



Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
19. juli 2023

Forfatter:
DAJ/MLG

NOTAT

FORUDSÆTNINGER OG METODIK FOR KORTSLUTNINGSBEREGNINGER

Dokumenttitel		Forudsætninger og metodik for kortslutningsberegninger					
Dokumentnummer		23/08989-1					
Målgruppe		Offentligheden					
Revision	Dokument-status	Forfatter		Reviewer		Godkender	
		Navn	Dato	Navn	Dato	Navn	Dato
A	Udkast	JBV, MLG	07-02-2022	MPO, KAB, SUD, TOL, HEH, JAL, SSE			
B	Udkast	JBV, MLG	04-03-2022	CFJ			
0	Endelig	JBV, MLG	17-03-2022			CFJ	17-03-2022
1	Revideret	JBV	02-02-2023			DAJ	02-02-2023
2	Revideret	DAJ, MLG	19-07-2022	CRA, LAN, MJL, MPO, NAQ, SBS. SUD, TJA, TOL	27-09-2023	LAN	09-10-2023

Indhold

1. Indledning	3
1.1 Ændringer siden forudsætninger for kortslutningsberegninger 2022	3
2. Forudsætninger	4
2.1 Beregningsmetode og spændinger	4
2.2 Maksimum	5
2.3 Minimum	5
2.3.1 Intakt net	7
2.3.2 N-1	7
2.3.3 N-2	7
2.4 Kortslutningsbidrag fra Tyskland og Sverige	7
3. Energinets anvendelse af kortslutningsberegninger	8
3.1 Driftsbaseret kortslutningsberegninger	8
4. Indhold og anvendelse af Kortslutningskataloget	9
5. Referencer	11
6. Bilag	12
6.1 Complete metoden (Superpositionsberegningemetoden)	12
6.1.1 Kortslutningsbidrag fra inverteranlæg	14
6.2 Jordingsforhold	15

1. Indledning

Dette dokument specificerer forudsætninger og metodik for kortslutningsberegningerne udført af Energinet. Dokumentet indeholder definitioner for og opsætning af *maksimum* og *minimum* kortslutningsberegninger. Derudover beskrives Energinets anvendelse for hver type kortslutningsberegning. Ydermere, redegøres for formål med og anvendelse af Kortslutningskataloget, samt en oversigt for inkluderede parametre.

Dette dokument er en opdatering og erstatning af det tidligere dokument, dok. Nr. 22/00426-4: "Forudsætninger og metodik for kortslutningsberegninger", fra 2022 [1]. Ved ændringer i forudsætninger og metoden af kortslutningsberegninger opdateres nærværende dokument. Dokumentet opdateres ikke ved ændringer i forudsætninger for netmodellen, eksempelvis kortslutningsbidrag fra udlandet, opdatering af netplanlægningsforudsætninger¹ eller langsigtet netstruktur. Ved relevante ændringer i netmodellen opdateres Kortslutningskataloget.

1.1 Ændringer siden forudsætninger for kortslutningsberegninger 2022

I dette afsnit beskrives ændringer siden sidste udgave af forudsætningsdokumentet fra 2022. Dette afsnit beskriver ændringer som har væsentlig indflydelse på udviklingen i kortslutningsniveauet samt ændringer til forudsætningerne.

I forbindelse med den grønne omstilling sker der store udviklinger i tilslutning af vedvarende energikilder og udbygning af eltransmissionsnettet. Udbygningen af elnettet følger Energinets langsigtede planlægning for eltransmissionsnettet [2]. Udvikling for produktion- og forbrugsanlæg følger analyseforudsætningerne fra Energistyrelsen til Energinet [3].

Kortslutningsbidraget fra Tyskland og Sverige er opdateret baseret på oplysninger fra TenneT TSO GmbH og Svenska kraftnät. Kortslutningsniveauet forventes at stige i begge lande som følge af netudbygninger og tilslutning af anlæg.

For at understøtte den grønne omstilling er forudsætninger for minimumkortslutningsberegningerne revideret. Filosofien bag ændringerne er en driftsbaseret tilgang fremfor en planlægningsmargin og dermed bedre udnyttelse af eltransmissionsnettet:

- Forudsætningerne for intakt net benytter ikke længere N-1 for udlandsforbindelser, så de er mindre konservative. Denne ændring er valgt, da Tyskland og Sverige er repræsenteret som et minimumsdriftsscenario.
- Kortslutningsbidragende enheder opsættes ikke længere efter en kombinationsmatrix. I stedet tages udgangspunkt i, at det udelukkende er Energinets synkronkompensatorer som er i drift. For at repræsenterer udetider som følge af vedligehold for synkronkompensatorer inkluderes de i N-1 og N-2 analyser. Opdateringen af forudsætningerne har fokus på forskelle mellem grid forming og grid following anlæg [4]. Grid forming anlæg inkluderes i kortslutningsberegningerne og grid following anlæg undlades. Indledningsvis betyder dette at HVDC VSC-anlæg undlades på trods af at anlæggene ofte er i drift. VSC-anlæggene kan støtte til spændingsregulering og spændingsgenopbygning i forbindelse med hændelser i eltransmissionsnettet, men kan ikke støtte synkronisering af elsystemet. På sigt kan denne ændring betyde at 3. part grid forming anlæg kan inkluderes i minimum kortslutningsberegninger afhængig af forventede driftsprofiler.

