte nettkunde enn det som er gjeldende krav for nettdelen som helhet. For å oppnå likebehandling av nettkundene må det derfor stilles krav til at hver enkelt ikke generere mer forstyrrelser på nettet enn det som er deres forholdsmessige andel av totalen.

Som eksempel kan nevnes at der det stilles krav til et maksimalt antall spenningssprang for sluttbrukere i nettet kan ikke hver enkelt DG-enhet i nettdelen utnytte denne grensen fullt ut. Nettselskapet må i slike tilfeller fordele andelen tillatte forstyrrelser mellom de ulike DG-enhetene slik at forstyrrelsene i sum ikke overskrider tillatte grenseverdier. Nettselskapet må også ta høyde for at andre DG-enheter skal kunne tilknyttes i samme del av nettet senere. Det kan gjøres ved at det allerede til den første tilknytningen stilles krav om evne til å begrense innmating av forstyrrelser. Inntil eventuelle andre utbygginger er på plass bør imidlertid nettkunden ha mulighet til å utnytte totalrammen for nettdelen, så lenge han er i stand til å stramme inn ved senere behov. Dette gir første DG-enhet i et nett mulighet til å vente med visse investeringer til det eventuelt blir flere å fordele "kvoten" på, samtidig som en pålegger alle nettkundene et kollektiv ansvar for å holde forstyrrelsene som mates inn på nettet på et akseptabelt nivå.

Pkt 4.1.3 – 4.1.5 Laveste/høyeste tillatte stasjonære spenning i tilknytningspunkt

Kravet til spenningsbånd må differensieres utover en radial for at ikke en DG-enhet skal kunne hindre innmating fra andre DG-enheter på samme radial.

Kravet i punkt 4.1.3 er absolutte krav gjeldende i alle sluttbrukeres tilknytningspunkt. For å fortsatt være i stand til å oppfylle dette kravet i nettet etter tilknytning av en DG-enhet må øvre og nedre grense for spenningen i DG-enhetens tilknytningspunkt beregnes og fastsettes slik at en tar hensyn til spenningsfall/stiging mellom DG-enhetens og sluttbrukernes tilknytningspunkt ved ulike kombinasjoner av produksjon og belastning. Ved beregning av grensene (Pkt. 4.1.4 og 5) skal det tas hensyn til spenningsfall i lavspenningsnett.

Pkt. 4.1.7 Krav til innkobling (synkronisering/innfasing)

Asynkrongeneratorer kan tillates å kobles inn uten innfasing dersom det ikke medfører spenningsforstyrrelser utover 3 %.

Synkrongeneratorer og asynkrongeneratorer med egen magnetisering må utstyres med en automatisk innfasingsanordning (synkrosjekk) for automatisk kobling av generatorene til nettet.

Når frekvens, spenning og fasevinkeldifferanse er innen ramme gitt i Tabell D1 vil de tillatte grenser for spenningssprang normalt overholdes. For store aggregater i svake nett kan imidlertid toleransene være snevrere for en tilfredsstillende innfasing.

Tabell D1 Maksimum grenseverdier for synkroniseringsparametre ved synkronisering med et spenningssatt nett. [IEEE 1547, Pkt. 5.1.2 Testkriterier]

Ytelse på aggregat [kVA]	Frekvensdifferanse Δf [Hz]	Spenningsdifferanse ΔV [%]	Fasevinkeldifferanse $\Delta \theta$ [deg.]
0 - 500	0,3	10	20
500 - 1500	0,2	5	15
1500 – 10000	0,1	5	10

Pkt. 4.1.13 Krav om utkobling ved overskridelser av leveringskvalitetsgrenser

De grenseverdier det henvises til fastlegges i utgangspunktet i tilknytningstidspunktet. Disse kan bli skjerpet på et senere tidspunkt dersom det er nødvendig for å opprettholde leveringskvaliteten, for eksempel ved omlegginger i nettet. Nettselskapet kan kreve at DG-enheten frakobles hvis de skjerpede grensene ikke overholdes.

D.2 KOMMENTARER TIL PUNKT 4.2 - GENERATORUTRUSTNING

Pkt. 4.2.1 Overordnede krav til generatorutrustning - valg av generatortype

For DG-enheter med produksjon mindre enn 100 kW bør asynkrongenerator velges dersom det ikke er sterke grunner for å velge synkronmaskin.

