



Teknisk forskrift 3.2.2 for solcelleanlæg større end 11 kW

Gældende for nettilslutninger før 27. april 2019

4	Publiceret udgave	30.06.2016	30.06.2016	30.06.2016	14.07.2016	DATE
		KDJ	FBN	BJA	APJ	NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		14/17997-14				

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Revision	Dato
Alle afsnit	Forskriften er tilrettet ud fra de modtagne hørings-svar. Redaktionelle fejl er rettet. Konsekvensrettelser er udført, så teksten følger formuleringer i øvrige tekniske forskrifter.	4	14.07.2016
Alle afsnit Figur 15, 17, 19 Afsnit 4.4.3.1, 4.4.4.1, 4.5.2.1, 4.5.3.1, 4.6.2.1, 4.7.2.1, 4.7.3.1 Afsnit 8 Bilag 1	Høringsdokument: Redaktionelle fejl rettet i flere afsnit i dokumentet. Fejl i teksten på Y-akserne i figur 15, 17 og 19 rettet. I afsnit 4.4.3.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.4.4.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.5.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.5.3.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.6.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.7.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.7.3.1 - Krav indført for kategori A2 Afsnit 8 er tilrettet, så det afspejler ændringen i ansvarsforhold omkring positivlisterne. Tekst i Bilag 1 tilrettet, så kravene til dokumentation til <i>anlægskategori A2</i> er specificeret i to grupper – én med <i>anlægskomponenter på positivlisten</i> , og én hvor <i>anlægskomponenter</i> ikke optræder på <i>positivlisten</i> .	3	06.05.2016
Afsnit 1.1 Afsnit 1.2 Afsnit 2.5 Afsnit 2.6 Afsnit 5.2.1 Figur 15,17 og 19 Tabel 11 Bilag 1	Manglende forkortelser tilføjet. Redaktionelle fejl i definitioner tilrettet. Konsekvensrettelser udført. Adresse på Energitilsynet tilrettet. Tekst tilrettet, så den er ensartet med øvrige TF'er. Betegnelse på x-akse rettet. Rettet, så der er overensstemmelse imellem Tabel 10 og Tabel 11. Tekst tilrettet, så den stemmer overens med specifikationerne i forskriften.	2	24.07.2015
Afsnit 2.2, 2.6, 2.8, Bilag 1	Tekst tilrettet efter kommentarer fra Energitilsynet. Bilag 1 er oprettet så layout og tekst stemmer overens med det separate Bilag 1-dokument.	1	10.03.2015
	Dokument anmeldt til Energitilsynet	0	27.11.2014

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt	2
Indholdsfortegnelse	3
Oversigt over figurer og tabeller.....	4
Læsevejledning	6
1. Terminologi, forkortelser og definitioner.....	7
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser.....	20
3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser	26
4. Elkvalitet.....	32
5. Styring og regulering	42
6. Beskyttelse	63
7. Udveksling af signaler og datakommunikation.....	70
8. Verifikation og dokumentation	77
9. Elektrisk simuleringsmodel	81
Bilag 1 Dokumentation	84

Oversigt over figurer og tabeller

Liste over figurer:

Figur 1	Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt, effektfaktorsetpunkter samt reference for effektfaktorvinkel.....	14
Figur 2	Eksempel på installationstilslutning af et solcelleanlæg.	16
Figur 3	Eksempel på nettilslutning af solcelleanlæg.....	17
Figur 4	Krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer.	27
Figur 5	Krav til tolerance over for spændingsdyk for solcelleanlæg kategori C og D.....	29
Figur 6	Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for solcelleanlæg kategori C og D.....	30
Figur 7	Skitse for en anlægsregulator.....	44
Figur 8	Frekvensrespons for et solcelleanlæg.	45
Figur 9	Frekvensreguleringskurve for et solcelleanlæg.....	47
Figur 10	Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.....	48
Figur 11	Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt for et solcelleanlæg.	49
Figur 12	Effektfaktorregulering (PF) for et solcelleanlæg.....	50
Figur 13	Spændingsregulering for et solcelleanlæg.	52
Figur 14	Automatisk effektfaktorregulering for et solcelleanlæg.....	53
Figur 15	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori B.	57
Figur 16	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori B.....	58
Figur 17	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori C.	59
Figur 18	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori C.....	60
Figur 19	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori D.	61
Figur 20	Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori D.	62
Figur 21	Oversigt over anlæg med integreret netbeskyttelse i vekselretterne.	64
Figur 22	Oversigt over anlæg med central netbeskyttelse.....	65
Figur 23	Oversigt over anlæg med vekselretterne tilkoblet decentral netbeskyttelse.....	66

Liste over tabeller:

Tabel 1	Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift.....	26
Tabel 2	Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.....	31
Tabel 3	Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.....	32
Tabel 4	Grænseværdier for langtids-flicker P_{lt}	34
Tabel 5	Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt}	34
Tabel 6	Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – A2.	36
Tabel 7	Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_h) – A2.....	36
Tabel 8	Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – B.	37
Tabel 9	Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) – B.	37
Tabel 10	Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THD_U (% af U_n).....	37
Tabel 11	Værdier for eksponenten α	38
Tabel 12	Grænseværdier for emission af interharmoniske forstyrrelser - B. 40	
Tabel 13	Krav til styrings- og reguleringsfunktioner for solcelleanlæg.	43
Tabel 14	Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.	54
Tabel 15	Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.....	55
Tabel 16	Krav til solcelleanlæg kategori A2.	67
Tabel 17	Krav til solcelleanlæg kategori B.	68
Tabel 18	Krav til solcelleanlæg kategori C.	68
Tabel 19	Krav til solcelleanlæg kategori D.	69
Tabel 20	Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori A2.	72
Tabel 21	Krav til parametre for reguleringsfunktioner - A2.	72
Tabel 22	Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori B. .	72
Tabel 23	Krav til parametre for reguleringsfunktioner for solcelleanlæg kategori B.	73
Tabel 24	Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori C. .	74
Tabel 25	Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori D. .	75
Tabel 26	Krav til dokumentation for solcelleanlæg.....	77

Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde ved nettilslutning i Danmark.

Forskriften er bygget op således, at afsnit 1 indeholder anvendt terminologi og anvendte definitioner, afsnit 2 beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens afsnit 3, 4, 5, 6 og 7 indeholder de tekniske og funktionelle krav. Afsnit 8 indeholder kravene til dokumentation af de forskellige *anlægskategorier*.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i fire *anlægskategorier*, som beskrevet i afsnit 1.2.5 og 2.2.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af terminologi og definitioner. I afsnit 1 er de anvendte termer, forkortelser og definitioner beskrevet.

Brugen af terminologi og definitioner i forskriften er i teksten tydeliggjort med *kursiv skrift*.

Forskriften udgives også på engelsk. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

Forskriften er udgivet af *den systemansvarlige virksomhed* og findes på hjemmesiden www.energinet.dk.

1. Terminologi, forkortelser og definitioner

1.1 Forkortelser

I dette afsnit er anført de forkortelser, der benyttes i dokumentet.

1.1.1 Ψ_k

Ψ_k benyttes som forkortelse for kortslutningsvinklen i *nettilslutningspunktet*. Værdier for *flicker* beregnes med Ψ_k som parameter.

1.1.2 c_f

*Flicker*koefficienten angives med betegnelsen c_f .

1.1.3 $d(\%)$

$d(\%)$ er betegnelsen for *hurtige spændingsændringer* i % af U_n . Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.24.

1.1.4 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden.

1.1.5 $f_<$

$f_<$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for underfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.6 $f_>$

$f_>$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for overfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.7 f_R

f_R er betegnelsen for den frekvens, hvor et *solcelleanlæg* skal påbegynde nedregulering med den aftalte *statik*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.1.8 f_x

f_x , hvor x kan være 1 til 7 eller min og max, er punkter, der benyttes til *frekvensregulering*, og som er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.2.

1.1.9 G_{it}

G_{it} er betegnelsen for planlægningsværdien for *flickeremissionen* fra et *anlæg*.

1.1.10 I_h

I_h er betegnelsen for summen af de individuelle harmoniske strømme.

1.1.11 I_n

Mærkestrømmen I_n er den maksimale kontinuerte strøm, som et *anlæg* eller en *elproducerende enhed* er designet til at levere. Nærmere definition, se afsnit 1.2.32.

1.1.12 I_Q

Den reaktive strøm, der leveres eller absorberes af et *anlæg*, betegnes med I_Q .

1.1.13 k_u

Spændingsændringsfaktoren angives med betegnelsen k_u . Spændingsændringsfaktoren beregnes som funktion af Ψ_k .

1.1.14 P_{aktuel}

P_{aktuel} er betegnelsen for det aktuelle niveau for aktiv effekt.

1.1.15 P_d

P_d er betegnelsen for den maksimale aktive effekt, en *elproducerende enhed* kan producere ved en $PF=0,9$.

1.1.16 P_{delta}

P_{delta} er betegnelsen for rullende reserve. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

1.1.17 P_{lt}

P_{lt} er betegnelsen for langtids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{lt} står for "long term" og er evalueret over en periode på 2 timer. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 20].

1.1.18 P_M

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

1.1.19 P_n

P_n er betegnelsen for *mærkeeffekten* for et *anlæg*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.31.

1.1.20 P_{st}

P_{st} er betegnelsen for korttids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{st} står for "short term" og er evalueret over en periode på 10 minutter. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 20].

1.1.21 $P_{tilgængelig}$

$P_{tilgængelig}$ er betegnelsen for den tilgængelige aktive effekt.

1.1.22 PCC

Point of Common Coupling. *Leveringspunktet (PCC)*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.30.

1.1.23 PCI

Point of Connection in Installation. *Installationstilslutningspunktet (PCI)* er det sted i installationen, hvor *anlægget* er tilsluttet, og hvor der er tilsluttet forbrug. Nærmere definition, se afsnit 1.2.25.

1.1.24 PCOM

Point of Communication. *Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.27.

1.1.25 PF

Power Factor. *Effektfaktor (PF)*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.13.

1.1.26 PGC

Point of Generator Connection. *Generatortilslutningspunktet (PGC)* er det punkt, som leverandøren af et *solcelleanlæg* definerer som *anlæggets* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.21.

1.1.27 POC

Point of Connection. *Nettilslutningspunktet (POC)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.34.

1.1.28 PWHD

Partial Weighted Harmonic Distortion er betegnelsen for de partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.39.

1.1.29 Q_{\max}

Q_{\max} er betegnelsen for den maksimale reaktive effekt ved en *effektfaktor* på 0,95 lagging, som et *anlæg* kan levere.

1.1.30 Q_{\min}

Q_{\min} er betegnelsen for den minimale reaktive effekt ved en *effektfaktor* på 0,95 leading, som et *anlæg* kan optage.

1.1.31 S_i

S_i er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for en *elproducerende enhed* nr. i.

1.1.32 S_k

S_k er betegnelsen for *kortslutningseffekt*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.28.

1.1.33 S_{last}

S_{last} er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for den totale belastning på en radial.

1.1.34 S_n

S_n er betegnelsen for den nominelle tilsyneladende effekt for et *anlæg*

1.1.35 S_{prod}

S_{prod} er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for den totale produktion på en radial.

1.1.36 SCR

SCR (Short-Circuit Ratio) er forkortelsen, der benyttes for *kortslutningsforholdet* i *nettilslutningspunktet*.

1.1.37 THD

Total Harmonic Distortion er betegnelsen for den *totale harmoniske forstyrrelse*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.50.

1.1.38 U_c

U_c er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.36.

1.1.39 U_h

U_h er den betegnelse, der benyttes for summen af de harmoniske spændinger.

1.1.40 U_{\max}

U_{\max} er den betegnelse, der benyttes for den maksimale *nominelle spænding*, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.41 U_{\min}

U_{\min} er den betegnelse, der benyttes for den minimale *nominelle spænding*, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.42 U_n

U_n er den betegnelse, der benyttes for *nominel spænding*. Spændingen måles som fase til fase. Nærmere definition, se afsnit 1.2.35.

1.1.43 U_{POC}

U_{POC} er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding* i *POC*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.34.

1.1.44 UTC

UTC er en forkortelse for Coordinated Universal Time (Universal Time, Coordinated). På dansk bruges også betegnelsen universel tid eller verdenstid.

1.1.45 $Z_{\text{net},h}$

$Z_{\text{net},h}$ er betegnelsen for netimpedansen ved frekvensen h .

1.2 Definitioner

I dette afsnit er anført de definitioner, der benyttes i dokumentet. Flere af definitionerne har udgangspunkt i IEC 60050-415:1999 [ref. 16], men er modificeret til formålet.

1.2.1 Absolut-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angives med et setpunkt. Setpunktsreguleringens +/- tolerance benævnes *absolut-effektbegrænser*.

Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.1.

1.2.2 Anlæg

Et *anlæg* består af en eller flere *elproducerende enheder*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.16. I solcellesammenhæng benyttes oftest termen *solcelleanlæg* for et *anlæg*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.44.

1.2.3 Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer et *anlæg*. I visse sammenhænge anvendes termen selskab i stedet for *anlægsejer*. *Anlægsejer* kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *anlægsoperatør*.

1.2.4 Anlægsinfrastruktur

Anlægsinfrastruktur er den elektriske infrastruktur, der går imellem *generator-tilslutningspunktet (PGC)* på de enkelte *elproducerende enheder* i et *anlæg* og frem til *nettilslutningspunktet (POC)*.

1.2.5 Anlægskategorier

Anlægskategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A2. *Anlæg* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Anlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Anlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Anlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV.

1.2.6 Anlægskomponent

En *anlægskomponent* er en komponent eller et delsystem, der indgår i et samlet *anlæg*.

1.2.7 Anlægsoperatør

Anlægsoperatøren er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *solcelleanlægget* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

1.2.8 Anlægsregulator

En *anlægsregulator* er en samling af regulerings- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre et *solcelleanlæg* som ét *anlæg* i *nettilslutningspunktet*. Samlingen af regulerings- og styringsfunktioner skal være en del af *solcelleanlægget* i kommunikationsmæssig sammenhæng. Det vil sige, hvis kommunikationen til et *anlæg* afbrydes, skal det kunne køre – kun beskyttet af sikkerhedsindstillingerne – som beskrevet i afsnit 6.3.

1.2.9 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt med en variabel PF – afhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.10 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data) [ref. 34] er et standardiseret filformat specificeret i IEEE-standard C37.111-2013. Formatet er designet til udveksling af information omkring transiente fænomener i forbindelse med fejl og koblinger i elsystemer.

Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere og simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.2.11 Delta-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt afvigelse (delta) imellem mulig og aktuell effekt benævnes *delta-effektbegrænser*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.2.

1.2.12 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden.

Frekvensændringen, df/dt , beregnes efter nedenstående eller ækvivalent princip. Frekvensmålingen anvendt til beregning af frekvensændringen er baseret på en 80–100 ms måleperiode, hvor middelværdien beregnes. Frekvensmålingerne skal foregå løbende, så der beregnes en ny værdi for hvert 20 ms. df/dt skal beregnes som forskellen mellem den netop udførte frekvensberegning og den frekvensberegning, der blev foretaget for 80–100 ms siden.

df/dt -funktionen benyttes ved decentrale produktionsanlæg til detektering af \emptyset -driftssituation, hvor \emptyset -drift opstår uden forudgående spændingsdyk.

1.2.13 Effektfaktor (PF)

Effektfaktoren, $\cos \varphi$, for vekselspændingssystemer angiver forholdet imellem den aktive effekt P og den tilsyneladende effekt S , hvor $P = S \cdot \cos \varphi$. Tilsvarende er den reaktive effekt $Q = S \cdot \sin \varphi$. Vinklen imellem strøm og spænding betegnes med φ .

1.2.14 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt proportionalt med den producerede aktive effekt. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.3.2.

1.2.15 Elforsyningsvirksomheden

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net et anlæg er tilsluttet elektrisk. Ansvarsforholdene i det kollektive elforsyningsnet er opdelt på flere netvirksomheder og én transmissionsvirksomhed.

Netvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det kollektive elforsyningsnet **på højst** 100 kV.

Transmissionsvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det kollektive elforsyningsnet **over** 100 kV.

1.2.16 Elproducerende enhed

En *elproducerende enhed* er en enhed, der producerer elektricitet, og som direkte eller indirekte er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*. I solenergisammenhæng benyttes ofte betegnelsen solcellepanel for en *elproducerende enhed*.

1.2.17 Flicker

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

Flicker måles som beskrevet i IEC 61000-4-15 [ref. 9].

1.2.18 Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Funktionen benævnes *frekvensregulering*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

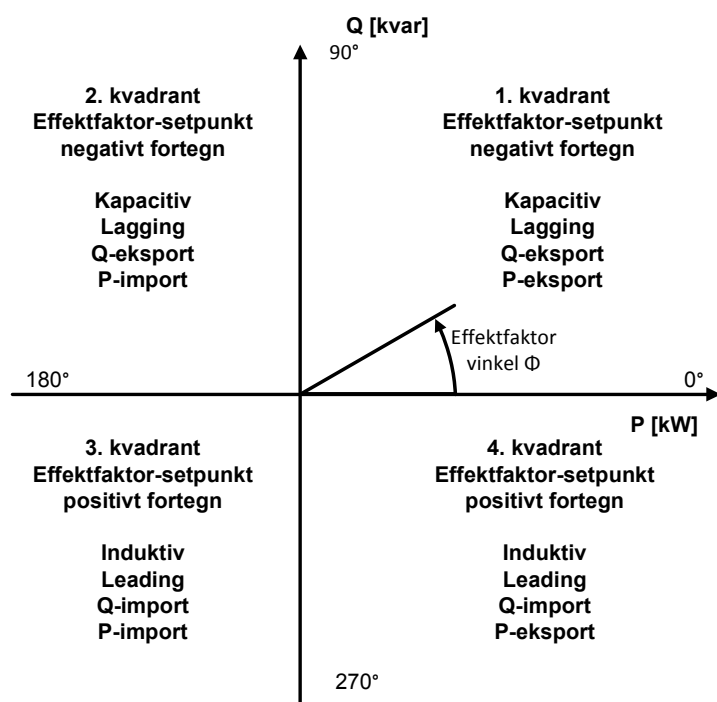
1.2.19 Frekvensrespons

Frekvensrespons er en automatisk nedregulering af aktiv effekt som funktion af netfrekvenser over en bestemt frekvens f_R med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.2.20 Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn.

Med et *effektfaktorsetpunkt* styres den ønskede *effektfaktorregulering*, og fortegnet anvendes til at styre, om der skal reguleres i 1. kvadrant eller i 4. kvadrant. For *effektfaktorsetpunkter* er der således tale om en kombination af to informationer i et enkelt signal – en setpunktsværdi og valg af reguleringskvadrant.



Figur 1 Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt, effektfaktorsetpunkter samt reference for effektfaktorvinkel.

Den anvendte fortegnskonvention for *effekt faktoren* kan enten følge specifikationerne i IEEE 1459:2010 [ref. 29] eller IEC TR 61850-90-7:2013 [ref. 26]. Hvilken specifikation, der anvendes i det konkrete *anlæg*, skal angives i dokumentationen for *anlægget*.

1.2.21 Generatortilslutningspunkt (PGC)

Generatortilslutningspunktet er det sted i *anlægsinfrastrukturen*, hvor terminalerne/generatorklemmerne for den *elproducerende enhed* er placeret. For den *elproducerende enhed* er *generatortilslutningspunktet* det sted, som fabrikanten definerer som den *elproducerende enheds* terminaler.

1.2.22 Gradient-effektbegrænsere

Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *gradient-effektbegrænsere*. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.3.

1.2.23 Harmoniske forstyrrelser

Harmoniske forstyrrelser er defineret som elektriske forstyrrelser forårsaget af overharmoniske strømme og spændinger. *Harmoniske forstyrrelser* benævnes også som overtoner, overharmoniske toner, overharmonisk forvrængning eller blot harmoniske. Nærmere beskrivelse, se afsnit 4.5.

1.2.24 Hurtige spændingsændringer

Hurtig spændingsændring er defineret som enkeltstående spændingsændringer (RMS) af kort varighed. *Hurtige spændingsændringer* udtrykkes som en procentdel af *normal driftsspænding*.