¹ Netplanlægningsforudsætningerne indeholder dekomponeringen af Analyseforudsætningerne og er implementeret i Energinets netmodel.

Opdateringen af forudsætningerne for minimum kortslutningsberegninger giver desuden bedre mulighed for at Energinet kan lave driftsbaseret kortslutningsberegninger og behovsvurdering for eltransmissionsnettet.

Derudover er kortslutningskataloget udvidet til at indeholde minimum N-2 beregninger. Formålet med dette er oplyse nettilslutninger i eltransmissionsnettet om udviklingen af kortslutningsniveauerne i tilslutningspunkterne.

2. Forudsætninger

I dette afsnit beskrives forudsætninger for kortslutningsberegninger i Energinet. Den langsigtede udvikling (> 5 år) i kortslutningsniveauet er baseret på gældende forudsætninger på tidspunktet for beregningen. Eftersom der kan ske store ændringer i anvendelsen af kortslutningsbidragende komponenter og netudbygninger, skal der tages forbehold for usikkerhed i resultaterne.

Generelt:

- Impedansen i fejlstedet er nul ohm.
- Eltransmissionsnettet analyseres med udgangspunkt i opsætningen beskrevet i afsnit 2.2 og 2.3 for henholdsvis maksimum og minimum kortslutningsberegninger.
- Kortslutningsbidrag fra nabolande er inkluderet og opdateres løbende med data fra TenneT TSO GmbH og Svenska kraftnät beskrevet i afsnit 2.4
- I opsætning af analyserne tages der ikke højde for begrænsninger i underliggende net.
- Nettopologien følger systemdriftsinstrukser for at repræsentere et realistisk driftsscenario.
- Kobbeltbare seriereaktorer forbikobles ved maksimumsberegninger og indkobles ved minimumsberegninger, med nærmere angivne undtagelser² [5].
- Fasedrejetransformere benyttes i neutral- og yderpositioner for henholdsvis maksimum- og minimumsberegninger.
- Til beregningerne anvendes senest publicerede PUB-REF/DATA/DYN version af ELvis modellen, som er Energinets netmodel i PowerFactory.

På grund af udviklingen i den grønne omstilling kan der opstå projekter i løbet af året, som ikke er repræsenteret i analyseforudsætninger og dermed ikke dekomponeret i netplanlægningsforudsætninger. Ved kortslutningsberegninger tilføjes disse projekter til netmodellen, hvis de vurderes at have betydelig indflydelse på resultaterne af beregningerne.

Ved kortslutningsberegningerne gemmes den anvendte ELvis-model samt versionsnummeret. Hvis der udføres ændringer til netmodellen i forbindelse med kortslutningsberegningerne dokumenteres dette. Dokumentationen har til formål at skabe transparens samt sikre mulighed for at kunne genskabe og analysere resultaterne, hvis nødvendigt.

2.1 Beregningsmetode og spændinger

Til kortslutningsberegningerne anvendes complete-metoden (superpositionsberegningsmetoden) for retmæssigt at repræsenterer kortslutningsbidrag fra inverteranlæg. Complete-metoden samt kortslutningsbidrag fra inverteranlæg er beskrevet i bilag 6.1.

² Ved maksimum beregninger bibeholdes seriereaktorer, hvis de har til formål at reducere kortslutningsniveauet. Ved minimumsberegninger forbikobles seriereaktorer, hvis dette er specificeret i en systemdriftsinstruks.

2.2 Maksimum

Der beregnes et maksimum kortslutningsniveau for hvert år i perioden fra indeværende år til år 2050³. Det højeste kortslutningsniveau for perioden vil være dimensionerende. Til beregningerne benyttes et load flow med spændinger i det normale driftsområde angivet i Tabel 1.

Spændingsniveau [kV]	Normalt driftsområde [kV]
400	410 – 415
220	220 - 242
150	160 – 166
132	130 – 137

Tabel 1: Normalt driftsområde for spændinger ved spændingsniveauerne 400, 220, 150 og 132 kV [6]⁴.

Opsætningen af maksimum kortslutningsberegninger ses i Tabel 2. Det maksimum opnås ved alle anlæg i drift. Derudover antages intakt net for at opnå den stærkeste elektriske kobling mellem stationerne.

Arbejds punktet i Tabel 2 har til formål at sikre et fornuftigt load flow ved opsætning af kortslutningsberegningerne. Derved sikres, at spændingerne er i normalt driftsområdet. Derudover undgås overbelastning af komponenter, og det sikres, at overføringskapaciteter på udlandsforbindelser overholdes [2]. For at opnå et fornuftigt load flow er arbejds punktet for inverter baseret anlæg reduceret til 50 %. Reduktionen af arbejds punktet påvirker kortslutningsbidraget fra inverter baseret anlæggene minimalt, eftersom driftsstrømmen fra anlægget reduceres. Den største betydning for kortslutningsbidraget er om anlæggene er i drift eller ej, da anlæggene bidrager med spændingsstøtte ved underspænding.

