

NETWORK CODE ON DEMAND CONNECTION (DCC) - KRAV TIL SIMULERINGSMODEL

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
3. september 2018

Forfatter:
LAN/CFJ

A	Offentlig udgave	03-09-2018	03-09-2018	03-09-2018	03-09-2018
		LAN CFJ	FBN	HAB MPO CSH	SBN PHT
REV.	BESKRIVELSE	UDARBEJDET	KONTROLLERET	GENNEMGÅET	GODKENDT

Revisionsoversigt

NR.	TEKST	VERSION	DATO

Nærværende notat omfatter Energinets krav til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede forbrugs- og distributionssystemer. Notatet indgår som baggrundsnotat i forbindelse med implementering af EU forordning 2016/1388, Network Code on Demand Connection (DCC) [1], og omhandler således krav til transmissionstilsluttede forbrugssystemer og distributionssystemer, jf. definitionen af disse.

Notatet beskriver:

- Funktionelle krav til de påkrævede simuleringsmodeller.
- Krav til strukturel opbygning og implementering af de påkrævede simuleringsmodeller.
- Dokumentationskrav for påkrævede simuleringsmodeller.
- Nøjagtighedskrav til de påkrævede simuleringsmodeller.
- Verifikationskrav for de påkrævede simuleringsmodeller.

INDHOLD

1. Baggrund	3
2. Generelle krav til simuleringsmodel	3
2.1 Overordnet dokumentationskrav	5
2.1.1 Transmissionstilsluttede forbrugssystemer	5
2.1.2 Transmissionstilsluttede distributionssystemer	6
3. Modeltekniske krav	7
3.1 Transmissionstilsluttede forbrugssystemer	7
3.1.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)	7
3.1.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)	7
3.1.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel	10
3.1.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)	11
3.1.5 Særlige krav til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede forbrugssystemer - Kategori 6	12
3.2 Transmissionstilsluttede distributionssystemer	13
3.2.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)	13
3.2.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)	17
3.2.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel	17
3.2.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)	19
3.2.5 Særlige forhold for distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevillingsområder	19
4. Referencer	20
Bilag 1 – Netækvivalent for formaskede 60-10 kV netområder	21
Bilag 2 – Netækvivalent for afgrænsede 60-10 kV netområder	22

1. Baggrund

Den igangværende omstilling af elsystemet, hvor konventionelle produktionsanlæg gradvist udfases, og tilgangen af mere komplekse produktions- og forbrugsanlæg medfører, at den systemansvarlige virksomhed har behov for større indsigt i disse nye anlægs strukturelle opbygning og deres systemmæssige påvirkning af det kollektive elforsyningsnet.

Til analyseformål vedrørende planlægning og drift af det kollektive elforsyningsnet har den systemansvarlige virksomhed behov for at kunne gennemføre net- og systemanalyser, fx i forbindelse med nettilslutning af nye forbrugs- og produktionsanlæg eller ved vurdering af samspillet i skillefladen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet. Til dette formål kræves opdaterede og retvisende simuleringsmodeller for disse anlæg.

I kraft af den ovennævnte omstilling af elsystemet, med et øget fokus på elektrificering af det samlede energisystem, må det forventes, at transmissionssystemet i fremtiden vil blive drevet tættere på de stationære og dynamiske overføringsgrænser. Dette stiller øgede krav til modeldannelse og analyse af det samlede elsystem i forbindelse med fastlæggelse af disse grænseværdier, herunder vurdering af stabilitetsforhold m.m.

Modellering af det tilsluttede forbrug er en afgørende faktor ved simulering af elektriske systemer, hvor utilstrækkelig modellering af spændings- og frekvensafhængigheden for en given belastningsmodel kan medføre overestimering af stabilitetsgrænserne for et elsystem og dermed introducere risiko for spændingsustabilitet m.m. Tilsvarende vil underestimering af stabilitetsgrænserne kunne medføre risiko for en ikke-optimal udnyttelse af elsystemet.

På denne baggrund har Energinet opstillet krav til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede forbrugs- og distributionssystemer.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyse af transmissions- og distributionssystemets stationære og dynamiske forhold, herunder spændings-, frekvens- og rotorvinkelstabilitet, kortslutningsforhold, udveksling af reaktiv effekt i skillefladen samt harmoniske forhold.

2. Generelle krav til simuleringsmodel

Anlægsejeren skal stille simuleringsmodeller til rådighed for den systemansvarlige virksomhed [1], hvor disse simuleringsmodeller på korrekt vis skal afspejle det transmissionstilsluttede forbrugssystemets egenskaber i stationær tilstand. Til brug ved tidsdomæneanalyser skal anlægsejeren desuden stille en dynamisk simuleringsmodel (RMS-model) til rådighed for den systemansvarlige virksomhed. Til analyse af harmoniske forhold i det kollektive elforsyningsnet, herunder forbrugssystemets bidrag til harmonisk emission i nettilslutningspunktet, skal anlægsejeren ligeledes stille en harmonisk simuleringsmodel til rådighed.

Kravet til simuleringsmodeller og leveringsomfang for de enkelte typer af transmissionstilsluttede forbrugssystemer fremgår af **Tabel 1**. Anlægssejeren er ansvarlig for, at en sådan model-fremsendelse finder sted til rette tid i henhold til den gældende procedure for nettilslutning af transmissionstilsluttede forbrugssystemer og forordningens øvrige bestemmelser.

Forbrugssystemtype	Modelkrav
Transmissionstilsluttet distributionssystem - Kategori 1	Stationær simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet distributionssystem - Kategori 2	Stationær simuleringsmodel Harmonisk simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugssystem - Kategori 3	Stationær simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugssystem - Kategori 4	Stationær simuleringsmodel RMS-simuleringsmodel Harmonisk simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugssystem - Kategori 5	Stationær simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugssystem - Kategori 6	Stationær simuleringsmodel

Tabel 1 Krav til simuleringsmodeller opdelt på forbrugssystemtyper

Anlægssejeren skal sikre, at simuleringsmodellerne er verificeret med resultaterne af de definerede overensstemmelsesprøvninger [1] samt relevante test- og verifikationsstandarder, og skal fremsende den nødvendige dokumentation herfor.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugssystem indeholder eksterne komponenter, fx af hensyn til overholdelse af nettilslutningskrav, energileverancer til det kollektive elforsyningsnet eller til levering af kommercielle systemydelser (fx automatisk frekvens- eller spændingsregulering), skal simuleringsmodellen indeholde den nødvendige repræsentation af disse komponenter, gældende for alle påkrævede modeltyper.