1.2.25 Installationstilslutningspunkt (PCI)

Installationstilslutningspunktet (PCI) er det punkt i installationen, hvor *elproducerende enheder* i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

1.2.26 Kollektivt elforsyningsnet

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

Distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* på **højst** 100 kV.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* **over** 100 kV.

1.2.27 Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)

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

1.2.28 Kortslutningseffekt (S_k)

Kortslutningseffekten S_k er størrelsen af den trefasede *kortslutningseffekt* i *nettilslutningspunktet*.

1.2.29 Kortslutningsforhold (SCR)

Kortslutningsforholdet (SCR) er forholdet mellem *kortslutningseffekten* i *nettilslutningspunktet S_k* og det *anlæggets* nominelle tilsyneladende effekt S_n .

1.2.30 Leveringspunkt (PCC)

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

Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *nettilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet (PCC)* er altid placeret længst inde i det *kollektive elforsyningsnet*, dvs. længst væk fra *anlægget*, se Figur 2 og Figur 3.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

1.2.31 Mærkeeffekt for et solcelleanlæg (P_n)

Mærkeeffekt for et *solcelleanlæg* er den største aktive effekt, som et *solcelleanlæg* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. *Mærkeeffekten* betegnes med P_n .

1.2.32 Mærkestrøm (I_n)

Mærkestrømmen I_n defineres som den maksimale kontinuerte strøm, et *solcelleanlæg* er designet til at levere under normale driftsforhold, jf. DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014 [ref. 14] samt DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014 [ref. 15]. *Mærkestrømmen* betegnes med I_n .

1.2.33 Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt (S_n) for et solcelleanlæg

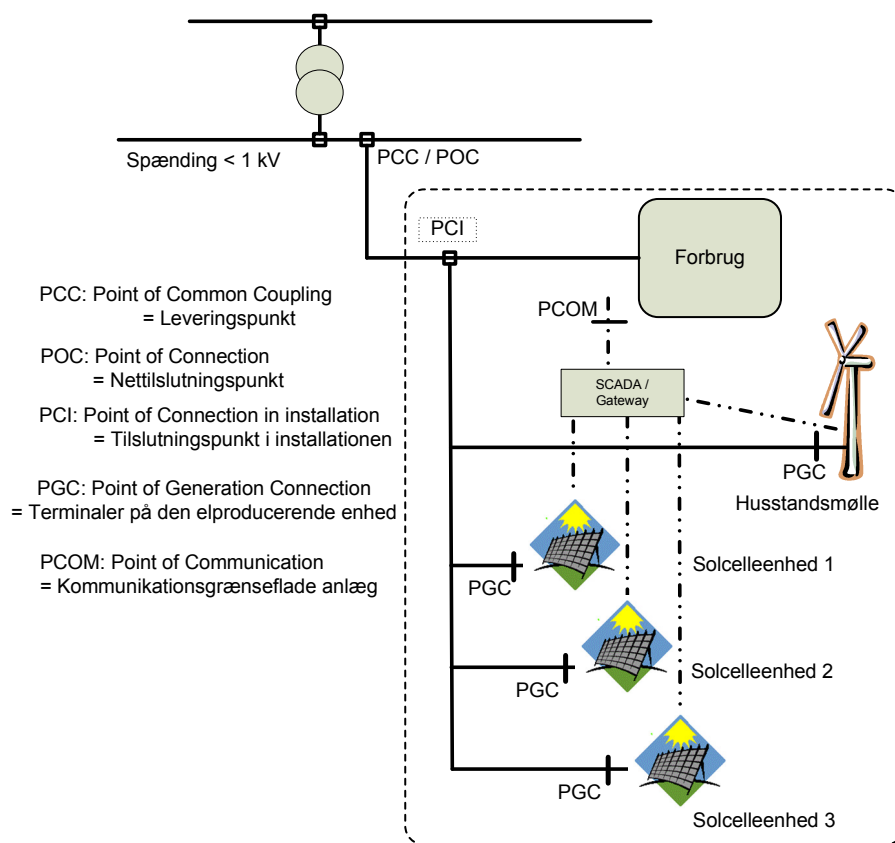
Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt S_n er den største effekt bestående af både den aktive og reaktive komponent, som et solcelleanlæg er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

1.2.34 Nettilslutningspunkt (POC)

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

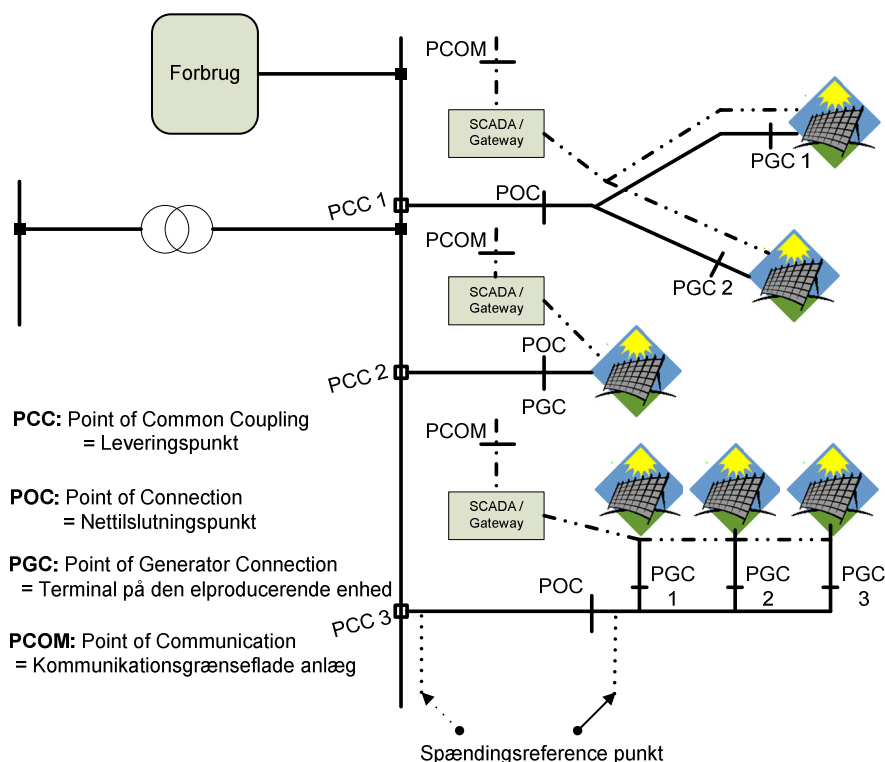
Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i nettilslutningspunktet. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med elforsyningsvirksomheden placeres et andet sted i det kollektive elforsyningsnet. Det er elforsyningsvirksomheden, der anviser nettilslutningspunktet.

I Figur 2 er vist en typisk installationstilslutning af et eller flere solcelleanlæg med angivelse af, hvor generatortilslutningspunktet (PGC), nettilslutningspunktet (POC), nettilslutningspunktet i installationen (PCI) og leveringspunktet (PCC) typisk er placeret. I den viste situation er leveringspunktet (PCC) sammenfaldende med nettilslutningspunktet (POC).



Figur 2 Eksempel på installationstilslutning af et solcelleanlæg.

I Figur 3 er vist en typisk nettilslutning af solcelleanlæg med angivelse af, hvor leveringspunktet (PCC), nettilslutningspunktet (POC) og spændingsreferencepunktet typisk er placeret.



Figur 3 Eksempel på nettilslutning af solcelleanlæg.

1.2.35 Nominel spænding (U_n)

Den spænding ved POC, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres. Spændingen måles som fase til fase. *Nominel spænding* betegnes med U_n .

De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

1.2.36 Normal driftsspænding (U_c)

Normal driftsspænding angiver det spændingsområde, hvor en *elproducerende enhed* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2. *Normal driftsspænding* betegnes med U_c . *Normal driftsspænding* fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* og benyttes til fastlæggelse af *normalt produktionsområde*.

1.2.37 Normal produktion

Normal produktion angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *solcelleanlæg* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

1.2.38 Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den del af det *kollektive elforsyningsnet*, der forbinder POC og PCC.

1.2.39 Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHd)

De partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h'te harmoniske af en udvalgt gruppe af højere harmoniske (h: 14. – 40. harmoniske) og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *PWHd* er følgende:

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{X_h}{X_1}\right)^2}$$

nærmere specifikation, se IEC 61000-3-12 [ref. 22],

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X₁ er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h.

1.2.40 Positivliste

For at effektivisere processen for teknisk godkendelse af nettilslutning af et *anlæg* i kategori A2 er der etableret en såkaldt *positivliste*. På listen er anført *anlægskomponenter*, som vurderes at overholde de konkrete krav til egenskaber og funktionalitet, jf. relevante tekniske forskrifter.

Positivlisten er tilgængelig på Dansk Energis hjemmeside:

www.danskeenergi.dk/positivlister.

1.2.41 Produktionsbalanceansvarlig

En *produktionsbalanceansvarlig* er økonomisk ansvarlig over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *produktionsbalanceansvarlige* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den *systemansvarlige virksomhed*.

1.2.42 Q-regulering

Q-regulering er en regulering af den reaktive effekt uafhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.43 Sammenhængende elforsyningssystem

De *kollektive elforsyningsnet* med tilhørende *anlæg* i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift, benævnes som et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.44 Solcelleanlæg

Et *solcelleanlæg* er en eller flere *elproducerende enheder* (solcellepaneler) med en samlet *mærkeeffekt* større end 11 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*. Termen *solcelleanlæg* er ækvivalent med termen *anlæg*. *Elproducerende enhed* er nærmere defineret i afsnit 1.2.16.

Et *solcelleanlæg* omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele *anlægget*, som skal opfylde de tekniske minimumskrav specificeret i denne forskrift.

Et *solcelleanlæg* har kun ét *nettilslutningspunkt*.

1.2.45 Spændingsfluktuation

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

1.2.46 Spændingsreferencepunkt

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

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der vælger placering af *spændingsreferencepunktet*, se Figur 3.

1.2.47 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en regulering af den reaktive effekt med den konfigurerede *statik* med det formål at opnå den ønskede spænding i *spændingsreferencepunktet*.

1.2.48 Statik

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

1.2.49 Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningsikkerheden og en effektiv udnyttelse af det *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.50 Total Harmonic Distortion (THD)

Den *totale harmoniske forstyrrelse* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h 'te (for h : 2–40) harmoniske og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *THD* er følgende:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{X_h}{X_1} \right)^2} \quad \text{nærmere specifikation, se IEC 61000-3-6 [ref.19],}$$

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h

H er generelt 40 eller 50 afhængigt af anvendelsen.

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

Formålet med Teknisk forskrift 3.2.2 er at fastlægge de tekniske og funktionelle minimumskrav, som et *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde i *nettilslutningspunktet*, når *solcelleanlægget* er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

Forskriften er udstedt i medfør af § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4, i bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen). Forskriften er, jf. § 7, stk. 1 i systemansvarsbekendtgørelsen, udarbejdet efter drøftelser med netvirksomhederne og transmissionsvirksomhederne, og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbe- kendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 med senere ændringer.

Et *solcelleanlæg* skal overholde dansk lovgivning, herunder Stærkstrømsbe- kendtgørelsen [ref. 4], [ref. 5], Fællesregulativet [ref. 3], Maskindirektivet [ref. 6], [ref. 7], samt nettilslutnings- og netbenyttelsesaftalen.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC- standarder (EN), IEC-standarder, CENELEC- eller IEC-tekniske specifikationer.

2.2 Anvendelsesområde

Et *solcelleanlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal i hele *sol- celleanlæggets* levetid opfylde bestemmelserne i forskriften.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i følgende kategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A2. *Anlæg* over 11 kW og til og med 50 kW ^{**)}
- B. *Anlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Anlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Anlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV.

^{**)} *Anlægskomponenter*, som benyttes i denne *anlægskategori*, kan være op- taget på *positivlisten* for *anlægskomponenter* eller *anlæg*, der må installeres i Danmark.

Alle krav i denne forskrift respekterer *anlæggenes* designmæssige rammer og egenskaber, som den aktuelle *solcelleanlægsteknologi* tilbyder, herunder også egenskaberne ved forskellige solindstrålingsforhold.

Elforsyningsvirksomheden har af hensyn til planlægning og netudbygning ret til at afvise nettilslutning af *anlæg*, som ikke er trefasede.

2.2.1 Et nyt solcelleanlæg

Forskriften gælder for alle *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, og som er idriftsat fra og med ikrafttrædelsesdatoen for denne forskrift.

2.2.2 Et eksisterende solcelleanlæg

Et *solcelleanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før ikrafttrædelsesdatoen for denne forskrift, skal overholde forskriften, der var gældende på idriftsættelsestidspunktet.

2.2.3 Ændringer på et eksisterende solcelleanlæg

Et eksisterende *solcelleanlæg*, hvor der foretages væsentlige funktionelle ændringer, skal overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne. I tvivlstilfælde afgør den *systemansvarlige virksomhed*, om der er tale om en væsentlig ændring.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale *anlægskomponenter* der ændrer *solcelleanlæggets* egenskaber.

Dokumentationen, beskrevet i afsnit 8, skal opdateres og fremsendes i en udgave, hvor ændringerne er vist.

2.3 Afgrænsning

Denne tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den *systemansvarlige virksomhed*, Energinet.dk.

De tekniske forskrifter indeholder tekniske minimumskrav, der gælder for *anlægsejer*, *anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* vedrørende drift og tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer*, *anlægsoperatør* og *elforsyningsvirksomheden* skal opfylde:

- Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10]
- Teknisk forskrift TF 5.9.1 "Systemtjenester" [ref. 11]
- Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 12]
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref.13]
- Teknisk forskrift TF 3.2.2 "Teknisk forskrift for nettilslutning af *solcelleanlæg* større end 11 kW".

Gældende udgaver af ovennævnte dokumenter er tilgængelige på Energinet.dk's hjemmeside: www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, der fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

I tilfælde af uoverensstemmelse imellem kravene i de enkelte forskrifter er det den *systemansvarlige virksomhed*, der afgør, hvilke krav der er gældende.

Eventuel levering af systemydelse aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

Forskriften indeholder ikke økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af reguleringsegenskaber eller afregningsmåling eller tekniske krav til afregningsmåling.

Det er *anlægsejers* ansvar at sikre *solcelleanlægget* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i kortere eller længere perioder.

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i:

- Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 om lov om elforsyning § 26, stk. 1.
- Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen), § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4.

2.5 Ikrafttræden

Denne forskrift træder i kraft **14. juli 2016** og afløser:

- Teknisk forskrift 3.2.2 for solcelleanlæg større end 11 kW, Revision 2, gældende fra 24. juli 2015.

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til Energinet.dk.

Kontaktoplysninger findes på: <http://energinet.dk/DA/EI/Forskrifter/Tekniske-forskrifter/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx>.

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet efter reglerne i elforsyningslovens § 26 og Systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

Af hensyn til *solcelleanlæg*, som er endeligt ordret ved bindende skriftlig ordre, inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, men planlagt idriftsat efter denne forskrift træder i kraft, kan der søges en dispensation i henhold til afsnit 2.9, hvor relevant dokumentation vedlægges.

2.6 Klage

Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet, www.energitilsynet.dk.

Klager over den *systemansvarlige virksomheds* forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

2.7 Misligholdelse

Det påhviler *anlægsejer* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *solcelleanlæggets* levetid.

Omkostninger i forbindelse med at overholde bestemmelserne i denne forskrift påhviler *anlægsejer*.

2.8 Sanktioner

Hvis et *solcelleanlæg* ikke opfylder bestemmelserne i afsnit 3 til 9 i denne forskrift, er *elforsyningsvirksomheden* berettiget til, i yderste konsekvens – og efter Energinet.dk's afgørelse, at foranstalte afbrydelse af nettilslutningen til *solcelleanlægget*, indtil bestemmelserne er opfyldt.

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

Den *systemansvarlige virksomhed* kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan gives dispensation:

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

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen.

Elforsyningsvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres.

Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres. Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt – med højde for synspunkterne fra de berørte parter.

Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages for Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

2.10 Referencer

De nævnte standarder og normer skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencerne i denne forskrift.

2.10.1 Normative referencer

1. **DS/EN50160:2010:** Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
2. **DS/EN 60038:2011:** IEC/CENELEC-standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2014:** "Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande".
4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6:** "Elektriske installationer", 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2:** "Udførelse af elforsyningsanlæg", 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
7. **DS/EN 60204-11:2002:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskinel for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.

8. **IEC 60870-5-104:2007**: Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
9. **IEC 61000-4-15:2010**: Testing and measurement techniques–Section 15: Flicker metre–Functional and design specifications.
10. **Teknisk Forskrift TF 5.8.1**: "Måledata til systemdriftsformål", dateret: 28. juni 2011, Rev. 3.0, dok. nr. 17792/10 (= nyt dok. nr. 13/89692-218).
11. **Teknisk Forskrift TF 5.9.1**: "Systemtjenester", dateret: 5. juli 2012, Rev. 1.1, dok. nr. 91470-11 (= nyt dok. nr. 13/89692-225).
12. **Forskrift D1**: "Afregningsmåling", dateret: marts 2013, Revision 3.1, dok. nr. 13/81271-2.
13. **Forskrift D2**: "Tekniske krav til elmåling", dateret: maj 2007, Rev. 1, dok. nr. 263352-06.
14. **DS/CLC/TS 50549-1:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet – Del 1: Generatorer større end 16 A pr. fase tilsluttet lavspændingsnet.
15. **DS/CLC/TS 50549-2:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet - Del 2: Generatorer tilsluttet mellemspændingsnet.
16. **IEC 60050-415:1999**: International Electrotechnical Vocabulary.
17. **DS/EN 61000-3-2:2014**: Grænseværdier – Grænseværdier for udsendelse af harmoniske strømme (udstyrets strømforbrug op til og inklusive 16 A per fase).
18. **DS/EN 61000-3-3:2013**: Grænseværdier – Begrænsning af spændingsfluktuationer og flimrer i den offentlige lavspændingsforsyning, fra udstyr, der har en mærkestrøm ≤ 16 A per fase, og som ikke er underlagt regler om betinget tilslutning.
19. **IEC/TR 61000-3-6:2008**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
20. **IEC/TR 61000-3-7:2008**: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
21. **DS/EN 61000-3-11:2001**: Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Begrænsning af spændingsændringer, spændingsudsving og flimren i offentlige lavspændingsfordelingsanlæg – Udstyr med en mærkestrøm til og med 75 A, som tilsluttes på betingede vilkår.
22. **DS/EN 61000-3-12:2012**: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
23. **IEC/TR 61000-3-13:2008**: Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
24. **IEC/TR 61000-3-14:2011**: Electromagnetic compatibility (EMC): Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.
25. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011**: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
26. **IEC/TR 61850-90-7:2013**: Object Models for power converters in distributed energy resources (DER) systems.
27. **IEC 61850-8-1 Ed2:2011**: Mappings to MMS (ISO/IEC9506-1 and ISO/IEC 9506-2).
28. **IEC 61400-21Ed2: 2008**: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.

29. **IEEE 1459:2010**: Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.
30. **VDE-AR-N 4105:2011-8**: Power generation systems connected to the low voltage distribution network.

2.10.2 Informative referencer

31. **DEFU-rapport RA-557**: "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra *solcelleanlæg* større end 11 kW".
32. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
33. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
34. **COMTRADE**: Filformat specificeret i IEEE C37.111-2013.
35. **SunSpec Inverter Control specifications**: www.sunspec.org.
36. **Vejledning for leverandørreklæring – TF 3.2.2**, dokument nr. 14/17997-18.
37. **Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.2**, dokument nr. 14/17997-16.
38. **Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.2**, dokument nr. 14/17997-15.
39. **Vejledning til signalliste – TF 3.2.2**, dokument nr. 14/17997-19.

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

Et *solcelleanlæg* skal med mindst mulig reduktion af aktiv effekt kunne modstå frekvens- og spændingsafvigelser i *nettilslutningspunktet* under normale og unormale driftsforhold.

Alle krav angivet i de følgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

Elforsyningsvirksomheden har af hensyn til planlægning og netudbygning ret til at afvise nettilslutning af *anlæg*, som ikke er trefasede.

Normale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.2, og unormale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.3.

