



# Dimensioneringsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg

## **Dimensioneringsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg**

Udgivet af Energinet.dk

Rev. nr. 2

Energinet.dk  
Tonne Kjærvej 65  
7000 Fredericia  
Tlf. 70 10 22 44  
Maj 2013

Forsidebillede:  
Kabellægning Anholt Havmøllepark

## Indholdsfortegnelse

1.	Indledning .....	2
1.1	Baggrund .....	2
1.2	Formål og afgrænsning.....	2
2.	Ansvarsfordeling og projektførløb .....	2
2.1	Business case.....	3
2.2	Kravspecifikation .....	3
2.3	Designbeskrivelse.....	4
2.4	Proces for overdragelse til Eltransmission .....	4
3.	Planlægningsforudsætninger .....	4
4.	Dimensioneringskriterier.....	5
4.1	Baggrund .....	5
4.2	Driftskriterier .....	5
5.	Designvalg i planlægningsfasen .....	7
5.1	Forlægning .....	7
5.2	Overføringsevne .....	8
5.3	Kortslutningsstrøm .....	9
5.4	Kapitalisering af tab .....	9
5.5	Stationskomponenter .....	9
5.6	Reaktiv kompensering .....	9
6.	Analyser .....	10
6.1	Valg af overføringsevne .....	10
6.2	Kapitalisering af nettab .....	12
6.3	Kortslutningsberegninger.....	13
7.	Referencer.....	14
8.	Eksempler .....	15
8.1	400 kV-kabler til Forskønnelsesprojekt Lillebælt .....	15
8.2	150 kV-kabel Hvorupgaard-Nibstrup .....	21
8.3	Illustration af aktivering af reserver .....	27

# 1. Indledning

## 1.1 Baggrund

I 1994-1995 blev rapportererne "Anvendelse af 60 kV og 150 kV PEX-kabelanlæg" NL95-663a og "Anvendelse af 400 kV-kabelanlæg" NL-95-783 udarbejdet for at sikre en ensartet dimensionering af kabler i det jysk-fynske område. Manualen ELT2001-295d "150 kV og 400 kV PEX-kabelanlæg" blev udarbejdet i 2001-2003 for at tage højde for ændrede forhold såsom faldende priser på kabler og mulighed for at anvende PEX-isolering til 400 kV-kabler og for at inddrage de erfaringer, man havde opnået med kabler.

I 2008 blev "Dimensioneringsmanual for 400 kV, 150 kV og 132 kV PEX-kabelanlæg" færdiggjort som et appendiks til Netdimensioneringskriterierne. Formålet med manualen var at specificere, hvordan kabler kan dimensioneres og drives på en måde, så deres egenskaber udnyttes bedst muligt i det samlede transmissionsnet.

Siden Kabelhandlingsplanen i 2009 og forskønnelsesprojekterne blev vedtaget, har man opnået yderligere erfaring med dimensionering og projektering af kabelanlæg. Derfor besluttede Transmissionsudvalgets Planlægningsgruppe (TUPG) på mødet 1. december 2011 at nedsætte en arbejdsgruppe, som skulle opdatere planlægningsmanualen. Gruppen bestod af følgende deltagere:

Navn	Firma
Jonas Fabricius Nielsen	SEAS NVE
Per Berg Jacobsen	FynsNet
Poul Erik Thomsen	Vestjyske Net
Carsten Rasmussen	Energinet.dk
Chadi Dalal	Energinet.dk
Christian Skovgaard Andersen	Energinet.dk
Flemming Bo Christiansen	Energinet.dk
Jakob Kessel	Energinet.dk
Simon Dalsgaard Svendsen	Energinet.dk
Torsten Lund (pennfører)	Energinet.dk

En anden arbejdsgruppe arbejdede med at opdatere den tekniske kabelhåndbog ELT2001-295d "150 kV og 400 kV PEX-kabelanlæg".

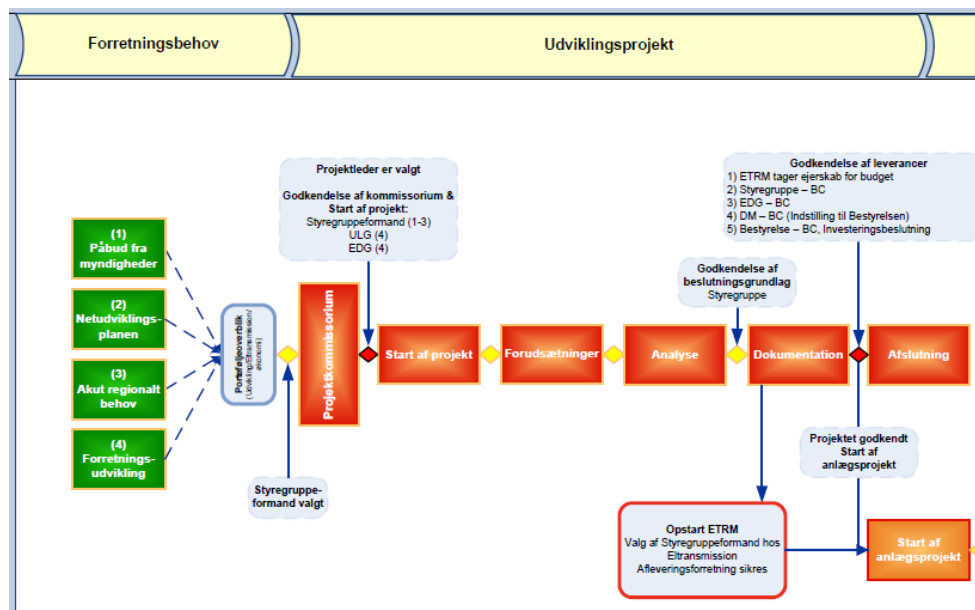
## 1.2 Formål og afgrænsning

Formålet med dette dokument er at beskrive den del af planlægningsprocessen for et kabelanlæg, som Energinet.dk's Udviklingsafdeling (i det følgende Udvikling) er ansvarlig for. På den måde kan en ensartet proces sikres, og de opnåede erfaringer kan fastholdes.

Manualen er et appendiks til Netdimensioneringskriterierne. Formålet med den er at præcisere, hvordan disse kan anvendes. Manualen virker derfor ikke i sig selv begrænsende for, hvilke løsninger der kan vælges.

# 2. Ansvarsfordeling og projektføreløb

Alle projekter i Energinet.dk skal følge den til enhver tid gældende projektmodel. I dette dokument fokuseres på de specifikationer, Udvikling leverer i kravspecifikationen. Figur 1 viser et overblik over den samlede proces i et udviklingsprojekt.



Figur 1 Projektmodel for udviklingsprojekter i Energinet.dk's Eldivision 2012.

Før Udvikling overgiver projektet til Eltransmission, skal følgende dokumenter være på plads:

1. Business case
2. Kravspecifikation
3. Designbeskrivelse

## 2.1 Business case

Medmindre der er tale om et påbud, skal der i business casen dokumenteres, at der er en samfundsøkonomisk gevinst ved at implementere det pågældende projekt. Desuden skal det dokumenteres, at den valgte løsning er bedre end en række undersøgte, men fravalgte alternativer. Business casen udarbejdes af Udvikling, mens anlægsbudgettet leveres af Eltransmission.

Når business casen er godkendt, er budgetrammen for projektet samtidig også fastlåst. Det er derfor vigtigt, at man under udarbejdelsen af business casen har et godt indblik i priser og tekniske muligheder samt omkostninger i anlæggets forventede levetid.

## 2.2 Kravspecifikation

Kravspecifikationens formål er at fastfryse kravene til et anlæg på et givet systemniveau. Kravene skal danne grundlag for at påbegynde et mere detaljeret design- og specifikationsarbejde på det efterfølgende systemniveau. Dokumentet danner endvidere grundlag for fremstilling af produktions-, installations-, vedligeholdelsesdokumentation og systemdriftsinstrukser.

Udvikling påbegynder dokumentet i projektmodningen, hvor de overordnede krav til det samlede anlæg fastfryses (Niveau 1). Når anlægsprojektet er overdraget fra Udvikling til Eltransmission, udarbejder Eltransmission de efterfølgende, mere detaljerede niveauer.

Udvikling specificerer følgende for kabelanlæg:

1. Kontinuert overføringsevne [kA]
2. 40 timers overføringsevne [kA] (kabler på transitforbindelser)
3. Forudgående belastning (40 timer) [kA] (kabler på transitforbindelser)
4. 1 times overføringsevne [kA] (kabler på transitforbindelser)
5. Forudgående belastning (1 time) [kA] (kabler på transitforbindelser)
6. Belastning ved N-1 [kA] (hvis kablet bruges til forsyning)
7. Belastningsgrad ved N-1 [kA] (hvis kablet bruges til forsyning)
8. Maksimal 1-faset kortslutningsstrøm [kA]
9. Maksimal 3-faset kortslutningsstrøm [kA]
10. Kapitaliseringsværdi for tomgangstab [kr./kW]
11. Kapitaliseringsværdi for fuldlasttab [kr./kW]
12. Behov for reaktiv kompensering (størrelse, type og placering)
13. Antaget forlægningsform og bredde

De enkelte punkter beskrives i kapitel 5.

### **2.3 Designbeskrivelse**

Dokumentets formål er at beskrive relevante designmuligheder samt den valgte løsning. Dette danner grundlag for udarbejdelse af kravspecifikationer på de efterfølgende niveauer og for fremstilling af produktions-, installations- og vedligeholdelsesdokumentation.