Anlægssejeren skal, fra det transmissionstilsluttede forbrugsystems designfase til tidspunktet for meddelelse af endelig nettilslutningstilladelse, løbende holde den systemansvarlige virksomhed orienteret, hvis de foreløbige anlægs- og modeldata ikke længere kan antages at repræsentere det pågældende forbrugssystem.

For et eksisterende transmissionstilsluttet forbrugssystem, hvor der foretages væsentlige ændringer af anlæggets egenskaber, skal anlægssejeren stille en opdateret og dokumenteret simuleringsmodel til rådighed for det ændrede anlæg, jf. nedenstående:

- **For transmissionstilsluttede forbrugssystemer** forudsættes den nødvendige modelopdatering kun at omfatte udskiftede anlægskomponenter eller systemer til kontrol, regulering eller anlægsbeskyttelse, idet det antages, at den systemansvarlige virksomhed i udgangspunktet har en gyldig simuleringsmodel for det pågældende transmissionstilsluttede forbrugssystem. Hvor dette ikke er tilfældet, vil en væsentlig ændring af et transmissionstilsluttet forbrugssystem medføre krav om en komplet og fuldt dokumenteret simuleringsmodel i henhold til nærværende modelkravspecifikation.

- **For transmissionstilsluttede distributionssystemer** kræves opdatering af relevante modelparametre i henhold til en aftalt opdateringshyppighed som følge af permanente ændringer af et givet transmissionstilsluttet distributionssystem, fx i form af restrukturering, gennemført kabellægning, ændringer af skillesteder (grænselægning), eller væsentlige ændringer af det tilsluttede forbrug eller produktion. Med *væsentlige ændringer* menes net- og systemmæssige ændringer, der har afgørende indflydelse på den koordinerede planlægning og drift af det kollektive elforsyningsnet.

Modelleverancen betragtes først som afsluttet, når den systemansvarlige virksomhed har godkendt de af anlægsejeren fremsendte simuleringsmodeller og den påkrævede dokumentation.

2.1 Overordnet dokumentationskrav

2.1.1 Transmissionstilsluttede forbrugssystemer

For at sikre korrekt modelanvendelse, skal de påkrævede simuleringsmodeller dokumenteres i form af en brugervejledning med beskrivelser af modellernes strukturelle opbygning samt beskrivelser af simuleringsmodellernes parametring og gyldige randbetingelser i form af arbejds punkter og eventuelle restriktioner i relation til netforhold (kortslutningsforhold og R/X-forhold) i nettilslutningspunktet og i fejlstedet i forbindelse med simulering af eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet. Ligeledes skal brugervejledningen indeholde oplysninger om særlige modeltekniske forhold, fx det maksimalt anvendelige tidsskridt for den anvendte ligningsløser i forbindelse med gennemførelse af dynamiske simuleringer m.m.

Brugervejledningen skal desuden omfatte beskrivelser af de i simuleringsmodellen implementerede kontrol-, beskyttelses- og reguleringsfunktioner til brug ved evaluering af forbrugssystemets egenskaber i nettilslutningspunktet, hvor et særligt fokus skal rettes mod følgende forhold:

- Enstregdiagram med angivelse af simuleringsmodellens elektriske hovedkomponenter frem til nettilslutningspunktet.
- Beskrivelse af simuleringsmodellens elektriske indgangs- og udgangssignaler (elektriske terminaler), herunder relevante forhold i relation til anvendte målepunkter, deres måleenheder og anvendte baseværdier for disse.
- En samlet parameterliste, hvor alle parameter værdier skal kunne genfindes i de medfølgende datablade for hovedkomponenter, blokdiagrammer og overføringsfunktioner m.m.
- Beskrivelse af opbygning og aktiveringsniveauer for anvendte beskyttelsesfunktioner.
- Beskrivelse af opsætning og initialisering af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne.
- Beskrivelse af, hvorledes simuleringsmodellen kan integreres i en større net- og systemmodel, som anvendt af den systemansvarlige virksomhed.
- Entydig versionsstyring af simuleringsmodellen og den tilhørende dokumentation.

Modelspecifikke dokumentationskrav er beskrevet i de efterfølgende afsnit.

2.1.2 Transmissionstilsluttede distributionssystemer

Ved modelleringen af transmissionstilsluttede distributionssystemer anvender den systemansvarlige virksomhed et generisk netækvivalent til repræsentation af distributionssystemet i skillefladen med transmissionssystemet. Kravet til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede distributionssystemer omfatter primært levering/opdatering af relevante netdata i henhold til grundstrukturen for det anvendte netækvivalent.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder, jf.

Afsnit 3.2.1, skal modeldata leveres i dataformatet CGMES2.4.15 eller nyere (IEC61970-600).

Efter aftale med den systemansvarlige virksomhed kan der anvendes et alternativt dataformat, som umiddelbart kan indlæses i simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory uden informationstab.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder, jf.

Afsnit 3.2.1, kan modeldata leveres i et defineret regnearksformat. Efter aftale med den systemansvarlige virksomhed kan der anvendes et alternativt dataformat, som umiddelbart kan indlæses i simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory uden informationstab.

Modelspecifikke dokumentationskrav er beskrevet i de efterfølgende afsnit.

3. Modeltekniske krav

3.1 Transmissionstilsluttede forbrugssystemer

3.1.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Simuleringsmodellen skal indeholde oplysninger om effektforbrugets sammensætning opdelt på væsentlige hovedkategorier (fx UPS-tilsluttet forbrug, motorlast og invertertilsluttet forbrug). En væsentlig hovedkategori udgør mere end 20 % af det nominelle aktive effektforbrug.

