

ANNEX B

HVDC - 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:
 28. september 2018

Forfatter:
 AIE

A	Offentlig udgave	AIE		FBN	JBO	28. september 2018
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	REVIEWED	CHECKED	APPROVED	DATE

NR.	TEKST	VERSION	DATO

Nærværende kravspecifikation omfatter Energinets krav til simuleringsmodeller i forbindelse med nettilslutning af HVDC-anlæg. Kravspecifikationen indgår som baggrund i forbindelse med implementering af EU forordning 2016/1447, High Voltage Direct Current (HVDC), og omhandler således krav til HVDC-anlæg.

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	4
3. Modeltekniske krav	5
3.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold og kortslutningsforhold).....	5
3.1.1 Nøjagtighedskrav.....	6
3.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)	6
3.2.1 Nøjagtighedskrav.....	9
3.2.2 Nøjagtighedskrav i forbindelse med eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet	9
3.2.3 Nøjagtighedskrav i forbindelse med ændringer af HVDC-anlæggets arbejds punkt	10
3.3 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)	11
3.3.1 Modelleverance.....	12
3.3.2 Nøjagtighedskrav.....	13
3.4 Krav til harmonisk simuleringsmodel.....	13
3.4.1 Nøjagtighedskrav.....	14
4. Verifikation af simuleringsmodel	14
4.1 Verifikationskrav til stationær simuleringsmodel (stationære og kortslutningsforhold)14	
4.2 Verifikationskrav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)	14
4.2.1 Påkrævet signalomfang ved verifikation af HVDC-anlæg.....	15
4.3 Verifikationskrav til transient simuleringsmodel (EMT-model)	15
4.4 Verifikationskrav til harmonisk simuleringsmodel	15
5. Referencer	16
Bilag 1	17

1. Baggrund

Den igangværende omstilling af elsystemet, hvor konventionelle HVDC-anlæg gradvist udfases og erstattes af mere komplekse HVDC-anlæg, medfører, at den systemansvarlige virksomhed har behov for større indsigt i 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 HVDC-anlæg. Til dette formål kræves opdaterede og retvisende simuleringsmodeller for nettilsluttede forbrugs-, produktions- og HVDC-anlæg.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyse af transmissions- og distributionsnettets stationære og dynamiske forhold, herunder spændings-, frekvens- og rotorvinkelstabilitet, kortslutningsforhold, transiente fænomener samt harmoniske forhold. Simuleringsmodellen skal gøre det muligt at gennemføre analyser af power flow, balancerede og ubalancerede fejl, low-voltage ride-through (LVRT) begivenheder, harmoniske, flicker, væsentlige spændingsændringer, samspil med andet elektronisk udstyr og subsynkrone oscillationer. Alle simuleringsmodeller skal kunne vise de specificerede driftsforhold.

2. Generelle krav til simuleringsmodel

Anlægsejeren skal stille simuleringsmodeller til rådighed for den systemansvarlige virksomhed [1], hvor disse simuleringsmodeller på korrekt vis skal afspejle HVDC-anlæggets egenskaber både i stationær og quasi-stationær tilstand. Til brug ved tidsdomæneanalyser skal anlægsejeren desuden stille en dynamisk simuleringsmodel (RMS-model) og en transient simuleringsmodel (EMT-model) til rådighed for den systemansvarlige virksomhed. Til analyse af harmoniske forhold i det kollektive elforsyningsnet, herunder HVDC-anlæggets 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 HVDC-anlæg er:

- Stationær simuleringsmodel
- RMS-simuleringsmodel
- EMT-simuleringsmodel
- Harmonisk simuleringsmodel

Anlægsejeren er ansvarlig for, at en sådan modelfremsendelse finder sted til rette tid i henhold til den gældende procedure for nettilslutning af HVDC-anlæg og forordningens øvrige bestemmelser.

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

Såfremt HVDC-anlægget indeholder eksterne komponenter, fx af hensyn til overholdelse af nettilslutningskravene eller til levering af kommercielle systemydelse, skal simuleringsmodellen indeholde den nødvendige repræsentation af disse komponenter, gældende for alle påkrævede modeller.

Anlægsejeren skal, fra HVDC-anlæggets 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 endeligt idriftsatte HVDC-anlæg.

For et eksisterende HVDC-anlæg, hvor der foretages væsentlige ændringer af HVDC-anlæggets egenskaber, skal anlægsejeren stille en opdateret¹ og dokumenteret simuleringsmodel til rådighed for det ombyggede anlæg.

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

2.1 Overordnet dokumentationskrav

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 maksimale anvendelige tidskridt for den anvendte ligningsløser i forbindelse med gennemførelse af dynamiske og transiente simuleringer m.m.