Udvikling påbegynder dokumentet i projektmodningen. Her udarbejdes den overordnede designbeskrivelse for den valgte løsning (Niveau 1) og beskrivelse af alternative løsningsmuligheder. Når anlægsprojektet er overdraget fra Udvikling til Eltransmission, udarbejder Eltransmission eventuelle efterfølgende designbeskrivelser for delsystemer.

### **2.4 Proces for overdragelse til Eltransmission**

For 132 kV- og 150 kV-kabler tilstræber Eltransmission sig for at anvende et mindre antal standardløsninger. Udvikling kan derfor i analyser og business cases anvende standardparametre og standardpriser for disse typer. Når Eltransmission får overdraget kravspecifikationen, foretages en detailberegning, hvorefter det endelige design kan fastlægges. Hvis det endelige design adskiller sig væsentligt fra de antagelser, der blev anvendt af Udvikling, skal Udvikling vurdere, om det påvirker beregningsgrundlaget.

## **3. Planlægningsforudsætninger**

For at opnå en ensartet og veldefineret fremgangsmåde ved beregning af overføringsbehovet for planlagte kabelanlæg, skal der anvendes en række veldefinerede planlægningsforudsætninger for de udførte analyser af behovet for overføringsevne for transmissionsforbindelser.

Alle planlægningsforudsætninger med hensyn til udviklingen af elforbrug og produktion er baseret på det til enhver tid gældende plan- og datagrundlag [Ref. 1].

Planlægningsforudsætningerne beskriver den forventede udvikling af elforbrug og -produktion inden for den betragtede tidshorisont. Der tages hensyn til den planlagte udvikling i produktionskapacitet for centrale produktionsenheder, havmølleparker, decentrale kraftvarmeværker og vindmøller. Ligeledes indregnes planlagte udbygninger af transmissionsnettet og udbygninger af udlandsforbindelserne.

## 4. Dimensioneringskriterier

### 4.1 Baggrund

Netplanlægningen baseres på langsigtede løsninger, der opfylder de nuværende og fremtidige behov til overføringsevnen for det pågældende kabelanlæg.

Energinet.dk har som systemansvarlig virksomhed et sæt Netdimensioneringskriterier [Ref. 2], der definerer de overordnede krav til transmissionsnettet ved mangler i nettet og i produktionsapparatet. Manglerne kan være planlagte i forbindelse med vedligehold eller ikkeplanlagte i forbindelse med netfejl.

Inden for Netdimensioneringskriteriernes rammer påvises den netmangel, der giver de største belastninger på de enkelte netanlæg.

Overbelastninger, der påvises med Netdimensioneringskriterierne, udløser et behov for forstærkning. Med Netdimensioneringskriterierne opnås der ikke konkret viden om dimensioneringen af den nødvendige forstærkning, men Netdimensioneringskriterierne stiller krav om en minimal overføringsevne.

Netdimensioneringskriterierne er formuleret på baggrund af mange års driftserfaringer og statistiske analyser af historiske mangler i elsystemet. Erfaringerne med Netdimensioneringskriterierne viser, at der opnås et transmissionsnet, der er robust over for netmangler i revisionsperioder og ved normalt forekommende hændelser.

Netdimensioneringskriterierne rummer derfor de nødvendige hensyn til udetid i forbindelse med revisioner og fejl. Gruppen af fejl omfatter fejl på luftledninger, der er forholdsvis hurtigt afhjulpnet samt fejl på kabler og transformere, der har lange reparationstider.

Overordnet skal Netdimensioneringskriterierne være overholdt, så ethvert kabelanlæg i transmissionsnettet under normale belastnings- og produktionsforhold og intakt net har en mindre belastning end kabelanlæggets kontinuerte overføringsevne.

### 4.2 Driftskriterier

For at skille funktionerne og dimensioneringspraksis ad, benævnes den del af nettet, som bidrager til store energitransporter inklusive udlandsforbindelser, "Sammenhængende transmissionsnet".

Den øvrige del af 150/132 kV-nettet, hvis væsentligste opgave er at flytte energi til slutforbrugere, benævnes "Øvrigt transmissionsnet".

#### 4.2.1 *Sammenhængende transmissionsnet*

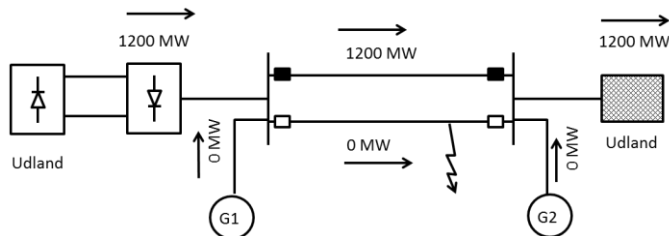
Der holdes generelt reserver, så udfald af en produktionsenhed eller et HVDC-anlæg kan erstattes med anden produktion inden for højst 15 minutter.

Handelskapaciteten vil som hovedregel være bestemt af kapaciteten, der findes ved N-1-1 beregningerne, eventuelt forøget med den del af de manuelle reserver, der med sikkerhed befinder sig på udlandssiden af en mulig 2. hændelse.

I beregningen af nettets overføringsevne skal anlæggenes 40 timers korttidsbelastningsevne anvendes. 40 timer svarer til den maksimale tid, der går fra, der bliver meldt en begrænsning ud, til markedet reagerer.

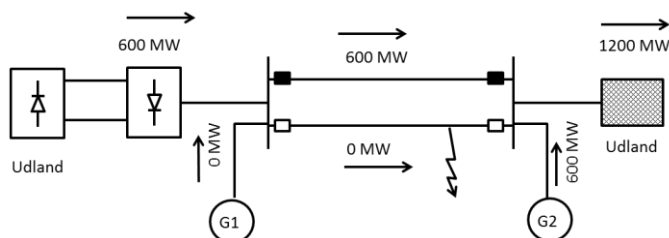
For at illustrere problemstillingen, er der nedenfor konstrueret et lille eksempel med to udlandsforbindelser, hvoraf den ene er en HVDC-forbindelse med flere poler. I eksemplet tages der kun højde for en situation med N-1. Afsnit 8.3, side 27, indeholder nogle mere generelle eksempler.

Figur 2 viser et eksempel på to parallelle transittkabler, hvor det ene er fejlramt.



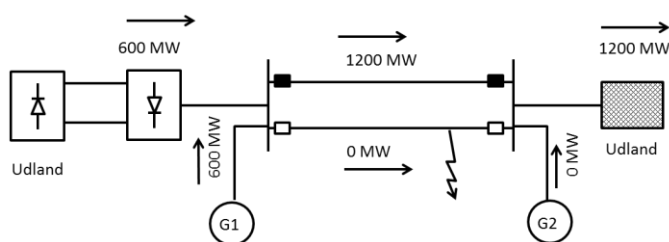
Figur 2 Situation hvor en transitledning er fejlramt.

Før fejlen opstod, var begge kabler belastet med 600 MW. Når fejlen bortkobles, belastes det tilbageværende kabel med 1.200 MW. For at bringe belastningen ned på 600 MW nedreguleres i første omgang med 600 MW på HVDC-polerne til venstre i figuren. Det betyder, at eksporten til udlandet falder, og for at kompensere for dette fald aktiveres manuelle reserver. Hvis man kan være sikker på, at reserverne aktiveres på generator 2, G2, som vist i Figur 3, kan eksporten til udlandet re-etableres, uden at kablet overbelastes. HVDC-forbindelsen kan rampes ned på under et sekund, og manuelle reserver kan startes op inden for 15 minutter. Men for at være på den sikre side forudsættes det, at kablet skal kunne overføre 1.200 MW i en time med en forudgående belastning på 600 MW.



Figur 3 Nedregulering på HVDC-forbindelse og opregulering på G2.

Hvis reserverne derimod aktiveres på generator 1, G1, som vist i Figur 4, vil kablet efter 15 minutter atter være belastet med 1.200 MW. I det tilfælde kan kablet kun aflastes ved, at der udmeldes begrænsninger til markedet, hvilket tager op til 36 timer. For at opnå en vis sikkerhedsmargin skal kabelsystemet kunne håndtere 1.200 MW i 40 timer ved en forudgående belastning på 600 MW.



Figur 4 Nedregulering på HVDC-forbindelse og opregulering på G1.

Med den nuværende (2013) praksis for indkøb af reserver vil det i de fleste tilfælde for Vestdanmark ikke være muligt at vide, hvor reserverne aktiveres.



N-1-1 beregninger gennemføres konsekvent for at finde handelskapaciteten på udlandsforbindelserne og størrelsen af de nødvendige afhjælpende og forebyggende tiltag, der er nødvendige efter 1. netfejl. Størrelsen af de afhjælpende tiltag efter 1. netfejl må p.t. ikke overstige 600 MW.

Hvis der ikke findes sikre manuelle reserver på "udlandssiden" af en vilkårlig 2. fejl, skal reserven indbygges i nettet, for at handelskapaciteten kan frigives.

#### 4.2.2 Øvrigt transmissionsnet

For transmissionsnet, hvis hovedsagelige funktion er forsyning af forbrug, dimensioneres kablerne således, at forbruget ved N-1 kan forsynes i flere uger, når der tages højde for det cykliske forbrug. Under en N-1-1 situation bør der højst være 40 MW, som ikke kan reserveforsynes via underliggende net [Ref. 3].

Proceduren for dimensionering i forhold til cyklisk forbrug kan kort opsummeres som:

- Udregning af multiplikator baseret på døgnkurve eller belastningsfaktor 0,7 i henhold til IEC-standard 853-2.
- Beregning af N-1 belastning for relevante forsyningsikkerhedsbalancer ( $I_{\text{forbrug}}$ ).
- Beregning af nødvendig referenceoverføringsevne baseret på N-1 belastning og multiplikator ( $I_{\text{ref}} = I_{\text{forbrug}}/\text{multiplikator}$ ).