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der fastlægger spændingsniveau for *nettilslutningspunktet* for *solcelleanlægget* inden for de angivne spændingsgrænser i Tabel 1.

Den *normale driftsspænding* kan være forskellig fra lokalitet til lokalitet, hvorfor *elforsyningsvirksomheden* skal oplyse den *normale driftsspænding* U_c , som er gældende for *nettilslutningspunktet*. Den *normale driftsspænding* danner grundlag for fastlæggelse af det *normale driftsspændingsområde* $U_c \pm 10\%$.

Elforsyningsvirksomheden skal sikre, at den maksimale spænding angivet i Tabel 1 aldrig overskrides.

Er det *normale driftsspændingsområde* $U_c \pm 10\%$ under den minimale spænding angivet i Tabel 1, skal kravene til produktion ved frekvens- og spændingsvariationer justeres, så man ikke overbelaster *solcelleanlægget*.

Betegnelser for spændingsniveauer	Nominal spænding U_n [kV]	Minimal spænding U_{min} [kV]	Maksimal spænding U_{max} [kV]
Ekstra høj spænding (EH)	400	320	420
	220	-	245
Højspænding (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54,0	72,5
Mellemspænding (MV)	50	45,0	60,0
	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
Lavspænding (LV)	10	9,00	12,0
	0,69	0,62	0,76
	0,40	0,36	0,44

Tabel 1 Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift.

Maksimale (U_{max}) og minimale (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne DS/EN50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og DS/EN60038, [ref. 2].

Solcelleanlægget skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.2 Normale driftsforhold

Et *solcelleanlæg* skal inden for området benævnt *normal produktion* kunne startes og producere kontinuert inden for de designmæssige specifikationer (at fx solens indstråling har de korrekte karakteristika) kun begrænset af indstillingerne for beskyttelse, som anvist i afsnit 6, og/eller øvrige funktioner, der har indflydelse på *anlæggets* produktion.

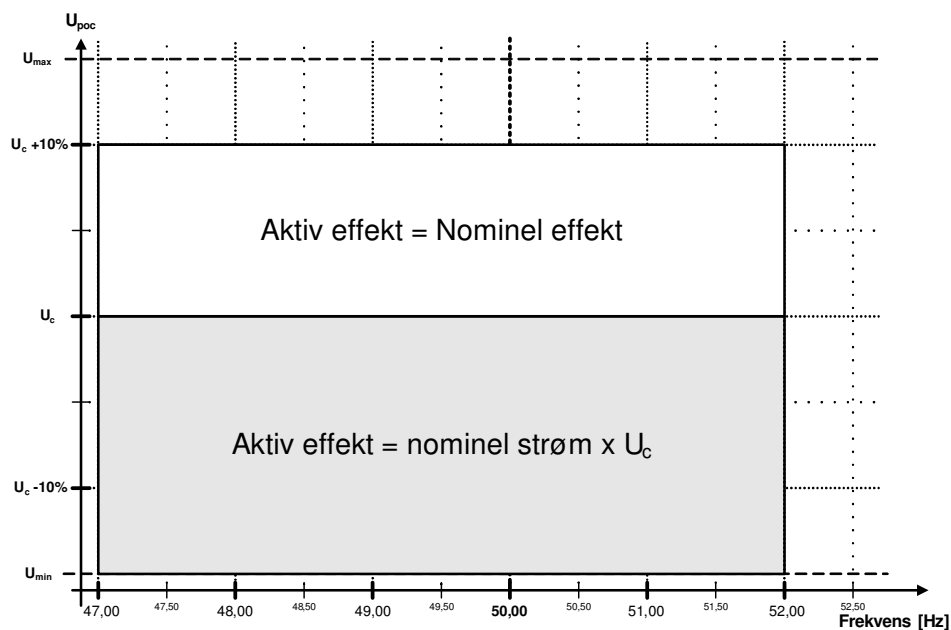
I området *normal produktion* er den *normale driftsspænding* $U_c \pm 10\%$, jf. afsnit 3.1, og frekvensområdet er 47,00 til 52,00 Hz.

Automatisk indkobling af et *solcelleanlæg* må tidligst finde sted tre minutter efter, at spændingen og frekvens er inden for det *normale produktionsområde*.

Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

3.2.1 Krav til normal produktion

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et *solcelleanlæg* i *nettilslutningspunktet (POC)* er vist i nedenstående figur. I spændingsområdet $U_c + 10\%$ til U_c er den aktive effekt begrænset til den nominelle effekt. I spændingsområdet U_c til U_{min} er den aktive effekt begrænset af den mulige nominelle strøm.



Figur 4 Krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer.

Solcelleanlægget skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *solcelleanlæg* kategori C og D.

Solcelleanlægget skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere et momentant (80-100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i *nettilslutningspunktet (POC)*.

Solcelleanlægget skal være designet til uden afbrydelse at kunne tolerere et spændingsdyk, som vist i Figur 5, og under fejlforløb levere en reaktiv tillægsstrøm, som angivet i Figur 6.

Produktionen er under et spændingsdyk bestemt af den nominelle strøm.

Solcelleanlægget skal efter et indsvingningsforløb kunne levere *normal produktion* senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

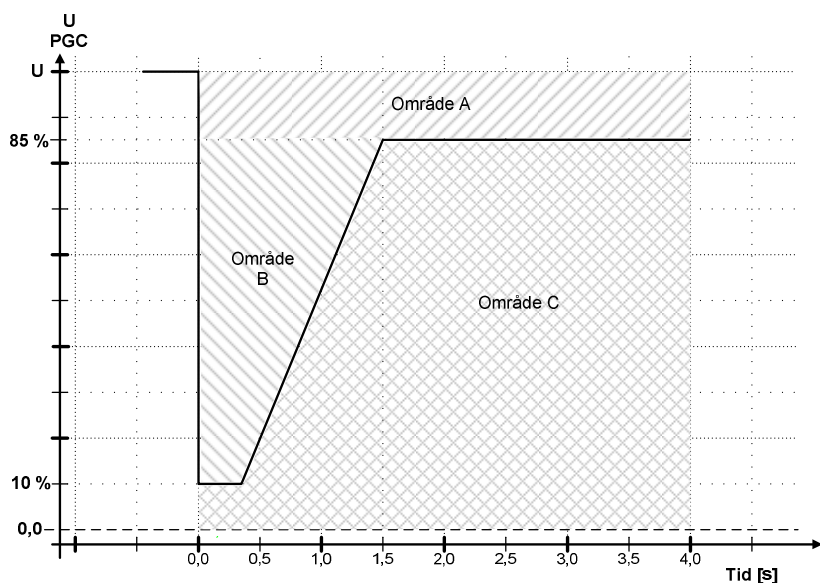
Uanset kravene i de følgende afsnit skal beskyttelsesindstillinger være som angivet i afsnit 6.

Dokumentation for, at *solcelleanlægget* overholder de specificerede krav, skal være som angivet i afsnit 8.

Solcelleanlægget skal sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger og mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer.

3.3.1 Tolerance over for spændingsdyk

Et *solcelleanlæg* skal i *nettilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 10 % af spændingen i *nettilslutningspunktet* over en periode på minimum 250 ms (yderspændinger for 50 Hz-komponenten), som vist i Figur 5.



Figur 5 Krav til tolerance over for spændingsdyk for solcelleanlæg kategori C og D.

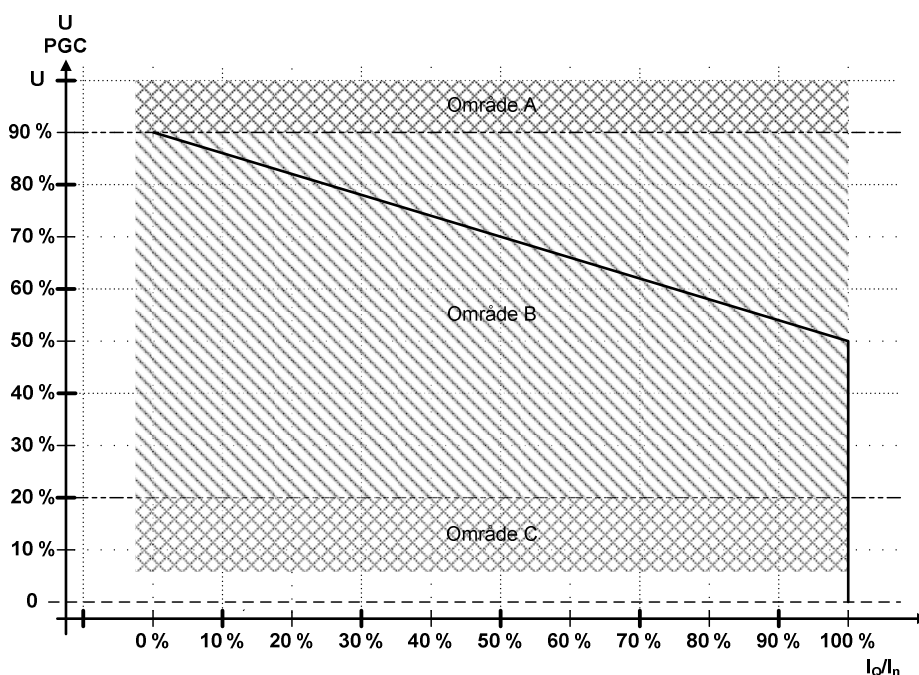
De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl. Det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

- Område A: *Solcelleanlægget* skal forblive nettilsluttet og opretholde *normal produktion*.
- Område B: *Solcelleanlægget* skal forblive nettilsluttet. *Solcelleanlægget* skal yde maksimal spændingsstøtte ved at levere en reaktiv tillægsstrøm af en kontrolleret størrelse, så *solcelleanlægget* bidrager til at stabilisere spændingen inden for de designmæssige rammer, som den aktuelle *solcelleanlægsteknologi* tilbyder, jf. Figur 5.
- Område C: Udkobling af *solcelleanlægget* er tilladt.

Hvis spændingen U_{POC} – i forbindelse med et fejlforløb – er tilbage i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejlsituation, jf. afsnit 3.3.2.

Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *solcelleanlægget* have en reguleringsfunktion, som kan regulere den positive sekvens af den reaktive strøm, som specificeret i Figur 6.



Figur 6 Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for solcelleanlæg kategori C og D.

Regulering skal følge Figur 6, så den reaktive tillægsstrøm (positiv sekvens) efter maksimalt 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

Hvis muligt opretholdes den aktive effekt under et spændingsdyk, dog accepteres reduktion af den aktive effekt af hensyn til *solcelleanlæggets* designmæssige grænser, herunder begrænsninger forårsaget af ændringer i solindstrålingen.

Fejltyper kan være symmetriske og usymmetriske kortslutninger, tilbagevendende spændinger ved bortkobling af fejl og hændelser samt forhøjet spænding på fejlfrie faser ved usymmetriske kortslutninger.

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

Solcelleanlægget, inkl. eventuelt kompenseringsudstyr, skal forblive indkoblet under og efter fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, som angivet i Tabel 2.

Kravene gælder i *nettilslutningspunktet*, men fejlforløbet ligger et vilkårligt sted i det *kollektive elforsyningsnet*.

På baggrund af overholdelse af kravene ved spændingsdyk, som angivet i afsnit 3.3.1, skal kravene angivet i Tabel 2 verificeres ved at dokumentere, at *solcelleanlægget* er dimensioneret til at tolerere gentagne fejl med de angivne specifikationer.

Type	Varighed af fejl
Trefaset kortslutning	Kortslutning i 150 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 150 ms efterfulgt af ny kortslutning 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 150 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms

Tabel 2 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.

4. Elkvalitet

4.1 Generelt

Ved vurdering af et *solcelleanlægs* påvirkning af elkvaliteten i det *kollektive elforsyningsnet* skal de forskellige elkvalitetsparametre i *nettilslutningspunktet* dokumenteres.

I nedenstående tabel er angivet en oversigt over, hvilke forstyrrelser der stilles krav til i de enkelte *anlægskategorier*.

Kategori \ Krav	A2	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X
Flicker (4.4)	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.5)	X	X	X	X
Interharmoniske forstyrrelser (4.6)	-	X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.7)	-	X	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor kravet er specificeret.

Tabel 3 Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.

For hver af ovennævnte type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- Datagrundlag for beregninger
- Grænseværdier for emission – krav til anlæg
- Metoder til verificering af at grænseværdierne er overholdt.

Anvendte terminologi og beregningsmetoder for elkvalitet er beskrevet i følgende internationale normer: DS/EN 61000-3-2:2014 [ref. 17], DS/EN 61000-3-3:2013 [ref. 18], IEC/TR 61000-3-6:2008 [ref. 19], IEC/TR 61000-3-7:2008 [ref. 20], DS/EN 61000-3-11 [ref. 21], DS/EN 61000-3-12 [ref. 22], DS/EN 61000-3-13 [ref. 23], DS/EN 61000-3-14 [ref. 24] og DS/EN 61000-3-15 [ref. 25]. Samt nationale anbefalinger DEFU-rekommandation nr. 16 [ref. 32] og DEFU-rekommandation nr. 21 [ref. 33].

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at fastsætte emissionsgrænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning.

Anlægsejer skal som udgangspunkt sikre, at *solcelleanlægget* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes, uden at der opstår behov for netforstærkninger.

Anlægsejer kan efter aftale tilkøbe supplerende ydelser af *elforsyningsvirksomheden* med henblik på overholdelse af de specificerede grænseværdier.

Anlægsejer skal verificere, at emissionsgrænserne i *nettilslutningspunktet* er overholdt.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *solcelleanlægs* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *solcelleanlægget* som for det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer skal levere data, som specificeret iht. IEC 61400-21 [ref. 28] for bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser for *solcelleanlægget*.

Anlægsejer skal vælge én af følgende metoder til bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser.

1. *Anlægsejer* anvender resultaterne fra typetesten for hver af de *elproducerende enheder*, som *solcelleanlægget* er sammensat af. Typetesten skal være udført i henhold til relevante dele af IEC 61400-21 [ref. 28]. Typetest, som opfylder specifikationerne i VDE 4105 [ref. 30], anses for at opfylde kravene.

Anlægsejer beregner den samlede emission som en sum af bidragene fra hver af de *elproducerende enheder*, som *anlægget* består af.

2. *Anlægsejer* udvikler en emissionsmodel for *solcelleanlægget*. *Anlægs-ejer* skal således fremføre dokumentation for, at emissionsmodellen kan anvendes til bestemmelse af emission af højfrekvente forstyrrelser fra det samlede *anlæg*.

Emissionsmodellen skal indeholde emissionsmodel for de *elproducerende enheder* og *anlægsinfrastrukturen* i *nettilslutningspunktet* for det relevante frekvensområde.

Emissionsmodellen skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed*.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer*, jf. gældende internationale standarder, kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale, typiske og maksimale *kortslutningseffekt* S_k samt den tilsvarende netimpedansvinkel ψ_k i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal oplyse den maksimale, minimale og typiske S_k for *nettilslutningspunktet*.

4.1.2 Grænseværdier

Det er *elforsyningsvirksomhedens* ansvar at oplyse grænseværdier for emission af de forskellige typer forstyrrelser fra *solcelleanlægget* i *nettilslutningspunktet*, så grænseværdierne for elkvalitet i det *kollektive elforsyningsnet* ikke overskrides.

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i specifikationerne i DEFU-rekommandation 21 [ref. 33], IEC/TR 61000-3-6 [ref. 19] IEC/TR 61000-3-7 [ref. 20], DS/EN 61000-3-12 [ref. 22], og DS/EN 61000-3-11 [ref. 21].

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar ved beregning, simulering eller måling at verificere, at *solcelleanlægget* overholder de fastlagte grænser i *nettilslutningspunktet*. *Elforsyningsvirksomheden* skal godkende *anlægsejers* verificering.

4.2 DC-indhold

For alle *anlægskategorier* gælder, at DC-indhold i den leverede AC-strøm i *nettilslutningspunktet* (POC) for *anlægget* maksimalt må udgøre 0,5 % af den nominelle strøm, jf. IEC/TS 61000-3-15, afsnit 7.5 [ref. 25].

4.3 Asymmetri

For alle *anlægskategorier* gælder, at asymmetrien imellem faserne ved normal drift eller ved fejl i den *elproducerende enhed* ikke må blive større end 16 A.

4.4 Flicker

4.4.1 Datagrundlag

Flickeremissionen dokumenteres for kontinuert drift. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere *flickerniveauet*.

Ved beregning af *flickerbidraget* ved kontinuert drift anvendes data for *flicker*-koefficienten $c_i(\psi_k)$, som fremgår af typetesten – hvor: C_i , i : *elproducerende enhed* nr. i .

4.4.2 Grænseværdier

Solcelleanlæggets samlede *flickerbidrag* skal overholde kravene i følgende afsnit i *nettilslutningspunktet*.

4.4.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A2

Grænseværdierne for *anlæg* i denne kategori er angivet i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte *solcelleanlæg*, jf. DS/EN 61000-3-11 afsnit 5 [ref. 21].

Spændingsniveau	P_{It}
$U_n \leq 1$ kV	0,65

Tabel 4 Grænseværdier for langtids-flicker P_{It} .

4.4.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Hvis den tilsluttede *mærkeeffekt* er mindre end 0,4 % af S_k , kan *solcelleanlægget* tilsluttes uden yderligere undersøgelse.

Ellers gælder grænseværdierne i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte *solcelleanlæg*, jf. DS/EN 61000-3-11 afsnit 5 [ref. 21].

Spændingsniveau	P_{st}	P_{It}
$U_n \leq 1$ kV	0,35/0,45/0,55 ^{*)}	0,25/0,30/0,40 ^{*)}
$U_n > 1$ kV	0,30	0,20

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

Tabel 5 Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{It} .

4.4.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for *flicker* i *nettilslutningspunktet*, således at det maksimalt tilladte *flickerniveau* G_{lt} og G_{st} på samme spændingsniveau og under samme transformerstation ikke overskrides.

4.4.3 Verificering

Det skal verificeres, at *flickeremissionen* fra kontinuert drift af *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Flickerkoefficienten bestemmes på basis af den aktuelle ψ_k for den *elproducerende enhed* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typetesten.

Flickeremissionen for hver enkelt *elproducerende enhed*, som *solcelleanlægget* består af, beregnes som:

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

Derefter beregnes emissionen fra hele *solcelleanlægget* som:

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

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2." [ref. 37].

Alternativt anvendes den verificerede emissionsmodel.

4.4.3.1 Solcelleanlæg kategori A2, B, C og D

Det verificeres, at *flickeremissionen* fra kontinuert drift af *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

4.5 Harmoniske forstyrrelser

Emission af *harmoniske forstyrrelser* dokumenteres for det samlede *solcelleanlæg*.

4.5.1 Datagrundlag

Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere emissionsniveauet.

Af typetesten fremgår målte middelværdier for harmoniske bidrag 2.- 40. for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og med en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*.

4.5.2 Grænseværdier

Solcelleanlægget må ikke emitte *harmoniske forstyrrelser*, der overskrider grænseværdierne angivet i dette afsnit.

For *solcelleanlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

Ud over grænseværdier for de individuelle *harmoniske forstyrrelser* anvendes grænseværdier for *THD* og *PWHD*.

For *solcelleanlæg* i kategori C og D fastlægges grænseværdier for de *harmoniske forstyrrelser* som spændingsforstyrrelser for at tage højde for lokale variationer i netimpedansen. Der tages ligeledes højde for *anlæggets* størrelse i forhold til kapaciteten i elnettet.

4.5.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A2

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af nedenstående tabel, jf. DS/EN 61000-3-12 tabel 3 [ref. 22]. Nedenstående krav forudsætter, at *SCR* er mindre end 33. Er *kortslutningsforholdet* anderledes, henvises til tabel 3 i ovennævnte standard.

Harmoniske	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h		
	5	7	11	13	$17 \leq h \leq 39$	2	4	$8 \leq h \leq 40$
Grænseværdi [%]	10,7	7,2	3,1	2	-	-	-	-

Tabel 6 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – A2.

Grænseværdierne for emission af den samlede harmoniske strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændingsniveau	SCR	THD	PWHD
$U_c \leq 1$ kV	<33	13	22
$U_c > 1$ kV	-	Ingen krav	Ingen krav

Tabel 7 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) – A2.