Brugervejledningen skal desuden omfatte beskrivelser af de i simuleringsmodellen implementerede kontrol-, beskyttelses- og reguleringsfunktioner til brug ved evaluering af HVDC-anlæggets 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 relationer til anvendte målepunkter, deres måleenheder og anvendte baseværdier for disse.
- En samlet parameterliste, hvor alle parameterværdier skal kunne genfindes i de medfølgende datablade for hovedkomponenter, blokdiagrammer og overføringsfunktioner m.m.
- Beskrivelse af opsætning og initialisering af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne. Herunder nøjagtigheden af modellen, fx. under hensyntagen til båndbredde; nøjagtigheden skal dokumenteres ved en sammenligning mellem målte data og modeloutput.
- Grænseværdier som maximal trinstørrelse, software-versioner, compiler-versioner m.v.
- 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.

¹ Den nødvendige modelopdatering omfatter kun de 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 HVDC-anlæg. Hvor dette ikke er tilfældet, vil en væsentlig ændring af HVDC-anlægget medføre krav om en komplet og fuldt dokumenteret simuleringsmodel i henhold til denne modelkravspecifikation.

3. Modeltekniske krav

3.1 Krav til stationær simuleringsmodel (stationære forhold og kortslutningsforhold)

Simuleringsmodellen for det samlede HVDC-anlæg skal repræsentere anlæggets stationære og quasi-stationære egenskaber i nettilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor HVDC-anlægget skal kunne drives.

Quasi-stationære egenskaber omfatter i denne sammenhæng HVDC-anlæggets egenskaber i forbindelse med en kortslutning i nettilslutningspunktet eller et vilkårligt sted i det kollektive elforsyningsnet. En kortslutning kan her 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.

Den stationære simuleringsmodel skal:

- Understøttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede moduler i modellen.
- Indeholde beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende parametre.
- Indeholde beskrivelser af opsætning af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne.
- Indeholde karakteristikker for HVDC-anlæggets stationære driftsområder for aktiv og reaktiv effekt, således at simuleringsmodellen ikke fejlagtigt drives i et ugyldigt arbejds punkt.
- Muliggøre anvendelse af samtlige påkrævede reguleringsfunktioner for reaktiv effekt:
 - Effektfaktorregulering ($\cos \phi$ -regulering) med angivelse af referencepunktet.
 - Q-regulering (Mvar-regulering) med angivelse af referencepunktet.
 - Spændingsregulering inklusive parametre for anvendt droop/kompounding med angivelse af referencepunktet.
- Kunne benyttes til simulering af effektivværdier i de enkelte faser under symmetriske hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet.
- Kunne benyttes til simulering af effektivværdier 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.

Simuleringsmodellen for HVDC-anlægget skal have et indhold og et detaljeringniveau, så de uden videre kan integreres i en større net- og systemmodel, som anvendt af den systemansvarlige virksomhed, og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i **Afsnit 2**.

Simuleringsmodellen skal leveres implementeret i seneste udgave af simuleringsværktøjet DigSILENT PowerFactory ved anvendelse af de indbyggede netkomponentmodeller og standardprogrammeringsfunktioner, hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m. Den anvendte modelimplementering må ikke forudsætte anvendelse af særlige indstillinger for, eller afvigelse fra, standardindstillingerne for simuleringsværktøjets numeriske ligningsløser eller på anden måde forhindre integration mellem den af anlægsejeren leverede simuleringsmodel og en større net- og systemmodel, som anvendt af den systemansvarlige virksomhed.

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

Såfremt den stationære simuleringsmodel er identisk med den i **Afsnit 3.2** beskrevne dynamiske simuleringsmodel, bortfalder kravet om en separat stationær simuleringsmodel.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i **Afsnit 4**.

3.1.1 Nøjagtighedskrav

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske HVDC-anlæg.

3.2 Krav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Den dynamiske simuleringsmodel for det samlede HVDC-anlæg (inklusive egetforbrugsanlæg) skal repræsentere anlæggets stationære og dynamiske egenskaber i nettilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante netforhold, hvor HVDC-anlægget skal kunne drives. Modellen skal indeholde alle elektriske hovedkomponenter, kontrol-, beskyttelses- og reguleringsfunktioner.

Modellen skal opbygges som beskrevet i nedenstående afsnit (frem til og med **Afsnit 3.2.3**), med mindre der ved aftale om tilslutning kan træffes aftale om andet.