I afsnit 8.2 er der givet et eksempel på, hvordan dimensioneringen i forhold til cyklisk forbrug kan foretages.

## 5. Designvalg i planlægningsfasen

Det tekniske design af kabelanlægget foretages som udgangspunkt af Eltransmission. Allerede i planlægningsprocessen er der dog visse aspekter, som skal afdækkes. Dette kapitel beskriver i overordnede termer, hvilken indflydelse de valg, der foretages i planlægningsfasen, får på det tekniske design. Der henvises til Kabelhåndbogen for en detaljeret beskrivelse af det tekniske kabel-design. De analyser, der er nødvendige for at fastlægge kravene, er dokumenteret i kapitel 6.

### 5.1 Forlægning

Forlægningsformen og -afstanden af et kabelsystem har afgørende betydning for dets egenskaber.

Et kabel i flad forlægning med krydskoblede eller enkeltpunktjordede skærme har i forhold til et kabel med tilsvarende tværsnit i tæt trekant følgende fordele:

- Større overføringsevne
- Større korttidsbelastningsevne

Omvendt har det også følgende ulemper:

- Større magnetfelt
- Flere krydskoblingspunkter, hvis der er krydskoblet skærm
- Brede tracé
- Højere graveomkostninger

Endvidere øges reaktansen ved flad forlægning (sammenlignet med tæt trekant), hvilket både kan være en fordel og en ulempe.

Da forlægningsformen påvirker reaktansen og dermed lastfordelingen i nettet, skal der allerede i planlægningsfasen tages stilling til denne.

Til trods for de højere graveomkostninger og større behov for krydskoblingspunkter vurderes det, at et kabel i flad forlægning generelt vil give størst overføringsevne pr. krone. Som tommelfingerregel kan man regne med, at kabler i byområder skal etableres som tæt trekant, mens kabler i åbent land kan etableres som flad forlægning.

For strækninger, hvor hovedparten forløber i åbent land, mens et par kilometer forløber i bymæssig bebyggelse, kan kabellægningen i den bymæssige del eventuelt etableres i tæt trekant med et større tværsnit. Dette kræver dog, at der findes kabel med det pågældende tværsnit på lager, da det vil være uforholdsmæssigt dyrt at bestille to tværsnit til et projekt.

Hvis der er tvivl om, hvilken forlægning der er optimal for en strækning, kan Udvikling foretage de nødvendige beregninger for begge forlægningsformer.

## 5.2 Overføringsevne

### 5.2.1 Landkabler

For alle kabelsystemer skal følgende specificeres:

#### **Kontinuert overføringsevne**

Den strøm, kablet skal kunne overføre konstant i en ubegrænset tidsperiode med en kappetemperatur på 50 °C. Herved undgås udtørring omkring kablet.

For kabler, som indgår i transitkorridorer<sup>1</sup>, skal følgende krav til overføringsevne desuden specificeres:

#### **40 timers overføringsevne og forudgående belastning**

Den strøm, kablet skal kunne overføre kontinuert over en periode på 40 timer ved den givne forudgående belastning. Efter 40 timer accepteres en kappetemperatur på 60 °C.

#### **1 times overføringsevne og forudgående belastning**

Den strøm, kablet skal kunne overføre kontinuert over en periode på 1 time ved den givne, forudgående belastning. Efter 1 time accepteres en ledertemperatur på 90 °C.

For kabler, hvis hovedformål er forsyning og opsamling af lokal produktion, skal følgende specificeres:

#### **Strøm ved ikkeintakt net samt belastningsfaktor**

Kablet skal kontinuert kunne forsyne den tilkoblede last ved en N-1-hændelse, når der tages højde for belastningsfaktoren.

Anlæggenes overføringsevne kan udnyttes mere optimalt, hvis der etableres permanent temperaturovervågning af kablerne. I tilfælde, hvor overføringskravet ligger på grænsen til at udløse to kabelsystemer, er det muligt at etablere optisk temperaturovervågning, så kablet kan drives tættere på grænsen. Der bør i alle tilfælde etableres PT 100-temperaturmålinger på kablet i nærheden af de to stationer, samt tomrør til senere optisk temperaturovervågning.

<sup>1</sup> Transitkorridorer defineres som de dele af nettet, hvis belastning ændres, når transitten i nettet ændres.

### 5.2.2 Søkabler

Søkabler skal principielt dimensioneres på samme måde som landkabler, men der skal for søkabler ikke tages hensyn til udtørring, og der kan ved kontinuert drift tillades en ledertemperatur på 90 °C.

Hvis man tillader en ledertemperatur på 90 °C, skal man være opmærksom på, at de tilladte korttidsbelastningsstrømstyrker ikke er så høje som for landkabler.

### 5.3 Kortslutningsstrøm

Den maksimale kortslutningsstrøm har betydning for følgende dele af kabelanlægget.

1. Skærmtværsnit
2. Afstand mellem krydskoblingspunkter

Udvikling skal levere beregning af maksimale 1-, 2- og 3-fasede kortslutningsstrømme for alle afgange i de stationer, kablerne er forbundet til. Endvidere skal det vurderes, hvad den maksimale bortkoblingstid for en fejl vil være.

Kabelskærme dimensioneres til at kunne håndtere minimum 40 kA i ½ sekund. Baggrunden for tidsgrænsen er, at det med opgradering af relæer er muligt for backupbeskyttelsen at reagere inden for ½ sekund. Baggrunden for strømgrænsen er, at stationsmateriel generelt dimensioneres til 40 kA. Dette niveau anses derfor for det maksimale niveau, der må opstå i nettet. Der er kun små besparelser ved at dimensionere til et lavere kortslutningsniveau, og det er ikke muligt senere at opgradere kabelskærmene uden at skifte kablerne.

For lange 132/150 kV-kabler bliver den 3-fasede kortslutningsstrøm dimensionerende for, hvor tæt linkboksene skal placeres. Det kan give mening at dimensionere linkboksene efter den forventede kortslutningsstrøm inden for en 20-årig periode med en vis sikkerhedsmargin. Skulle det mod forventning vise sig, at kortslutningsniveauet stiger ud over det dimensionerende niveau, er der forskellige muligheder for afhjælpning – herunder forøgelse af antallet af linkbokse.

### 5.4 Kapitalisering af tab

For at kunne vælge det økonomisk optimale kabeldesign skal der tages højde for den diskonterede værdi af fremtidige tab. Udvikling beregner værdien af 1 kW tab ved tomgang og ved den krævede kontinuerede overføringsevne. Eltransmission lægger disse priser til indkomne tilbudspriser.

### 5.5 Stationskomponenter

Ud over selve kablet kan stationskomponenter såsom adskillere, samleskinner og strømtransformere også virke begrænsende på overføringsevnen af kabelanlægget. I de tilfælde, hvor det er muligt at genbruge et eksisterende felt, skal man sikre sig, at alle komponenterne lever op til de specificerede belastningsevner for kabelanlægget.

Hvis der etableres et nyt felt til et kabel, bør man sikre sig, at feltet har samme korttidsbelastningsevne som kablet, også selv om denne overstiger specifikationerne. På den måde sikrer man sig, at det er den dyreste komponent, nemlig kablet, som er den begrænsende faktor. Hvis der på kort sigt ikke er behov for den højere overføringsevne, kan strømtransformeren etableres med flere udtag, således at den kan stilles om, når behovet opstår.

### 5.6 Reaktiv kompensering

Der skal generelt kompenseres for den ekstra reaktive effekt, som nyetablerede kabler genererer. Kompenseringen kan dog sammentænkes for flere kabelprojekter, så reaktorerne får en passende størrelse.

Principperne bag planlægningen af en reaktiv effektkompensering er beskrevet i [Ref. 4]. Reaktorerne skal generelt dimensioneres på en måde, så der ikke opstår problemer med zero-miss eller for store spændingsspring ved koblinger.

## 6. Analyser

I dette kapitel beskrives, hvilke analyser der skal udføres for at finde frem til værdierne, som er nævnt i kapitel 5.

### 6.1 Valg af overføringsevne

Valg af overføringsevne baseres på serier af load flow-analyser og N-1 beregninger for forskellige lastsituationer. Der arbejdes grundlæggende med to typer scenarier. For det første anvendes markedsbaserede balancer fx genereret af SIVAEL<sup>2</sup>, hvor der beregnes én lastsituation pr. time i et år. Disse giver et realistisk bud på belastningsgraden af en forbindelse for det givne år. Ulempen er, at de ikke nødvendigvis rammer den kombination, som giver den højeste belastning af elnettet.

For det andet anvendes manuelt opstillede balancer. Fordelen ved disse balancer er, at de kan skræddersys til at omfatte lastkombinationer, som erfaringsmæssigt giver en høj belastning af udvalgte dele af nettet. Ulempen er, at det ikke er klart, hvor stor sandsynligheden er, for at de indtræffer.

Der dimensioneres efter en tyveårig periode. Ud over denne tidshorisont er det sværere at forudsige udviklingen, og det vil typisk være billigere at foretage yderligere forstærkninger efter 20 år end at bygge stor robusthed ind fra starten. Der foretages typisk analyser for en tidshorisont på 5, 10 og 20 år, men i tilfælde, hvor der sker afgørende ændringer inden for disse perioder, kan der foretages analyser for mellemliggende år.

I forbindelse med den Netudviklingsplan, som udgives hvert andet år, foretages dog robusthedstjek for scenarier længere ud i fremtiden.