4.5.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af nedenstående tabel, jf. DS/EN 61000-3-12 tabel 3 [ref. 22].

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

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Note: For $SCR \geq 33$ må interpoleres imellem tabelværdierne.

Tabel 8 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – B.

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	SCR	THD _I	PWHD _I
$U_c \leq 1$ kV	<33	4,5	7,9
	≥ 33	4,9	8,1
	≥ 66	6,0	9,0
	≥ 120	8,3	10,5
	≥ 250	13,9	14,3
	≥ 350	18,0	17,3
$U_c > 1$ kV	-	-	-

Tabel 9 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_n) – B.

4.5.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmoniske forstyrrelser i nettilslutningspunktet.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte harmoniske forstyrrelser samt THD_U ikke overskrides i nettilslutningspunktet.

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk spændingsforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	THD _U
$U_n \leq 35$ kV	6,5
$U_n > 35$ kV	3,0

Tabel 10 Grænseværdier for samlet harmonisk spændingsforvrængning THD_U (% af U_n).

4.5.3 Verificering

Det skal verificeres, at emissionen fra *solcelleanlægget* er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret aktiv effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme h . Strømværdierne benyttes til at beregne THD_I og $PWHD_I$ til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for THD_I og $PWHD_I$.

For strømharmoniske I_h bestemmes THD_I og $PWHD_I$ som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 19}] \quad \text{og} \quad PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 22}]$$

For spændingsharmoniske U_h bestemmes THD_U som:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$$

For *solcelleanlæg* bestående af flere *elproducerende enheder* kan bidragene fra de enkelte *enheder* i summeres op i henhold til den generelle summationslov, jf. IEC/TR 61000-3-6 [ref. 19] og DS/EN 61000-3-11 [ref. 21] iht. følgende formel:

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

Værdier for eksponenten α er vist i nedenstående tabel.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 39$	3

Tabel 11 Værdier for eksponenten α .

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2." [ref. 37].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.5.3.1 Solcelleanlæg kategori A2 og B

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

4.5.3.2 Solcelleanlæg kategori C og D

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

Summen af de individuelle harmoniske strømme I_h omregnes til harmoniske spændinger ved at gange de individuelle harmoniske strømme med den numeriske værdi af netimpedansen ved de individuelle frekvenser, som opgivet af *elforsyningsvirksomheden*.

Hvis andet ikke oplyses af *elforsyningsvirksomheden*, anvendes den i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2." [ref. 37] - afsnit: Tilnærmede model for netimpedansens frekvensafhængighed.

Beregninger af emissionsgrænser er bekræftet ved eksempler i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2." [ref. 37].

4.6 Interharmoniske forstyrrelser

Emission af interharmoniske forstyrrelser dokumenteres for det samlede *solcelleanlæg*.

4.6.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske forstyrrelser i frekvensområdet fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og med en *effektfaktor* på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen* I_n .

4.6.2 Grænseværdier

Solcelleanlægget må ikke emitte interharmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne specificeret i dette afsnit.

4.6.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A2

Der er ingen krav til interharmoniske forstyrrelser for denne kategori.

4.6.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af interharmoniske forstyrrelser fremgår af nedenstående tabel, der har udgangspunkt i RA557 [ref. 31] samt skalering efter specifikationerne i DS/EN 61000-3-12 [ref. 22].

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

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 12 Grænseværdier for emission af interharmoniske forstyrrelser - B.

4.6.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske forstyrrelser fra solcelleanlægget i nettilslutningspunktet.

Emissionsgrænserne skal sikre, at elforsyningsvirksomhedens planlægningsgrænser for de enkelte interharmoniske forstyrrelser ikke overskrides i nettilslutningspunktet.

4.6.3 Verificering

4.6.3.1 Solcelleanlæg kategori A2

Der er ingen krav til verificering for denne kategori.

4.6.3.2 Solcelleanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at solcelleanlægget overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske forstyrrelser på samme måde som for emission af harmoniske forstyrrelser, jf. afsnit 4.5.3.2. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.7 Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz dokumenteres for det samlede solcelleanlæg.

4.7.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz bredde fra 2 kHz til 9 kHz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* og en *effektfaktor* på 1. De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*, I_n .

4.7.2 Grænseværdier

4.7.2.1 Krav til solcelleanlæg kategori A2

Der er ingen krav til forstyrrelser over 2 kHz.

4.7.2.2 Krav til solcelleanlæg kategori B

Emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af *mærkestrømmen* i nogen af de målte frekvensgrupper.

4.7.2.3 Krav til solcelleanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *solcelleanlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte frekvensgrupper ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.7.3 Verificering

4.7.3.1 Solcelleanlæg kategori A2

Der er ingen krav til verificering for denne kategori.

4.7.3.2 Solcelleanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at *solcelleanlægget* overholder grænseværdierne for emission af forstyrrelser over 2 kHz på samme måde som for emission af harmoniske forstyrrelser. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

5. Styring og regulering

5.1 Generelle krav

Alle reguleringsfunktioner i de følgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

Alle reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres/deaktiveres og indstilles med eksterne signaler, som angivet i afsnit 7.

De aktuelt aktiverede funktioner og parameterindstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, den *systemansvarlige virksomhed* har fastlagt, før *solcelleanlægget* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – af hensyn til forsynings sikkerheden – have mulighed for at kunne aktivere eller deaktivere de specificerede reguleringsfunktioner og efter nærmere aftale med *anlægs ejer*, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer, kunne ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

Alle indstillingsværdier for frekvensparametre fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

En uddybende beskrivelse af de krævede signaler, reguleringsfunktioner og standardværdier for parametre, etc. findes i dokumentet "Vejledning til signalliste – TF 3.2.2" [ref. 39].

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generator konventionen*.

De krævede MW- og MVAR-ydelser reduceres pro rata i forhold til antal *elproducerende enheder*, som er i drift i det samlede *anlæg*.

I nedenstående tabel er angivet krav til minimumsfunktionalitet for de respektive størrelser af *solcelleanlæg*.

I afsnit 7.3 er angivet krævede aktiveringssignaler og relaterede parametre.

Kategori	A2	B	C	D
Reguleringsfunktion				
<i>Frekvensrespons (5.2.1)</i>	X	X	X	X
<i>Frekvensregulering (5.2.2) *)</i>	-	-	X	X
<i>Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)</i>	X	X	X	X
<i>Delta-effektbegrænser (5.2.3.2)</i>	-	-	X	X
<i>Gradient-effektbegrænser (5.2.3.3)</i>	X	X	X	X
<i>Q-regulering (5.3.1)*)</i>	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering (5.3.2)*)</i>	X	X	X	X
<i>Automatisk effektfaktorregulering (5.3.4) *)</i>	X	X	-	-
<i>Spændingsregulering (5.3.3) *)</i>	-	-	X	X
<i>Systemværn (5.4)</i>	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

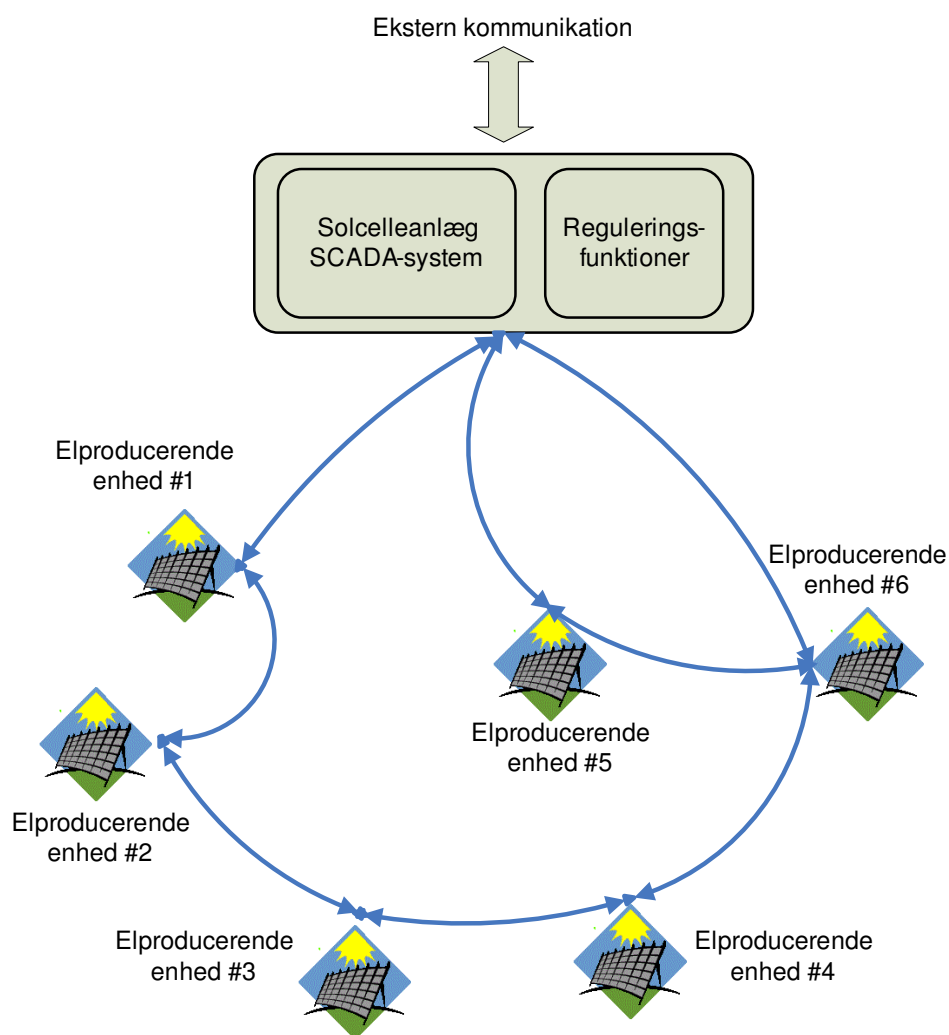
*) Et anlæg må ikke udføre *frekvensregulering*, *Q-regulering*, *effektfaktorregulering*, *automatisk effektfaktorregulering* eller *spændingsregulering* uden særlig aftale med den systemansvarlige virksomhed.

Tabel 13 Krav til styrings- og reguleringsfunktioner for solcelleanlæg.

Solcelleanlæg skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 13.

De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *solcelleanlæggets* produktion.

De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *el-producerende enhed* eller være samlet i én *anlægsregulator* eller en kombination deraf, forudsat at der kun er en grænseflade for kommunikation, som vist i Figur 7.



Figur 7 Skitse for en anlægsregulator.

Alle ændringer af setpunkter skal registreres sammen med identifikation af ordreudsteder.

Alle ændringer af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstemplet med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til *UTC*.

5.2 Reguleringsfunktioner for aktiv effekt

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for aktiv effekt, som kan regulere den leverede aktive effekt fra et *solcelleanlæg* i *nettilslutningspunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne gøres med en opløsning på 1 kW eller bedre.

De aktuelle indstillinger af parametre for aktiverede reguleringsfunktioner for aktiv effekt fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for aktiv effekt overholde kravene i de følgende afsnit.

5.2.1 Frekvensrespons

Ved frekvensafvigelse i det kollektive elforsyningsnet skal solcelleanlægget bidrage til netstabiliteten ved automatisk nedregulering af den aktive effekt ved netfrekvenser over f_R . Dette benævnes *frekvensrespons*.

Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse (1σ) på ± 5 mHz eller bedre.

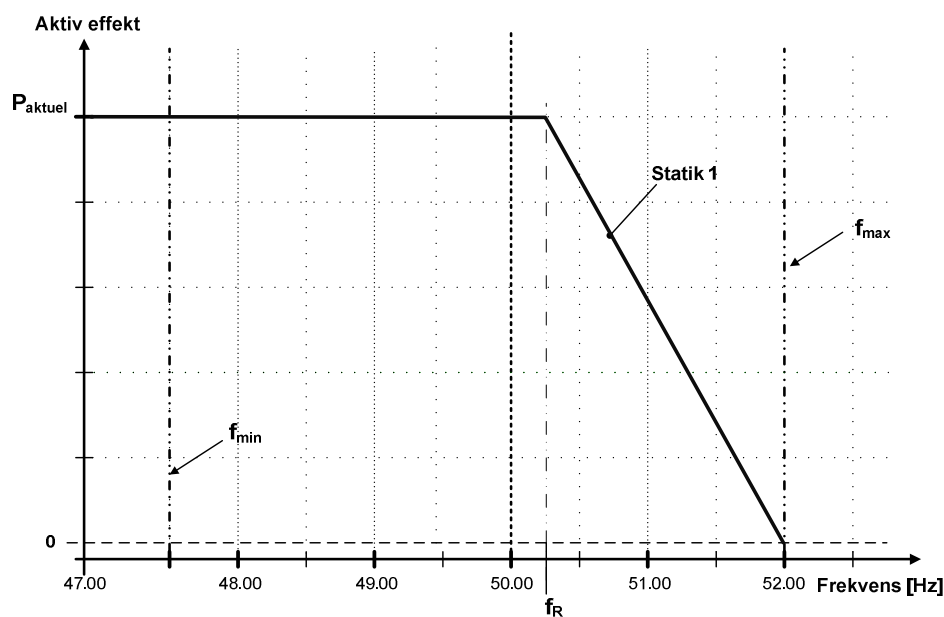
*Frekvensrespons*funktionen skal kunne indstilles for frekvenspunkterne angivet i Figur 8.

Frekvensen f_R skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50,00 Hz til 52,00¹ Hz med en nøjagtighed på 10 mHz eller bedre. Standardværdien for f_R er 50,20 Hz. Indstillingsværdien fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

Statikken for nedreguleringen skal kunne indstilles til enhver værdi i området mellem 2 % til 12 % af P_n og udføres med en nøjagtighed på ± 10 % af P_n . Standardværdi for statikken er 4 % af P_n . *Statik* er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominal effekt for *anlægget*.

*Frekvensrespons*reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret, og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

Elforsyningsvirksomheden, i hvis net *anlægget* er tilsluttet, kan koordinere starten af *frekvensresponsen* i forhold til funktionstiden af \emptyset -drift-detektering og derved sikre optimal \emptyset -drift-detekteringsfunktionalitet.



Figur 8 Frekvensrespons for et solcelleanlæg.

¹ Funktionen er deaktiveret, hvis f_R indstilles til 52 Hz.

5.2.2 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *solcelleanlægget* kunne bidrage med *frekvensregulering* for at stabilisere netfrekvensen (50,00 Hz).

Frekvensreguleringsfunktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser større end f_{Rt} , som illustreret i Figur 9.

Nøjagtighed for måling af netfrekvensen skal være ± 10 mHz eller bedre.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ± 5 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i Figur 9, og frekvenserne f_{\min} , f_{\max} samt f_1 til f_7 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Frekvenspunkterne f_1 til f_4 har til formål at kunne danne forskellige *frekvensresponskurver* iht. kravene om levering af systemtjenesten "kritisk effektfrekvens", jf. TF 5.9.1 [ref. 11].

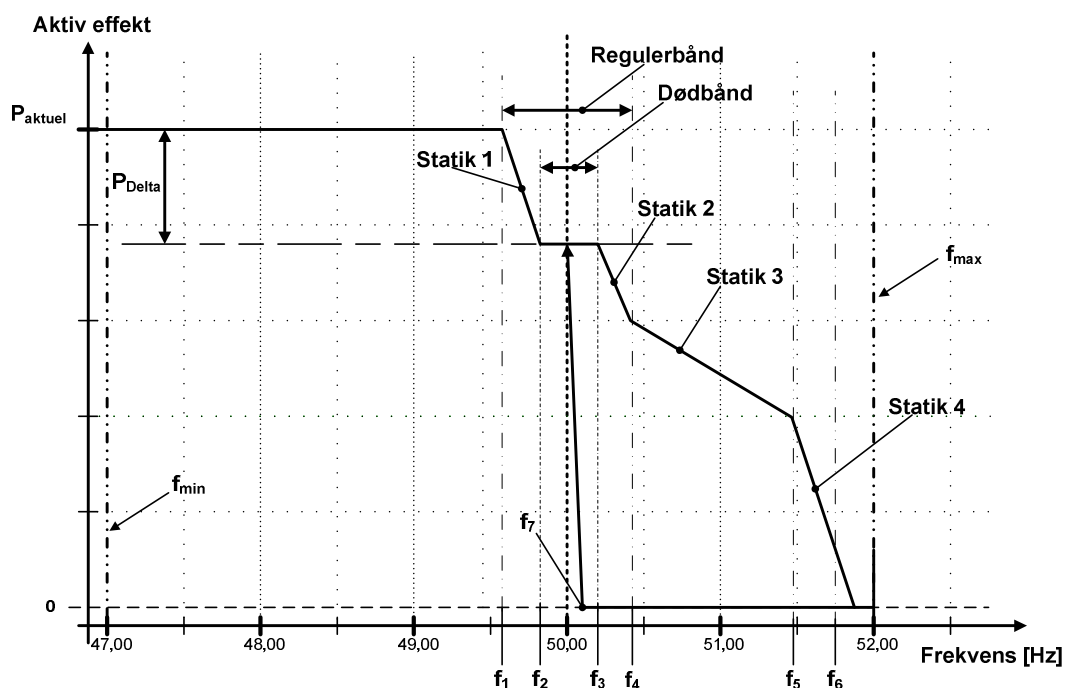
Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 9 og angivet i signallisten i afsnit 7.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.

Ved netfrekvenser over f_5 må opregulering af *solcelleanlægget* først påbegyndes, når netfrekvensen er reduceret til under f_7 .

P_{Δ} er den effekt, den tilgængelige aktive effekt bliver reduceret med for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens.

I Figur 9 er illustreret, hvor de forskellige parametre og grænser for *frekvensreguleringsfunktionen* er placeret i sammenhængen.



Figur 9 Frekvensreguleringskurve for et solcelleanlæg.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne aktiveres i intervallet fra f_{\min} til f_{\max} .

Regulering efter et nyt parametersæt for *frekvensreguleringen* skal være mulig senest 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3 Begrænsningsfunktioner

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for regulering af aktiv effekt.

Begrænsningsfunktionerne anvendes til at undgå ustabilitet eller overbelastning i det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med koblinger i det *kollektive elforsyningsnet*, ved fejlsituationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i de følgende afsnit.

5.2.3.1 Absolut-effektbegrænser

Absolut-effektbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *solcelleanlæg* til en setpunktsbestemt maksimal effektgrænse i *nettilslutningspunktet*.

Absolut-effektbegrænser bruges primært til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning i kritiske situationer.

Regulering med en ny parameter for *absolut-effektbegrænser* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3.2 Delta-effektbegrænser (rullende reserve)

Delta-effektbegrænser bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *solcelleanlæg* til en ønsket konstant værdi i forhold til mulig aktiv effekt.

Delta-effektbegrænsere bruges ofte til at opnå en reguleringsreserve til opreguleringsformål i forbindelse med levering af en systemydelse (*frekvensregulering*).

Regulering med en ny parameter for *delta-effektbegrænsere* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3.3 Gradient-effektbegrænsere

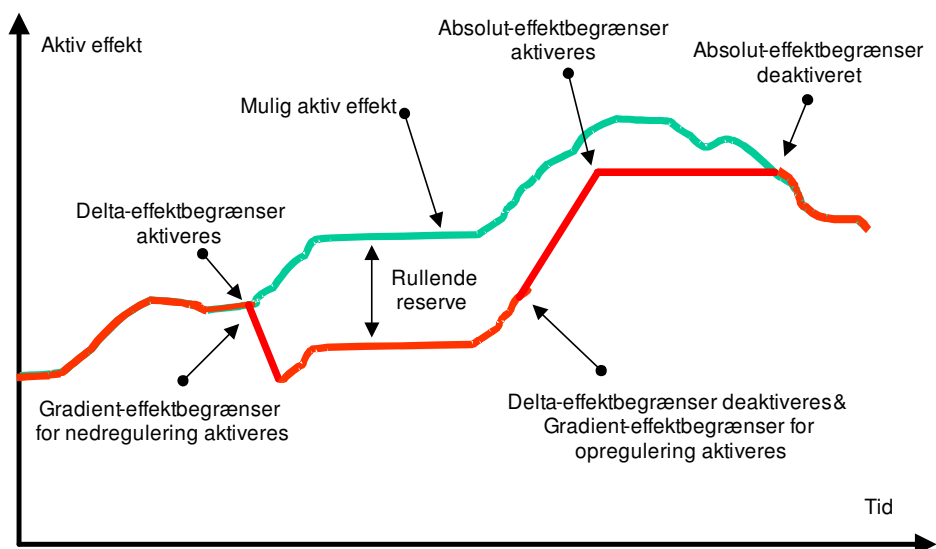
Gradient-effektbegrænsere bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt kan ændres med ved ændringer i effekten eller ved ændringer i setpunkter for et *solcelleanlæg*.