Modellen skal tage hensyn til nedenstående eksterne hændelser, eller kombinationer af disse eksterne hændelser, i det kollektive elforsyningsnet:

- Anlægsnære fejl set fra nettilslutningspunktet i henhold til den påkrævede FRT-karakteristik [1], hvor en kortslutning her kan antage form som:
 - En fase-jord kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
 - En tofasnet kortslutning uden eller med jordberøring med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
 - En trefaset kortslutning med en vilkårlig impedans i fejlstedet.
- Udkobling af, og mulig efterfølgende automatisk genindkobling af, en vilkårlig fejlrant netkomponent i det kollektive elforsyningsnet, jf. ovenstående fejlforløb, og det afledte vektorspring i nettilslutningspunktet.
- Manuel ind- eller udkobling (uden forudgående fejl) af en vilkårlig netkomponent i det kollektive elforsyningsnet og det afledte vektorspring i nettilslutningspunktet.
- Spændingsforstyrrelser og tenderende spændingskollaps med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimuleringstid, jf. nedenstående, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for HVDC-anlæggets overgang til en ny stationær tilstand.
- Frekvensforstyrrelser med en varighed indenfor den påkrævede minimumssimuleringstid, jf. nedenstående, og som minimum indenfor indsvingningsforløbet for HVDC-anlæggets overgang til en ny stationær tilstand.
- Aktivering af et pålagt systemværn (via et eksternt signal) til hurtig regulering af HVDC-anlæggets aktive effektudveksling i henhold til en foruddefineret slutværdi og gradient.

Den dynamiske simuleringsmodel skal:

- Understøttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder Laplace-domæne-overføringsfunktioner, sekvensdiagrammer for anvendte state machines samt funktionsbeskrivelser af anvendte aritmetiske, logiske og sekvensstyrede moduler i simuleringsmodellen.
- Indeholde beskrivelser af og tilhørende parametre for de enkelte modelkomponenter, herunder mætning, ulinearitet, dødbånd, tidsforsinkelser og begrænserefunktioner samt look-up tabeldata og anvendte principper for interpolation m.m.
- Indeholde beskrivelser og entydige angivelser af simuleringsmodellens indgangs- og udgangssignaler, hvor dette som minimum skal omfatte følgende:
 - Aktiv effekt
 - Reaktiv effekt
 - Setpunkter for:
 - Aktiv effektregulering
 - Effektfaktorregulering ($\cos \phi$ -regulering)
 - Q-regulering (Mvar-regulering)
 - Spændingsregulering inklusive parametre for anvendt droop/compounding
 - Frekvensregulering (statik og dødbånd)
 - Systemvænsindgreb (slutværdi og gradient for regulering af aktiv effekt)
 - Emergency Power Control (EPC-P)
 - Emergency Reactive Power Control (EPC-Q)
 - Runback
 - Power Oscillation Damping (POD)
 - Frekvensregulering
 - Dødstart af AC-systemet
 - Signal for aktivering af systemværn
 - Styresignaler for eventuelle eksterne netkomponenter, fx STATCOMs eller energilagringenheder m.m.
- Indeholde beskrivelser af opsætning og initialisering af simuleringsmodellen samt eventuelle begrænsninger for anvendelsen af denne.
- Indeholde samtlige påkrævede reguleringsfunktioner [1].
- Indeholde relevante beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved eksterne hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet, implementeret i form af blokdiagrammer med angivelse af overføringsfunktioner og sekvensdiagrammer for de enkelte elementer.
- Indeholde samtlige kontrolfunktioner², som kan aktiveres ved alle relevante hændelser og fejl i det kollektive elforsyningsnet.
- Indeholde HVDC-anlæggets effekt- og hastighedsregulator.
- Indeholde en samlet mekanisk svingningsmassemodel for HVDC-anlæggets drivtog, inklusive dokumentation af inertikonstanter, egenfrekvenser samt fjeder- og dæmpningskonstanter for hvert af drivtogets masselementer, såfremt dette er relevant for repræsentationen af HVDC-anlæggets stationære og dynamiske egenskaber.
- 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.

² Kontrolfunktioner i relation til HVDC-anlæggets pålagte *fault-ride through* egenskaber, herunder dynamisk spændingsstøtte i forbindelse med et spændingsdyk.

- 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 simuleringens modellens tilstandsvariable være mindre end 0,0001.
- Kunne beskrive HVDC-anlæggets dynamiske egenskaber i mindst 60 sekunder efter enhver af ovenstående setpunktsændringer og 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 simuleringforløbet.
- Kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidsskridt; foretrukket til at være 2 til 5 ms, men skal være i intervallet 1 til 10 ms.
- Være numerisk stabil ved et momentant vektorspring på op til 20 grader i nettilslutningspunktet.
- Ikke indeholde krypterede eller kompilerede dele (accepteres ikke), da den systemansvarlige virksomhed skal kunne kvalitetssikre resultaterne fra simuleringens modellen og vedligeholde denne uden begrænsninger ved softwareopdatering m.m.

Det accepteres, at simuleringens modellen i løbet af et gennemført simuleringforløb 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 simuleringens modellens konvergensmæssige forhold har negativ indvirkning på anvendelsen af den systemansvarlige virksomheds samlede net- og systemmodel, vil den pågældende simuleringens model blive afvist.