Basisfremskrivninger for forbrug og produktion bør udgøre det mest sandsynlige estimat. Der skal derfor ikke tillægges nogen sikkerhedsmargen på det tidspunkt. Når der foretages SIVAEL-beregninger for et givet år, må det derfor antages, at den maksimale belastning af en ledning, jf. fra SIVAEL-beregningen, udgør *forventningsværdien* for den maksimale belastning i det pågældende år. Dette gælder for såvel intakt net som ved værste N-1 situation.

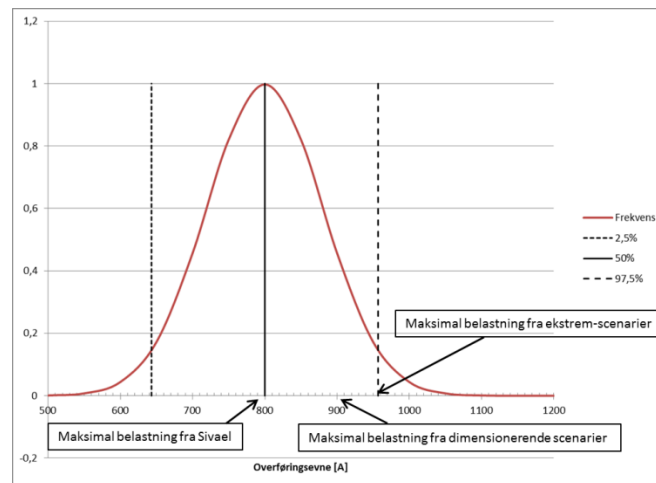
Den faktiske maksimalbelastning for de givne år kan ikke forventes at ligge præcist på denne værdi. Afvigelserne kan forklares ud fra flere faktorer:

1. Udviklingen i forbrug og eller produktionskapacitet for de områder, ledningen forbinder, har ikke fulgt de anvendte antagelser. Jo længere ud i fremtiden det pågældende år ligger, desto større bliver usikkerhederne.
2. Nettet er ikke blevet udbygget på den måde, der blev antaget, da ledningen blev dimensioneret. Planer 20 år ud i fremtiden er kun planer, som kan ændres løbende.
3. Selv om forudsætningerne holder, er det ikke sikkert, at den kombination af forbrug, produktion og transit, som i SIVAEL gav den højeste belastning, indtræffer i det pågældende år. Det er også muligt, at der optræder en kombination det pågældende år, som giver en højere belastning, end det blev forudsagt i SIVAEL.
4. I SIVAEL regnes der med en 2-årsvinter. Ved en 10-årsvinter vil visse forbindelser blive hårdere belastet.

<sup>2</sup>Simulation af varme og EL.

- Ofte er det situationer med netmangler, som bliver dimensionerende. Sandsynligheden for, at den værste netmangel optræder samtidig med den højeste belastning af ledningen, er lille. Omvendt skal driften planlægges, så nettet kan drives N-1 sikkert.

Figur 5 viser et eksempel på, hvordan den *maksimale* belastning af en ledning kunne se ud 20 år frem i tiden. Det er antaget, at maksimalbelastningen er normalfordelt omkring den maksimale fordeling fra SIVAEL.



Figur 5 Eksempel på udfaldsrum for maksimal belastning for en ledning.

De manuelle balancer bør vælges på en måde, så sandsynligheden for at man inden for et givent år vil opleve større strømme end de beregnede, ligger væsentligt under 50 %. Man kan dog tillægge en sikkerhedsmargin på op til 20 pct. til de maksimale belastninger, der blev fundet i de dimensionerende scenarier, hvis det skønnes, at der er stor usikkerhed om den fremtidige belastning, og man for en beskednen merpris kan sikre en større robusthed.

### 6.1.1 Opstilling af manuelle balancer

De manuelle balancer skal tage udgangspunkt i nedenstående hovedtyper.

1. Forsyningsikkerhed
2. Stor vindkraft
3. Stor transit
4. Effektimport til et område
5. Effekteksport fra et område
6. Effektindfødnings i 400 kV-nettet og eksport til 132/150 kV-nettet
7. Effektindfødnings i 132/150 kV-nettet og eksport til 400 kV-nettet

I forbindelse med netplanlægningsforudsætningerne vedligeholdes en række typiske scenarier for Øst- og Vestdanmark, som kan anvendes i forbindelse større screeninger. Når der skal foretages dimensionering af en konkret kabelstrækning, skal Udvikling i samråd med Systemdrift vurdere, om der skal udarbejdes specielle balancer til det pågældende projekt.

### 6.1.2 Beregninger

Den kontinuerte belastningsevne fastlægges i alle tilfælde efter følgende procedure:

1. Der køres et SIVAEL-sweep for de relevante år med load flow og N-1
2. Der dannes varighedskurver for belastning ved intakt net og N-1
3. De manuelle balancer analyseres med load flow og N-1

- Den kontinuerte belastning fastlægges som den maksimale belastning ud fra SIVAEL og de manuelle balancer

For transmissionsledninger i transitkorridorer følges følgende procedure for at fastslå behovet for korttidsbelastningsevne:

- De mest kritiske kombinationer af balancer og netfejl analyseres
- Det vurderes, om der i visse tilfælde er mulighed for at aflaste ledningen ved at regulere en HVDC-forbindelse ned, som beskrevet i afsnit 4.2., uden at effekten neutraliseres af aktive-ringering af manuelle reserver.
- For hver af de kritiske kombinationer udføres en N-1 analyse, så den værste N-1-1 hændelse findes.
- 1-timesværdien sættes til den højeste værdi af N-1 før nedreguleringen og N-1-1 efter nedreguleringen. Den forudgående strøm sættes til 90 pct. af den højeste værdi af maksimale strøm ved intakt net.
- 40-timersværdien sættes til den maksimale strøm, efter at den første nedregulering har fundet sted. Den forudgående strøm sættes også her til 90 pct. af den maksimale strøm ved intakt net.

For transmissionsledninger, hvis hovedformål er distribution, beregnes overføringsbehovet på samme måde som for transitledningerne. Derudover kræves det, at det underliggende forbrug skal kunne forsynes i en ubegrænset periode under en N-1-hændelse. Dette indbefatter ikke aftag af lokal produktion og vindproduktion.

For stationer eller områder med kun to indføddninger vælges belastningsevnen med en realistisk belastningsgrad, så det samlede forbrug kan forsynes i en 10-årsvinter.

## 6.2 Kapitalisering af nettab

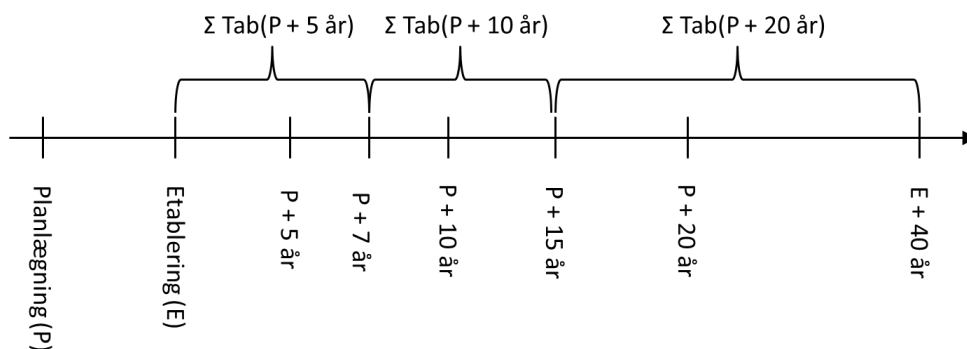
Nettabene kapitaliseres ud fra de strømme i kablet, der er beregnet i de gennemførte SIVAEL-sweeps. For hvert år beregnes en tabstid ud fra nedenstående formel, hvor  $I_n$  er strømmen i den pågældende time, og  $I_{nom}$  er det kontinuerte overføringsbehov.

$$T_{Tab} = \sum_{n=0}^{8760} \left( \frac{I_n}{I_{nom}} \right)^2$$

Der skal nu beregnes en samlet pris pr. kW fuldlasttab og tomgangstab.

Summen af tabene i et givet år ved et fuldlasttab på 1 kW findes ved at gange tabstiden med 1 kW. For tomgangstab sættes tabstiden sættes til 8.760 timer.

Kapitaliseringen kan foretages som vist i nedenstående figur.



Vejledninger og forudsætninger for kapitalisering af nettab findes i netplanlægningsforudsætningerne [Ref. 1].

### **6.3 Kortslutningsberegninger**

For at dimensionere et kabelanlæg skal den maksimale 1-, 2- og 3-fasede kortslutningsstrøm beregnes for alle afgange i de berørte stationer. Kortslutningsberegningerne foretages i henhold til de gældende vejledninger.

Kortslutningsberegningerne foretages i de samme år, som load flow-beregningerne. Derudover foretages en vurdering af kortslutningsniveauet 40 år ud i fremtiden.