Anlægstype	Driftssituation	Arbejds punkt
Udlandsækvivalent	Maksimumsniveauer med fremskrivning jf. afsnit 2.4	-
Synkronkompensatorer	Alle anlæg i drift	-
Centrale kraftværker	Alle anlæg i drift	100 %
Decentrale kraftværker	Alle anlæg i drift	100 %
Netkonfiguration	Intakt	-
HVDC VSC	Alle anlæg i drift	100 % eksport
HVDC LCC	Alle anlæg i drift	100 % eksport
Landvind	Alle anlæg i drift	50 %
Havvind	Alle anlæg i drift	50 %
Sol	Alle anlæg i drift	50 %

Tabel 2: Opsætning af maksimum kortslutningsberegninger.

2.3 Minimum

Der beregnes et minimum kortslutningsniveau for hvert år i perioden fra indeværende år til år 2050³. Det mindste kortslutningsniveau i perioden vil være dimensionerende. Der foretages kortslutningsberegninger for tre netkonfigurationer: Intakt net, N-1 og N-2.

³ Resultater mere end 10 år ud i fremtiden bør tolkes som trendindikationer snarere end præcise forudsigelser af kortslutningsniveau – på grund af betydelige usikkerheder i fremtidige netinvesteringer, topologi og nettilslutningsprojekter.

⁴ Der kan være lokale forhold hvor driftsspændingen afviger fra det normale driftsområde.

For at opnå et minimum kortslutningsniveau anvendes minimumsspændinger ved hjælp af c-faktorer. De anvendte c-faktorer ses i Tabel 3. C-faktorerne er udledt på baggrund af historisk data for spændinger i det danske eltransmissionsnet i 99,9 % af driftstiden for et år. Derved undlades meget lave spændingsværdier, hvis forekomst er meget sjælden og muligvis kan skyldes fejlagtig måling.

Spændingsniveau [kV]	Område	Minimumsspænding i driftstiden [kV]	c-faktor ⁵
400	DK1 / DK2	$V_{400} \geq 406$	1,015
220	DK1 / DK2	$V_{220} \geq 223$	0,961
150	DK1	$V_{150} \geq 155$	0,939
132	DK2	$V_{132} \geq 125$	0,947

Tabel 3: Minimumsspændinger for 400, 220, 150 og 132 kV stationer baseret på 99,9% af driftstiden. For 150 og 132 kV er benyttes et repræsentativt udvalg af stationer med en geografisk spredning. For 400 og 220 kV benyttes alle stationer.⁶

For Energinets kortslutningsberegninger i distributionsnettet er der ikke foretaget lignende databehandling, da det er uden for Energinets grænseflade. Derfor anvendes en c-faktor på 1,00 ved beregninger for stationer på disse spændingsniveauer.

Opsætningen af driftsscenarier for minimum kortslutningsberegninger kan ses i Tabel 4. Til minimum kortslutningsberegninger antages, at det udelukkende er Energinets synkronkompensatorer, som er i drift. Derved negligeres kortslutningsbidrag fra anlæg, hvis driftsprofil er uden for Energinets kontrol for at repræsenterer et minimumsscenario. Energinets synkronkompensatorer er som udgangspunkt typisk i drift medmindre der er vedligehold på anlægget, hvilket er få timer om året. Vedligehold af synkronkompensatorer planlægges som udgangspunkt, så der ikke er overlap med vedligehold for øvrige kritiske komponenter i området – såsom de enheder, der leverer systembærende egenskaber.

Anlægstype	Driftssituation
Udlandsækvivalent	Minimumsniveauer med fremskrivning jf. afsnit 2.4
Synkronkompensatorer	Alle anlæg i drift
Centrale kraftværker	Ikke i drift
Decentrale kraftværker	Ikke i drift
Netkonfiguration	Intakt net, N-1 eller N-2
HVDC VSC	Ikke i drift
HVDC LCC	Ikke i drift
Landvind	Ikke i drift
Havvind	Ikke i drift
Sol	Ikke i drift

Tabel 4: Opsætning af minimum kortslutningsberegninger.

De følgende afsnit beskriver opsætning og formål for de tre netkonfigurationer til minimumsberegningerne.

⁵ Basespændingen for 400, 220, 150 og 132 kV er hhv. 400, 232, 165 og 132 kV.

⁶ C-faktorerne opdateres hvis der er en væsentlig ændring af driftsmønstrene og dermed spændinger i systemet.

2.3.1 Intakt net

Minimum kortslutningsniveau ved intakt net er basisgrundlaget for dimensioneringen af transmissionsnettet. Denne situation anses som *normal driftstilstand* for minimumberegningerne. I eltransmissionsnettet er der konstant vedligehold på flere komponenter, hvilket ikke er muligt at repræsentere i kortslutningsberegningerne. Derfor foretages minimumberegningerne med så få kortslutningsbidragende enheder i drift, som kan retfærdiggøres, for at kompensere for vedligehold af komponenter i eltransmissionsnettet.

2.3.2 N-1

N-1 tager udgangspunkt i opsætningen af intakt net beskrevet i afsnit 2.3.1, hvorefter værste N-1, som ikke isolerer et område, er dimensionerende. Denne situation repræsenterer den værste fejl, som kan opstå i normal driftstilstand. Alternativt kan denne situation repræsenterer driftstilstanden ved vedligehold af den mest kritiske komponent for stationen.