Simuleringens modellen for HVDC-anlægget skal have et indhold og et detaljeringens niveau, så de uden videre kan integreres i en større net- og systemmodel, som anvendt af den systemansvarlige virksomhed, og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringens model, som krævet i **Afsnit 2**.

Såfremt HVDC-anlægget indeholder eksterne komponenter, fx af hensyn til overholdelse af nettilslutningskravene eller til levering af kommercielle systemydelser, skal simuleringens modellen indeholde den nødvendige repræsentation af disse komponenter som krævet i **Afsnit 2**.

Simuleringens modellen skal leveres implementeret i seneste udgave af simuleringens værktøjet DigSILENT PowerFactory ved anvendelse af de indbyggede netkomponentmodeller og standardprogrammeringsfunktioner, hvilket skal afspejles i den anvendte modelstruktur m.m. Den anvendte modelimplementering må ikke forudsætte anvendelse af særlige indstillinger for, eller afvigelser fra, standardindstillingerne for simuleringens værktøjets numeriske ligningsløser eller på anden måde forhindre integration mellem den af anlægsejeren leverede simuleringens model og en større net- og systemmodel, som anvendt af den systemansvarlige virksomhed.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringens niveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringens model, som krævet i **Afsnit 2**.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i **Afsnit 4**.

3.2.1 Nøjagtighedskrav

Simuleringsmodellen skal repræsentere HVDC-anlæggets stationære og dynamiske egenskaber i nettilslutningspunktet. Simuleringsmodellen 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 setpunktsændring eller en ekstern hændelse i det kollektive elforsyningsnet.

Anlægssejeren skal sikre, at simuleringsmodellerne er verificeret med resultaterne af de påkrævede overensstemmelsesprøvninger [1] samt relevante test- og verifikationsstandarder [5, 6] og fremsende den nødvendige dokumentation herfor.

Eftersom modelverifikationen omfatter HVDC-anlæggets stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet, og tilsvarende i forbindelse med setpunktsændringer for anlæggets udveksling af aktiv og reaktiv effekt, er det hensigtsmæssigt at definere nøjagtighedskrav og behandle verifikationsproceduren for disse forhold separat, som beskrevet i de efterfølgende afsnit.

3.2.2 Nøjagtighedskrav i forbindelse med eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet

Begrebet eksterne hændelser omfatter i denne sammenhæng momentane spændingsændringer målt i HVDC-anlæggets nettilslutningspunkt, fx i forbindelse med kortslutning af en netkomponent eller i forbindelse med manuel kobling med en netkomponent i det kollektive elforsyningsnet. Test og verifikation af et HVDC-anlægs stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med sådanne eksterne hændelser gennemføres typisk kun i sammenhæng med certificering og typegodkendelse af det pågældende HVDC-anlæg. Disse standardtests gennemføres normalt for et enkeltanlæg, hvor en veldefineret spændingsprofil påtrykkes HVDC-anlægget, typisk på højspændingssiden af den anvendte maskintransformer.

Det primære formål med disse standardtests er verifikation og certificering af HVDC-anlæggets overholdelse af de påkrævede FRT-egenskaber, herunder krav om levering af dynamisk spændingsstøtte (reaktiv tillægsstrøm I_Q) under fejlforløbet i henhold til den definerede karakteristik [1]. Resultaterne af disse standardtests anvendes ved den efterfølgende verifikation af de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringsmodel.

De til modelverifikationen anvendte standardtests skal gennemføres og dokumenteres i henhold til definitioner og beskrivelser givet ved [6].

Modelverifikationen er baseret på evaluering af simuleringsmodellens statistiske nøjagtighed, hvor nøjagtigheden fastlægges på baggrund af beregning af afvigelsen mellem modellens simulerede svar og den tilsvarende målte værdi, hvormed afvigelsen defineres som: $X_E(n) = X_{sim}(n) - X_{m\ddot{a}lt}(n)$. Den beregnede afvigelse evalueres ved anvendelse af nedenstående statistiske kriterier defineret i [6].

- MXE - Den maksimale afvigelse (the maximum error).
- ME – Den gennemsnitlige afvigelse (the mean error).
- MAE – Den gennemsnitlige (absolutte) afvigelse (the mean absolute error).

Bilag 1 viser, hvilke af HVDC-anlæggets elektriske signaler der er omfattet af ovenstående nøjagtighedskrav.

For at sikre en objektiv vurdering af simuleringsmodellens nøjagtighed skal følgende kvantitative krav være opfyldt for hver af de gennemførte standardtests, idet de for modellen beregnede afvigelser skal være mindre end eller lig med de i **Tabel 1** angivne tilladelige afvigelser for hver af de definerede tidsperioder (pre-fault, fault og post-fault) [6].