## **7. Referencer**

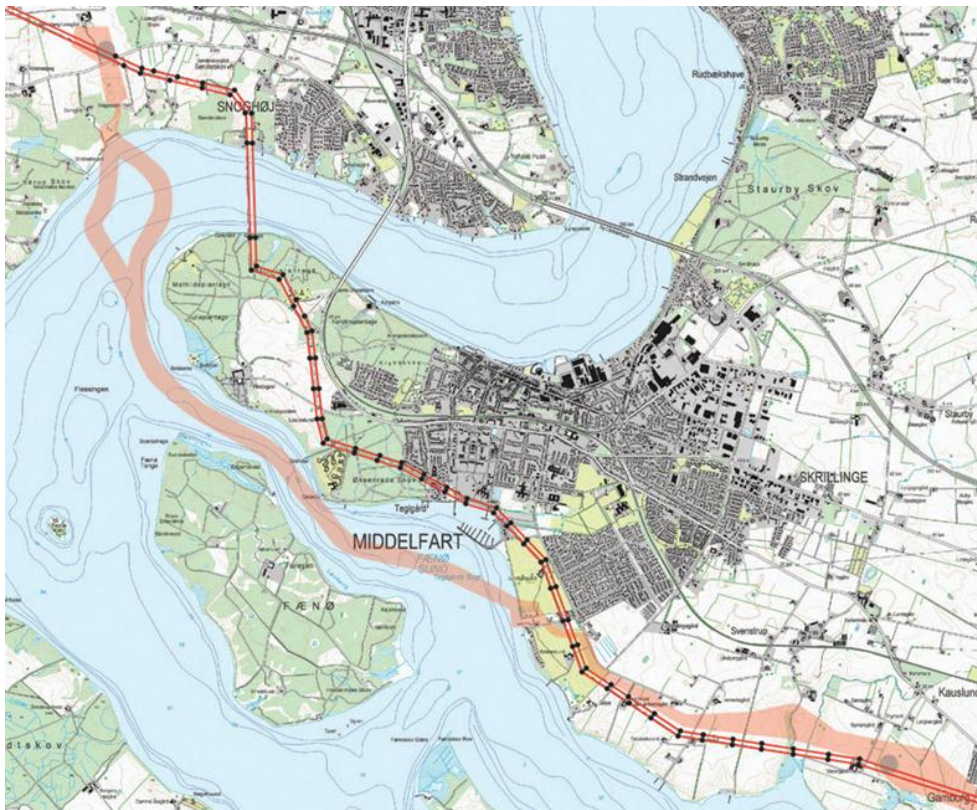
- Ref. 1 Energinet.dk Netplanlægningsforudsætninger
- Ref. 2 Energinet.dk Netdimensioneringskriterier
- Ref. 3 Energinet.dk: Netdimensioneringskriterier - Appendiks 3 DEFU RA 578, Koordinerede netudbygningskriterier for 10-60 kV og 132-150 kV, juli 2012
- Ref. 4 Teknisk forskrift TF 2.1.1 Appendiks 1 Optimering af reaktive effektforhold



## 8. Eksempler

### 8.1 400 kV-kabler til Forskønnelsesprojekt Lillebælt

Den eksisterende luftledning samt kommende kabeltracé er vist på nedenstående figur.



#### 8.1.1 Dimensioneringspraksis

Da kablerne til FSPL skulle dimensioneres, var netdimensioneringskriterierne ikke opdateret. Det blev valgt at fravige de gældende kriterier, da de ikke tog hensyn til specielle forhold i FSPL-projektet.

Der blev anvendt følgende dimensioneringspraksis for FSPL:

- Krav til overføringsevne (kontinueret)
- Krav til overføringsevne efter fejl (1-timesværdi) efter forudgående fuld belastning af kablerne, hvor det forudsattes, at der forberedes til fejl nummer 2 (ved at nedregulere med 600 MW på Storebæltsforbindelsen, SB1).

Herudover indførtes en 40-timersværdi, hvis Lillebæltsforbindelserne skal forberedes til én Storebæltsforbindelse i normal drift samt en nr. 2 Storebæltsforbindelse til reserveformål.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville der ikke have været taget hensyn til forberedelse til fejl nummer 2 (det vil sige ingen nedregulering på SB1), og systemet ville skulle drives i denne tilstand i 100 timer efter fejlen. Dette ville ikke have været i overensstemmelse med Systemdrifts måde at drive nettet på.*

### 8.1.2 *Vurdering af overføringsbehov*

Der blev opstillet en manuel balance med følgende karakteristika for at bestemme overføringsbehovet på kablerne over Lillebælt:

- 100 pct. forbrug i en 2030-situation.
- Ingen produktion på centrale eller decentrale kraftvarmeværker på Fyn.
- 50 pct. vindproduktion.
- Fuld effektoverførsel over Storebælt (600 MW eller 1.200 MW) i østgående retning.

Det ikke blev valgt at sætte vindproduktionen til 0, da det kun forventes, at der kan opstå en situation uden produktion på centrale og decentral kraftvarmeværker, når elprisen er lav. For at opnå lave elpriser, når der samtidigt er maksimalt forbrug, må der forventes en vis andel vind.

Der blev ikke fokuseret på en situation med vestgående effekt, da sandsynligheden for, at der skulle opstå situationer med højt effektflow i vestgående retning over Lillebælt, er markant mindre end sandsynligheden for et højt effektflow i østgående retning.

Ud over den manuelle balance blev der foretaget SIVAEL-sweeps. Det blev kontrolleret, om den manuelle balance var dimensionerende.

De to forbindelser over Lillebælt, Fraugde-Landerupgård og Kingstrup-Landerupgård, bliver belastet lidt forskelligt, men det blev antaget, at de kabler, som lægges over Lillebælt skal være ens. Der blev derfor valgt at dimensionere ud fra den forbindelse, som bliver højest belastet.

### 8.1.3 *Intakt net*

#### **8.1.3.1 Krav til overføringsevne ved intakt net med én Storebæltsforbindelse**

Ved intakt net skal 400 kV-kablerne over Lillebælt kunne håndtere ethvert forventeligt overføringskrav, hvis der kun er én Storebæltsforbindelse.

På baggrund af den manuelle balance medfører det krav til, at den kontinuerte overføringsevne for hver af de to forbindelser over Lillebælt skal være på 750 A.

Fra det respektive SIVAEL-sweep fås værdier op til 710 A.

#### **8.1.3.2 Krav til overføringsevne ved intakt net med to Storebæltsforbindelser**

Ved intakt net skal 400 kV-kablerne over Lillebælt kunne klare ethvert forventeligt overføringskrav, hvis der er to Storebæltsforbindelser på hver 600 MW.

På baggrund af den manuelle balance medfører det krav til, at den kontinuerte overføringsevne for hver af de to forbindelser over Lillebælt skal være på 1.130 A.

Fra det respektive SIVAEL-sweep fås værdier op til 1.065 A.

### 8.1.4 *Ikkeintakt net, fejlsituationer*

Ved fejlhændelser i nettet kan kabernes korttidsbelastningsevne udnyttes. Ved dimensioneringen specificeredes kablerne til at kunne overføre den højeste strømstyrke, der fandtes ved udfaldsbe-

regninger, i 1 time<sup>3</sup>. Dette skal kablerne kunne med en forudgående belastning svarende til den maksimale strømstyrke bestemt med beregningerne for intakt net.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville kablerne skulle kunne belastes med denne strømstyrke i 100 timer efter fejlen.*

#### **8.1.4.1 Krav til overføringsevne ved ikkeintakt net med én Storebæltsforbindelse**

Ved fejl i nettet skal 400 kV-kablerne over Lillebælt kunne håndtere ethvert forventeligt overføringskrav, hvis der kun er én Storebæltsforbindelse.

På baggrund af den manuelle balance medfører det krav til, at 1-times overføringsevnen for hver af de to forbindelser over Lillebælt skal være på 1.355 A ved en forudgående strøm på 750 A.

Fra det respektive SIVAEL-sweep fås værdier op til 1.245 A.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville kablerne skulle kunne overføre 1.355 A i 100 timer efter fejlen.*

#### **8.1.4.2 Krav til overføringsevne ved ikkeintakt net med to Storebæltsforbindelser**

Ved fejl i nettet skal 400 kV-kablerne over Lillebælt kunne håndtere ethvert forventeligt overføringskrav, hvis der er to Storebæltsforbindelser.

På baggrund af den manuelle balance medfører det krav til, at 1-times overføringsevnen for hver af de to forbindelser over Lillebælt skal være på 2.115 A ved en forudgående strøm på 1.130 A.

Fra det respektive SIVAEL-sweep fås værdier op til 1.885 A.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville kablerne skulle kunne overføre 2.115 A i 100 timer efter fejlen.*

#### **8.1.5 Forberedelse til næste fejl**

Efter en fejl i nettet skal Systemdrift forberede nettet til næste fejl inden for 15 minutter. I dette tilfælde er den værste næste fejl udfald af den anden 400 kV-forbindelse over Lillebælt. Med det nuværende net vil det betyde, at Fyn og Jylland kun vil være forbundet via 150 kV-kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Dette kabel har en relativt lav overføringsevne, men det forventes, at der skal lægges et kraftigere 150 kV-kabel mellem Graderup og Ryttergården til erstatning for kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Dette kabel forventes etableret i 2017 og forventes at få en overføringsevne på op til 300 MVA.

Det betyder, at forberedelse til næste fejl på sigt vil være en vurdering af, hvor meget det forventede, kommende 150 kV-kabel mellem Graderup og Ryttergården kan tillades at blive belastet, efter det andet 400 kV-system over Lillebælt er faldet ud. I denne situation vil det sandsynligvis være tilladeligt at belaste 150 kV-kablet med det dobbelte af dets kontinuerede overføringsevne, det vil sige 600 MVA, i en kortere periode efter en fejl (15 minutter).

Det medfører, at når det første 400 kV-system over Lillebælt er udkoblet, skal udvekslingen mellem Fyn og Jylland begrænses til maksimum 600 MW for at forberede til næste fejl.

<sup>3</sup> Systemdrift skal kunne forberede nettet til næste fejl inden for 15 minutter. For at have en sikkerhedsmargin vælges det, at kablerne skal dimensioneres til at kunne overføre den forøgede strøm efter en fejl i en time.