Ved N-1 undersøges udfald af følgende:

- Alle synkronkompensatorer.
- Alle 400 kV transmissionslinjer.
- Alle 400 kV vekselstrøm udlandsforbindelser.
- Alle 400 kV transformere.
- Alle 220/150/132 kV transformere.
- Alle 220/150/132 kV transmissionslinjer.

2.3.3 N-2

N-2 tager udgangspunkt i opsætningen af intakt net beskrevet i afsnit 2.3.1, hvorefter værste N-2, som ikke isolerer et område er dimensionerende. Som regel opnås den dimensionerede N-2 baseret på den dimensionerede N-1 situation. Denne situation repræsenterer den værste fejl, som kan opstå under vedligehold i N-1 scenariet. Alternativt kan denne situation repræsenterer vedligehold af de to mest kritiske komponenter.

Ved N-2 undersøges udfald af følgende kombinationer:

- Alle synkronkompensatorer.
- Alle 400 kV transmissionslinjer.
- Alle 400 kV vekselstrøm udlandsforbindelser.
- Alle 400 kV transformere.
- Alle 220/150/132 kV transformere.
- Alle 220/150/132 kV transmissionslinjer.

2.4 Kortslutningsbidrag fra Tyskland og Sverige

Energinets netmodel indeholder begrænset information om eltransmissionsnettet i nabolandene. Energinet udveksler kortslutningsdata med TenneT TSO GmbH og Svenska kraftnät ca. en gang årligt. Efterfølgende justerer Energinet kortslutningsbidraget fra Tyskland og Sverige i grænsefladerne så det svarer til de oplyste niveauer.

Data og forventninger for udvikling af kortslutningsniveauer i nabolandene er tilgængelige internt i Energinet, men deles ikke offentligt. [7]

3. Energinets anvendelse af kortslutningsberegninger

I dette afsnit beskrives Energinets anvendelse af kortslutningsberegninger, hvilket kan ses i Tabel 5 for maksimum- og minimum kortslutningsberegninger.

	Maksimum	Minimum
Intakt net	<ul style="list-style-type: none"> • Harmoniske studier. • Selektivitetsberegninger for afstandsrelæer. • Dimensionering af udstyr. 	<ul style="list-style-type: none"> • Harmoniske studier. • Reaktiv effekt kompensation design. • Isoleringskoordinering. • Samleskinne-, overstrøms- og afbryderforsagerbeskyttelse. • Undersøgelse af spændingsspring under normal drift ved normale og sjældne koblinger af f.eks. reaktiv kompensering og kabler [8].
N-1		<ul style="list-style-type: none"> • Samleskinne- og afbryderforsagerbeskyttelse. • Undersøgelse af spændingsspring under værste N-1 ved normale og sjældne koblinger af f.eks. reaktiv kompensering og kabler [8].⁷
N-2		<ul style="list-style-type: none"> • Fastsættelse af krav til dynamisk opførsel for anlæg. • Blackstart.

Tabel 5: Oversigt over Energinets anvendelse af maksimum og minimum kortslutningsberegninger.

Energinet anvender kortslutningsniveauerne direkte fra Kortslutningskataloget, beskrevet i kapitel 4, eller udregnet individuelt for et specifikt projekt afhængig af behov.

3.1 Driftsbaseret kortslutningsberegninger

Udover de førnævnte maksimum og minimum kortslutningsberegninger benytter Energinet kortslutningsberegninger for driftsbaseret situationer. Driftsbaseret kortslutningsberegninger tager udgangspunkt i forudsætningerne beskrevet i kapitel 2, men opstiller nettopologi og anlæg for et givent driftsscenario. Ved driftsbaseret minimum kortslutningsberegninger benyttes kortslutningsbidragende anlæg afhængig af formålet for beregningen. Eksempelvis ved analyser for spændingsspring og reaktiv effekt kompensering inkluderes kortslutningsbidrag fra inverteranlæg uagtet om anlægget er grid forming eller grid following. Er formålet derimod at analysere synkronisering til eltransmissionsnettet inkluderes kortslutningsbidrag fra inverteranlæg kun hvis anlægget er grid forming.

Driftsbaseret kortslutningsberegninger kan anvendes som information og opmærksomhedspunkter til kontrolcenteret, som støtte til driften af eltransmissionsnettet. Dette kan resultere i opstart eller nedregulering af anlæg for at sikre driften i et kritisk område. Desuden kan driftsbaseret kortslutningsberegninger anvendes som input til planlægningsmæssige forhold, da disse typer beregninger er mere databaseret end de maksimum- og minimumsberegninger. Dette kan eksempelvis være identifikation og design af systemværn eller input til investeringsbeslutninger.

⁷ Spændingsspring og reaktiv kompensering undersøges ved den kombination af kortslutningsberegninger og statiske load flow analyser.