Simuleringsmodellen skal indeholde oplysninger om forbruget i nettilslutningspunktet for det samlede forbrugssystem, jf. **Tabel 2**. Aktiv effekt (P) angives i pu af forbrugssystemets nominelle aktive effekt som funktion af spænding (U) og frekvens (f) i nettilslutningspunktet. Tilhørende værdier for reaktiv effekt (Q) angives i pu af forbrugssystemets nominelle aktive effekt.

U [pu]	P [pu]	Q [pu]		f [Hz]	P [pu]	Q [pu]
1,3				51,5		
1,2				51,0		
1,1				50,5		
1,0	1,0			50,0	1,0	
0,9				49,8		
0,7				49,5		
0,6				49,2		
0,5				49,0		
0,4				48,5		
0,3				48,0		
0,2				47,5		

Tabel 2 Spændings- og frekvensafhængighed for tilsluttet forbrug

3.1.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

De i **Afsnit 1** beskrevne net- og systemanalyser gennemføres i RMS-tidsdomænet (Root Mean Square), hvor de pågældende simuleringer typisk omfatter analyse af systemsvaret i forbindelse med kortslutningsfejl eller ved spændings- og frekvensafvigelser i det kollektive elforsyningsnet. Simuleringsmodellen forudsættes anvendt ved analyser af scenarier omfattende alle driftstilstande for det kollektive elforsyningsnet, beskrevet i EU Forordning 2017/1485, fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL)[2], herunder normal, skærpet og nøddrift samt reetablering efter en omfattende driftsforstyrrelse. Simuleringstiden er typisk 60 sekunder.

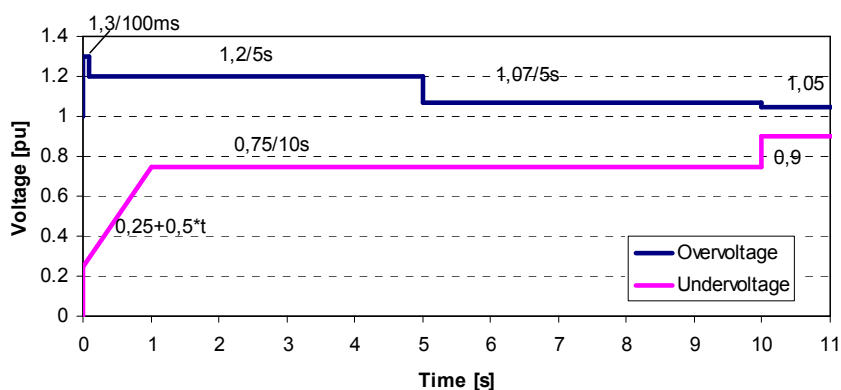
Simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede forbrugssystem skal repræsentere forbrugssystemets stationære og dynamiske egenskaber i nettilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor forbrugssystemet skal kunne drives. Simuleringsmodellen skal kunne repræsentere det transmissionstilsluttede forbrugssystemets stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med nedenstående eksterne hændelser, eller kombinationer af disse eksterne hændelser, i det kollektive elforsyningsnet:

- Kortslutning i nettilslutningspunktet, hvor en kortslutning her kan antage form som:
 - En fase-jord kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
 - En tofaset kortslutning uden eller med jordberøring med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
 - En trefaset kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
- Spændingsforstyrrelser med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimulerings-
ringstid, jf. **Afsnit 3.1.2.3**, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for anlæg-
gets overgang til en ny stationær tilstand.
- Frekvensforstyrrelser med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimule-
ringstid, jf. **Afsnit 3.1.2.3**, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for anlæg-
gets overgang til en ny stationær tilstand.

3.1.2.1 Spændingsafhængighed

Simuleringsmodellen skal indeholde nedenstående oplysninger om det transmissionstilsluttede forbrugssystems spændingsafhængighed:

- a) Spændingsafhængighed ved en spændingsændring i POC fra 1,0 pu til 0,5 pu.
- b) Spændingsafhængighed ved en spændingsændring i POC fra 0,9 pu til 1,1 pu.
- c) Spændingsafhængighed ved overspændingsforløbet i POC som angivet med blå kurve i **Figur 1**.
- d) Spændingsafhængighed ved underspændingsforløbet i POC som angivet med pink kurve i **Figur 1**.



Figur 1 Over- og underspændingsforløb i POC

Simuleringerne skal dokumenteres ved hjælp af kurver, der viser den aktive og reaktive effekt over 60 sekunder. Spændingen i POC kan simuleres ved hjælp af en styret spændingskilde.

3.1.2.2 Frekvensafhængighed

Simuleringsmodellen skal indeholde nedenstående oplysninger om det transmissionstilsluttede forbrugssystems frekvensafhængighed:

- a) Frekvensafhængighed ved frekvensændringer i POC indenfor området 47,5-51,5 Hz i trin á 0,5 Hz.

Simuleringerne skal dokumenteres ved hjælp af kurver, der viser den aktive og reaktive effekt over 60 sekunder. Frekvensen i POC kan simuleres ved hjælp af en styret spændingskilde.

3.1.2.3 Overordnede modelkrav

Den dynamiske simuleringsmodel skal:

- Repræsentere interne hovedkategorier af forbrug separat, hvis disse hovedkategorier reagerer væsentligt forskelligt på eksterne hændelser.
- Indeholde relevante beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres, og som helt eller delvist kan udkoble det transmissionstilsluttede forbrugssystem ved eksterne hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet.
- Indeholde relevante interne reguleringsfunktioner, fx viklingskoblere for de anvendte nettilslutningstransformere til spændingsregulering af forbrugssystemets interne infrastruktur, herunder relevante blokeringskriterier (fx underspænding og overspænding).
- Indeholde genindkoblingskriterier og genetableringstid efter forbrugsudkobling eller overgang til lokal forsyning (fx UPS eller nødstrømsanlæg).
- Kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under symmetriske hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet.
- Kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under asymmetriske hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet.
- Som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47,5 Hz til 51,5 Hz og i spændingsområdet fra 0,0 pu til 1,4 pu.
- Kunne initialiseres i et stabilt arbejds punkt på baggrund af én enkelt loadflow-simulering uden efterfølgende iterationer. Ved initialisering skal den afledte værdi (dx/dt) for enhver af simuleringsmodellens tilstandsvariable være mindre end 0,0001.
- Kunne beskrive anlæggets dynamiske egenskaber i mindst 60 sekunder efter enhver af ovenstående eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet.
- Være numerisk stabil ved gennemførelse af en simulering på minimum 60 sekunder uden påtrykning af et hændelsesforløb eller ændring af randbetingelser, hvor de simulerede værdier for aktiv effekt, reaktiv effekt, spænding og frekvens skal forblive konstante under hele simuleringsforløbet.
- Være numerisk stabil ved et momentant vektorspring på op til 20 grader i nettilslutningspunktet.
- Kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidsskridt i intervallet 1 til 10 ms.
- Ikke indeholde krypterede eller kompilerede dele (accepteres ikke), da den systemansvarlige virksomhed skal kunne kvalitetssikre resultaterne fra simuleringsmodellen og vedligeholde denne uden begrænsninger ved softwareopdatering m.m.