For DG-enheter med produksjon over 1 – 2 MW bør det i utgangspunktet velges en transient stabil synkrongenerator med mulighet for spenningsregulering med eksternt og variabelt setpunkt.

Pkt. 4.2.3 Krav til fasekompensering for asynkrongenerator

Nettselskapet bør vurdere behovet for fasekompensering for asynkrongeneratorer med ytelse over 25 kVA.

Pkt. 4.2.5 Krav til regulering av aktiv effekt

Statnett krever at et aggregat skal kunne startes og kjøres opp til full last i løpet av 1 – 5 minutter. I distribusjonsnettet må det tas hensyn spenningsstigningen oppkjøringen kan medføre i nettet. Opp- og nedkjøringstiden må derfor tilpasses spenningsreguleringen i nettet slik at hovedtransformatorens regulator kan respondere på en eventuell spenningsendring og trinne transformatoren. Typisk rampetid mellom null og full last kan være på 5 til 10 minutter.

Pkt. 4.2.7 Krav om stasjonær stabilitet

DG-enheten skal ved små forstyrrelser i distribusjonsnettet ikke bidra til ustabilitet eller påvirke leveringskvaliteten i negativ retning. Med små forstyrrelser i distribusjonsnettet menes for eksempel:

- trinning av hovedtransformatorstasjonens krafttransformator
- naturlige last- og produksjonsendringer i nettet
- inn- og utkobling av last og linjeavganger
- inn- og utkobling av kondensatorbatterier og lignende i nettet

Pkt. 4.2.12 Regulering av reaktiv effekt

Hvis $\tan \phi$ ikke har trinnløs justering, må oppløsningen for $\tan \phi$ være på minimum 0,1 per trinn (jamf [TF 3.2.3, Pkt. 11.6.2]). For å få en effektiv utnyttelse av kraftverkets reguleringsevne i forhold til spenningskvaliteten i distribusjonsnettet bør nettselskapets driftssentral gis mulighet til å fjernstyre setpunkt for $\tan \phi$ og tillatte maksimums og minimumsgrenser for spenningen innenfor avtalte kriterier.

Følgende krav gjelder kun synkrogeneratorer som skal være transient stabile:

- **Pkt. 4.2.6**
- **Pkt. 4.2.10**
- **Pkt. 4.2.13**
- **Pkt. 4.2.14**

Pkt. 4.2.6 Krav til transient stabilitet

Statnett [VtA, Pkt. 5.4.2] krever at vannkraftenheter skal tåle et sprang i klemmespenning fra 100 til 25 % av generatorens merkespenning med varighet 0,25 s, fulgt av en lineær økning i spenningen opp til 95 % i løpet av 0,5 s som igjen følges av en konstant nettspenning på 95 %. For DG-enheter i distribusjonsnettet som skal være transient stabile, kan det være rimelig å kreve at de tåler tilsvarende variasjon i spenningen i tilknytningspunktet.

Pkt. 4.2.14 Krav til dempetilsats (PSS – Power System Stabilizer) for synkrogeneratorer

Dempetilsatsen må designes ut fra de pendlingsfrekvenser som oppstår i det konkrete distribusjonsnettet. Statnett [306950, 2004] henviser til PSS2A i IEEE 421.5, 1992 (eller nyere) for innstilling av dempetilsats. Det er ikke gitt at samme norm kan benyttes i distribusjonsnettet siden det kan være forskjell i pendlinger som oppstår i distribusjonsnettet i forhold til i regionalnettet der generatorene generelt er antatt å ha en mye større svingmasse. Det at distribusjonsnett er forbundet til høyere spenningsnivå vil generelt redusere pendlinger i distribusjonsnettet.

D.3 KOMMENTARER TIL PUNKT 4.3 - VERN

Pkt. 4.3.1 Overordnede krav til frakobling av DG-enhet

Frakobling:

Med frakobling menes at generatoren(e) skilles fysisk fra distribusjonsnettet. Frakobling kan skje ved hjelp av effektbryter eller tilsvarende som illustrert i Figur D3. Noen feiltilfeller (for eksempel Pkt. 4.3.6) krever frakobling av hele DG-enheten. Forsyningen til DG-enhetens kontrollanlegg og lignende skal opprettholdes ved en frakobling.