4. Indhold og anvendelse af Kortslutningskataloget

Kortslutningskataloget er offentligt tilgængelig på Energinets hjemmeside [9], og har til formål at give et overblik og informerer om kortslutningsniveauet i det danske elnet. Brugere af Kortslutningskataloget er ejere af produktions- og forbrugsanlæg, distributionselskaber⁸ og Energinet. Kortslutningskataloget indeholder de forventede kortslutningsniveauer for hvert år i perioden fra indeværende år til år 2050. Der oplyses kortslutningsniveauer for maksimum og minimum (intakt net, N-1 og N-2), for 1-faset, 2-faset, 2-faset-til-jord og 3-faset kortslutninger på samleskinne i den pågældende station. Kortslutningskataloget opdateres, når det vurderes at der er væsentlige ændringer i netmodellen som påvirker kortslutningsniveauet. Kortslutningskataloget forventes opdateret 1-2 gange årligt.

Kortslutningskataloget er udgivet som en Power BI rapport⁹. Side 1 af Kortslutningskataloget viser et geografisk oversigtskort, hvor side 2 viser en detaljeret rapport for en udvalgt station. Oversigtskortet viser det højeste maksimumkortslutningsniveau i den udvalgte periode for de udvalgte geografiske områder. Den detaljerede rapport indeholder en oversigt over kortslutningsniveauerne for en udvalgt station. I den detaljerede rapport fremhæves den højeste kortslutningsstrøm, samt dimensionerende maksimum og minimum kortslutningsniveau.

De oplyste kortslutningsniveauer fra kataloget kan ikke direkte anvendes til nettilslutningssager i eltransmissionsnettet, men giver et overblik for udviklingen af niveauerne i stationerne. Kataloget kan ikke direkte anvendes, da der foretages individuelle analyser og vurderinger for de enkelte anlæg i forbindelse med nettilslutningsaftalen.

For nye tilslutninger i eltransmissionsnettet kan Kortslutningskataloget benyttes som et screeningsværktøj for forholdene i en pågældende station inden nettilslutningsaftalen. Maksimumsværdierne forventes ikke væsentligt anderledes ved nettilslutningsaftalen, og kan stadig benyttes til dimensionering. Undtagelsen kan være, hvis der er væsentlige ændringer til nettopologi eller øvrige tilslutninger i området, som ikke er repræsenteret i Kortslutningskataloget. Minimum kortslutningsniveau kan benyttes som indikation for forholdene i området. Dog kan der være væsentlige forskelle mellem Kortslutningskataloget og kortslutningsniveauerne i nettilslutningsaftalen. Dette er specielt aktuelt for N-2 beregninger, som benyttes til fastsættelse af krav for dynamisk opførsel.

For eksisterende tilsluttede anlæg og distributionselskaber kan Kortslutningskataloget benyttes som oplysning om væsentlige ændringer i tilslutningspunkterne. Dette er aktuelt for både maksimum- og minimumkortslutningsniveauerne.

⁸ Energinet tager forbehold om at de oplyste kortslutningsniveauer i distributionsnettene er usikre, da Energinet ikke har en fyldestgørende netmodel som indeholder distributionsnettene.

⁹ Data for Kortslutningskataloget er tilgængelig i Excel-format på Energinets hjemmeside.

Tabel 6 indeholder et overblik over oplyste parametre i Kortslutningskataloget.

Betegnelse	Forkortelse	Enhed	Bemærkning
Subtransiente tilsyneladende kortslutningseffekt	Skss	MVA	Beregnet fra Ikss og den respektive basespænding ¹⁰ [10].
Subtransiente kortslutningsstrøm (magnitudo)	Ikss	kA	
Forhold mellem X1 og R1	X/R	-	Forkortelse X1/R1 benyttes ved en ubalanceret fejl.
Stødstrømmen (peak-værdi)	Ip	kA	
Nulsekvens fejlresistans	R0	Ω	
Nulsekvens fejlreaktans	X0	Ω	
Synkronsekvens fejlresistans	R1	Ω	
Synkronsekvens fejlreaktans	X1	Ω	
Inverssekvens fejlresistans	R2	Ω	
Inverssekvens fejlreaktans	X2	Ω	
Forhold mellem X0 og X1	X0/X1	-	
Forhold mellem R0 og X1	R0/X1	-	
Forhold mellem R0 og X0	R0/X0	-	
Synkronsekvens strøm (magnitudo)	I1	kA	
Negativsekvens strøm (magnitudo)	I2	kA	
Nulsekvens strøm (magnitudo)	I0	kA	
Jordstrøm (magnitudo)	I0x3	kA	
Jordfejlsfaktor	u_B/u_C	-	Baseret på fasespændingen i de raske faser.

Tabel 6: Oversigt over anvendte parametre i Kortslutningskataloget.

Der udføres beregninger på samleskinner for:

- 400 kV-stationer.
- 220 kV-stationer.
- 132/150 kV-stationer.
- 50 kV-stationer.
- 10-60 kV-siden af 150/10-60 kV-transformerne.
- 10-30 kV-siden af 132/10-30 kV-transformerne.

Ved ubalanceret fejl skal jordfejlsfaktoren for de *raske* faser overholde følgende:

$$\frac{U_{\text{RaskeFase}}}{U_{\text{Fase}}} < 1,4$$

hvor $U_{\text{RaskeFase}}$ er fase-jord RMS-spændingen for en af de raske faser under fejlen og U_{Fase} er basespændingen. Yderligere forklaring kan ses i bilag 6.2.

Der udføres ikke ubalanceret kortslutningsberegninger for 10–60 kV-skinne, da Energinet ikke har detaljeret jordingsforhold for distributionsnettet modelleret.