		Synkron- og inverterkomponenter											
		Aktiv effekt			Reaktiv effekt			Strøm (aktiv komponent)			Strøm (reaktiv komponent)		
		MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE	MXE	ME	MAE
Tilladelig afvigelse	Pre-fault	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120	0,150	±0,100	0,120
	Fault	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,500	±0,300	0,400	0,170	±0,150	0,170
	Post-fault	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170	0,170	±0,150	0,170

Tabel 1 Nøjagtighedskrav - tilladelige afvigelse

Nøjagtighedskravet til den påkrævede simuleringsmodel betragtes som værende opfyldt, såfremt samtlige af de definerede tolerancer i forhold til tilladelig afvigelse er opfyldte.

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske HVDC-anlæg.

3.2.3 Nøjagtighedskrav i forbindelse med ændringer af HVDC-anlæggets arbejds punkt

Begrebet *ændringer af HVDC-anlæggets arbejds punkt* omfatter i denne sammenhæng manuelle ændringer af HVDC-anlæggets stationære arbejds punkt, fx i forbindelse med en setpunktsændring for anlæggets overførsel af aktiv effekt eller tilsvarende ændring af setpunktet for de øvrige påkrævede reguleringsfunktioner. Test og verifikation af et HVDC-anlægs stationære og dynamiske egenskaber i forbindelse med sådanne setpunktsændringer gennemføres typisk i sammenhæng med de påkrævede overensstemmelsesprøvninger [1].

Det primære formål med disse standardtests er verifikation af HVDC-anlæggets overholdelse af de påkrævede stationære og dynamiske egenskaber i nettilslutningspunktet, herunder overholdelse af de definerede krav i forhold til fx reaktionstid og reguleringsgradienter, aktiveringsniveauer for regulerings- og begrænsersfunktioner samt verifikation af HVDC-anlæggets arbejdsområde m.m.

Resultaterne af disse standardtests anvendes ved den efterfølgende verifikation af de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringsmodel.

De til modelverifikationen anvendte standardtests skal gennemføres og dokumenteres i henhold til definitioner og beskrivelser givet ved [6].

Som minimum skal følgende af simuleringsmodellens reguleringsfunktioner inkluderes i modelverifikationen:

- Aktiv effektregulering.
- Reaktiv effektregulering:
 - Effektfaktor-regulering ($\cos \phi$ -regulering).
 - Q-regulering (Mvar-regulering).
- Spændingsregulering (spændingsreferencepunkt i nettilslutningspunktet).
- Frekvensregulering (påkrævede reguleringsfunktioner).
- Systemværnsindgreb (slutværdi og gradient for nedregulering af aktiv effekt) – hvis pålagt.

Simuleringsmodellens nøjagtighed i forhold til de påkrævede reguleringsfunktioner skal verificeres på baggrund af beregning af afvigelsen i modellens simulerede svar i forhold til den tilsvarende målte værdi.

Bilag 1 viser, hvilke af HVDC-anlæggets elektriske signaler der er omfattet af ovenstående nøjagtighedskrav.

For at sikre en objektiv vurdering af simuleringsmodellens nøjagtighed skal følgende kvantitative krav, som er gældende for HVDC-anlæggets steprespons, være opfyldt for hver af de gennemførte standardtests, idet de for modellen beregnede afvigelser skal være mindre end eller lig med de i **Tabel 2** angivne tilladelige afvigelser.

	Rise time	Reaction time	Settling time	Overshoot	Steady state
	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$	$X_E = X_{sim} - X_{m\ddot{a}lt}$
Tilladelig afvigelse	< 20 ms	< 20 ms	< 20 ms	< 10 %	< 2 % af $P_{nominel}$

Tabel 2 Nøjagtighedskrav - tilladelige afvigelse

Nøjagtighedskravet til den påkrævede simuleringsmodel betragtes som værende opfyldt, såfremt samtlige af de definerede tolerancer i forhold til tilladelig afvigelse er opfyldte.

Simuleringsmodellen må generelt ikke vise egenskaber, der ikke kan påvises for det fysiske HVDC-anlæg.