Det accepteres, at simuleringsmodellen i løbet af et gennemført simuleringsforløb giver enkelte fejlmeddelelser om manglende konvergens i forbindelse med påtrykte eksterne hændelser. Dette vil dog i udgangspunktet blive opfattet som modelimplementeringsmæssig imperfektion, hvor årsagen og forslag til afhjælpning af denne skal fremgå af den tilhørende modeldokumentation. Såfremt det kan dokumenteres, at simuleringsmodellens konvergensmæssige forhold har negativ indvirkning på anvendelsen af den systemansvarlige virksomheds samlede net- og systemmodel, vil den pågældende simuleringsmodel blive afvist.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugssystem indeholder flere parallelle enheder, skal simuleringmodellen kunne repræsentere forbrugssystemets egenskaber i nettilslutningspunktet, jf. ovenstående.

Simuleringmodellen skal leveres implementeret i seneste udgave af simuleringværktøjet DlgSILENT PowerFactory ved anvendelse af de indbyggede netkomponentmodeller og standardprogrammeringsfunktioner, hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m.

Data for netkomponenter og øvrige elektriske dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en fuldt funktionsdygtig simuleringmodel, som krævet i **Afsnit 2**.

Såfremt den stationære simuleringmodel er identisk med den beskrevne dynamiske simuleringmodel, bortfalder kravet om en separat stationær simuleringmodel.

3.1.2.4 Nøjagtighedskrav

Simuleringmodellen skal repræsentere det transmissionstilsluttede forbrugssystemets stationære og dynamiske egenskaber i nettilslutningspunktet. Simuleringmodellen skal således reagere tilstrækkeligt nøjagtigt i forhold til det fysiske anlægs stationære svar for et gyldigt stationært arbejds punkt og tilsvarende for det dynamiske svar i forbindelse med en ekstern hændelse i det kollektive elforsyningsnet.

Anlægsejeren skal sikre, at simuleringmodellerne er verificeret, fx på baggrund af målinger fra lignende transmissionstilsluttede forbrugssystemer eller målinger fra de hovedkomponenter, der udgør den overvejende del af forbrugssystemet.

3.1.3 Krav til harmonisk simuleringmodel

Simuleringmodellen for det samlede transmissionstilsluttede forbrugssystem skal repræsentere forbrugssystemets emission af harmoniske overtoner og passive harmoniske respons (harmonisk impedans) i frekvensområdet 50-2500 Hz i nettilslutningspunktet, gældende for forbrugssystemets definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor forbrugssystemets skal kunne drives.

Hvis det transmissionstilsluttede forbrugssystem er opbygget af enkelte enheder, der alle bidrager med emission af harmoniske, skal der leveres en aggregeret simuleringmodel, som er repræsentativ for den samlede emission fra forbrugssystemet samt det passive harmoniske respons set fra nettilslutningspunktet. Som alternativ til den aggregerede simuleringmodel kan en fuldt detaljeret simuleringmodel leveres, hvori alle relevante kilder til harmonisk emission og komponenter, der har en effekt på den harmoniske impedans, er inkluderet. Begge modeltyper skal være repræsentative for det transmissionstilsluttede forbrugssystemets samlede emission af heltals-harmoniske, angivet som RMS-spændinger, samt forbrugssystemets passive respons i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz set fra nettilslutningspunktet. Modellerne skal indeholde de relevante synkron-, invers- og nul-sekvensimpedanser i det specificerede frekvensområde med en frekvensopløsning på 1 Hz.

Såfremt en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, er det anlægsejerens ansvar at specificere en metode for summering af emission fra de harmoniske kilder, som forbrugssystemet består af. Dette kan enten gøres ved at specificere krav til fastsættelse af vinklen på Thévenin-spændingen for hver harmonisk frekvens, givet specifikt for hver harmonisk kilde, eller ved at benytte en summeringslov som eksempelvis angivet i IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems [3].

Benyttes en summeringslov, skal α -koefficienterne fastsættes af anlægsejeren. Der skal redegøres for valg af α -koefficienterne for alle harmoniske. For begge metoder er det anlægsejerens ansvar at redegøre for, at den anvendte metode giver et korrekt respons for det transmissionstilsluttede forbrugssystems samlede emission.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en komplet frekvensafhængig simuleringsmodel i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre mm. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.

Udbygges det transmissionstilsluttede forbrugssystem over tid, leveres en simuleringsmodel for hvert udbygningsstadium eller det beskrives, hvordan en samlet model benyttes til at repræsentere de enkelte udbygningsstadier. Omfanget af dette aftales mellem anlægsejeren og den systemansvarlige virksomhed.

Såfremt det transmissionstilsluttede forbrugssystems emission eller impedanser er afhængige af anlæggets arbejds punkt, skal modellen leveres ved tre effektområder ved nominel spænding og nul reaktiv effekt: $P = 0,0$ pu, $P = 0,5$ pu og $P = 1,0$ pu. Derudover skal det beskrives, hvordan reaktiv effekt påvirker den harmoniske emission og impedans. Det er anlægsejerens ansvar at dokumentere afhængighed af arbejds punktet samt at sikre korrekt implementering i modellerne.