¹⁰ Basespændingen for 400, 220, 150 og 132 kV er hhv. 400, 232, 165 og 132 kV.

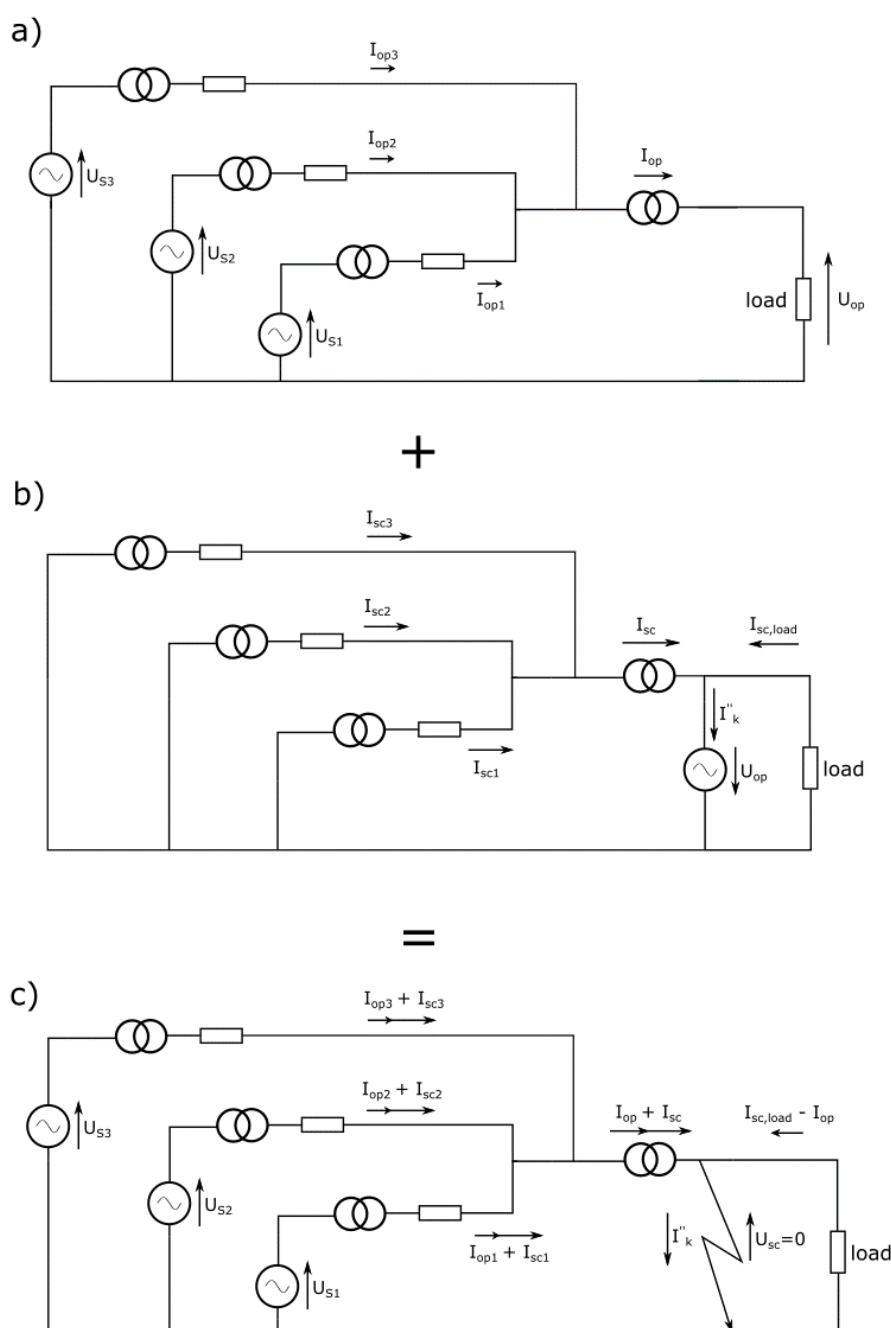
5. Referencer

- [1] Energinet, "Forudsætninger og metodik for kortslutningsberegninger 2022", Dokumentnummer 22/00426-4
- [2] Energinet, "Planlægning af eltransmissionsnettet", <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Netplanlaegning/>
- [3] Energinet, "Analyseforudsætninger", <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/>
- [4] National Renewable Energy Laboratory, "Research Roadmap on Grid-Forming Inverters", 2020, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>
- [5] Energinet, "Handling of series reactors for short-circuit calculations", Dokumentnummer 23/11355-1
- [6] Energinet, "Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV", Dokumentnummer 21/06466-16, <https://energinet.dk/media/p53n303z/energinetdk-netdimensioneringskriterier-maj-2013.pdf>
- [7] Energinet, "Kortslutningsbidrag fra Tyskland og Sverige", Dokumentnummer 23/08990
- [8] Energinet, "Guideline til reaktiv kompensering – Opdatering af Netdimensioneringsreglerne", 2013, Dokumentnummer 83990/12, <https://energinet.dk/media/Opkynw2/reaktiv-kompensering.pdf>
- [9] Energinet, "Kortslutningskatalog", <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/kortslutningskatalog/>
- [10] International Electrotechnical Commission, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents (IEC 60909-0:2016)
- [11] T. J. O. J. Duncan Glover and M. S. Sarma, Power System Analysis & Design. John Wiley & Sons Inc., 6 ed., 2017
- [12] DlgSILENT GmbH, PowerFactory User Manual, August 2020
- [13] Energinet, "Kortslutningsbidrag fra invertertilsluttede anlæg i elsystemet", Dokumentnummer 14/25813-38