3.3 Krav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Anlægsejer har til ansvar at levere en transient simuleringsmodel af HVDC-anlægget til den systemansvarlige virksomhed i henhold til nedenstående specifikation:

- EMT-modellen skal udvikles og leveres til PSCAD/EMTDC i softwareversionen fastsat af den systemansvarlige virksomhed.
- Hvis HVDC-anlægget består af flere delanlæg, skal EMT-modellen kunne repræsentere det enkelte delanlæg.
- Begge modeller skal være gældende fra 0 Hz til frekvenser i den højeste ende af slow-front transient range som defineret i henhold til IEC 60071-1, tabel 1. Herudover skal modellerne være gældende ved steady-state betingelser som inkluderer de harmoniske egenskaber i HVDC-forbindelsen.
- EMT-modellen må indeholde prækompilerede og krypterede dele, sådanne dele må ikke give udfordringer, når den systemansvarlige virksomhed skal inkludere modellen i de eksisterende modeller. EMT-modellen skal være DLL-baseret og kunne benyttes med Intel Fortran fra version 12 til og med senest udgivne på datoen for kontraktunderskrivning mellem anlægsejer og producenten af HVDC-enheden. Afhængighed af PSCAD versionsopdatering accepteres, under forudsætning af at EMT-modellen benytter standardkomponenter, der er tilgængelige for brugeren.
- Simuleringstidspunkt for påbegyndelse af EMT-modellens injektion af tilsyneladende effekt skal kunne indstilles af brugeren.
- Simuleringstidspunkt for aktivering af HVDC-anlæggets beskyttelsessystemer i EMT-modellen skal kunne indstilles af brugeren.

- EMT-modellen skal valideres for simuleringer ved forskellige simuleringstidskridt. Modellen skal give tilnærmelsesvis samme resultater ved transiente simuleringer med ethvert tidskridt i det gyldige interval. Højeste mulige tidskridt skal angives i brugervejledningen.
- EMT-modellen skal kunne optræde funktionelt flere gange i samme PSCAD-simuleringsfil, uden at dette leder til at væsentlige ændringer skal foretages. Derfor skal EMT-modellen kunne indgå som adskillige "definitions" eller adskillige "instances". Hvis modellen indeholder et alternativ til brug af adskillige "definitions" eller "instances", skal dette beskrives i brugervejledningen.
- EMT-modellen skal understøtte brug af PSCAD/EMTDCs "snapshot"-funktion. Det påkræves, at modellen viser samme svar med og uden brug af snapshot-funktionen.
- Modellen skal kunne initialiseres på maksimalt 3 sekunders simuleringstid.
- EMT-modellen skal repræsentere alle komponenter, reguleringssystemer og beskyttelsessystemer relevante for EMT-analyser.
- Alle for EMT-analyser relevante funktionsindstillinger i HVDC-anlæggets reguleringssystem, der kan ændres enten lokalt eller ved fjernkontrol, skal være tilgængelige parametre i simuleringsmodellen. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.
- Alle elektriske, mekaniske, regulerings- og beskyttelsessignaler relevante for EMT-analyser af det kollektive elforsyningsnet skal være tilgængelige i EMT-modellen. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.
- Netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal implementeres i EMT-modellen i et omfang og et detaljeringsniveau, der er gyldig for EMT-studier. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre m.m. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.
- For HVDC-enheder med en nettilsluttet konverter skal denne modelleres på transistorniveau for korrekt repræsentation ved transiente studier.
- EMT-modellen skal repræsentere HVDC-enhedens FRT-egenskaber [1].
- Hvis HVDC-anlægget har særlige funktioner, som eksempel et reguleringsregime for særligt svagt net, skal disse funktioner inkluderes i EMT-modellen. En relevant modelteknisk beskrivelse af de særlige funktioner og disses begrænsninger skal inkluderes i EMT-modellens brugervejledning.
- Modellen skal være gyldig for stationære driftsforhold.
- EMT-modellen skal være anvendelig for EMT-simuleringer af balancerede samt ubalancerede fejl og afbrydelse af HVDC-anlæggets forbindelse til det kollektive elforsyningsnet.

3.3.1 Modelleverance

EMT-modellen skal ved levering bestå af følgende:

- PSCAD/EMTDC simuleringsmodel – version efter aftale med den systemansvarlige virksomhed.
- Brugervejledning med beskrivelse af modelbegrænsninger.
- Verifikationsrapport for EMT-modellen.
- En funktionel PSCAD-simuleringsmodel skal leveres for HVDC-anlægget forbundet til en simpel modelrepræsentation af det kollektive elforsyningsnet, f.eks. en Théveninækvivalent model.
- Brugervejledningen skal beskrive modelantagelser og anvendelse af EMT-modellen.
- En detaljeret beskrivelse af modelbegrænsninger skal leveres, med beskrivelse af alle de af HVDC-anlæggets funktioner, der ikke er inkluderet i EMT-modellen, og som ville kunne antages at have betydning for HVDC-anlæggets transiente elektriske egenskaber og performance.

- Verifikationsrapporten for EMT-modellen skal indeholde sammenligning af PSCAD/EMTDC-modellens stationære og dynamiske respons med målinger foretaget på den virkelige HVDC-enhed. Dette omfatter ikke stationære harmoniske forhold.