3.1.3.1 Nøjagtighedskrav

Metoden, der anvendes til opstilling af simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede forbrugssystem, skal specificeres og godkendes af den systemansvarlige virksomhed. Bestemmes modelparametre ved måling, skal en målerapport vedlægges som dokumentation. Desuden skal der redegøres for, hvordan modelparametre fastsættes ud fra målerapportens resultater. Fastsettes modelparametre ved beregning eller simulering, skal den anvendte metode specificeres samt understøttes med eksempler på udledning af modelparametre.

3.1.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Ikke påkrævet.

3.1.5 Særlige krav til simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede forbrugssystemer - Kategori 6

3.1.5.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Til modellering af transmissionstilsluttede forbrugssystemer i kategori 6 skal anlægsejeren levere belastningsprofiler for samtlige nettilslutningspunkter, hvor et sådant forbrugssystem er tilsluttet transmissionssystemet.

Ved ændring i køreplaner, eller ved udbygning af køreledningsanlæg, kan den systemansvarlige virksomhed kræve opdaterede belastningsprofiler for relevante transmissionstilsluttede forbrugssystemer af den pågældende kategori.

Belastningsprofilerne leveres med angivelse af det transmissionstilsluttede forbrugssystems optag af aktiv og reaktiv effekt med en tidsopløsning på et sekund. Det aftales mellem den systemansvarlige virksomhed og anlægsejeren, hvilket tidsrum belastningsprofilerne skal dække. Belastningsprofilerne for samtlige nettilslutningspunkter skal være tidssynkroniserede, således at effektforbrugets samtidighed er korrekt repræsenteret.

For transmissionstilsluttede forbrugssystemer i kategori 6 kan modeldata leveres i et defineret regnearksformat.

3.1.5.1.1 Nøjagtighedskrav

Der stilles ikke krav til nøjagtighed. Anlægsejeren skal sikre, at den påkrævede dataudveksling sker på baggrund af konsoliderede data.

3.1.5.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Ikke påkrævet.

3.1.5.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel

Ikke påkrævet.

3.1.5.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Ikke påkrævet.

3.2 Transmissionstilsluttede distributionssystemer

3.2.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold)

Til modelleringen af transmissionstilsluttede distributionssystemer anvender den systemansvarlige virksomhed et generisk netækvivalent til repræsentation af distributionssystemet i skillefladen med transmissionssystemet, dvs. forbrug og produktion samt reaktive komponenter på aggregeret niveau, tilsluttet ab 60-10 kV for en given 150-132 kV station og/eller ab 60-10 kV for en given 60-10 kV station tilsluttet det pågældende distributionssystem, hvor dette detaljeringniveau er påkrævet.

I forbindelse med den løbende opdatering af den anvendte net- og systemmodel gennemfører den systemansvarlige virksomhed relevante modeltilpasninger og aggregeringer af forbrug og produktionsanlæg m.m. på stationsniveau på baggrund af opdaterede data for de beskrevne modelementer.

Trods forskelligheden i den regionale opbygning af, og driftsformen, for transmissionstilsluttede distributionssystemer, anvendes dette netækvivalent til repræsentation af de to grundlæggende nettopologier for distributionssystemer:

- Distributionssystemer drevet som *formaskede 60-10 kV netområder*, dvs. flersidet forsynet fra flere 150-132/60-30 kV stationer, hvormed distributionssystemet drives parallelt med transmissionssystemet.
- Distributionssystemer drevet som *afgrænsede 60-10 kV netområder*, dvs. ensidet forsynet fra én 150-132/60-10 kV station, hvormed paralleldrift mellem distributionssystemet og transmissionssystemet ikke finder sted under normal koblingstilstand.

Netækvivalentets grundstruktur ab 60-10 kV fremgår af **Bilag 1 og Bilag 2** og består af følgende modelementer:

- Det maksimalt tilsluttede forbrug (aggregeret niveau):
 - Konventionelt forbrug – aktiv effekt [MW].
 - Centrale varmepumper¹ – aktiv effekt [MW].
 - Centrale elkedler¹ – aktiv effekt [MW].
- Installeret produktionskapacitet (aggregeret niveau):
 - Ældre vindmøller (idriftsat før 2004) – aktiv effekt [MW].
 - Nye vindmøller (idriftsat efter 2004) – aktiv effekt [MW].
 - Decentrale kraftvarmeværker (aggregering af mindre anlæg) – aktiv effekt [MW].
 - Decentrale kraftvarmeværker (individuelle anlæg ≥ 10 MW) – aktiv effekt [MW].
 - Solcelleanlæg (aggregering af mindre anlæg) – aktiv effekt [MW].
 - Solcelleanlæg (individuelle anlæg ≥ 10 MW) – aktiv effekt [MW].
- Ækvivalent² for egengenerering af reaktiv effekt, hidrørende fra gennemført kabelægning af distributionssystemet – reaktiv effekt [Mvar].

¹ Dette elforbrug omfatter kun større centrale enheder tilsluttet ab 60-10 kV niveau. Mindre enheder forudsættes indregnet i det aggregerede konventionelle elforbrug.

² Dette ækvivalent beregnes på baggrund af oplysninger om den samlede mængde tilsluttet kabel ab 60-10 kV niveau.

- Mærkeeffekt og mærkespænding for installerede reaktive komponenter (reaktorer og kondensatorbatterier) – reaktiv effekt [Mvar].
- For reaktive komponenter kræves følgende supplerende oplysninger:
 - Er komponenten fasttilsluttet et kabelanlæg (JA/NEJ) ?
 - Er komponenten kobbelbar (JA/NEJ) ?
 - Er komponentens ydelse variabel (JA/NEJ) og i givet fald inden for hvilket interval [Mvar] ?
 - Kriterier for ind- og udkobling, fx anvendt hysteresis for tilladelig udveksling af reaktiv effekt i referencepunktet, eller andre lokale kriterier?

3.2.1.1 Modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder indeholder det anvendte netækivalentet, foruden relevante 150-132/60-10 kV stationer, en fuld repræsentation af 60-30 kV forbindelser og 60-30/10 kV stationer og tilhørende modelementer, jf. **Afsnit 3.2.1**, som indgår i det betragtede netområde. Dette udvidede modeldetaljeringsniveau er nødvendigt for at kunne sikre en korrekt repræsentation af spændings- og Mvar-reguleringen i skillefladen samt belastningsfordelingen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet. Dette er relevant ved identifikation af eventuelle driftsmæssige begrænsninger som følge af ovennævnte paralleldrift under normale driftsforhold samt i forbindelse med driftsmæssige omlægninger i transmissionssystemet eller distributionssystemet.

For transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder kræves følgende supplerende data for 60-30 kV distributionssystemer:

- Data for 60-30 kV forbindelser (kabler/luftledninger)
 - Entydig navngivning i henhold til nedenstående syntaks:
 - Stationsforkortelse³ (station A/knudepunkt A⁴ - forbindelsens startpunkt) = XXX
 - Stationsforkortelse (station B/knudepunkt B – forbindelsens slutpunkt) = YYY
 - Spændingsniveau = ZZ
 - Systemnummer = W
 - Eksemplificeret: XXX_ZZ_YYY-W/HEL_60_LYK-2
 - Elektriske data for hver delstrækning⁵:
 - Entydig ID⁶: "delstrækning 1", "delstrækning 2",...
 - Ledertype (kabel, luftledning, ledermateriale og ledertype/tværsnit).
 - Resistans [Ohm/km] angivet ved 20 °C - synkron og 0-komponent.
 - Induktans [Ohm/km] - synkron og 0-komponent.
 - Kapacitans [µF/km] - synkron og 0-komponent.
 - Nominel overføringsevne⁷ [A] for hver delstrækning.

³ Anvendte stationsforkortelser skal godkendes af Netplanlægningsafdelingen hos Energinet.

⁴ Begrebet "Station/knudepunkt" anvendes også ved navngivning af afgreningspunkter.

⁵ Begrebet "delstrækning" finder anvendelse for 60-30 kV forbindelser bestående af overgange mellem forskellige ledertyper, fx kabler og luftledninger, forskellige kabeltyper eller mastetyper, hvor de elektriske egenskaber kan være forskellige for de enkelte delstrækninger.

⁶ Delstrækning 1 har startpunkt i station A/knudepunkt A, jf. ovenstående syntaks.

⁷ Såfremt der anvendes forskellige overføringsevner for en given 60-30 kV forbindelse, fx ved indregning af vindtillæg for luftledninger, skal det oplyses i form af belastningstabeller i et defineret regnearksformat.

- Længde [km] af hver delstrækning.
- Topologikort (diagram) med entydig angivelse af normal koblingstilstand, herunder oplysninger om skillesteder (grænselægning) for det tilsluttede distributionssystem.
 - De til et netområde tilsluttede 60-30 kV stationer skal fremgå af topologikortet:
 - Anvendte 60-30 kV ring- og radialstrukturer skal fremgå af topologikortet.
- Oplysninger om forudsætninger for reserveforsyning af en given 150-132/60-10 kV station:
 - Forudsættes 60-10 kV stationsreserve (JA/NEJ) ?
 - Forudsættes 60-10 kV netreserve (JA/NEJ) ?
 - 60-30 kV reserveforbindelser skal angives, jf. **Afsnit 3.2.1.4.1.**

3.2.1.2 Modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som afgrænsede netområder kræves følgende supplerende data for 60-30 kV distributionssystemer:

- Topologikort (diagram) med entydig angivelse af normal koblingstilstand, herunder oplysninger om skillesteder (grænselægning) for det tilsluttede distributionssystem.
 - De til et netområde tilsluttede 60-30 kV stationer skal fremgå af topologikortet:
 - Anvendte 60-30 kV ring- og radialstrukturer skal fremgå af topologikortet.
- Oplysninger om forudsætninger for reserveforsyning af en given 150-132/60-10 kV station:
 - Forudsættes 60-10 kV stationsreserve (JA/NEJ) ?
 - Forudsættes 60-10 kV netreserve (JA/NEJ) ?
 - 60-30 kV reserveforbindelser skal angives, jf. **Afsnit 3.2.1.4.1.**

På forlangende skal anlægsejeren stille data for de i **Afsnit 3.2.1.1** beskrevne modelementer til rådighed for den systemansvarlige virksomhed.

3.2.1.3 Nøjagtighedskrav

Der stilles ikke krav til nøjagtighed. Anlægsejeren skal sikre, at den påkrævede dataudveksling sker på baggrund af konsoliderede data.

3.2.1.4 Øvrige modelkrav for transmissionstilsluttede distributionssystemer

3.2.1.4.1 Status for 60-30 kV reserveforbindelser

Til brug for vurdering af mulighederne for opretholdelse af regional/lokal forsyningsikkerhed, jf. Energinets Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV [4], herunder vurdering af behovet for etablering af stationsreserve for en given 150-132/60-10 kV station, skal simuleringsmodellen indeholde oplysninger om eksisterende 60-30 kV reserveforbindelser mellem vilkårlige 150-132/60-10 kV stationer, for hvilke reserveforsyningen aktuelt er baseret på disse reserveforbindelser.

3.2.1.4.2 Relæbeskyttelse anvendt ved 150-132/60-10 kV stationer

Til analyse af kritiske fejludkoblingstider for fejl⁸ i skillefladen mellem transmissionssystemet og distributionssystemet, herunder selektivitetsundersøgelser, kræves data for den forventede fejludkoblingstid ved korrekt fejludkobling via de primære relæbeskyttelsessystemer og tilsvarende fejludkoblingstiden ved udkobling via de anvendte reservebeskyttelsessystemer.

Konkret kræves nedenstående supplerende data for anvendte relæbeskyttelsessystemer for en given 150-132/60-10 kV station:

- Maksimal funktionstid (tid for udkobling af en vilkårlig, fejlramt netkomponent) [s] via de primære relæbeskyttelsessystemer.
- Maksimal funktionstid (tid for udkobling af en vilkårlig, fejlramt netkomponent) [s] via de anvendte reservebeskyttelsessystemer.

3.2.1.4.3 Frekvensaflastning

Til analyse af dynamiske forhold i forbindelse med større frekvensvariationer i det kollektive elforsyningsnet, herunder aktivering af den påkrævede frekvensaflastning jf. Teknisk forskrift TF 2.1.2, Automatisk og manuel elforbrugsaflastning [5], kræves data for den etablerede frekvensaflastning for det samlede forbrug tilsluttet en given 150-132/60-10 kV station.