Det betyder, at der i denne driftssituation vil kunne overføres op til 600 MW fordelt på en 400 kV-forbindelse og en 150 kV-forbindelse. Da der ikke kan forventes en optimal fordeling af effekten på disse to forbindelser, antages, at 90 pct. af effekten overføres på 400 kV-forbindelsen og de resterende 10 pct. på 150 kV-kablet. Det betyder, at i en situation med en 400 kV-forbindelse ude af drift, kan det forventes, at det tilbageværende 400 kV-system bliver belastet med 540 MW = 780 A. Dette er med hensyntagen til forberedelse til næste fejl. Dette er en driftstilstand uden tidsbegrænsning.

Hvis fejl nummer 2 indtræffer (udfald af anden 400 kV forbindelse), skal effektflowet på det tilbageværende 150 kV-kabel mellem Jylland og Fyn hurtigt reduceres til 250-300 MW. Det kan gøres ved at importere 200-300 MW fra Sjælland<sup>4</sup>.

#### **8.1.5.1 Krav til overføringsevne ved ikkeintakt net med én Storebæltsforbindelse og med forberedelse til næste fejl**

Som beskrevet i afsnit 8.1.5 vil det være nødvendigt at kunne overføre 780 A (kontinueret) på én forbindelse over Lillebælt i en situation, hvor den ene 400 kV-forbindelse er udkoblet. Dette er et højere krav til overføringsevnen for 400 kV-kablerne over Lillebælt end ved intakt net (se afsnit 8.1.3.1), og det bliver derfor den værdi, som bliver dimensionerende.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville der ikke have været taget hensyn til forberedelse til næste fejl.*

#### **8.1.5.2 Krav til overføringsevne ved ikkeintakt net med to Storebæltsforbindelser og med forberedelse til næste fejl**

Som beskrevet i afsnit 8.1.5 vil det være nødvendigt at kunne overføre 780 A (kontinueret) på én forbindelse over Lillebælt i en situation, hvor den ene 400 kV-forbindelse er udkoblet.

Dette er et mindre krav til overføringsevne for 400 kV-kablerne over Lillebælt end ved intakt net (se afsnit 8.1.3.2), hvorfor denne værdi ikke bliver dimensionerende.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville der ikke have været taget hensyn til forberedelse til næste fejl.*

#### **8.1.5.3 Krav til overføringsevne ved anvendelse af SB2<sup>5</sup> som reserve**

Hvis en kommende SB2 udelukkende anvendes som reserve, skal 400 kV-kablerne over Lillebælt ved intakt net kunne overføre fuld effekt på SB1+SB2, indtil nye begrænsninger er effektueret i spotmarkedet.

Det vil i værste fald kræve fuld overføringsevne i 40 timer med forudgående belastning på 750 A, hvilket medfører, at  $I_{40-h}$  bliver 1.130 A.

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville der ikke have været taget hensyn til forberedelse til næste fejl.*

<sup>4</sup> Med et 150 kV-kabel mellem Graderup og Ryttergården vil kortslutningsniveauet i Fraugde (selv med begge 400 kV-forbindelser over Lillebælt udkoblet og al produktion på Fyn udkoblet) være tilstrækkeligt højt til en sikker kommutering på HVDC-forbindelsen over Storebælt.

<sup>5</sup> Storebælt 2

### 8.1.6 Opsumming af overføringskrav

Kravene til overføringsevner for de kommende 400 kV-forbindelser over Lillebælt er gennemgået i de foregående afsnit og opsummeret i nedenstående tabel.

Forberedt til	$I_{\text{kontinueret}} [A]$	$I_{1\text{-h}} [A]$	$I_{40\text{-h}} [A]$	$I_{\text{Forudgående}} [A]$
SB1	780	1.355		750
SB1 + SB2 som reserve	780	1.355	1.130	750
SB1 + SB2	1.130	2.115		1.130

Forudsætninger:

- For at SB2 kan benyttes som reserve, kræves intakte 400 kV-net på begge sider af Storebælt. Det betyder, at følgende 400 kV-forbindelser i Vestdanmark skal være indkoblede: FGD-LAG, FGB-KIN, KIN-LAG, KAS-LAG, LAG-MAL, MAL-TRI og FER-TRI. Hvis LAG-REV bliver etableret, reduceres kravet til indkoblede forbindelser i Vestdanmark. Det betyder endvidere, at følgende 400 kV-forbindelser i Østdanmark skal være indkoblede: ASV-HKS, ASV-BJS, BJS-HKS, BJS-HVE og BJS-ISH. Hvis der etableres en nord/vestlig 400 kV-ring i Østdanmark, reduceres kravet til indkoblede forbindelser i Østdanmark. Udkobling af det ene delsystem på Kassø-Tjele vil med de nuværende regler for håndtering af markedet betyde en begrænsning på dels Tysklandsgrænsen, dels Storebæltsforbindelserne. I denne periode vil SB2 ikke kunne anvendes som reserve, hvis SB1 er frigivet til markedet.
- Hvis Lillebælt forberedes til SB1 + SB2, kræver det indkøb af ekstra reserver i Østdanmark nord for HVE eller i KYV i størrelsesordenen 100-200 mio. kr. pr. år.

Alternativt skal der lægges en tredje, uafhængig 400 kV-forbindelse over Lillebælt, og så vil det ikke være nødvendigt med overføringsevnerne angivet i ovenstående tabel. Mulige tilslutningspunkter for en tredje, uafhængig 400 kV-forbindelse over Lillebælt er vist i Bilag 2. En tredje, uafhængig 400 kV-forbindelse over Lillebælt vil medføre omkostninger på > 500 mio. kr.

Derudover skal der etableres en nord/vestlig 400 kV-ring i Østdanmark.

- Kravet til, at forbindelserne over Lillebælt skal kunne overføre 780 A kontinuert i tilfældet, hvor der kun er én Storebæltsforbindelse, er følgende: Det skal tillades, at et 150 kV-kabel bliver belastet med 600 MW transit + forbruget på Fyn i en time efter en fejl (udfald af et andet 400 kV-system).

*Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville der have været stillet følgende krav til overføringsevner:*

Forberedt til	$I_{\text{kontinueret}} [A]$	$I_{100\text{-h}} [A]$	$I_{\text{Forudgående}} [A]$
SB1	750	1.355	750
SB1 + SB2 som reserve	750	1.355	750
SB1 + SB2	1.130	2.115	1.130

### 8.1.7 Forventede kabeltyper

Kabelproducenterne kan indgive tilbud med forskellige kabeltyper, og det vides ikke på forhånd, hvilke løsninger der bliver foreslået.

Der skal dog her gives et bud på, hvilke kabeltyper<sup>6</sup> det bør forventes, at der bliver tilbudt. Disse forventninger bygger på data fra ABBs kabelkatalog, CymCap-beregninger samt det 3-fasede kabel til Anholt Havmøllepark.

Forberedt til	1-fasede kabler	3-fasede kabler
SB1	1.200-2.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)	Ét kabel pr. forbindelse, 1.200 mm <sup>2</sup> Al- eller 800-1.000 mm <sup>2</sup> Cu-ledere (krav til overføringsevne vil bestemme dimensioneringen)
SB1 + SB2 som reserve	1.200-2.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)	Ét kabel pr. forbindelse 1.000-1.200 mm <sup>2</sup> Cu-ledere (krav til overføringsevne vil bestemme dimensioneringen).
SB1 + SB2	2.000-2.500 mm <sup>2</sup> Al- eller 1.600 mm <sup>2</sup> Cu-ledere (krav til overføringsevne vil bestemme dimensioneringen)	To kabler pr. forbindelse, 1.000-1.200 mm <sup>2</sup> Al-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)

Hvis man havde anvendt de eksisterende dimensioneringskriterier, ville man kunne forvente at skulle vælge mellem følgende løsninger:

Forberedt til	1-fasede kabler	3-fasede kabler
SB1	2.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere med kraftig kobberskærm	To kabler pr. forbindelse, 800-1.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)
SB1 + SB2 som reserve	2.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere med kraftig kobberskærm	To kabler pr. forbindelse, 800-1.000 mm <sup>2</sup> Al-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)
SB1 + SB2	To systemer pr. forbindelse (ej plads til 12 kabler gennem Fænø Sund)	To kabler pr. forbindelse, 1.200-1.400 mm <sup>2</sup> Cu-ledere (tabsoptimering vil bestemme dimensioneringen)

Årsagen til, at der vil være behov for væsentligt kraftigere kabler, hvis man skulle anvende de eksisterende dimensioneringskriterier, er, at kablerne vil skulle kunne håndtere en stor strømstyrke i 100 timer efter en fejl i stedet for kun i 1 time (med den valgte måde at dimensionere på). Hvis ikke man havde fraveget den eksisterende dimensioneringspraksis i FSPL, ville projektet have blevet væsentligt dyrere end det nuværende projekt.

### 8.1.8 Konklusion

Kravene til overføringsevner for de kommende 400 kV-forbindelser over Lillebælt er følgende:

Forberedt til	I <sub>kontinuert</sub> [A]	I <sub>1-h</sub> [A]	I <sub>40-h</sub> [A]	I <sub>Forudgående</sub> [A]
---------------	-----------------------------	----------------------	-----------------------	------------------------------

<sup>6</sup> Da dette afsnit blev skrevet, var det kun forventet, at der kunne produceres 3-fasede kabler med leder-tværsnitsarealer på 1.200 mm<sup>2</sup>. I praksis har det vist sig, at det er muligt med 1.400 mm<sup>2</sup>.