3.3.2 Nøjagtighedskrav

Nøjagtigheden af den påkrævede transiente simuleringsmodel fastlægges på samme måde som for den dynamiske simuleringsmodel (RMS-model), jf. **Afsnit 3.1.1**, ved anvendelse af passende filtrering til beregning af grundtonekomponenten af målte og simulerede værdier. Metoden anvendt til filtrering aftales mellem anlægsejer og den systemansvarlige virksomhed. Nøjagtighedskravet til den transiente simuleringsmodel og den anvendte evalueringsmetode er dermed identisk med den påkrævede dynamiske simuleringsmodel.

3.4 Krav til harmonisk simuleringsmodel

Simuleringsmodellen for det samlede HVDC-anlæg skal repræsentere anlæggets emission af harmoniske overtoner og passive harmoniske respons (harmoniske impedans) i nettilslutningspunktet, gældende for det definerede normaldriftsområde [1] og under alle relevante stationære netforhold, hvor HVDC-anlægget skal kunne drives.

Enkeltanlægsmodel skal leveres som en Théveninækvivalent, der er repræsentativ for HVDC-anlæggets emission af heltals-harmoniske, angivet som RMS-spændinger, samt anlæggets passive respons i frekvensområdet 1 Hz til 2500 Hz. Modellen skal indeholde de relevante synkron-, invers- og nulsekvensimpedanser i det specificerede frekvensområde med frekvensopløsningen på 1 Hz. Aktiv emission af heltal og interharmoniske skal begge være inkluderet i modellen.

Hvis anlægget består af flere delanlæg, skal der - foruden enkeltanlægsmodellen - leveres en aggregeret simuleringsmodel, der er repræsentativ for den samlede emission samt det samlede passive harmoniske respons i nettilslutningspunktet. Krav til frekvensområde og opløsning er identisk med enkeltanlægsmodellen.

Hvis HVDC-anlæggets 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. Desuden skal anlægsejeren levere en model opsat med højeste emission per harmoniske, hvor dette er gældende både for den aggregerede samt enkeltanlægsmodellen. Det er anlægsejerens ansvar at dokumentere afhængighed af arbejds punkt samt at sikre korrekt implementering i modellerne.

Det er anlægsejerens ansvar at specificere en metode for summering af emission fra flere delanlæg. Dette kan enten gøres ved at specificere krav til fastsættelse af vinklen på Théveninspændingen for hver harmonisk frekvens, givet specifikt for hvert delanlæg. Alternativt benyttes en summeringslov som eksempelvis angivet i [7]. Benyttes en summeringslov, skal α -koefficienterne fastsættes af anlægsejeren. Der skal redegøres for valg af α -koefficienterne for alle harmoniske. Det er for begge metoder anlægsejerens ansvar at redegøre for, at den anvendte metode giver et korrekt respons for HVDC-anlæggets samlede emission.

Data for netkomponenter og øvrige dele, som indgår i anlægsinfrastrukturen, skal have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en komplet frekvensafhængig simuleringsmodel i fre-

kvensområdet 1 Hz til 2500 Hz. Dette inkluderer opsamlingskabler, transformere, filtre mm. Omfanget af leverancen godkendes af den systemansvarlige virksomhed.

3.4.1 Nøjagtighedskrav

Metoden anvendt til opstilling af modellen for den enkelte HVDC-enhed 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 og eksempler på resultatbehandling for udledning af modelparametre gives.

4. Verifikation af simuleringsmodel

Anlægsejeren skal sikre, at simuleringsmodellerne er verificeret [1]. Anlægsejeren er ansvarlig for al udførelse af test til modelverifikation, herunder fremskaffelse af nødvendigt måleudstyr, dataloggere og personel. Anlægsejeren er desuden ansvarlig for gennemførelse og dokumentation af den påkrævede modelverifikation, herunder dokumentation af overholdelse af de definerede nøjagtighedskrav til simuleringsmodellen.

Den praktiske udførelse af overensstemmelsesprøvninger skal ske som specificeret i [1], hvor omfanget af modelverifikationen fastlægges i samarbejde med den systemansvarlige virksomhed, efter oplæg fra anlægsejeren.

Anlægsejeren skal dokumentere målingerne anvendt til verifikation af simuleringsmodellen for HVDC-anlægget i form af en rapport indeholdende beskrivelser af hvert datasæt, herunder det anvendte måleudstyr og den efterfølgende databehandling, samt randbetingelser for de gennemførte overensstemmelsesprøvninger og årsag til eventuelle afvigelser i forhold til de specificerede randbetingelser.

Måleresultater sammenholdes med de tilsvarende simulerede resultater og simuleringsmodellens nøjagtighed dokumenteres i form af en verifikationsrapport. Modelverifikationsproceduren betragtes først som afsluttet, når den systemansvarlige virksomhed har godkendt den af anlægsejeren fremsendte modelverifikationsrapport.