Konkret kræves oplysninger om det anvendte princip for etableret frekvensaflastning, opdelt på nettilslutningspunkt og spændingsniveau:

- Forbrugsudkobling – effekt [MW] udkoblet for hvert anvendt trin.
- Aktiveringsniveau – frekvens [Hz] indstilling for hvert anvendt trin.
- Tidsforsinkelse – tid [s] indstilling for hvert anvendt trin.

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder angives ovenstående oplysninger for de 60-10 kV stationer, hvor frekvensaflastningen er etableret.

3.2.1.4.4 Systemværn

Til analyse af dynamiske forhold i det kollektive elforsyningsnet, fx i forbindelse med regionale eller lokale driftsforstyrrelser, hvor der sker aktivering af systemværn eller anden supplerende anlægsbeskyttelse i det transmissionstilsluttede distributionssystem til fx udkobling eller nedregulering af decentral produktion, kræves data for disse installerede systemværn.

⁸ Dette omfatter udelukkende samleskinfejl eller fejl på netkomponenter (transformere, kabler samt luftledninger m.m.), som er tilsluttet en 150-132/60-10 kV station.

Konkret kræves oplysninger om det anvendte princip for etablerede systemværn, opdelt på nettilslutningspunkt og spændingsniveau:

- Produktionskapacitet – effekt [MW] omfattet af systemværnet.
- Aktiveringskriterier for det anvendte systemværn – fx relæ- og afbryderlogik eller SCADA-initiering.
- Aktiveringsniveau⁹ – fx overstrøm[A].
- Tidsforsinkelse – tid [s] for aktivering af systemværnet.
- Reguleringshastighed – effektgradient [MW/s], hvormed produktionen ændres.

Gældende for transmissionstilsluttede distributionssystemer drevet som formaskede netområder angives ovenstående oplysninger for de 60-10 kV stationer, hvor systemværn er etableret.

3.2.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Ikke påkrævet.

De i **Afsnit 1** beskrevne net- og systemanalyser gennemføres i RMS-tidsdomænet (Root Mean Square), hvor de pågældende simuleringer typisk omfatter analyse af systemsvaret i forbindelse med kortslutningsfejl eller ved spændings- og frekvensafvigelse i det kollektive elforsyningsnet. Simuleringsmodellen forudsættes anvendt ved analyser af scenarier omfattende alle driftstilstande beskrevet i [2] for det kollektive elforsyningsnet, herunder normal, skærpet og nøddrift samt reetablering efter en omfattende driftsforstyrrelse. Simuleringstiden er typisk 60 sekunder.

Det skal bemærkes, at i forbindelse med nettilslutning af produktionsanlæg (Type C og Type D) modtager den systemansvarlige virksomhed validerede dynamiske simuleringsmodeller for disse specifikke anlæg. Modelkravet vedrørende dynamisk simuleringsmodel for transmissionstilsluttede distributionssystemer omfatter derfor udelukkende opdaterede data for de i **Afsnit 3.2.1** beskrevne modelementer.

I forbindelse med den løbende opdatering af den anvendte net- og systemmodel gennemfører den systemansvarlige virksomhed relevante modeltilpasninger og aggregeringer af produktionsanlæg og forbrug m.m. på stationsniveau på baggrund af opdaterede data for de beskrevne modelementer.

Der eksisterer ikke et datagrundlag til en mere detaljeret modeldannelse af spændings- og frekvensafhængigheden for transmissionstilsluttede distributionssystemer, hvorfor dette for nuværende sker med udgangspunkt i standardværdier på aggregeret niveau.

3.2.3 Krav til harmonisk simuleringsmodel

Simuleringsmodellen for det samlede transmissionstilsluttede distributionssystem skal repræsentere distributionssystemets emission af harmoniske overtoner og passive harmoniske respons (harmonisk impedans) i frekvensområdet 50-2500 Hz i nettilslutningspunktet, gældende for distributionssystemets definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor distributionssystemet skal kunne drives.

⁹ Såfremt der anvendes trinvis aktivering og nedregulering, skal dette angives og beskrives.

Hvis det transmissionstilsluttede distributionssystem er opbygget af enkelte enheder, der alle bidrager med emission af harmoniske, skal der leveres en aggregeret simuleringsmodel, som er repræsentativ for den samlede emission fra distributionssystemet samt det passive harmoniske respons set fra nettilslutningspunktet. Som alternativ til den aggregerede simuleringsmodel kan en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, hvori alle relevante kilder til harmonisk emission og komponenter, der har en effekt på den harmoniske impedans, er inkluderet. Begge modeltyper skal være repræsentative for det transmissionstilsluttede distributionssystemets samlede emission af heltals-harmoniske, angivet som RMS-spændinger, samt distributionssystemets passive respons i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz set fra nettilslutningspunktet. Modellerne skal indeholde de relevante synkron-, invers- og nul-sekvensimpedanser i det specificerede frekvensområde med en frekvensopløsning på 1 Hz.

Såfremt en fuldt detaljeret simuleringsmodel leveres, er det anlægsejerens ansvar at specificere en metode for summering af emission fra de harmoniske kilder, som distributionssystemet består af. Dette kan enten gøres ved at specificere krav til fastsættelse af vinklen på Thévenin-spændingen for hver harmonisk frekvens, givet specifikt for hver harmonisk kilde, eller ved at benytte en summeringslov som eksempelvis angivet i [3].

Benyttes en summeringslov, skal α -koefficienterne fastsættes af anlægsejeren. Der skal redegøres for valg af α -koefficienterne for alle harmoniske. For begge metoder er det anlægsejerens ansvar at redegøre for, at den anvendte metode giver et korrekt respons for det transmissionstilsluttede distributionssystemets samlede emission.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringniveau, som muliggør opbygning af en komplet frekvensafhængig simuleringsmodel i frekvensområdet 50 Hz til 2500 Hz. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre mm. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.

Udbygges det transmissionstilsluttede distributionssystem over tid, leveres en simuleringsmodel for hvert udbygningsstadium, eller det beskrives, hvordan en samlet model benyttes til at repræsentere de enkelte udbygningsstadier. Omfanget af dette aftales mellem anlægsejeren og den systemansvarlige virksomhed.