Solution 1: SB1	780	1.355		750
Solution 2: SB1 + SB2 som reserve	780	1.355	1.130	750
Solution 3: SB1 + SB2	1.130	2.115		1.130

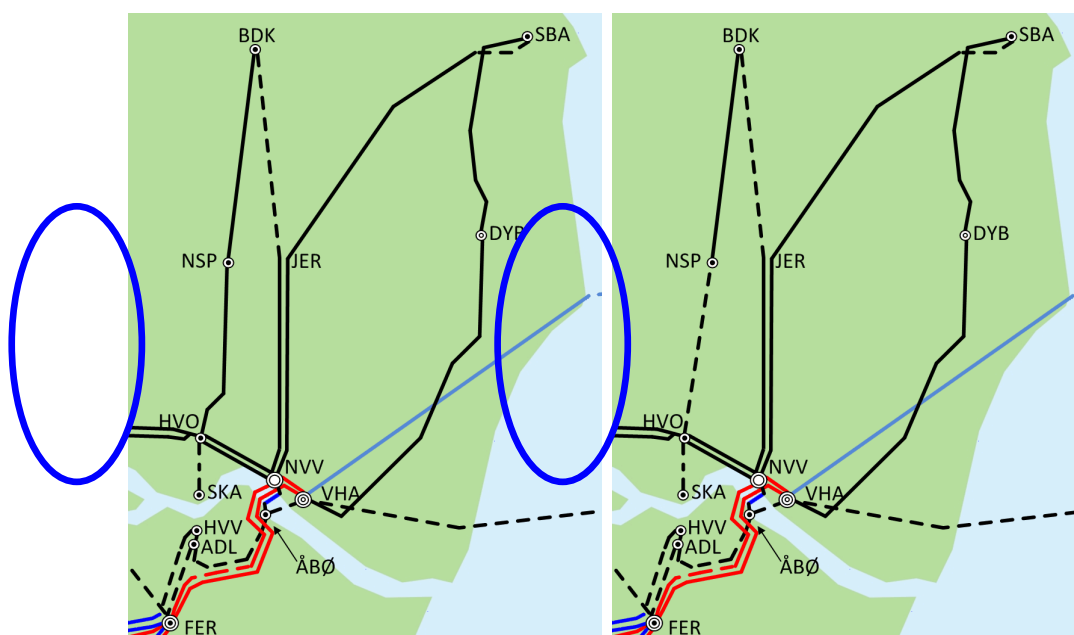
Der kom tilbud ind fra en række kabelproducenter; heraf fra én som tilbød 3-fasede kabler. Priserne på 3-fasede kabler til Solution 1 og Solution 2 lå væsentligt lavere end de øvrige tilbud, hvorfor fokus var på disse kabler. Man valgte 3-fasede kabler til Solution 2. Disse kabler har en kontinuert overføringsevne på > 900 A (for at kunne opfylde kravene til korttidsbelastningsevnerne).

Kablerne er 3-fasede søkabler med Al-ledere på 1.400 mm<sup>2</sup> samt 1-fasede landkabler med Al-ledere på 1.400 mm<sup>2</sup>.

## 8.2 150 kV-kabel Hvorupgaard-Nibstrup

### 8.2.1 Kort om projektet

Som følge af Kabelhandlingsplanen skal luftledningen Hvorupgård-Nibstrup nedtages i henhold til det økonomisk optimale nedtagningstidspunkt. Som erstatning for luftledningen etableres der en 1:1-kabellægning med en forventet længde på 19,6 km, hvorefter luftledningen med en længde på 17,8 km kan nedtages.



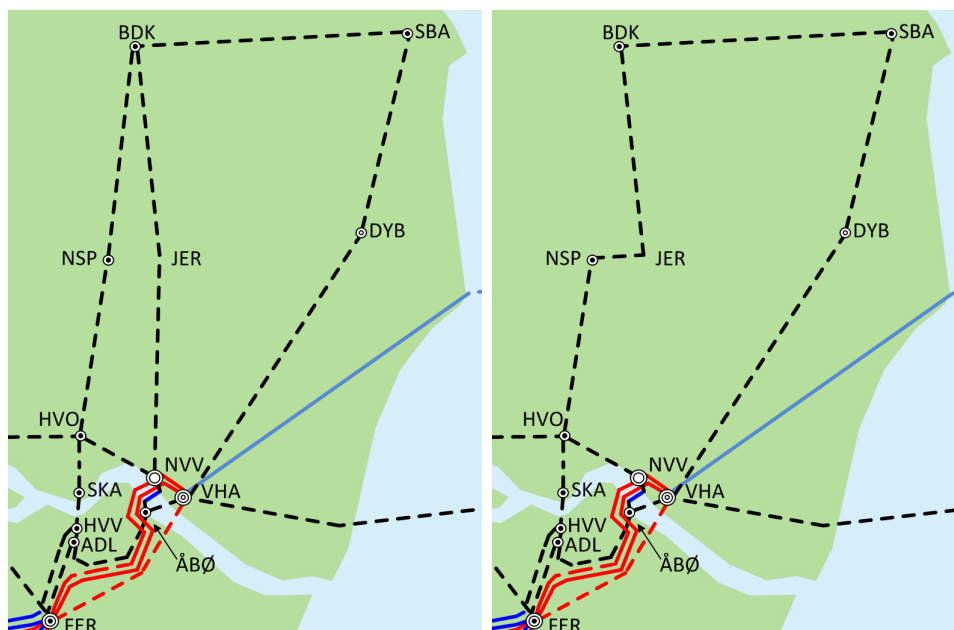
Figur 6 Forventet netstruktur i Vendsysselområdet ultimo 2012 (til venstre) og ultimo 2013 (til højre).

På station Hvorupgård og Nibstrup skal der etableres kabelendemuffer.

Kabelanlægget forventes at producere 1,8 Mvar/km svarende til ca. 35 Mvar ved tomgang. Denne reaktive effekt kompenseres med tilslutning af reaktor på 40 Mvar opstillet på station Nibstrup.

## 8.2.2 Energistyrelsens kommentarer

I forbindelse med Energistyrelsens behandling af N1's ansøgning om etablering af kabelforbindelsen Hvorupgård-Nibstrup blev der stillet spørgsmål til det langsigtede behov for tre forbindelser nordpå.



Figur 7 Den langsigtede netstruktur i Vendsysselområdet ultimo 2030 (til venstre) og alternativ til langsigtede netstruktur (til højre).

I hovedforslaget til den langsigtede netstruktur etableres der i alt tre forbindelser fra Aalborgområdet til det nordlige Vendsyssel. I den alternative netstruktur kabellægges der fra NSP-JER, hvorved der ikke foretages kabellægning af BDK-NSP og NVV-JER.

Nedenfor er belastningerne beregnet for både hovedforslaget og den alternative netstruktur. Den nødvendige referenceoverføringsevne er beregnet på baggrund af 100-timersreglen for tæt trekant og flad forlægning (henholdsvis  $(N-1)/1,26$  og  $(N-1)/1,38$ ). Alle værdier er i kA.

Med BDK-NVV	Intakt net	N-1	Udfald	Ref. overf. TT	Ref. overf. FF
Case 1	0,156	0,330	DYB-VHA_150	0,262	0,239
Case 2	0,129	0,250	DYB-VHA_150	0,199	0,181
Case 3	0,111	0,180	BDK-NSP_150	0,143	0,131
Case 4	0,121	0,201	DYB-VHA_150	0,160	0,146
Case 5	0,336	<b>0,506</b>	DYB-VHA_150	0,402	0,367
Case 6	0,383	<b>0,593</b>	DYB-VHA_150	0,471	0,430
Case 7	0,150	0,193	BDK-NSP_150	0,153	0,140



Uden BDK-NVV	Intakt net	N-1	Udfald	Ref. overf. TT	Ref. overf. FF
Case 1	0,243	0,518	DYB-VHA_150	0,411	0,376
Case 2	0,184	0,344	DYB-VHA_150	0,273	0,249
Case 3	0,163	0,241	DYB-VHA_150	0,191	0,175
Case 4	0,153	0,411	DYB-VHA_150	0,326	0,298
Case 5	0,478	<b>0,969</b>	DYB-VHA_150	0,769	0,702
Case 6	0,577	<b>1,194</b>	DYB-VHA_150	0,948	0,865
Case 7	0,168	0,278	BDK-SBA_150	0,221	0,201

Overføringsevnen i nedenstående tabel anvendes ved vurdering af nødvendig kabeltype og -tværsnit:

	800 mm <sup>2</sup>	1.200 mm <sup>2</sup>	2.000 mm <sup>2</sup>
Flad forlægning	0,770	0,925	1,134
Tæt trekant	0,667	0,797	-

Ud fra beregningerne blev følgende konkluderet:

Baseret på beregningerne med modellen fra Kabelhandlingsplan 2009 vil **800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning** være tilstrækkeligt for 2025 for HVO-NSP, mens 800 mm<sup>2</sup> i tæt trekant vil være tilstrækkeligt for BDK-NSP. Anvendes år 2040 som dimensionerede, er et 1.200 mm<sup>2</sup> i flad forlægning nødvendig for HVO-NSP, mens et 800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning er tilstrækkeligt for BDK-NSP.

Ud fra dette blev det konkluderet, at 800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning vil være tilstrækkeligt for NSP-HVO.

### 8.2.3 Krav ifølge tidligere dimensioneringspraksis

Dimensioneringskravene til kabelanlægget blev udarbejdet medio 2011 og er kort opsummeret nedenfor. Dimensioneringsgrundlaget er baseret på, at det skal være belastningsmæssigt muligt at realisere den alternative netstruktur, uden den tredje forbindelse.

Etablering	Kontinuert overføringsevne(intakt net)[A]	Maksimal overføringsevne(N-1)[A]	Forudgående belastning[A]
HVO-NSP	0,407	0,979	0,280
Kilde	SIVAEL 2030 Uden tredje forbindelse	Dimensionerende effektbalancer 2030 Uden tredje forbindelse med transformerdublering	SIVAEL 2030 Uden tredje forbindelse: Middelbelastning

Dimensionering i forhold til at kunne opretholde en N-1 situation i 100 timer.