Frakoblingstid:

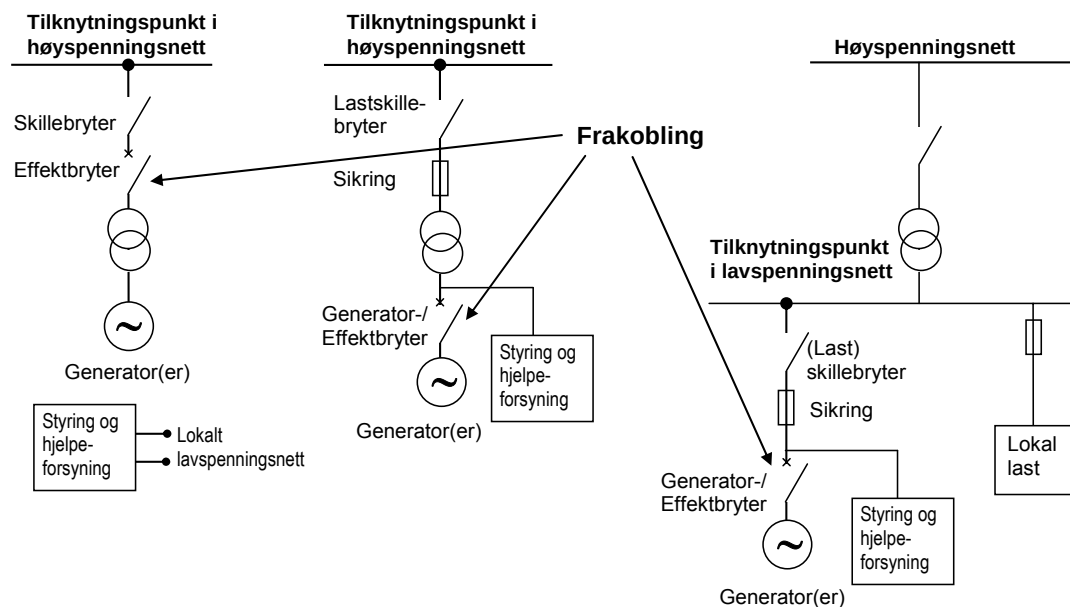
Frakoblingstiden er definert som tiden fra en feilsituasjon oppstår til DG-enheten er koblet fra distribusjonsnettet. Frakoblingstiden omfatter måletid, reaksjonstid for vern og bryter samt brytertid. Ved behov for hurtigst mulig frakobling er kravet til frakoblingstid satt til maksimum 0,2 s. Det er ikke praktisk mulig å få til kortere frakoblingstid enn 0,15 s.

Pkt. 4.3.1.b) Krav om vern mot effektpendlinger og tap av synkronisme

Tap av synkronisme- og effektpendlingsvern ("Out-of-Step relay" - reléfunksjons referanse No ANSI: 78PS"), kan være nødvendig for synkrongeneratorer når:

- dette er nødvendig for å tilfredsstille krav til maks tillatt flimmer
- produksjonsenhetens øvrige vern ikke klarer å frakoble generatoren tidsnok innen det har oppstått en situasjon med alvorlig tap av synkronisme og effektpendlinger som kan føre til instabilitet i nettet

Innstilling av nevnte vern forutsetter utførelse av dynamiske stabilitetsanalyse.



Figur D3 Illustrasjon av ulike koblingsarrangement ved tilknytning til høyspennings distribusjonsnett.

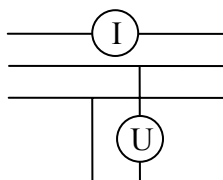
D.4 KOMMENTARER TIL PUNKT 4.4 - MÅLINGER

Pkt. 4.5.2 Målinger

En DG-enhet som skal tilknyttes distribusjonsnettet må ha målinger av strøm og spenning i en, to eller tre faser i tilknytningspunktet for vernformål. Måling for avregning må gjøres separat og kan foretas på lavspenningssiden av en generatortransformator.