6. Bilag

6.1 Complete metoden (Superpositionsberegningsmetoden)

Complete metoden i PowerFactory er anvendt til at beregne den subtransiente kortslutningsstrøm i fejlpointet, samt kortslutningsbidraget fra de tilkoblede transmissionslinjer [11], [12]. Dette opnås ved brug af superpositionsprincippet, hvilket betyder at metoden antager, at netværksimpedanserne er lineære. Figur 1 illustrerer konceptet af denne metode, hvor det antages, at en 3-faset fejl forekommer ved belastningen. Følgende giver en detaljeret forklaring om konceptet bag denne metode og tager udgangspunkt i en 3-faset kortslutning.



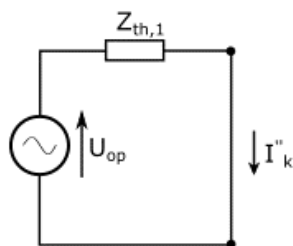
Figur 1 Illustration af Complete beregningsmetoden for en 3-faset kortslutning. a) repræsenterer systemet i normal driftstilstand. b) er et Thévenin ækvivalent for systemet set fra fejlen, som giver den subtransiente kortslutningsstrøm I''_k , samt ændringen i strømbidraget fra de tilkoblede transmissionslinjer. c) repræsenterer selve kortslutningen som er kombination af a) + b) [11].

Forklaring af Figur 1 a), b) og c):

- Figur 1 a) repræsenterer systemet i normal driftstilstand, inden fejlen forekommer. U_{op} og I_{op} er hhv. driftsspændingen og driftsstrømmen.
- Figur 1 b) er et Thévenin ækvivalent af systemet set fra fejlpunktet, hvilket anvendes til at beregne den subtransiente kortslutningsstrøm, samt ændringen i strømmen der flyder i transmissionslinjerne. Inden fejlen påtrykkes i fejlpunktet, er spændingen lig driftsspændingen, U_{op} , hvilket set fra fejlen, svarer til open-loop spændingen, som repræsenteres af Thévenin ækvivalentets spændingskilde.
- Figur 1 c) er resultatet af superpositionen af Figur 1 a) og b) og repræsenterer derved systemet under selve kortslutningen, hvor det egentlige kortslutningsbidrag fra transmissionslinjerne opnås. Selve kortslutningsstrømmen i fejlpunktet i Figur 1 c) er fortsat den subtransiente kortslutningsstrøm som i Figur 1 b), men additionen af Figur 1 a) og b) giver det faktiske bidrag fra de tilkoblede transmissionslinjer til fejlen. Som det ses fra Figur 1 c), så øges bidraget fra kilderne, idet strømretningen set fra kilderne er uændret under fejlen. For belastningerne i nettet, der ændrer strømretningen sig under fejlen, da de i normal driftstilstand absorberer en strøm, men under fejlen vil give et bidrag til kortslutningsstrømmen.

Den subtransiente kortslutningsstrøm I_k'' kan alene beregnes ud fra Figur 1 b), som repræsenterer et Thévenin ækvivalent for systemet set fra fejlpunktet og er angivet i Figur 3. Bemærk for 3-faset fejl anvendes alene synkronsekvens Thévenin impedansen $Z_{th,1} = R_{th,1} + jX_{th,1}$. Herved kan den subtransiente kortslutningsstrøm beregnes som følgende:

$$I_k'' = \frac{U_{op}}{Z_{th,1}}$$



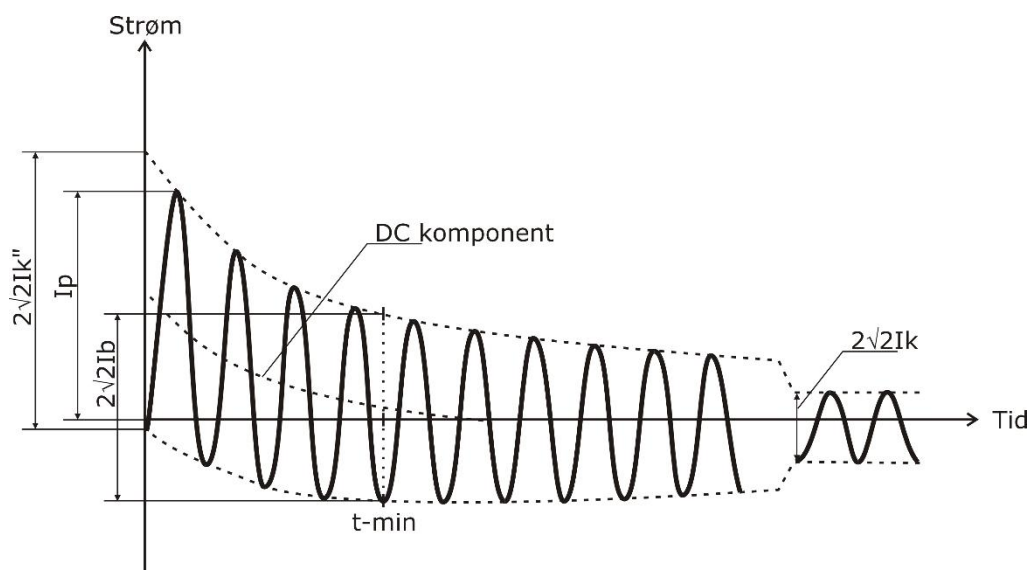
Figur 2 Thévenin ækvivalent for systemet i Figur 1 b), hvor alle netværksimpedanserne er samlet i den Thévenin ækvivalente impedans $Z_{th,1}$.