Gradient-effektbegrænsere bruges sædvanligvis af systemdriftsmæssige årsager, så ændringerne i aktiv effekt ikke giver stabilitetsmæssige problemer i det kollektive elforsyningsnet.

Regulering med en ny parameter for *gradient-effektbegrænsere* for aktiv effekt skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

Maksimal værdi for *gradient-effektbegrænsere* er standard 100 kW/s.

I Figur 10 er vist en oversigt dækkende begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.



Figur 10 Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding, som kan regulere den reaktive effekt fra et *solcelleanlæg* i *nettislutningspunktet*, og med en reguleringsfunktion, som regulerer spændingen i *spændingsreferencepunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter for de specificerede parametre.

Reguleringsfunktionerne for levering af en bestemt reaktiv effekt, *effektfaktor* og *spændingsregulering* udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, der kan aktiveres ad gangen.

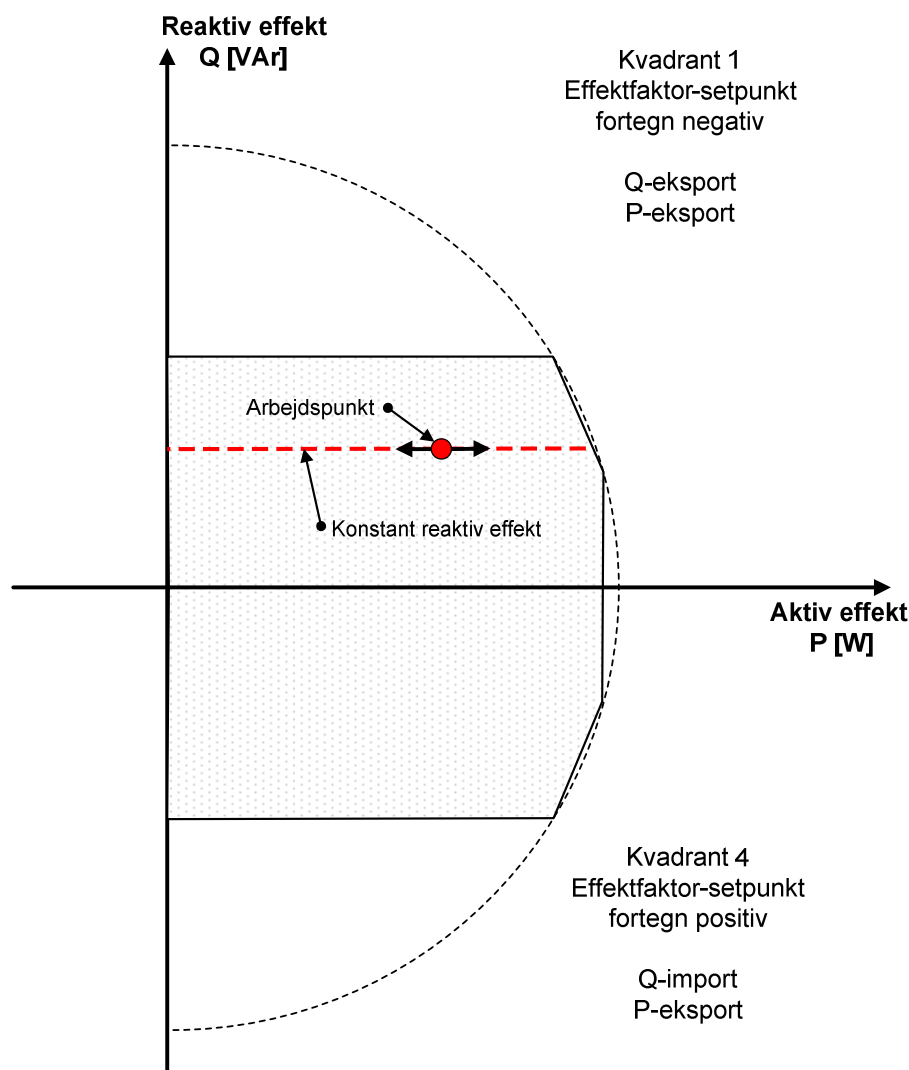
De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktionerne for reaktiv effektregulering, *effektfaktorregulering* og *spændingsregulering* overholde kravene i de følgende afsnit.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængigt af den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*.

Denne reguleringsfunktion er skitseret på Figur 11 som en vandret linje.



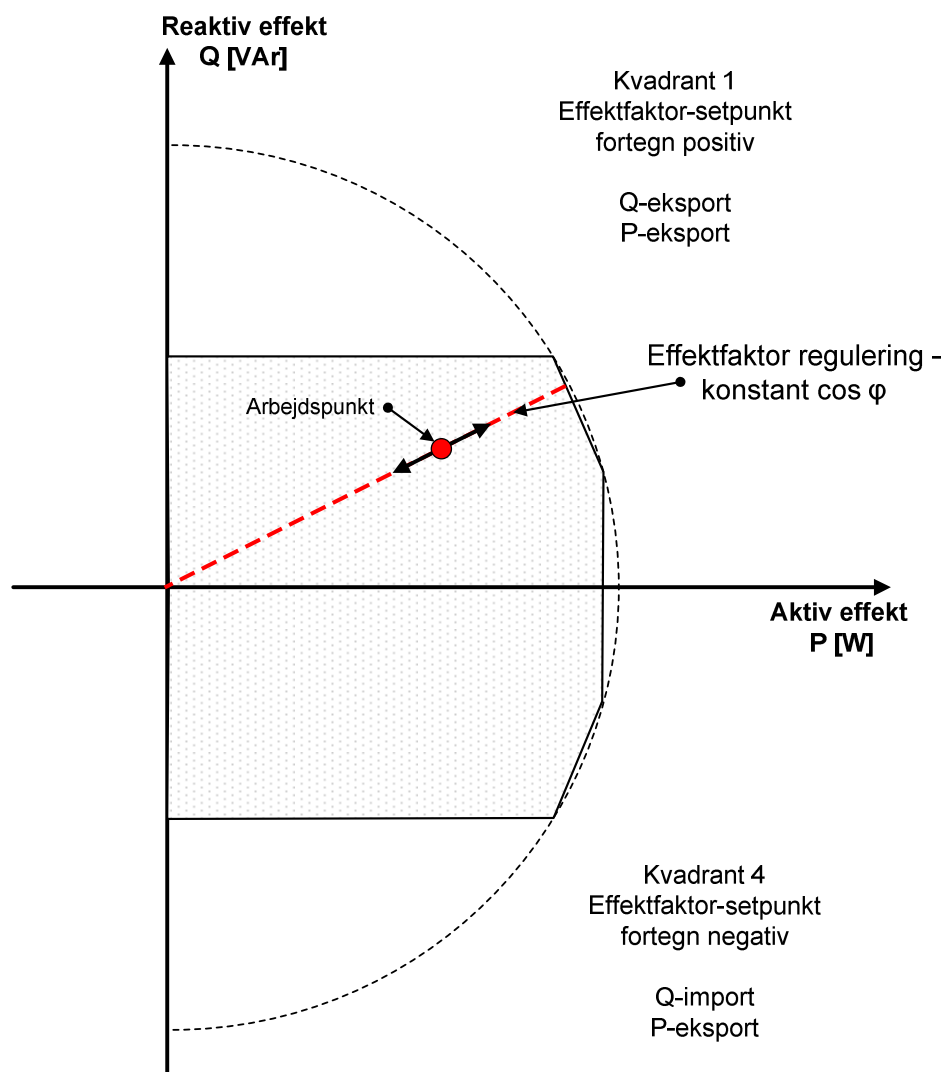
Figur 11 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt for et solcelleanlæg.

Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Solcelleanlægget skal kunne modtage et setpunkt for Q med en opløsning på 0,1 kVAr.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt med den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*, som er vist med en linje med en konstant hældning i Figur 12.



Figur 12 Effektfaktorregulering (PF) for et solcelleanlæg.

Solcelleanlægget skal kunne modtage et setpunkt for *effektfaktoren* med en opløsning på 0,01.

Regulering til et nyt setpunkt for *effektfaktor* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

5.3.3 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, der stabiliserer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. *Spændingsreguleringen* skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i Tabel 1, med en nøjagtighed på 0,5 % af *nominel spænding* eller bedre.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkespændingen* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

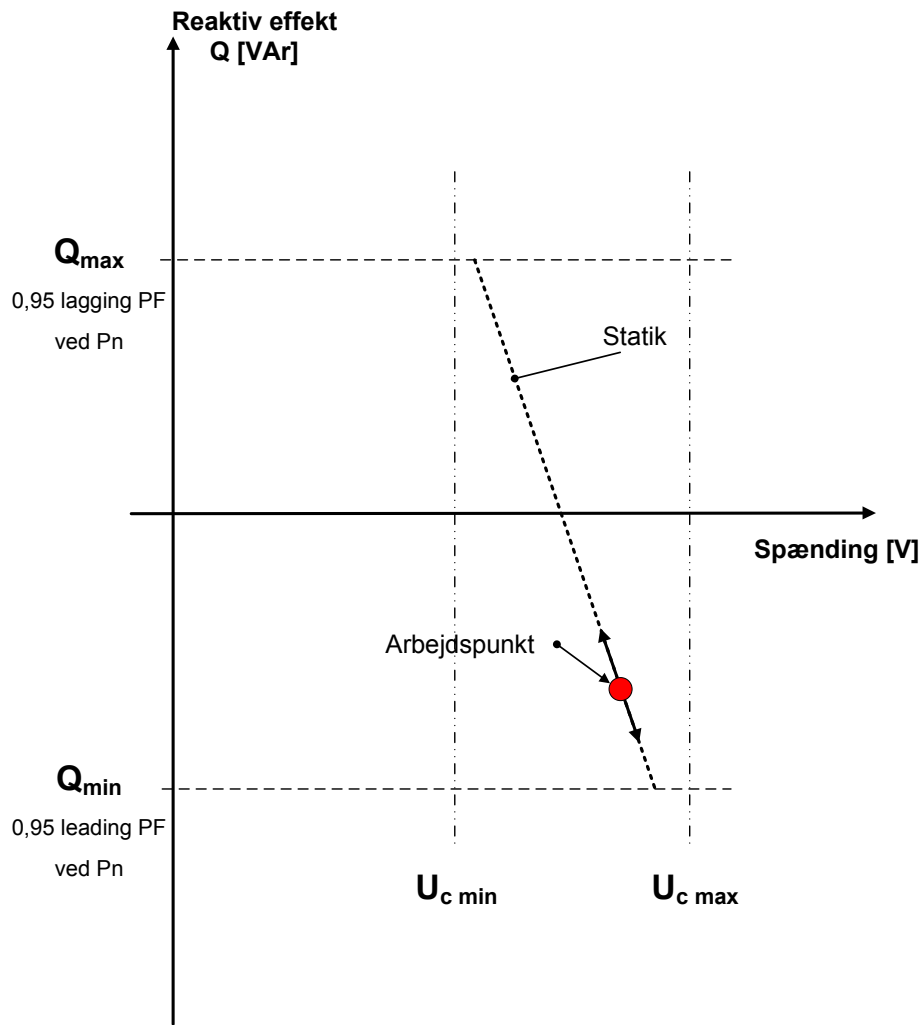
Det enkelte *solcelleanlæg* skal regulere inden for *anlæggets* dynamikområde og spændingsgrænse med den konfigurerede *statik*.

En skitse over konceptet i en *spændingsregulering* er vist på Figur 13.

Referencepunkt for *spændingsregulering* er *spændingsreferencepunktet*.

Når *spændingsreguleringen* har nået *solcelleanlæggets* dynamiske designgrænser, skal reguleringsfunktionen afvente eventuel overordnet regulering fra viklingskobler eller andre *spændingsreguleringsfunktioner*.

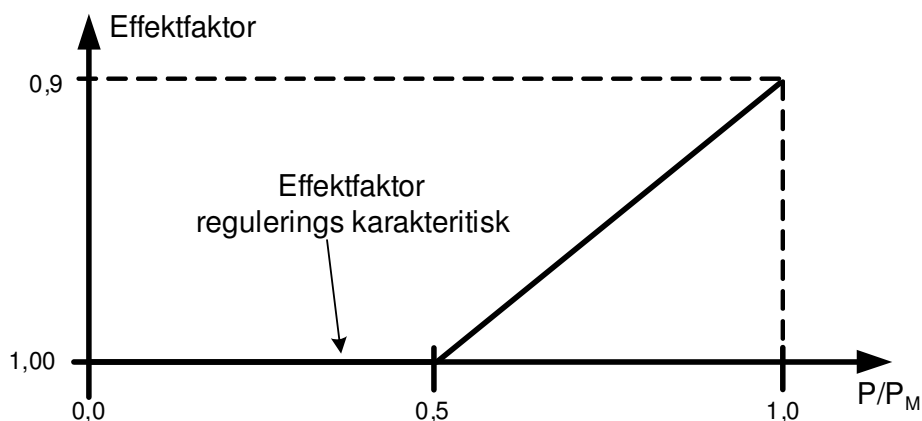
Den overordnede koordinering af spændingen varetages af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.



Figur 13 Spændingsregulering for et solcelleanlæg.

5.3.4 Automatisk effektfaktorregulering

Automatisk effektfaktorregulering er en funktion, der automatisk aktiverer/deaktiverer *effektfaktorreguleringen* ved veldefinerede spændingsniveauer i *spændingsreferencepunktet*. Princippet i den *automatiske effektfaktorregulering* er illustreret i Figur 14.



Figur 14 Automatisk effektfaktorregulering for et solcelleanlæg.

Standardindstillingen for den *automatiske effektfaktorregulering (PF)* er givet ved følgende tre støttepunkter med lineær interpolation imellem dem:

- 1: $P/P_M = 0,0$, $PF = 1,00$
- 2: $P/P_M = 0,5$, $PF = 1,00$
- 3: $P/P_M = 1,0$, $PF = 0,90$

Aktiveringsniveau for funktionen er normalt 105 % af *nominel spænding*, og deaktiveringsniveauet er normalt 100 % af *nominel spænding*. Aktiverings-/deaktiveringsniveau skal være regulerbare via setpunkter.

Funktionen skal som udgangspunkt være deaktiveret og kun aktiveres efter aftale med *elforsyningsvirksomheden*.

5.4 Systemværn

Et *solcelleanlæg* skal være udstyret med et systemværn, som er en reguleringsfunktion, der på baggrund af en nedreguleringsordre meget hurtigt skal kunne regulere den aktive effekt leveret fra et *solcelleanlæg* til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Setpunkterne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelsen.

Solcelleanlægget skal have mulighed for minimum fem forskellige konfigurerbare reguleringstrin.

Som standardværdier anbefales følgende reguleringstrin:

1. Til 70 % af *mærkeeffekt*
2. Til 50 % af *mærkeeffekt*
3. Til 40 % af *mærkeeffekt*
4. Til 10 % af *mærkeeffekt*

5. Til 0 % af *mærkeeffekt*, dvs. *anlægget* er stoppet, men ikke afkoblet fra nettet.

Reguleringen skal påbegyndes inden for 1 sekund og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om ned-/opregulering.

Nøjagtigheden af den fuldførte regulering, inkl. nøjagtighed på setpunktet, må maksimalt afvige ± 2 % af setpunktsværdien eller $\pm 0,5$ % af *mærkeeffekten* afhængigt af, hvilken der giver den største tolerance.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et *solcelleanlæg* skal have en indbyrdes prioritering. Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran prioritet 2, osv.

Den anbefalede prioritering er følgende:

1. Beskyttelsesfunktioner, jf. afsnit 6
2. Systemværn, jf. afsnit 5.4
3. *Frekvensregulering*, jf. afsnit 5.2.2
4. Begrænsningsfunktioner, jf. afsnit 5.2.3.

5.6 Krav til regulering af aktiv effekt

Solcelleanlæg skal som minimum have de specificerede reguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 14.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne gøres med en opløsning på mindst 0,1 kW eller bedre.

Nedenstående tabel viser minimumskrav til funktionalitet for regulering af aktiv effekt i de fire *anlægskategorier*.

Reguleringsfunktion \ Kategori	A2	B	C	D
<i>Frekvensrespons</i> (5.2.1) *)	X	X	X	X
<i>Frekvensregulering</i> (5.2.2) *)	-	-	X	X
<i>Absolut-effektbegrænser</i> (5.2.3.1)	X	X	X	X
<i>Delta-effektbegrænser</i> (5.2.3.2)	-	-	X	X
<i>Gradient-effektbegrænser</i> (5.2.3.3)	X	X	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *solcelleanlæg* skal som standard konfigureres med *frekvensrespons* funktionen aktiveret. Anden form for *frekvensregulering* aftales med den *systemansvarlige virksomhed*.

Tabel 14 Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.

5.6.1 Solcelleanlæg kategori A2 og B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i kategori A2 og B som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i afsnit 5.

Solcelleanlæg i disse kategorier skal være forberedte til at modtage et eksternt signal for "Stop" af produktion og et eksternt signal "Frigivet til start", som tillader opstart af produktion, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller via kommandoer i henhold til specifikationerne, som angivet i afsnit 7.

5.6.2 Solcelleanlæg kategori C og D

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i kategori C og D som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i afsnit 5.

Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer i henhold til specifikationerne, som angivet i afsnit 7.

5.7 Krav til regulering af reaktiv effekt

Et *solcelleanlæg* skal som minimum have de specificerede reaktive effektreguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 15.

Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejds punktet til enhver tid kan beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i de relevante figurer for de forskellige *anlægskategorier*.

Nedenstående tabel viser minimumskrav til funktionalitet for regulering af reaktiv effekt i de forskellige *anlægskategorier*.

Kategori \ Reguleringsfunktion	A2	B	C	D
<i>Q-regulering</i> (5.3.1)* ⁾	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering</i> (5.3.2)* ⁾	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering</i> (5.3.3) * ⁾	-	-	X	X
<i>Automatisk effektfaktorregulering</i> (5.3.4) * ⁾	X	X	-	-

Tallet i parentes i de enkelt rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*⁾ Et *anlæg* skal som standard konfigureres med *Q-regulering* og med et setpunkt på 0 VAR. Anden reaktiv regulering aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 15 Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.

