

**ENERGINET**

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

NATIONALE GENNEMFØRELSESFORANSTALTNINGER

EU-FORORDNING 2017/1485 AF 2. AUGUST 2017 OM
FASTSÆTTELSE AF RETNINGSLINJER FOR DRIFT AF
ELEKTRICITETSTRANSMISSIONSSYSTEMER, SO GL

INFORMATIONSDUDVEKSLING:

KRAVDOKUMENT NR. 2 – STATIONSANLÆG/NET

GYLDIG FRA DD. MÅNED 2019

REV.	BESKRIVELSE	UDARBEJDET	KONTROLLERET	GENNEMGÅET	GODKENDT
A	ANMELDELSSESUDGAVE	20-03-2019	20-03-2019	21-03-2019	21-03-2019
		MRR	DHA	CAS	JBO

Indhold

1. Terminologi og definitioner	4
1.1 Betydelige netbrugere (BNB)	4
1.2 Leveringspunkt (PCC)	4
1.3 Netvirksomhed	5
1.4 Observationsområde	5
1.5 Referenceværdi	5
1.6 Tærskelværdi	5
2. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser	6
2.1 Formål	6
2.2 Afgrænsning og hjemmel	6
2.3 Anvendelsesområde	6
2.4 Ikrafttræden	6
3. Krav til realtidsinformation	7
3.1 Omfang af realtidsinformation	7
3.2 Målekvalitet	7
3.2.1 Måleområde	7
3.2.2 Målenøjagtighed	7
3.3 Tidskvalitet	7
3.3.1 Tidsnøjagtighed	8
3.4 Data til brug for systemanalyse	8
3.4.1 Omfang	8
4. Fastlæggelse af observationsområdet ift. DSO'er	9
5. Krav vedrørende udveksling af udetidsoplysninger/revisionsplanlægning	10
6. Referencer	11

Tabelliste

Tabel 1 Nøjagtighedskrav til stationsanlæg/net i distributionssystemet	7
--	---

Tabelliste

Figur 1 PCC i forhold til POC	4
-------------------------------------	---

Læsevejledning

Disse gennemførelsesforanstaltninger vedrører omfanget af informationsudveksling fra stationsanlæg/net ifølge Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (herefter kaldet SO GL) [1].

Dokumentet er bygget op således, at afsnit 1 indeholder terminologi og definitioner, som anvendes i de efterfølgende afsnit.

Afsnit 2 beskriver formål, afgrænsning, anvendelsesområde samt ikrafttrædelsesbestemmelser.

Afsnit 3 til 5 indeholder bestemmelser vedrørende realtidsinformation, *observationsområde* og revisionsplanlægning.

Dokumentet er udgivet af Energinet og kan hentes på:

www.energinet.dk

1. Terminologi og definitioner

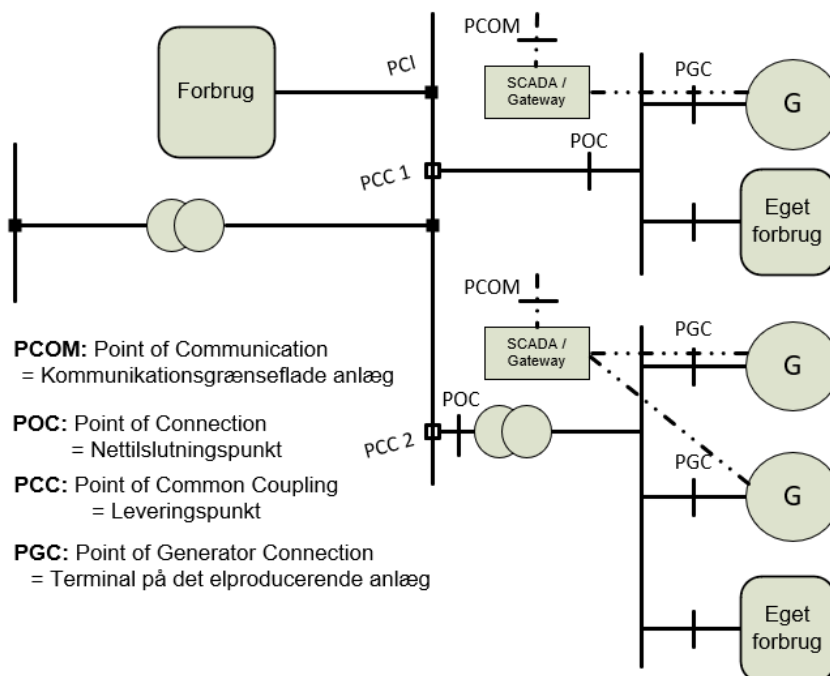
1.1 Betydelige netbrugere (BNB)