For 1-faset kortslutninger, anvendes alle tre Thévenin-sekvens-impedanser: synkron-, invers- og nulsekvens. Dette medfører derved at den subtransiente kortslutningsstrøm ved en 1-faset kortslutning er givet ved følgende:

$$I_k'' = \frac{3 \cdot U_{op}}{Z_{th,1} + Z_{th,2} + Z_{th,0}}$$

hvor U_{op} er RMS-spændingen mellem fase-jord.

Kortslutningsstrømmen har et forløb som illustreret i Figur 3 [10].

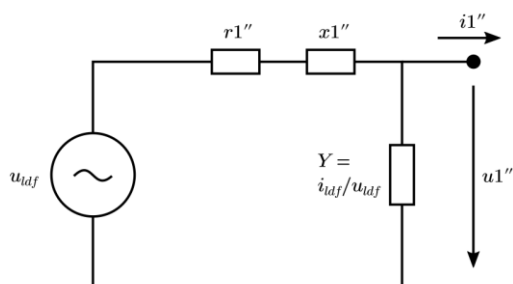


Figur 3 Typisk forløb for kortslutningsstrømmen - nær en generator.

6.1.1 Kortslutningsbidrag fra inverteranlæg

Inverteranlæg er modelleret som Static Generator med kortslutningsmodellen "Dynamic Voltage Support" [8]. I dette afsnit er det antaget at complete-beregningsmetoden foretages ved hjælp af load flow i balancerne, hvor inverteranlæg er inkluderet. Alternativt benyttes simplificeret modeller og c-faktorer. Kortslutningsbidraget fra inverteranlæg afhænger i mindre grad af arbejds punktet. Baseret på et sensitivitetstudie for kortslutningsbidragende enheder har dette vist at have minimal betydning [13]. Arbejds punktet har indflydelse på kortslutningsbidraget da det ændrer load flow strømmen.

Det subtransiente kortslutningsbidrag fra Static Generator afhænger af load flowet. Det subtransiente kortslutningsbidrag modelleres som set på Figur 4.



Figur 4 Modelækvivalent for Static Generator under subtransient kortslutningsbidrag [11].

Indstillingerne for det subtransiente kortslutningsbidrag er baseret på EMT studier af detaljeret-modeller for HVDC VSC-anlæg og vindmøller [13]. Indstillingerne afhænger af load flowet, samt den subtransient kortslutningseffekt S_k'' og R/X'' forhold som ses i følgende ligninger:

$$x1'' = \frac{|u_{idf}|}{S_k'' \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{R}{X''}\right)^2}}$$

$$r1'' = x1'' \cdot \left(\frac{R}{X''}\right)$$

6.2 Jordingsforhold

Transmissionsnettet drives som et effektivt jordet net. Kravet til et effektivt jordet net er, at jordfejlsfaktoren skal være mindre end 1,4 [6]. Det vil sige, ved en jordfejl må spændingen på de raske faser ikke overstige 1,4 gange fasespændingen før jordfejlen, hvilket antages til at være basespændingen i PowerFactory.

Det planlægningsmæssige kriterium for, at nettet er effektivt jordet, har hidtil været, at den ækvivalente netimpedans i ethvert punkt af nettet opfylder følgende [6]:

$$X_0/X_1 < 3 \text{ og } R_0/X_1 < 1$$

Baggrunden for det planlægningsmæssige kriterium er, at hvis kriteriet er opfyldt, kan det antages, at spændingen på de raske faser ikke overstiger 1,4 gange fasespændingen før jordfejlen. Dog skal det sikres at den ubalancerede fejlstrøm ikke overskrider designgrænsen, når ovenstående kriterier opfyldes.

Når forholdet X_0/X_1 ved stjernepunktsjordinger reduceres, vil fasespændingen på de raske faser ved en jordfejl også blive reduceret. Når forholdet X_0/X_1 imidlertid er mindre end 1, vil jordfejlsstrømmene blive afbryderdimensionerende. Store jordfejlsstrømme kan give nærfø-ringsproblemer. For at holde jordfejlsstrømmene nede, det vil sige øge X_0/X_1 -forholdet, undlades at jorde alle transformerstjernepunkter eller de jordes via en reaktans. Når der undlades at jorde, stilles der forøgede krav til transformernes isolation i stjernepunkterne.

Det nødvendige antal jordingspunkter i nettet fastlægges således ud fra beregnede jordfejls-faktorer eller ved beregning af X_0/X_1 - og R_0/X_1 -forholdene.