Ved symmetriske forhold vil en strømmåling (fasestrøm) og en spenningsmåling (linjespenning) være tilstrekkelig for vernformål. For DG-enheter som tillates å måle kun én spenning og én strøm i tilknytningspunktet, skal strøm og spenning måles i ulike faser som vist i Figur D4.

Der det kun er produksjon bak målingen i tilknytningspunktet kan det antas symmetriske forhold i DG-enheten. Dersom det i er last bak målingen bør det foretas måling av strøm og spenning i minst to faser.



Figur D4 Prinsipp for måling når det tillates måling av kun én strøm og én spenning.

D.5 KOMMENTARER TIL PUNKT 4.5 - ANNET UTSTYR

Pkt. 4.5.2 Krav til generatortransformator

De mest aktuelle koblingsgruppene er: Yy, Dyn, Dd og YNd. Som regel vil en i små kraftverk være mest tjent med en Dyn- transformator, der en kan benytte 400 V generatorspenning og 400 V TN-S-system i kraftverket for å forsyne lokalt forbruk fra generatortransformatoren. Dersom Nettselskapet krever mulighet for tilkobling av nullpunktspole, er YNd den mest aktuelle koblingsgruppen.

Koblingsgruppe Yy kan eventuelt ha uttatt nullpunkt på primær- eller sekundærsiden. En slik transformator vil ha en høyere nullsystemreaktans enn en transformator med en deltakoblet vikling. For transformatorer med koblingsgruppe YNyn skal minst ett av nullpunktene være isolert. Dette bl.a. fordi det ellers kan medføre ekstra overspenninger i spesielle feilsituasjoner. Dersom det er aktuelt med tilkobling av spoler i begge nøytralpunktene, må transformatoren ha en deltakoblet tertiærvikling.

Ved dimensjonering av transformatorer må det taes hensyn til de eventuelle ekstra påkjenninger en kan få i forbindelse med jordfeil.

D.6 KOMMENTARER TIL PUNKT 5 - 7

Pkt. 5.2.1 Valg av systemløsning ved forsterkning av distribusjonsnettet

Det forutsettes normalt at den systemløsning som gir laveste nåverdi for sum av totale kapitaliserte kostnader velges. Med i totale kostnader regnes kostnader i forbindelse med investering, nettdrift, nettap og kostnader forbundet med avbrudd og ikke levert energi (KILE-kostnader).

Pkt. 6.1.1 Krav om godkjent sakkyndig driftsleder

Det er Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap som er bemyndiget til å godkjenne personell som skal ivareta funksjonen sakkyndig driftsleder.

REFERANSER

AEN, 2006, Krav til kraftverk og produksjonsrelatert nettanlegg med aggregatytelse ≤ 10 MW tilknyttet distribusjonsnett med merkespenning ≤ 24 kV, Agder Energi Nett, Dok.nr. AEN-05:0257 Arbeidsutkast 2.2, Saksbehandler Øivind Haaland, 29 sider

EPRI PEAC, Section 9, Distributed Generation Modelling Guidelines, Overhead presentation, 48 pages, Obtained March 2005 from: http://www.disgen.com/downloads/09-DGModelingGuidelines_Revised.PDF

IEEE 1547, 2003, IEEE Standard for interconnection Distributed Resources with Electric Power Systems, Standards Coordination Committee 21, The Institute of Electrical and Electronic Engineers Inc., 28 July 2003, 16 sider

Statnett 306950, 2004, Spesifikasjon for reguleringstekniske krav til magnetiseringssystem og dempetilsatser, Øystein Kirkeluten, 20.12.2004, Statnett Dok.id.: 306950, 8 sider

Statnett VtA, 2005, Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge, Statnett Dok. Id.: 328582, 16.12.2005, 25 sider

TF nr. 3.2.3, Teknisk forskrift for termisk kraftværks-enheder på 1,5 MW eller mer, Teknisk forskrift for nettilslutning nr. 3.2.3, Energinet.dk, Rapport nr. (1) lpp-23032006-145311-072-20033020090 Rev. nr. 1, April 2006, www.energinet.dk, Danmark, 96 sider

SINTEF Energiforskning AS
Adresse: 7465 Trondheim
Telefon: 73 59 72 00

SINTEF Energy Research
Address: NO 7465 Trondheim
Phone: + 47 73 59 72 00