Tidsseriemålingerne anvendt til verifikation af simuleringsmodellen skal vedlægges verifikationsrapporten i CSV-format (comma-separated values).

4.1 Verifikationskrav til stationær simuleringsmodel (stationære og kortslutningsforhold)

Verifikation er ikke påkrævet; dog skal det dokumenteres, at den stationære simuleringsmodel er repræsentativ for HVDC-anlæggets stationære og quasi-stationære egenskaber, hvor et særligt fokus skal rettes mod anlæggets subtransiente og transiente kortslutningsbidrag i forbindelse med en vilkårlig fejl i det kollektive elforsyningsnet.

4.2 Verifikationskrav til dynamisk simuleringsmodel (RMS-model)

Simuleringsmodellen skal verificeres af anlægsejeren for det samlede HVDC-anlæg omfattende samtlige påkrævede reguleringsformer og eftervisning af HVDC-anlæggets stationære og dynamiske egenskaber ved påtrykning af de i **Afsnit 3.2** beskrevne setpunktsændringer og eksterne hændelser i det kollektive elforsyningsnet.

Modelverifikationen sker på baggrund af måleresultater optaget i forbindelse med gennemførelsen af typetest eller de påkrævede overensstemmelsesprøvnings ved HVDC-anlæggets idriftsættelse eller ved kombination af disse, således de opstillede funktionskrav til, og nøjagtigheden af, den påkrævede simuleringsmodel kan verificeres.

For HVDC-anlæg, der består af flere delanlæg, indeholder centrale kontrol-, beskyttelses-, og reguleringsfunktioner eller anvender eventuelle eksterne komponenter, og dermed fremstår som et aggregeret HVDC-anlæg i nettilslutningspunktet, skal modelverifikationen gennemføres på aggregeret niveau og dermed repræsentere HVDC-anlæggets samlede egenskaber i nettilslutningspunktet. For denne type HVDC-anlæg kræves, jf. **Afsnit 2**, individuelle simuleringsmodeller for hvert delanlæg og eksterne komponenter, hvorfor modeldannelsen af disse delanlæg og eksterne komponenter skal verificeres enkeltvis.

4.2.1 Påkrævet signalomfang ved verifikation af HVDC-anlæg

Som minimum skal følgende målesignaler optages i forbindelse med de gennemførte typetest og den gennemførte overensstemmelsesprøvnings ved HVDC-anlæggets idriftsættelse til brug for den efterfølgende modelverifikation:

- Aktiv effekt – målt i nettilslutningspunktet
- Reaktiv effekt – målt i nettilslutningspunktet
- Fasespændinger – målt i nettilslutningspunktet
- Fasestrømme – målt i nettilslutningspunktet
- Netfrekvens – målt i nettilslutningspunktet
- Aktiv effekt – målt ved primærsiden af maskintransformer
- Reaktiv effekt – målt ved primærsiden af maskintransformer
- Fasespændinger – målt ved primærsiden af maskintransformer
- Fasestrømme (resulterende) - målt ved primærsiden af maskintransformer
- Fasestrømme (aktiv komponent) – målt ved primærsiden af maskintransformer
- Fasestrømme (reaktiv komponent) – målt ved primærsiden af maskintransformer
- Kontrolsignaler (alarmer) for aktivering af fault-ride-through-funktioner
- Generatorens omløbshastighed – hvor dette er relevant.
- Setpunkter for:
 - Aktiv effektregulering
 - Effektfaktorregulering ($\cos \phi$ -regulering)
 - Q-regulering (Mvar-regulering)
 - Spændingsregulering
 - Frekvens- eller hastighedsregulering.
- Signal for aktivering af systemværn.

4.3 Verifikationskrav til transient simuleringsmodel (EMT-model)

Identisk med verifikationskrav til RMS-model, jf. Afsnit 4.2.

4.4 Verifikationskrav til harmonisk simuleringsmodel

Intet krav om modelverifikation.

5. Referencer

1. Kommissionens Forordning (EU) 2016/1447 af 26. august 2016 om fastsættelse af netregler om tilslutning af transmissionssystemer med højspændingsjævnstrøm og jævnstrømsforbundne elproducerende anlæg.
2. IEEE Standard 421.5: Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
3. IEEE Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies PES-TR1.
4. P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
5. IEC 61400-21: Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
6. IEC 61400-27-2: Wind turbines – Part 27-2: Electrical simulation models – Model validation.
7. 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.

Bilag 1

HVDC-anlæg

Signaler omfattet af modelverifikationskravet:

- Aktiv effekt – målt i nettilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Reaktiv effekt – målt i nettilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Fasestrømme (aktiv komponent) – målt i nettilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).
- Fasestrømme (reaktiv komponent) – målt i nettilslutningspunktet (eller ved primærsiden af maskintransformer ved typetest).