Betydelige netbrugere (BNB) er, ifølge SO GL [1] artikel 2, stk.1, følgende netbrugere:

- eksisterende og nye produktionsanlæg, som er eller ville blive klassificeret som type B, C og D i overensstemmelse med kriterierne i artikel 5 i Kommissionens forordning (EU) 2016/631 [2]
- eksisterende og nye transmissionstilsluttede forbrugsanlæg
- eksisterende og nye transmissionstilsluttede lukkede distributionssystemer
- eksisterende og nye forbrugsanlæg, lukkede distributionssystemer og tredjeparter, såfremt de leverer efterspørgselsreaktion direkte til TSO'en i henhold til kriterierne i artikel 27 i Kommissionens forordning (EU) 2016/1388 [3]
- leverandører af intern specialregulering for produktionsanlæg eller forbrugsanlæg ved hjælp af aggregation og leverandører af reserver af aktiv effekt i henhold til denne forordnings del IV, afsnit 8, og
- eksisterende og nye systemer med højspændings jævnstrøm (i det følgende benævnt »HVDC-systemer«) i overensstemmelse med kriterierne i artikel 3, stk. 1, i Kommissionens forordning (EU) 2016/1447(1) [4].

1.2 Leveringspunkt (PCC)

Leveringspunktet (Point of Common Coupling eller *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 **Fejl! Hensvisningskilde ikke fundet.** Det er elforsyningsvirksomheden, der anviser *leveringspunktet*.



Figur 1 PCC i forhold til POC

1.3 Netvirksomhed

Virksomhed med bevilling, der driver distributionsnet.

I disse gennemførelsesforanstaltninger regnes distributionsnet som net med nominel spænding under 100 kV.

1.4 Observationsområde

Observationsområdet er defineret i SO GL [1] som en TSO's eget transmissionssystem og de relevante dele af distributionssystemer og tilgrænsende TSO'ers transmissionssystemer, hvor TSO'en gennemfører realtidsovervågning og -modellering for at opretholde driftssikkerheden i sit systemområde, inklusive samkøringslinjer.

I disse gennemførelsesforanstaltninger er det Energinet Elsystemansvar A/S, der udfylder rollen som TSO.

1.5 Referenceværdi

Referenceværdi er synonym med "100 %" eller "nominel værdi" (tidligere også kaldet "mærkeværdi"), jf. IEV ref. 601-01-21 – nominal voltage of a system.

Målekategori	Referenceværdi
Spænding	Spændingsbetegnelsen (fx 400 kV, 220 kV, 132 kV, 60 kV, 50 kV)
Frekvens	50 Hz
Aktiv effekt Reaktiv effekt Strøm	Den maksimale kontinuerte tilladte påvirkning under normale forhold.

1.6 Tærskelværdi

Ved *tærskelværdi* ("vindue") for en målehjemtagning forstås den procentiske måleværdiændring (i forhold til fuldlast), der er grænsen for, at en måling skal fjernoverføres til de legitime parter.

2. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

SO GL [1] indeholder i afsnit 2 om dataudveksling en række bestemmelser vedrørende blandt andet udveksling af realtidsinformation, planlagte data og strukturel information. Forordningen indeholder mulighed for, at TSO'en nærmere bestemmer det præcise omfang af den information, der skal udveksles. TSO'en er i denne forbindelse - i en dansk kontekst - Energinet Elsystemansvar A/S.

Formålet med disse nationale gennemførelsesforanstaltninger er at beskrive, hvilke krav der under SO GL [1] gælder for udveksling af data i forhold til stationsanlæg/net.

2.2 Afgrænsning og hjemmel

Artikel 40, stk. 5, i SO GL [1] bestemmer, at TSO'en i samarbejde med DSO'erne og BNB'erne skal fastlægge anvendelsen og omfanget af dataudvekslingen i forhold til strukturelle data, planlægnings- og prognosedata og realtidsdata.

De i dette dokument beskrevne krav til udveksling af data vedrører omfanget af de realtidsdata, jf. artikel 40, stk. 5, litra c), der skal udveksles fra stationsanlæg/net. Den metode, der skal anvendes ved udvekslingen af realtidsdata fremgår af separat dokument, se Informationsudveksling: Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv.

2.3 Anvendelsesområde

Kravene i SO GL [1] gælder for både eksisterende og nye *distributionssystemer*, jf. SO GL [1], art. 2, stk. 2.

2.4 Ikrafttræden

Disse gennemførelsesforanstaltninger træder i kraft ved Forsyningstilsynets godkendelse.