Såfremt det transmissionstilsluttede distributionssystemets emission eller impedanser er afhængige af anlæggets arbejds punkt, skal modellen leveres ved tre effektområder ved nominal spænding og nul reaktiv effekt: $P = 0,0$ pu, $P = 0,5$ pu og $P = 1,0$ pu. Derudover skal det beskrives, hvordan reaktiv effekt påvirker den harmoniske emission og impedans. Det er anlægsejerens ansvar at dokumentere afhængigheden af arbejds punkt samt at sikre korrekt implementering i modellerne.

3.2.3.1 Nøjagtighedskrav

Metoden, der anvendes til opstilling af simuleringsmodellen for det transmissionstilsluttede distributionssystem, skal specificeres og godkendes af den systemansvarlige virksomhed. Bestemmes modelparametre ved måling, skal en målerapport vedlægges som dokumentation. Desuden skal der redegøres for, hvordan modelparametre fastsættes ud fra målerapportens

resultater. Fastsættes modelparametre ved beregning eller simulering, skal den anvendte metode specificeres samt understøttes med eksempler på udledning af modelparametre.

3.2.4 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Ikke påkrævet.

3.2.5 Særlige forhold for distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevilingsområder

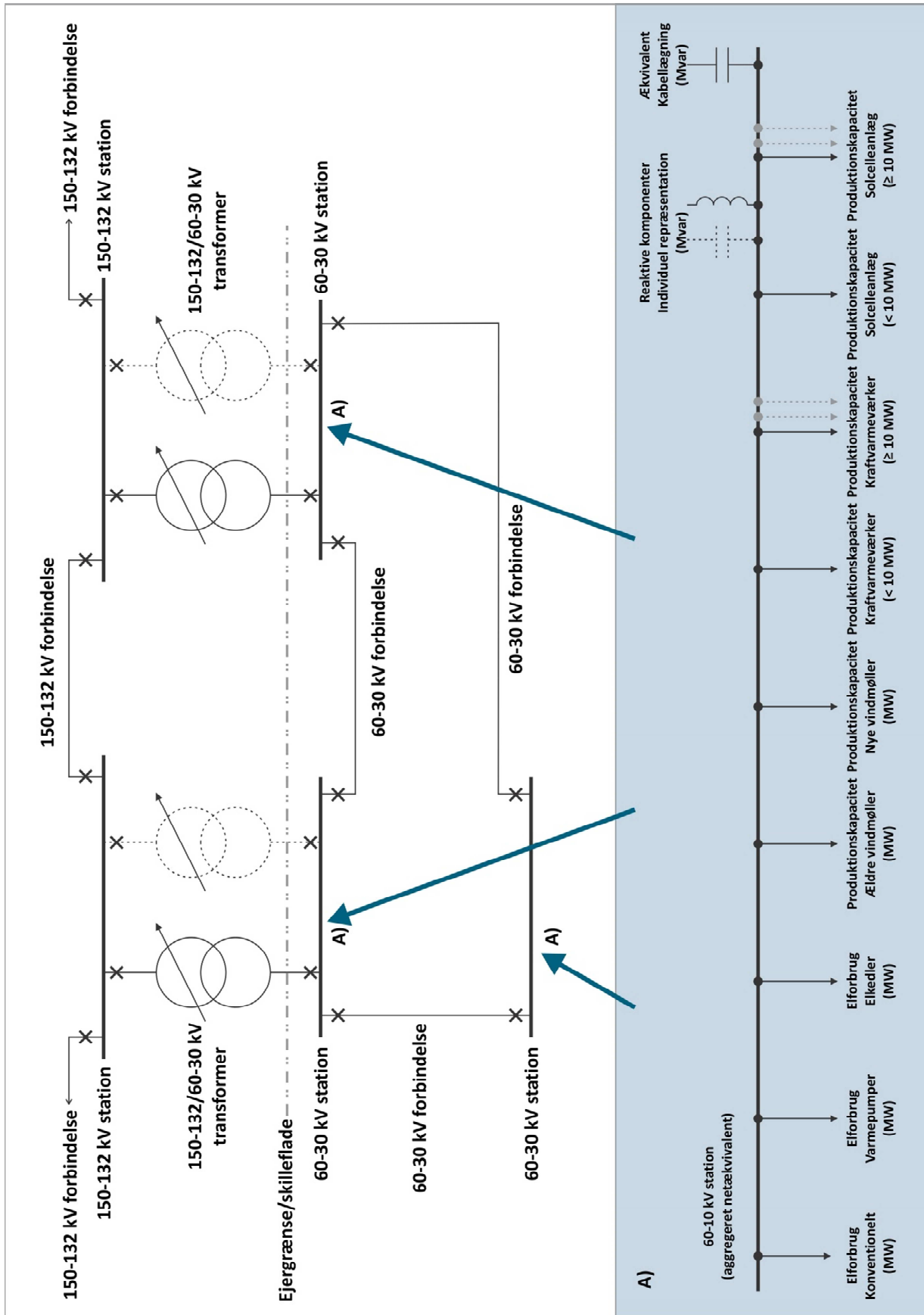
For transmissionstilsluttede distributionssystemer omfattende flere anlægsejere eller bevilingsområder tilsluttet en given 150-132/60-10 kV station, har ejeren af nettilslutningspunktet¹⁰ ansvaret for fremsendelse af for de i **Afsnit 3.2** beskrevne modelementer til den systemansvarlige virksomhed.

¹⁰ Nettilslutningspunktet defineres som 60-10 kV terminalerne for en 150-132/60-10 kV transformer, jf. den definerede ejergænse.

4. Referencer

1. Kommissionens Forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (DCC).
2. Kommissionens Forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (SO GL).
3. IEC 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
4. Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV, Energinet, maj 2013.
5. Teknisk forskrift TF 2.1.2 Automatisk og manuel elforbrugsaflastning, Energinet, juni 2014

Bilag 1 – Netækvivalent for formaskede 60-10 kV netområder



Bilag 2 – Netækvivalent for afgrænsede 60-10 kV netområder