5.7.1 Solcelleanlæg kategori A2

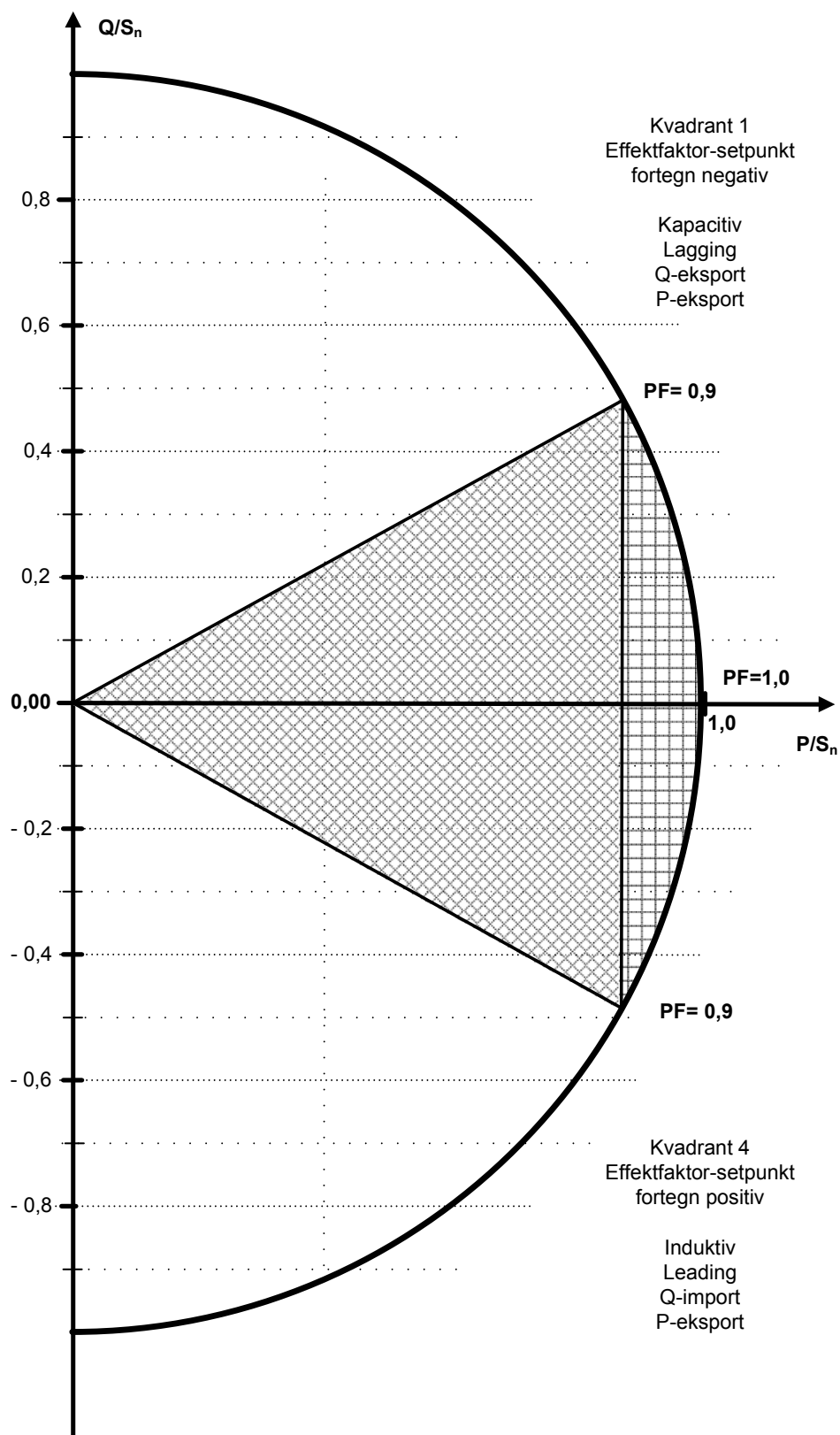
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i denne kategori som minimum have de i Tabel 15 specificerede styrings- og reguleringsfunktioner. Arbejds punktet skal som minimum ligge i *effektfaktor* intervallet 0,90 til 1,00 ved aktiv effektproduktion større end 20 % af *mærkeeffekten* og, med mindre andet er aftalt, som standard følge en *effektfaktor* på 1,00.

5.7.2 Solcelleanlæg kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i denne kategori som minimum have de i Tabel 15 specificerede styrings- og reguleringsfunktioner. Medmindre andet er aftalt, skal arbejds punktet som standard følge en *effekt faktor* på 1,00.

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæggets* arbejds punkt til enhver tid kunne beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område vist i Figur 15. Der er ingen krav til præcision og nøjagtighed for *effekt faktoren*, når den tilsyneladende effekt er under 20 % af nominel effekt.

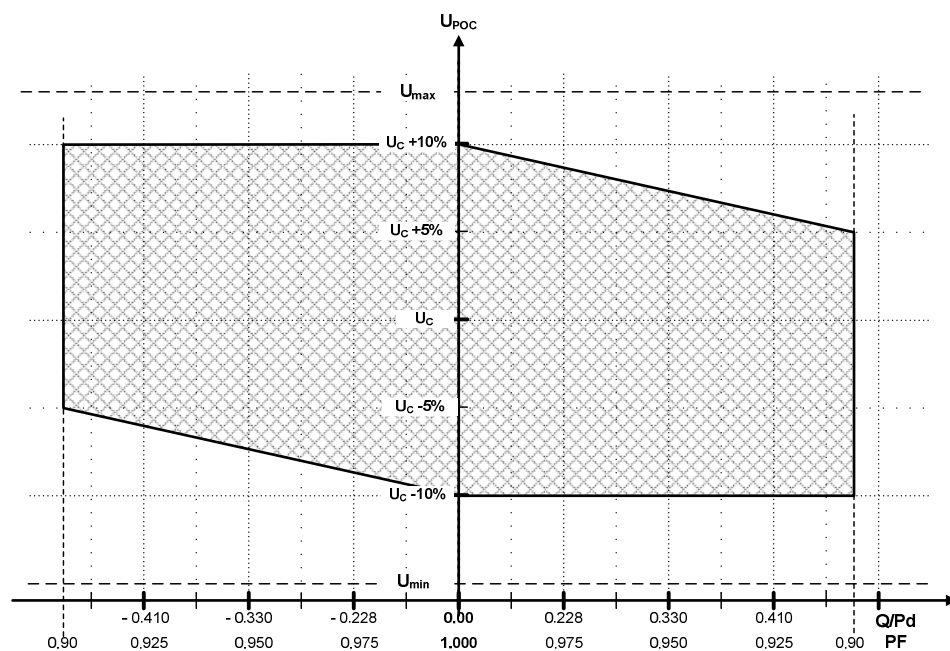
Når *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt, kræves ikke nogen kompensering for den reaktive effekt fra *anlægsinfrastrukturen*.



Figur 15 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori B.

Det accepteres, at evnen til at levere reaktiv kompensering i det ternede skraverede område kan afhænge af teknologien for anlægget.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet angivet i nedenstående figur.



Figur 16 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori B.

5.7.3 Solcelleanlæg kategori C

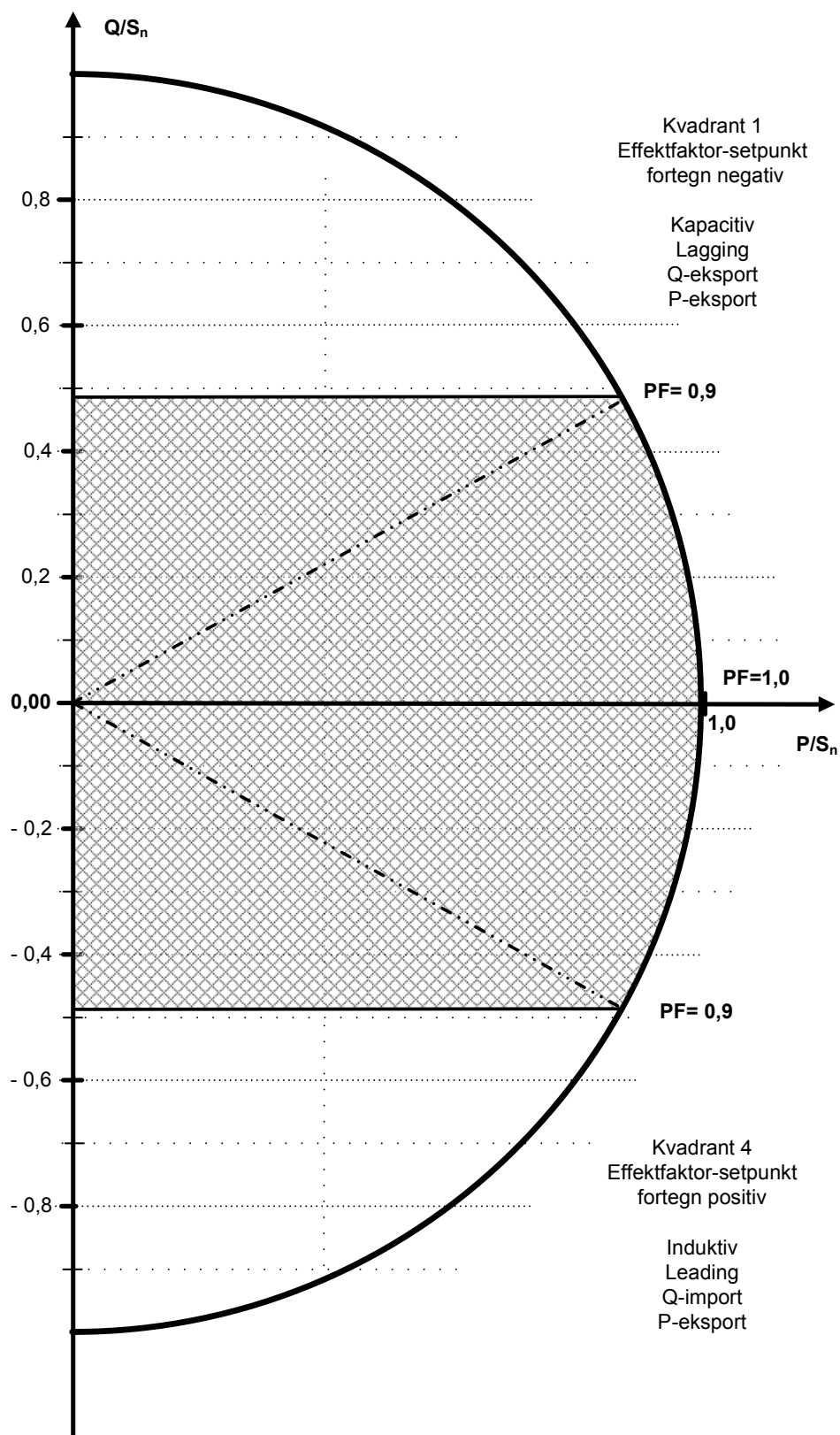
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 15.

Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejds punktet til enhver tid kan beordres til at kunne befinde sig inden for det skraverede område, som vist i Figur 17.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, den *systemansvarlige virksomhed* fastlægger.

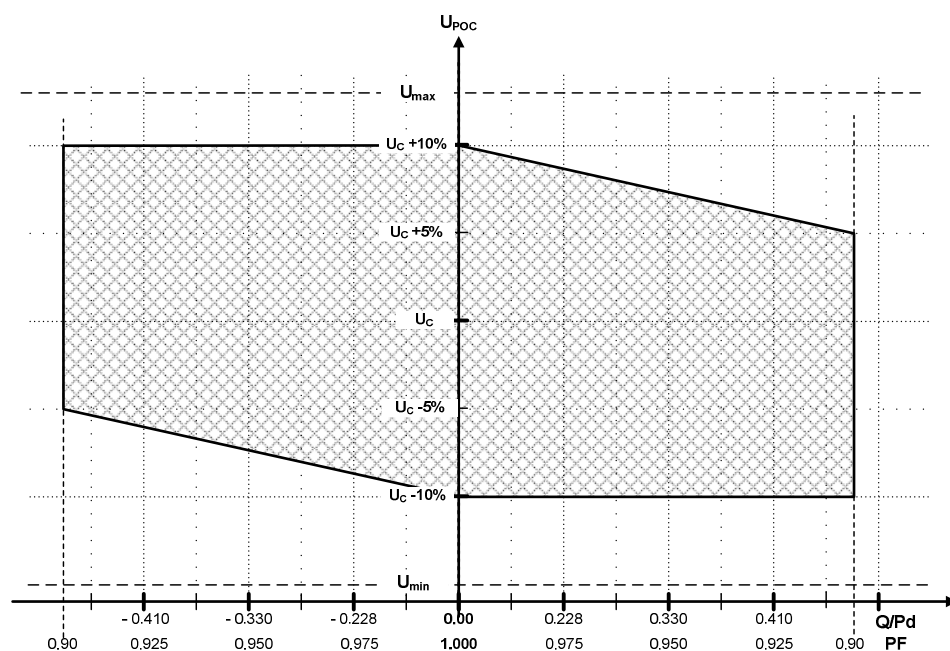
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *anlægsinfrastrukturens* reaktive effekt i situationer, hvor *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 17 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori C.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet, som angivet i nedenstående figur.



Figur 18 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori C.

5.7.4 Solcelleanlæg kategori D

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *solcelleanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 15.

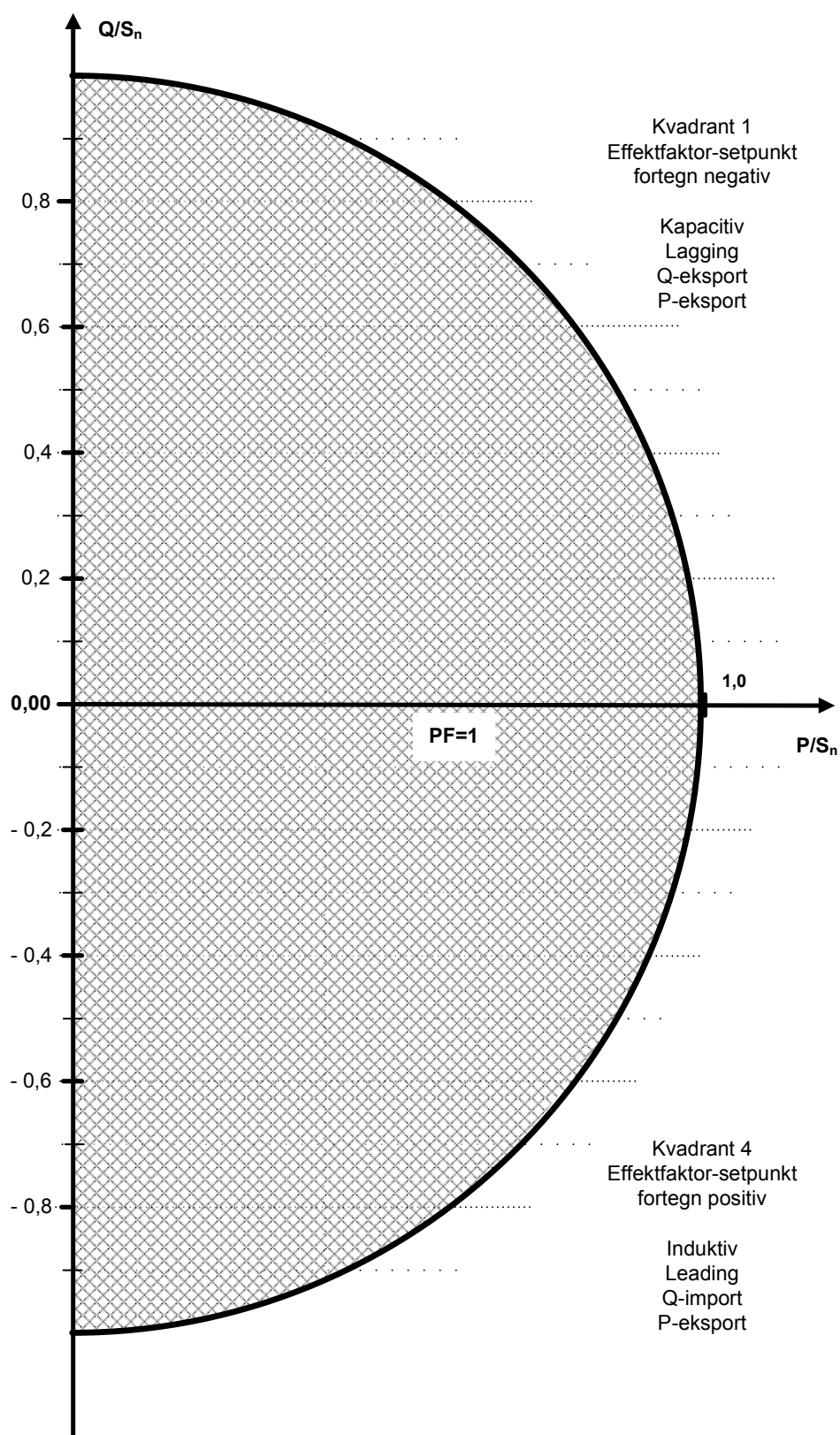
Solcelleanlægget skal være designet således, at arbejds punktet skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 19.

Figur 19.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, som den *systemansvarlige virksomhed* fastlægger.

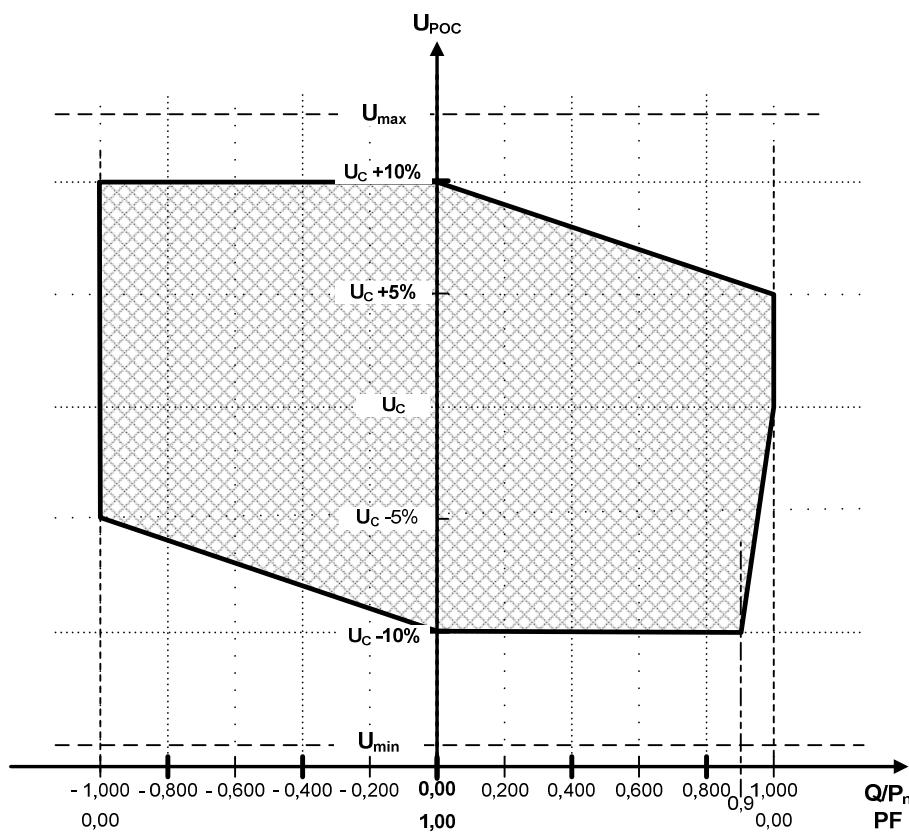
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *anlægsinfrastrukturens* reaktive effekt i situationer, hvor *solcelleanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 19 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af P/S_n for solcelleanlæg i kategori D.

Den reaktive effekt skal kunne leveres i spændingsområdet, som angivet i nedenstående figur.



Figur 20 Krav til levering af reaktiv effekt som funktion af spændingen i POC for solcelleanlæg i kategori D.

6. Beskyttelse

6.1 Generelt

Beskyttelse af et *solcelleanlæg* skal dels beskytte *solcelleanlægget* og dels være med til at sikre stabilitet i *det kollektive elforsyningsnet*.

Det er *anlægsejers* ansvar, at *anlægget* dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så *solcelleanlægget*:

- sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i *det kollektive elforsyningsnet*
- sikrer *det kollektive elforsyningsnet* i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra *anlægget*.

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af *det kollektive elforsyningsnet*.

Ændringen må dog ikke føre til, at *anlægget* udsættes for påvirkninger fra *det kollektive elforsyningsnet*, der ligger uden for de designmæssige krav angivet i afsnit 3.

Efter en udkobling af et *solcelleanlæg* på grund af en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* må *solcelleanlægget* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold angivet i afsnit 3.2.

Et *solcelleanlæg*, der forud for en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold, som angivet i afsnit 3.2.

Det påhviler *elforsyningsvirksomheden*, på anfordring fra *anlægsejer*, at oplyse den største og mindste kortslutningsstrøm, der kan forventes i *nettilslutningspunktet*, samt andre oplysninger for *det kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *solcelleanlæggets* beskyttelsesfunktioner.