Ved ikrafttrædelsen af disse gennemførelsesforanstaltninger, samt:

- Informationsudveksling: Kravdokument nr. 1 – Produktion og forbrug
- Informationsudveksling: Kravdokument nr. 3 – Standarder, protokoller mv.

erstatte disse Teknisk forskrift 5.8.1, Måledata til systemdriftsformål (herefter TF 5.8.1) [5].

3. Krav til realtidsinformation

3.1 Omfang af realtidsinformation

For distributionssystemer omfattet af Kommissionens forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (herafter DCC), jf. artikel 3 og 4, skal omfanget af realtidsinformation svare til indholdet af signallisten i bilag 1.

Distributionssystemer, der ikke er omfattet af DCC [3], skal fortsætte med det signalomfang, der er krævet på tidspunktet for disse gennemførelsesforanstaltningers ikrafttræden, i henhold til distributionssystemets tilslutningsaftale, dagældende tekniske forskrifter mv.

3.2 Målekvalitet

3.2.1 Måleområde

Måleområder angives i procent i forhold til *referenceværdien*.

3.2.2 Målenøjagtighed

Målenøjagtigheden for en given måling angives som den samlede unøjagtighed i procent ved *referenceværdien*. Unøjagtigheden derved beregnes som en absolut størrelse gældende i hele måleområdet.

Undtagelse:

For spændingsmålinger er det tilstrækkeligt, at målenøjagtigheden er overholdt indenfor måleområdet 80-120 % af *referenceværdien*. Udenfor måleområdet 80-120 % er der ingen specifikke krav til målenøjagtigheden.

Kategori	Målekategori	Samlet målenøjagtighed	Mindste måleområde
Linjer 1)	MW	2,0 %	Mulig udveksling
	MVAr	2,0 %	Mulig udveksling
	kV	1,0 %	0-120 %
Transformere (med sekundærspænding under 100 kV) 1)	MW	2,0 %	Mulig udveksling
	MVAr	2,0 %	Mulig udveksling
	kV	1,0 %	0-120 %

Tabel 1 Nøjagtighedskrav til stationsanlæg/net i distributionssystemet.

Note til tabel 1:

- 1) Ingen krav til måledata på 10-20 kV- og 0,4 kV-net.

Anlæg, som er etableret før ikrafttræden af TF 5.8.1 [5] kan fortsætte med deres nuværende målenøjagtigheder, men ved udskiftning af udstyret vil de i Tabel 1 angivne krav skulle opfyldes.

3.3 Tidskvalitet

Måledata skal afspejle den faktiske, øjeblikkelige anlægstilstand.

3.3.1 Tidsnøjagtighed

3.3.1.1 Måleinterval og opdatering af værdi

Tærskelværdi (vindue) for måledatahjemtagning må i procent ikke overstige kravet til samlet målenøjagtighed for den givne måling. I normal drift skal måleværdien være tilgængelig i interfacet mod Energinet Elsystemansvar A/S ikke senere end 250 ms efter målingen er foretaget.

3.3.1.2 Tidsstempel

Dataoverførsel af meldinger skal ske spontant ved ændring af tilstanden. Meldinger fra anlægskomponenter skal være tidsstemplet i UTC med en absolut tidsnøjagtighed bedre end eller lig med ± 10 millisekund i dataopsamlingsenheden.

Undtagelse 1:

For anlægskomponenter forskellig fra afbrydere og beskyttelsesrelæer kan en absolut tidsnøjagtighed dårligere end ± 10 millisekund i dataopsamlingsenheden accepteres.

Undtagelse 2:

For meldinger og målinger fra net < 100 kV kan en tidsnøjagtighed på op til ± 5 sekunder accepteres.

3.4 Data til brug for systemanalyse

3.4.1 Omfang

Til brug for systemanalyse skal de følgende data og oplysninger stilles til rådighed for Energinet Elsystemansvar A/S:

- Oplysninger om nettets koblingstilstand og målte tilstand. Dette gælder dog ikke for 10-20 kV- og 0,4 kV-net.
- Oplysninger om, hvilken 30-60/10-20 kV-station de eventuelle 10-20 kV-tilsluttede produktionsanlæg $\geq 1,5$ MW normalt er tilkoblet.

3.4.2 Lagring

Måle- og meldedata til systemdriftsformål skal opbevares i minimum et år.

De lagrede data skal omfatte både måleværdier og oplysning om nettets koblingstilstand, data skal være sammenhørende og tilgængelige for frit udvalgte perioder for det seneste år.

Energinet Elsystemansvar A/S lagrer følgende data til systemanalyseformål:

- Data, der overføres som realtidsmålinger
- Systemanalysemåledata

4. Fastlæggelse af observationsområdet ift. DSO'er

Ifølge SO GL [1], artikel 43 og 44, er en række informationer (strukturelle data og realtidsdata for DSO-nettet), som DSO'er skal udveksle med TSO'en, afgrænset af *observationsområdet*. Den nærmere metode for identifikation af, hvilke elementer der er omfattet af *observationsområdet*, fremgår af Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange in accordance with Article 40 (6) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a Guideline on Electricity Transmission System Operation¹ (herefter KORRR) [6].