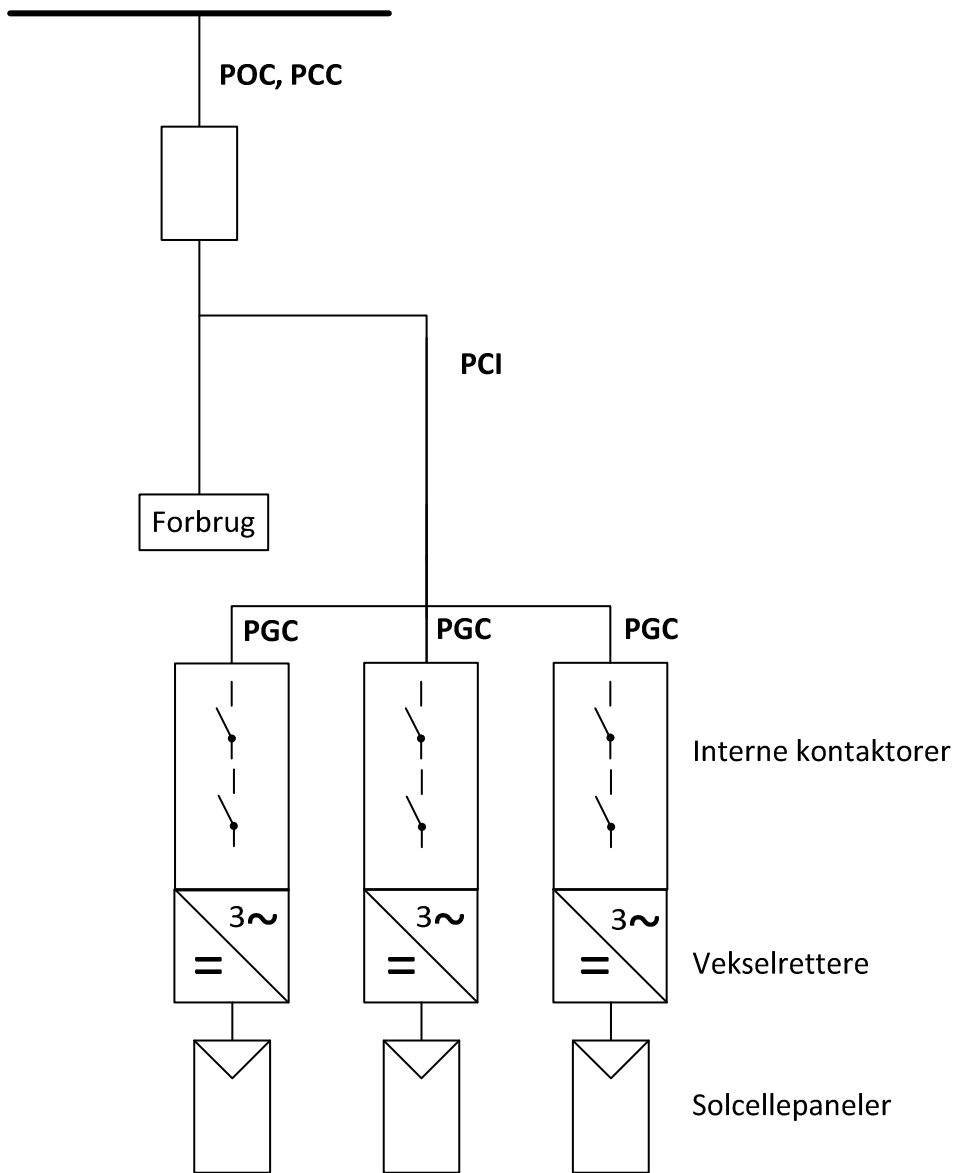
6.2 Central beskyttelse

For *anlæg* i kategori B, C og D kan kræves en fælles central netbeskyttelsesenhed i *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* for den *elproducerende enhed*, hvis vekselretterens indstillinger ikke kan dokumenteres eller ikke overholder kravene i afsnit 6.3.

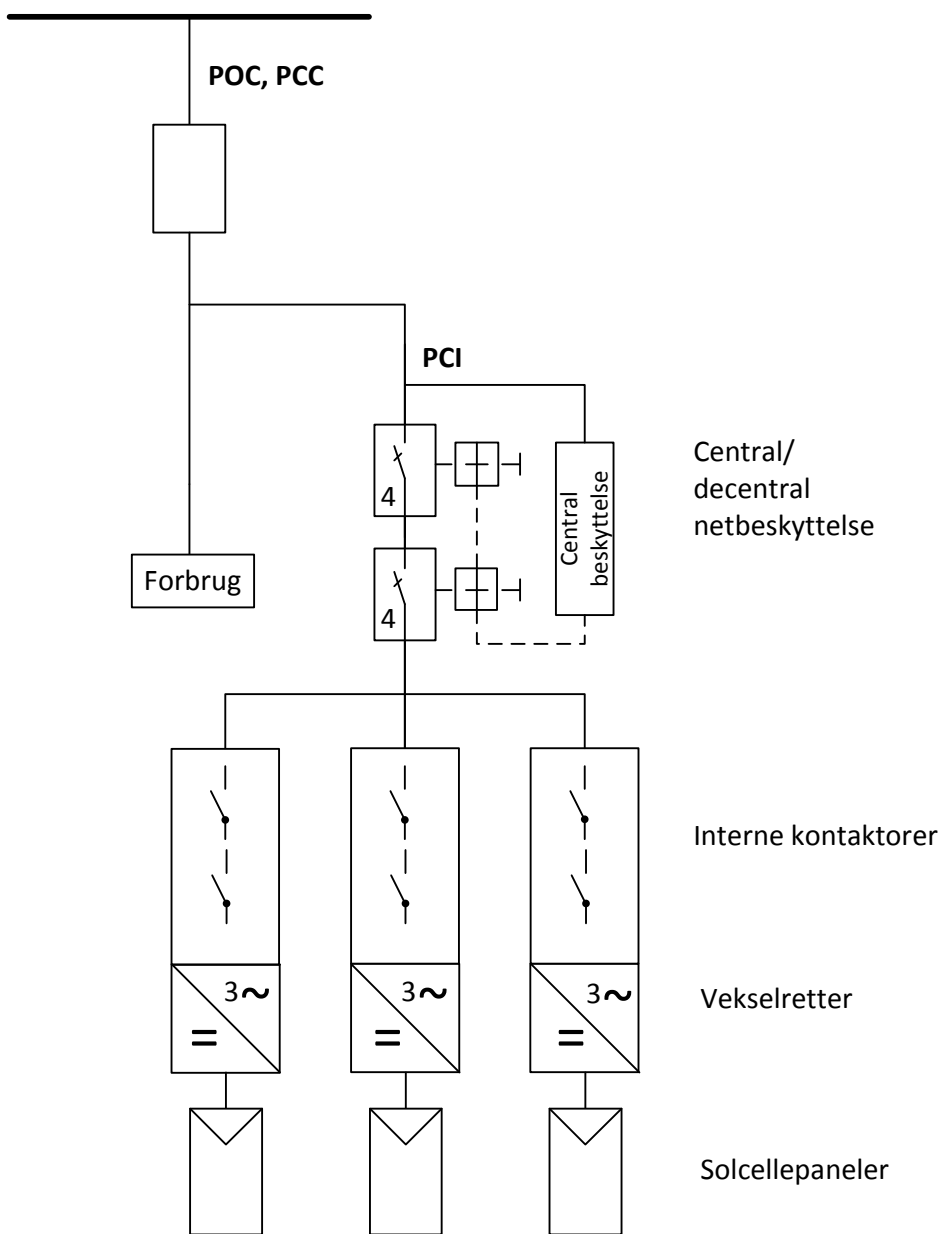
Elforsyningsvirksomheden afgør, om der skal forefindes en central netbeskyttelse foran den *elproducerende enhed* og dens konfigurerede indstillinger.

Der må ikke være tilsluttet forbrug mellem den *elproducerende enhed* og *nettilslutningspunktet*, hvis den *elproducerende enhed* ikke er installationstilsluttet, jf. afsnit 1.2.34.

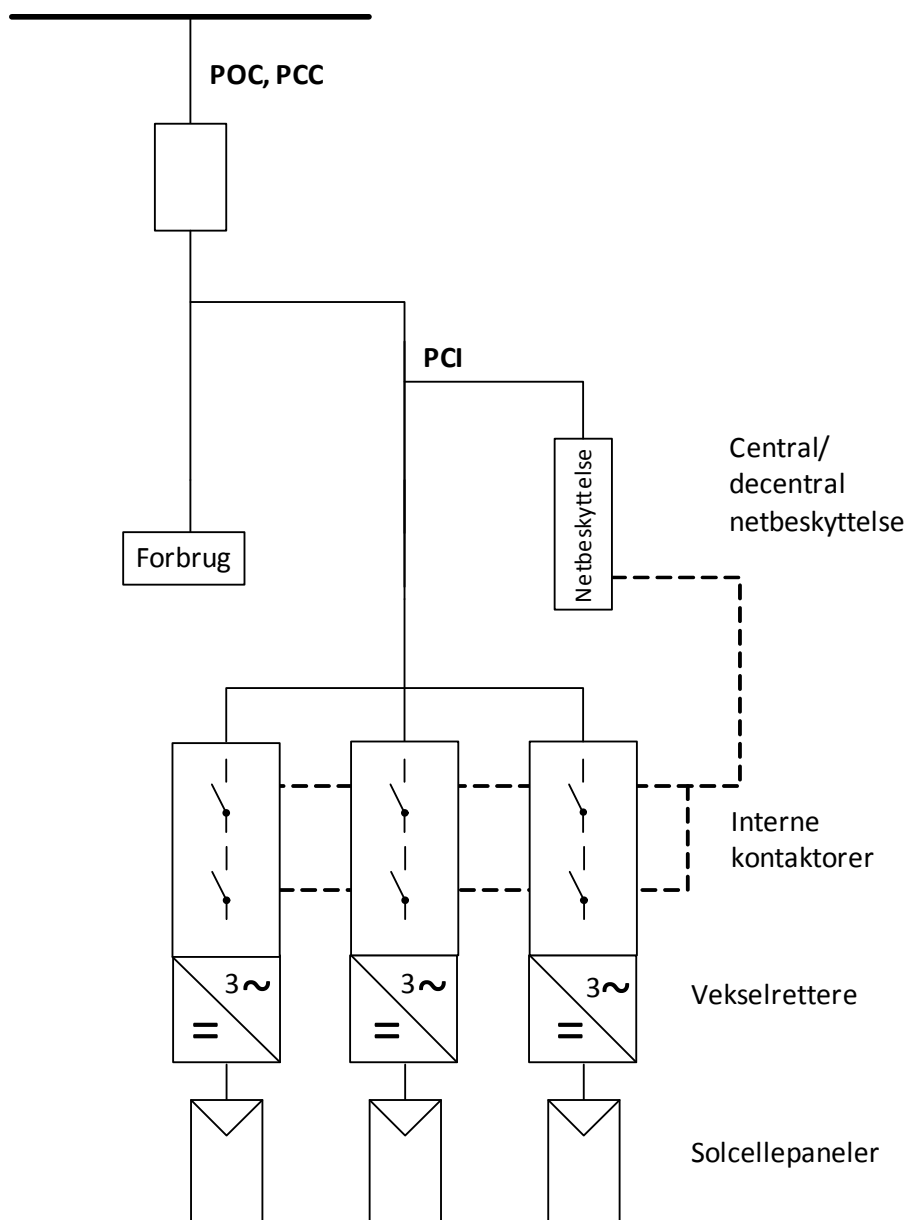
I nedenstående figurer er illustreret de forskellige *anlægs* mulige konfigurationer med og uden en central beskyttelse.



Figur 21 Oversigt over anlæg med integreret netbeskyttelse i vekselretterne.



Figur 22 Oversigt over anlæg med central netbeskyttelse.



Figur 23 Oversigt over anlæg med vekselretterne tilkoblet decentral netbeskyttelse.

6.3 Krav til beskyttelsesindstillinger

Solcelleanlæggets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger skal være som angivet i de følgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de krævede indstillingsværdier i tilfælde af fx problemer med lokale overspændinger.

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier.

Solcelleanlægget skal udkobles, hvis et målesignal afviger mere fra dets nominelle værdi end indstillingen.

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingelsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod \emptyset -drift/netudfald er ikke tilladt.

Anlæggets nominelle spænding forudsættes fastlagt på lavspændingssiden af *anlægstransformeren*.

Ved treviklingstransformere er det den *nominelle spænding* for den lavspændingsvikling, som den *elproducerende enhed* er tilkoblet.

Måles spændingen på højspændingssiden, skal indstillingsværdien bestemmes ved at omregne den *nominelle spænding* på lavspændingssiden til *anlægstransformerens* højspændingsside.

Spænding skal måles på anvendte faser som yderspænding.

Måling af frekvens skal ske samtidigt på anvendte faser.

Hvis målepunktet er placeret på lavspændingssiden af *anlægstransformeren*, kan spændingen alternativt måles imellem de tre faser og nul.

6.3.1 Solcelleanlæg kategori A2

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktions-tid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standard-værdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,85 \cdot U_n$	V	10...60	s	50 s
Underspænding (trin2) (***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	100...200	ms	100 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52,0	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring (***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Tabel 16 Krav til solcelleanlæg kategori A2.

6.3.2 Solcelleanlæg kategori B

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 17 Krav til solcelleanlæg kategori B.

6.3.3 Solcelleanlæg kategori C

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 18 Krav til solcelleanlæg kategori C.

6.3.4 Solcelleanlæg kategori D

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 19 Krav til solcelleanlæg kategori D.

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

7.1 Krav til datakommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal *anlægget* i *anlæggets* kommunikationsgrænseflade være forberedt til datakommunikation imellem *anlægsoperatøren* og den *systemansvarlige virksomhed* samt *elforsyningsvirksomheden* i overensstemmelse med denne forskrift.

7.1.1 Solcelleanlæg kategori A2

Et *solcelleanlæg* i kategori A2 skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af produktion og "Frigivet til start".

Anlægget må starte produktion igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

7.1.2 Solcelleanlæg kategori B

Et *solcelleanlæg* i kategori B skal være forberedt til at modtage eksterne signaler for "Stop" af produktion og "Frigivet til start".

Anlægget må starte produktion igen, når betingelserne for normale driftsforhold, angivet i afsnit 3.2, er opfyldt, og "Frigivet til start" er modtaget.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

7.1.3 Solcelleanlæg kategori C og D

Et *solcelleanlæg* i kategori C og D skal kunne udveksle de informationer på *PCOM*-grænsefladen, som er specificeret i afsnit 7.6 og 7.7.

Signalerne skal være tilgængelige på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3.

Korrekte målinger og datakommunikation skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop på et *solcelleanlæg* og situationer med spændingsløst net.

En lokal backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af *solcelleanlæggets* kontrol- og overvågningsystem.

Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

7.2 Krav til målinger

Kravene specificeret i dette underafsnit er gældende for et *solcelleanlæg* af enhver størrelse.

Specifikke krav til installeret måleudstyr og målenøjagtighed, der skal være til rådighed, for at et *solcelleanlæg* kan blive tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, er nærmere specificeret i følgende forskrifter:

1. Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 12]
2. Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 13]
3. Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 10].

Opfyldelse af ovennævnte forskrifter skal af måleransvarlig tjekkes som en del af de tjekpunkter og test, der er grundlag for en endelig godkendelse af nettilslutningen.

De gældende forskrifter er tilgængelige i nyeste version på den *systemansvarlige virksomheds* hjemmeside, www.energinet.dk.

7.3 Datakommunikation

Informationen for et *solcelleanlæg* skal om muligt benævnes, modelleres og grupperes, som specificeret i IEC/TR 61850-90-7 [ref. 26] og/eller som beskrevet i SUNSPEC Alliance's vekselretter-kontrolprofil. Vekselrettere, der er certificeret iht. kravene fra SUNSPEC Alliance, anses for at opfylde dette krav. Se nærmere detaljer på www.sunspec.org [ref. 35].

For et *solcelleanlæg* skal informationsudvekslingen være implementeret med en protokolstak, som specificeret i IEC 61850-8-1, [ref. 27], med en mapning til IEC-60870-5-104 [ref. 8].

Konfigureringen af protokolstakken skal udføres, så *anlægget* som minimum kan kommunikere med to overordnede enheder.

Den endelige løsning aftales med den *systemansvarlige virksomhed* og *elforsyningsvirksomheden*.

Datakommunikation med *anlægget* skal være til rådighed for den *systemansvarlige virksomhed* og *elforsyningsvirksomheden*, som angivet på Figur 3 i kommunikationsgrænsefladen for *anlægget* benævnt *PCOM*.

Informationer, målesignaler og aktiveringsmuligheder, som specificeret i dette afsnit, skal etableres og være til rådighed for de respektive aktører, som specificeret for de enkelte størrelser af *anlæg* i nedenstående afsnit.

Aktivering af de enkelte funktioner i *anlæggene* og konfiguration af de specifikke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 10].

For alle *solcelleanlæg*, uanset kategorien, kræves mulighed for online kommunikation.

De specifikke krav til omfang af informationer og signaler er specificeret i nedenstående afsnit for de enkelte *anlægskategorier*.

7.4 Solcelleanlæg kategori A2

For *solcelleanlæg* i kategori A2 kræves mulighed for online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
A1.1	Stopsignal
A1.2	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 20 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori A2.

Parametre til *frekvensrespons*funktionen og aktiv og reaktiv effektreguleringsfunktionerne skal som minimum kunne aktiveres/deaktiveres og opsættes via online kommunikation, et betjeningspanel, relækontakter eller eksterne signaler. Parametre er angivet i nedenstående tabel.

A1.3	Aktiv effektregulering – <i>gradient-effektbegrænser</i>
A1.4	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
A1.5	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
A1.6	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
A1.7	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
A1.8	Reaktiv effektregulering – <i>Q-regulering</i>
A1.9	Reaktiv effektregulering – <i>effektfaktorregulering</i>
A1.10	Reaktiv effektregulering – <i>automatisk effektfaktorregulering</i>
A1.11	<i>Frekvensrespons</i> – <i>statik</i> for nedregulering fra f_R
A1.12	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R

Tabel 21 Krav til parametre for reguleringsfunktioner - A2.

7.5 Solcelleanlæg kategori B

For *solcelleanlæg* i kategori B kræves mulighed for online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	Signalbetegnelse
B1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i <i>anlæggets nettilslutningspunkt</i>
B1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
B1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
B1.4	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
B1.5	Stopsignal
B1.6	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 22 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori B.

Parametre til *frekvensrespons*funktionen og aktiv og reaktiv effektreguleringsfunktionerne skal som minimum kunne aktiveres/deaktiveres og opsættes via online kommunikation, et betjeningspanel, relækontakter eller eksterne signaler. Parametre er angivet i nedenstående tabel.

B1.7	Aktiv effektregulering – <i>gradient-effektbegrænser</i>
B1.8	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
B1.9	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
B1.10	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
B1.11	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
B1.12	Reaktiv effektregulering – <i>Q-regulering</i>
B1.13	Reaktiv effektregulering – <i>effektfaktorregulering</i>
B1.14	Reaktiv effektregulering – <i>automatisk effektfaktorregulering</i>
B1.15	<i>Frekvensrespons</i> – statik for nedregulering fra f_R
B1.16	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R

Tabel 23 Krav til parametre for reguleringsfunktioner for solcelleanlæg kategori B.