Det fremgår af metodens artikel 5, stk. 2, at TSO skal stræbe efter at aftale med hver transmissionstilsluttet DSO, hvilke netelementer der skal indgå i *observationsområdet*.

Energinet Elsystemansvar A/S vil tage udgangspunkt i, at følgende kriterier anvendes til afgrænsning af *observationsområdet*:

- Sekundærsiden af Energinet Eltransmission A/S' transformere, inklusiv bryderstilling på begge sider
- Reaktive komponenter >10MVar
- Produktionsanlæg af type D
- *BNB'er* >10MW (både produktion og forbrug), set fra *leveringspunktet (PCC)*.

Ved behov kan der bilateralt aftales et udvidet *observationsområde* for underliggende net.

¹ Forsyningstilsynet har ved afgørelse af 18. januar 2019 godkendt KORRR.

5. Krav vedrørende udveksling af udetidsoplysninger/revisionsplanlægning

Ifølge KORRR [6], artikel 12, skal alle DSO'er inden for *observationsområdet* udveksle information omkring deres revisionsplanlægning. Den planlagte revision håndteres ifølge de processer, som følges i dag. Det betyder, at Energinet Elsystemansvar A/S deler den ifølge Teknisk forskrift 5.4.1, Revisionsplanlægning (herefter TF 5.4.1) [7] udarbejdede revisionsplan med de transmissionstilsluttede *netvirksomheder*. *Netvirksomhederne* melder tilbage til Energinet Elsystemansvar A/S, såfremt der er behov for koordinering ift. de enkelte revisioner/udetid.

Uplanlagt udetid i *netvirksomhedens* net meldes til Energinet Elsystemansvar A/S i forbindelse med det daglige driftssamarbejde, i det omfang det er relevant.

Såfremt der er behov for yderligere koordinering af udetidsplanlægning i *observationsområdet*, aftales dette nærmere i den bilaterale aftale omkring *observationsområdet*.

6. Referencer

- [1] »Kommissionenes forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL),« [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>.
- [2] »Kommisionens forordning (EU) 2016/631 af 14. april 2016 om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg (RfG),« [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>.
- [3] »Kommissionens forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (DCC),« [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32016R1388>.
- [4] »Kommissionens forordning (EU) 2016/1447 af 26. august 2016 om fastsættelse af netregler om tilslutning af transmissionssystemer med højspændingsjævnstrøm og jævnstrømsforbundne elproducerende anlæg (HVDC),« [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DA/TXT/?uri=CELEX:32016R1447>.
- [5] »Teknisk forskrift 5.8.1 Måledata til systemdriftsformål, rev. 3,« Energinet, 28 06 2011. [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Rammer-og-regler/Forskrifter-for-systemdrift>.
- [6] »Centrale organisatoriske krav, roller og ansvarsområder i forbindelse med dataudveksling (KORRR),« 18 01 2019. [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Rammer-og-regler/SOGL-Godkendte-krav-vilkaar-metoder-og-betingelser-nationale-gennemfoerelsesforanstaltninger>.
- [7] »Teknisk forskrift 5.4.1 Revisionsplanlægning, v. 1,« Energinet, 19 09 2008. [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Rammer-og-regler/Forskrifter-for-systemdrift>.

Bilag 1 Generisk signalliste for transmissionstilsluttede distributions-systemer - krav til realtidinformation fra 30-60 kV-net

Generisk signalliste for transmissionstilsluttede distributionssystemer - krav til realtidinformation fra 30-60 kV-net		
Anlægselementer	Anlægskomponent	Driftsmåledata
Transformatorer (sekundærspænding 10-60 kV)	Afbrydere	Indikering Ude/Inde
	Samleskinneadskiller	Indikering Ude/Inde
	Transformerfelt	MW-måling MVar-måling kV-måling
Reaktive anlægskomponenter placeret i 132/xx eller 150/xx stationsanlæg, samt øvrige over 10 MVar - Kobelbare shuntreaktorer - Kobelbare shunt kondensatorer	Afbrydere	Indikering Ude/Inde
	Samleskinneadskiller	Indikering Ude/Inde
	Reaktorer og kondensatorer	MVar
	Status	Tilgængelig/ikke tilgængelig
Hjælpe- og koblingsfelter i stationsanlæg.	Afbrydere	Indikering Ude/Inde
	Samleskinneadskiller	Indikering Ude/Inde