7.6 Solcelleanlæg kategori C

For solcelleanlæg i kategori C kræves online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	Signalbetegnelse
C1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i <i>anlæggets nettilslutningspunkt POC</i>
C1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
C1.4	Aktiv effektregulering – <i>gradient-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
C1.5	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
C1.6	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
C1.7	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
C1.8	Aktiv effektregulering – max aktiv effekt – setpunkt for absolut-produktionsbegrænser
C1.9	Aktiv effektregulering – <i>delta-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
C1.10	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{Δ}
C1.11	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.12	<i>Effektfaktor PF</i> – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.13	<i>Effektfaktorsetpunkt</i> – ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.14	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.15	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.16	Spændingen – spænding målt i <i>spændingsreferencepunkt</i>
C1.17	<i>Spændingsregulering</i> – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.18	<i>Spændingsregulering</i> – spænding målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.19	<i>Spændingsregulering</i> – statik for <i>spændingsregulering</i>
C1.20	<i>Spændingsregulering</i> – ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
C1.21	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R
C1.22	<i>Frekvensregulering</i> – frekvens målt i <i>nettilslutningspunktet</i>

C1.23	Frekvensregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.24	Frekvensregulering – reguleringsgrænse – lav – f_{\min}
C1.25	Frekvensregulering – reguleringsgrænse – høj – f_{\max}
C1.26	Frekvensregulering – startfrekvens for reguleringsbånd – f_1
C1.27	Frekvensregulering – startfrekvens for dødbånd – f_2
C1.28	Frekvensregulering – slutfrekvens for dødbånd – f_3
C1.29	Frekvensregulering – slutfrekvens for reguleringsbånd – f_4
C1.30	Frekvensregulering – slutfrekvens for regulering op til f_5
C1.31	Frekvensregulering – slutfrekvens for regulering op til f_6
C1.32	Frekvensregulering – statik 1 for regulering fra f_1 til f_2
C1.33	Frekvensregulering – statik 2 for regulering fra f_3 til f_4
C1.34	Frekvensregulering – statik 3 for regulering fra f_4 til f_5
C1.35	Frekvensregulering – statik 4 for nedregulering fra f_5 til f_6
C1.36	Frekvensregulering – frekvensgrænse for genindkobling – f_7
C1.37	Systemværn
C1.38	Stopsignal
C1.39	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 24 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori C.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste – TF 3.2.2" [ref. 39], der findes i elektronisk form på www.energinet.dk.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – for at sikre forsynings sikkerheden – til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.7 Solcelleanlæg kategori D

For *solcelleanlæg* i kategori D kræves online kommunikation.

Solcelleanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.3:

Signal #	Signalbetegnelse
D1.1	Nettilslutningsafbryder/Switch-gear status i <i>anlæggets nettilslutningspunkt</i>
D1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
D1.4	Aktiv effektregulering – <i>gradient-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
D1.5	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
D1.6	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
D1.7	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
D1.8	Aktiv effektregulering – max aktiv effekt – setpunkt for absolut-produktionsbegrænser
D1.9	Aktiv effektregulering – <i>delta-begrænser</i> aktiveret/deaktiveret
D1.10	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{delta}
D1.11	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.12	Effektfaktor PF – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.13	Effektfaktorsetpunkt – ønsket effektfaktor i <i>nettilslutningspunktet</i>

D1.14	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.15	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i> – setpunkt
D1.16	Spændingen – spænding målt i <i>spændingsreferencepunkt</i>
D1.17	<i>Spændingsregulering</i> – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.18	<i>Spændingsregulering</i> – spænding målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.19	<i>Spændingsregulering</i> – statik for <i>spændingsregulering</i>
D1.20	<i>Spændingsregulering</i> – ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i> – setpunkt
D1.21	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R
D1.22	<i>Frekvensregulering</i> – frekvens målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.23	<i>Frekvensregulering</i> – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.24	<i>Frekvensregulering</i> – reguleringsgrænse – lav – f_{\min}
D1.25	<i>Frekvensregulering</i> – reguleringsgrænse – høj – f_{\max}
D1.26	<i>Frekvensregulering</i> – startfrekvens for reguleringsbånd – f_1
D1.27	<i>Frekvensregulering</i> – startfrekvens for dødbånd – f_2
D1.28	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for dødbånd – f_3
D1.29	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for reguleringsbånd – f_4
D1.30	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for regulering op til f_5
D1.31	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for regulering op til f_6
D1.32	<i>Frekvensregulering</i> – statik 1 for regulering fra f_1 til f_2
D1.33	<i>Frekvensregulering</i> – statik 2 for regulering fra f_3 til f_4
D1.34	<i>Frekvensregulering</i> – statik 3 for regulering fra f_4 til f_5
D1.35	<i>Frekvensregulering</i> – statik 4 for nedregulering fra f_5 til f_6
D1.36	<i>Frekvensregulering</i> – frekvensgrænse for genindkobling – f_7
D1.37	Systemværn
D1.38	Stopsignal
D1.39	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 25 Krav til informationsudveksling med et solcelleanlæg kategori D.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste - TF 3.2.2" [ref. 39], der findes i elektronisk form på www.energinet.dk.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – for at sikre forsyningsikkerheden – til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.8 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *solcelleanlæg* i kategori D.

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i *nettilslutningspunktet* ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer installerer i *nettilslutningspunktet* et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for *solcelleanlægget*
- Strøm for hver fase for *solcelleanlægget*

- Aktiv effekt for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Frekvens for *solcelleanlægget* (kan være beregnede størrelser).

Logning skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelse til 60 sekunder efter hændelsestidspunktet.

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den *systemansvarlige virksomhed* ved opstart af *solcelleanlægget*.

Alle målinger og data, der skal opsamles iht. Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 10], skal logges med en tidsstempling og en præcision og nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*.

Tidsstempling af hændelser og data skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre.

Logninger skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer i *COMTRADE*-format [ref. 34].

7.9 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene i dette afsnit gælder for *solcelleanlæg* i kategori D.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal til enhver tid kunne rekvirere relevante oplysninger om et *solcelleanlæg*. Omkostninger i forbindelse med rekvireringen dækkes af *anlægsejer*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere de indsamlede måledata og fejlskriverdata for *solcelleanlægget*.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *solcelleanlæg* opfylder bestemmelserne i denne forskrift. Det skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af *elforsyningsvirksomheden* eller den *systemansvarlige virksomhed*.

8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *anlægget* overholder den tekniske forskrift, og at dokumentere, at kravene overholdes.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at *anlægget* opfylder bestemmelserne i denne forskrift.

Den generelle proces omkring godkendelse og udstedelse af en endelig nettilslutningstilladelse for et *anlæg* er følgende:

1. Bilag 1 udfyldes og indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.
3. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige nettilslutningstilladelse udstedes.

8.1 Krav til dokumentation

Krav til omfang af dokumentation for de forskellige *anlægskategorier* er angivet i nedenstående tabel.

Kategori Dokumentation	A2**)	B	C	D
Leverandørreklæring	X	X	X	X
Beskyttelsesfunktioner	X	X	X	X
Enstregsskema	X	X	X	X
Elkvalitet	X	X	X	X
Spændingsdyk	-	-	X	X
PQ-diagram	-	-	X	X
Signalliste	-	-	X	X
Dynamisk simuleringsmodel	-	-	X	X
Verifikationsrapport	-	-	X	X

X: Dokumentation skal leveres som beskrevet i dette afsnit.

***) Kan være optaget på *positivlisten*.

Tabel 26 Krav til dokumentation for solcelleanlæg.

8.1.1 Leverandørerklæring

I en leverandørerklæring skriver leverandøren under på, at det specifikke *anlæg* overholder alle krav specificeret i TF 3.2.2. Alle væsentlige *anlægskomponenter* skal anføres i erklæringen.

8.1.2 Beskyttelsesfunktioner

Med dokumentation af beskyttelsesfunktioner menes en liste over de aktuelle relæopsætninger på idriftsættelsestidspunktet. Disse værdier skal anføres i dokumentationen.

8.1.3 Enstregsskema

Med et enstregsskema menes en tegning, der viser de anvendte hovedkomponenter i *anlægget* samt deres indbyrdes elektriske forbindelser. Placering af beskyttelsesfunktioner og målepunkter skal som minimum fremgå af skemaet.

8.1.4 Elkvalitet

Med elkvalitet menes en samling af parametre, som karakteriserer kvaliteten af den leverede elektricitet. I verifikationsrapporten skal det dokumenteres, hvordan kravene i afsnit 4 er overholdt. I dokumentet "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.2" [ref. 36] findes eksempler og vejledning til, hvordan de enkelte elkvalitetsparametre kan beregnes.

8.1.5 Spændingsdyk

Med spændingsdyk menes *anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elsystemet under et spændingsdyk. *Anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elnettet skal dokumenteres med den leverede elektriske simuleringsmodel. Alternativt leveres data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt. Simuleringer med modellen skal vise, at kravene i afsnit 3.3.1 er overholdt.

8.1.6 PQ-diagram

Med begrebet PQ-diagram menes en figur, som illustrerer *anlæggets* egenskaber og evne til at levere reaktiv effekt som funktion af *anlæggets* evne til at levere aktiv effekt. Målinger skal vise, at kravene i afsnit 5.3 er overholdt. Alternativt leveres data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt.

8.1.7 Signalliste

Signallisten er en liste over de signaler/informationer, der skal udveksles imellem de aktører, der styrer og overvåger et *anlæg*. Dokumentation for, at signallerne specificeret i afsnit 7.3 findes på *PCOM*-grænsefladen, skal leveres som en del af verifikationsrapporten. I dokumentet "Vejledning til signalliste - TF 3.2.2" [ref. 39] findes en mere detaljeret beskrivelse af de enkelte signaler.

8.1.8 Dynamisk simuleringsmodel

Med en "dynamisk simuleringsmodel" menes en modellering af et *anlægs* elektriske egenskaber og begrænsninger. Den elektriske simuleringsmodel skal overholde kravene specificeret i afsnit 9.

8.1.9 Verifikationsrapport

Med en "verifikationsrapport" menes en rapport/dokumentation over gennemførte test, som efterviser, at de krævede funktioner er implementeret, og at funktionen fungerer som forventet med de opsatte parametre. Dokumentet "Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.2" [ref. 38] kan eventuelt benyttes til inspiration.

8.2 Dokumentationskrav – solcelleanlæg kategori A2

Kravene til dokumentation for *anlægskategori A2* er opdelt i følgende tre afsnit.

8.2.1 Dokumentation for anlæg, der ikke er optaget på positivlisten

Er *anlægget* eller de anvendte *anlægskomponenter* ikke optaget på *positivlisten*, skal følgende dokumentation senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse.

Bilag 1 (B1.1.) i udfyldt stand, suppleret med følgende dokumenter:

1. CE-overensstemmelseserklæring
2. Teknisk dokumentation som dokumenterer, at svar afgivet i bilag 1 (B1.1.) er korrekte.

8.2.2 Dokumentation for anlæg, der er optaget på positivlisten

Ofte har leverandøren af et *anlæg* fået anvendte *anlægskomponenter* optaget på *positivlisten*, hvilket dermed afhjælper den tekniske sagsbehandling.

Er *anlægget* eller *anlægskomponenterne* optaget på *positivlisten*, skal nedenstående dokumentation sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse.

Bilag 1 (B1.2.) i udfyldt stand.

8.2.3 Optagelse af anlæg og anlægskomponenter på positivlisten

Ønskes *anlægget* eller *anlægskomponenterne* optaget på *positivlisten*, skal følgende dokumentation sendes til positivlister@danskenergi.dk:

Bilag 1 (B1.1.) i udfyldt stand, suppleret med følgende dokumenter:

1. CE-overensstemmelseserklæring
2. Teknisk dokumentation som dokumenterer, at svar afgivet i bilag 1 (B1.1.) er korrekte.

Processen for at blive optaget på *positivlisten* er beskrevet på Dansk Energis hjemmeside: www.danskenergi.dk/positivlister

8.3 Dokumentationskrav – solcelleanlæg kategori B

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Leverandørerklæring
- b. Beskyttelsesfunktioner
- c. Enstregsskema
- d. Elkvalitet.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.3.

8.4 Dokumentationskrav – solcelleanlæg kategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Leverandørerklæring
- b. Beskyttelsesfunktioner
- c. Enstregsskema
- d. Elkvalitet
- e. Spændingsdyk
- f. PQ-diagram
- g. Signalliste
- h. Dynamisk simuleringsmodel
- i. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.4.

8.5 Dokumentationskrav – solcelleanlæg kategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Leverandørerklæring
- b. Beskyttelsesfunktioner
- c. Enstregsskema
- d. Elkvalitet
- e. Spændingsdyk
- f. PQ-diagram
- g. Signalliste
- h. Dynamisk simuleringsmodel
- i. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.5.

9. Elektrisk simuleringsmodel

Kravene i dette afsnit gælder alle *solcelleanlæg* i kategori C og D.

Til analyseformål af det *kollektive elforsyningsnet* har den *systemansvarlige virksomhed* behov for løbende at vedligeholde og udbygge simuleringsmodellerne i henhold til nettilslutning af nye *solcelleanlæg*.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyser af transmissions- og distributionsnettets dynamiske forhold, herunder stabilitet.

Anlægsejer skal – fra projekteringsfase til verifikationsfase – løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, hvis de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal levere de specificerede simuleringsmodeller til den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *systemansvarlige virksomhed* er, jf. elforsyningslovens § 84 a, underlagt fortrolighedsforpligtelser i relation til kommercielt følsomme oplysninger.

Simuleringsmodeller kan eventuelt fremsendes direkte fra leverandør af veksellrettere til den *systemansvarlige virksomhed*.

Anlægsejer er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

9.1 Krav til simuleringsmodeller

Simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* skal dynamisk beskrive de elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal leveres på blokdiagramniveau, som primært ved hjælp af logiske funktioner og matematiske funktioner – fortrinsvis overføringsfunktioner i Laplace-/z-domænet – beskriver *solcelleanlæggets* egenskaber.

Simuleringsmodellen skal støttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede dele i modellen og detaljerede beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende modelparametre.

Simuleringsmodel bestående af kompileret kode kan accepteres, hvis kildekoden medfølger.

Simuleringsmodel med krypterede dele accepteres ikke, da den *systemansvarlige virksomhed* vil kunne inkludere modellen for *anlægget* i modellering af det *kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i afsnit 5.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved alle relevante hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i afsnit 6.

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positiv sekvens).

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under usymmetriske hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47 Hz til 53 Hz og i spændingsområdet fra 0 pu til 1,4 pu.

Simuleringsmodellen skal kunne beskrive det dynamiske svar fra *solcelleanlægget* i mindst 30 sekunder efter enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal kunne initialiseres direkte på baggrund af en load-flow-løsning uden efterfølgende iterationer.

Simuleringsmodellen skal være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidskridt.

9.2 Verificering af simuleringsmodel

Anlægsejer skal, hvis modellen ikke er verificeret af et akkrediteret institut, senest tre måneder efter endelig idriftsættelse af *solcelleanlægget* fremsende målinger, som den *systemansvarlige virksomhed* kan anvende til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *anlæg*.

Simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* skal verificeres for samtlige reguleringsformer, som krævet i afsnit 5.

Den praktiske udførelse af test til verificering skal senest tre måneder inden endelig idriftsættelse af *solcelleanlægget* fastlægges i samarbejde med *den systemansvarlige virksomhed* – efter oplæg fra *anlægsejer*.

Anlægsejer er ansvarlig for al udførelse af test til verificering, herunder måleudstyr, dataloggere og personel.

Anlægsejer skal dokumentere målingerne til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *solcelleanlæg* i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test.

Tidsseriemålingerne anvendt til verificering af simuleringsmodellen skal vedlægges verificeringsrapporten i COMTRADE-format [ref. 34].

9.3 Solcelleanlæg kategori C

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *solcelleanlæg*, inkl. en eventuel *anlægsregulator*.

Simuleringsmodellen for *anlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte vekslerrettertype skal have et indhold og et detaljeringniveau, så de

uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

På forlangende skal *anlægsejer* levere data for *anlægsinfrastrukturen*.

9.4 Solcelleanlæg kategori D

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *solcelleanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *solcelleanlæg*, inkl. *anlægsregulator* og *opsamlingsnet*.

Simuleringsmodellen for *anlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte vekselrettertype skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Data for komponenter og dele, som indgår i *opsamlingsnettet*, skal ligeledes have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 specificerer kravene til dokumentation for de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

Dokumentationen, jf. specifikationerne i afsnit 8, sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Den tekniske dokumentation skal indeholde konfigurationsparametre og opsætningsdata, som er gældende for *solcelleanlægget* på idriftsættelsestidspunktet.

Alle delafsnit i bilaget skal udfyldes for det pågældende *anlæg*.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes opdateret dokumentation i henhold til kravene i afsnit 2.2.

Skabelon for Bilag 1 til de forskellige *anlægskategorier* er tilgængelig på hjemmesiden www.energinet.dk.

B1.1. Bilag 1 for anlægskategori A2 som ikke er optaget på positivlisten

Dokumentationen udfyldes med data for *solcelleanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.1.1. Identifikation

Anlæg	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (nominel)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.1.2. Elkvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

B1.1.2.1. Spændingsændringer

Er <i>spændingsændringerne</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.2.2. DC-indhold

<p>Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.1.2.3. Asymmetri

<p>Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Hvis <i>solcelleanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i>, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.2.4. Flicker

<p>Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdien?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.1.2.5. Harmoniske forstyrrelser

<p>Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.1.3. Indkobling og synkronisering

<p>Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>solcelleanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i>?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.4. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

<p>Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i>?</p> <p>Er funktionen aktiveret?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p> <p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	---

B1.1.5. Absolut-effektbegrænsersfunktion

<p>Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænsersfunktion</i>?</p> <p>Er funktionen aktiveret?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p> <p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	---

B1.1.6. Gradient-effektbegrænsersfunktion

<p>Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænsersfunktion</i>?</p> <p>Er funktionen aktiveret?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p> <p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	---

B1.1.7. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Automatisk effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.1.8. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>). Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.9. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret? Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.10. Automatisk effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret? Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.1.11. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.1.11.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V	s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V	ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz	ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz	ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s	ms

B1.1.11.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed? Hvor er den placeret? Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/> PCI <input type="checkbox"/> POC <input type="checkbox"/>
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden? Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.1.12. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.2. Bilag 1 for anlægskategori A2 som er opført på positivlisten

Dokumentationen udfyldes med data for *solcelleanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.2.1. Identifikation

Anlæg	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.2.2. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.2.3. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.2.4. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Automatisk effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.2.5. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.2.6. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.2.7. Automatisk effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.2.8. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.2.8.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.2.8.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvor er den placeret?	<i>PCI</i> <input type="checkbox"/> <i>POC</i> <input type="checkbox"/>
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.2.9. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.3. Bilag 1 for anlægskategori B

Dokumentationen udfyldes med data for *solcelleanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.3.1. Identifikation

Anlæg	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
<i>Spænding (nominel)</i>	
<i>Mærkeeffekt (datablad)</i>	

B1.3.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>solcelleanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>solcelleanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz er mindre end 0,2 % af <i>mærkestrømmen</i> I_n ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>solcelleanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.6. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.7. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.8. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Automatisk effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.9. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.10. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.3.11. Automatisk effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.3.12. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.3.12.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.3.12.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvor er den placeret?	Nej <input type="checkbox"/>
	PCI <input type="checkbox"/>
	POC <input type="checkbox"/>
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.13. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>solcelleanlægget</i> vedlagt dokumentationen?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.14. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.4. Bilag 1 for anlægskategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.4.1. Identifikation

<i>Anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
<i>Spænding (nominel)</i>	
<i>Mærkeeffekt (datablad)</i>	

B1.4.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>solcelleanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>solcelleanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Er kravet overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>solcelleanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.6. Frekvensregulering

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.10. Systemværn

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.14. Spændingsregulering

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.4.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.4.15.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis JA, hvor er den placeret?	<i>PCI</i> <input type="checkbox"/> <i>POC</i> <input type="checkbox"/>
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>solcelleanlægget</i> vedlagt dokumentationen?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	

B1.4.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for <i>solcelleanlægget</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.5. Bilag 1 for anlægskategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *solcelleanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.5.1. Identifikation

<i>Anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
<i>Spænding (nominel)</i>	
<i>Mærkeeffekt (datablad)</i>	

B1.5.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>solcelleanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af nominel strøm?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>solcelleanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>interharmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>solcelleanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Er kravet overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>solcelleanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.6. Frekvensregulering

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.10. Systemværn

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.14. Spændingsregulering

Er <i>solcelleanlægget</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.5.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V	ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V	s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz	ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz	ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s	ms

B1.5.15.2. Central beskyttelse

Er der opsat en central netbeskyttelsesenhed?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvor er den placeret?	<i>PCI</i> <input type="checkbox"/> <i>POC</i> <input type="checkbox"/>
Er der tilsluttet forbrug efter netbeskyttelsesenheden?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>solcelleanlægget</i> vedlagt dokumentationen?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	

B1.5.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	

B1.5.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for <i>solcelleanlægget</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	