Ved at anvende den "gamle" tommelfingerregel beregnes referenceoverføringsevnen til:

$$\begin{aligned} \text{Ref. overf. tæt trekant} &= 0,979/1,26 = 0,777 \text{ kA} \\ \text{Ref. overf. flad forlægning} &= 0,979/1,38 = 0,709 \text{ kA} \end{aligned}$$

Baseret på dette blev det konkluderet, at 800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning er tilstrækkeligt. Den konklusion holder dermed muligheden for den alternative netstruktur åben.

### 8.2.4 Dimensionering ved 1-times- og 40-timersværdier

1-timesværdien er ikke interessant i dette område, da der ikke er nogen transit.

Den nødvendige referenceoverføringsevne for 40-timersværdien kan beregnes ud fra korttidsbelastningsevnerne.

Nedenfor er referenceoverføringsevnen beregnet på ud fra 40 timer, en forudgående belastning på 90 pct. og en tilladelig kappetemperatur på 60 °C:

Ref. overf. tæt trekant	= $0,979/1,40 = 0,699$ kA
Ref. overf. flad forlægning	= $0,979/1,54 = 0,636$ kA

Ved at anvende denne dimensioneringspraksis bliver dimensioneringen mindre konservativ. I det konkrete tilfælde er det dog stadig ikke tilstrækkeligt med et 800 mm<sup>2</sup> i tæt trekant, hvorfor valget af 800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning stadig er nødvendigt.

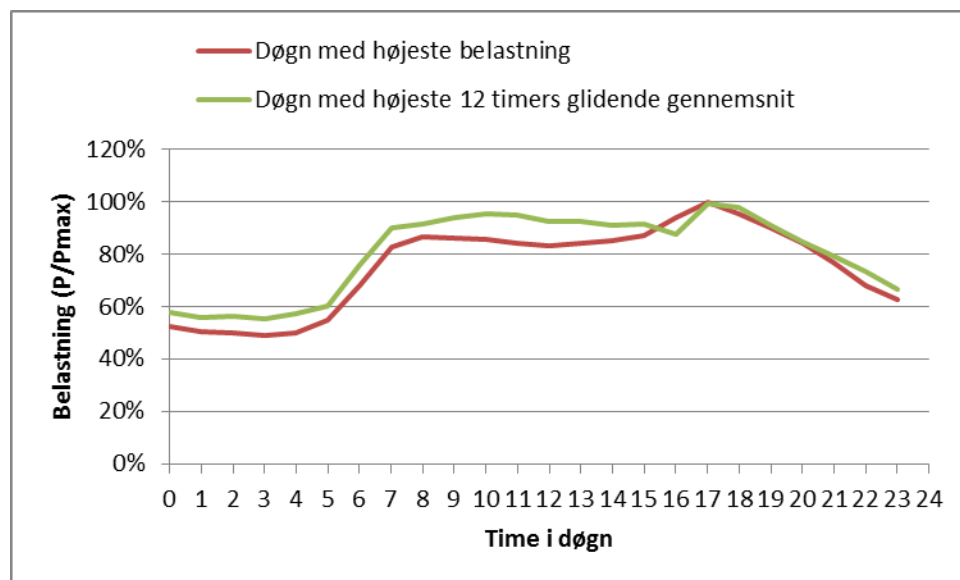
### 8.2.5 Anvendelse af forsyningskriterium

I det konkrete område er det endvidere relevant at vurdere muligheden for forsyning at forbruget ved længerevarende kabelfejl. I det konkrete eksempel vurderes dette i forhold til den tidligere beskrevne alternative netstruktur, hvor de fire stationer i Vendsyssel forsynes via en ringforbindelse. Når den ene forbindelsen mangler, skal forbruget til alle stationer kunne forsynes kontinueret, når der tages højde for belastningsfaktoren.

I det følgende er belastningsfaktoren beregnet for følgende to døgn i 2011:

- Døgnet med årets højeste belastning
- Døgnet med årets højeste glidende gennemsnit over 12 timer

Nedenfor er de to døgnkurver illustreret grafisk.



Grafen er angivet i procent i forhold til den maksimale strømbelastning, som er beregnet ud fra det maksimale forbrug på de fire stationer:

$$I_{\text{maks}} = P_{\text{maks}}/U = 215,9/160 = 0,779 \text{ kA}$$

Da spændingen ikke er kendt, er det valgt at anvende en relativt lav spænding på 160 kV som en slags worst case. I denne udregning af strømme bør det endvidere bemærkes, at kapacitetsforbruget, som vil følge af reaktiv effekt, ikke er inkluderet.

I tilfælde, hvor der ikke kan estimeres en cyklisk belastning baseret på en konkret døgnkurve, kan der anvendes en belastningsfaktor på 0,7.

Multiplikatoren for de ovenstående døgnkurver er beregnet ved hjælp af IEC-standarden 853-2, som beskrevet i afsnit 4.2.2. Multiplikatoren kan opfattes som et modsvar til korttidsbelastningsfaktoren og skal på samme måde ganges på kablets overføringsevne. Baseret på multiplikatoren og den maksimale strømbelastning på 0,779 kA kan den nødvendige referenceoverføringsevne for kabelforbindelsen beregnes.

	Load loss faktor	Multiplikator	Historisk (Imaks)	Iref
Døgn med højeste belastning	0,597	1,162	0,779	<b>0,670</b>
Døgn med højeste 12-timers glidende gennemsnit	0,674	1,128	0,779	<b>0,691</b>
Belastningsfaktor 0,7	0,553	1,164	0,779	<b>0,669</b>

Som vist bliver den beregnede referenceoverføringsevne knap 0,7 kA, hvormed et 800 mm<sup>2</sup> i flad forlægning også her er det rigtige valg.

Da ovenstående betragtning er baseret på det historiske forbrug for 2011, er dette ikke retvisende i forhold til den langsigtede netstruktur. Det er derfor valgt at se nærmere på de fremtidige belastninger i området.

Ved at antage samme cykliske forløb som tidligere kan multiplikator og referenceoverføringsevne på ny beregnes ved hjælp af den maksimale belastningsstrøm fra dimensioneringsgrundlaget.

	Load loss faktor	Multiplikator	Beregning (I <sub>(N-1)</sub> )	Iref
Døgn med højeste belastning	0,597	1,162	0,979	<b>0,843</b>
Døgn med højeste 12-timers glidende gennemsnit	0,674	1,128	0,979	<b>0,868</b>
Belastningsfaktor 0,7	0,553	1,164	0,979	<b>0,841</b>

Baseret på ovenstående overstiger referenceoverføringsevnen 0,770 kA, hvormed 1.200 mm<sup>2</sup> i flad forlægning er nødvendigt for at sikre tilstrækkelig kapacitet for at klare det cykliske forbrug på langt sigt.

Det bør nævnes, at forbrugsfremskrivningerne i de anvendte balancer er noget højere end de p.t. gældende prognoser.

Det bør endvidere noteres, at ovenstående antager en meget høj cyklisk belastning i en lang periode, samtidig med at der ikke er noget vindproduktion og kun lav produktion fra decentral kraftvarme. I praksis vil et sådant scenarie kun være sammenfaldende i en kortere periode. Den beregnede referenceoverføringsevne vurderes derfor at være meget konservativ.

### 8.2.6 Vurdering af forskel

Nedenfor er den beregnede referenceoverføringsevne opsummeret for de forskellige dimensioneringstilgange. Det bør bemærkes, at der er anvendt forskellige strømværdier i forhold til de historiske værdier fra 2011 og beregningerne fra dimensioneringsgrundlaget for 2030.

	Load loss faktor	Multiplikator	Historisk (Imaks)	Beregning (I_(N-1))	Iref
100-timersregel tæt trekant		1,26		0,979	<b>0,777</b>
100-timersregel flad forlægning		1,38		0,979	<b>0,709</b>
40-timersregel tæt trekant		1,40		0,979	<b>0,699</b>
40-timersregel flad forlægning		1,54		0,979	<b>0,636</b>
Døgn med højeste belastning	0,597	1,162	0,779		<b>0,670</b>
Døgn med højeste 12-timers glidende gennemsnit	0,674	1,128	0,779		<b>0,691</b>
Belastningsfaktor 0,7	0,553	1,164	0,779		<b>0,669</b>
Døgn med højeste belastning	0,597	1,162		0,979	<b>0,843</b>
Døgn med højeste 12-timers glidende gennemsnit	0,674	1,128		0,979	<b>0,868</b>
Belastningsfaktor 0,7	0,553	1,164		0,979	<b>0,841</b>

### **8.3 Illustration af aktivering af reserver**

Dette afsnit viser et par eksempler på anvendelse af de principper, som er beskrevet i afsnit 4.2.1. Tabel 1 viser en situation, hvor der er import fra ét land via en HVDC-forbindelse og eksport til et andet via en AC-forbindelse. Der ses i dette tilfælde bort fra indenlandsk forbrug og produktion.

#### *8.3.1 Situation A*

I situation A befinder reserverne sig vest for de tre kabler. Når der opstår en fejl på den ene ledning, kan HVDC-forbindelsen i princippet reguleres 600 MW ned for at aflaste de to resterende kabler og for at forberede til næste fejl (A2->A3). Dette kan enten ske automatisk eller manuelt. Efter nedreguleringen mangler der 600 MW eksport mod vest. Hvis det ikke er muligt at lave andre omlægninger i nettet, bliver man nødt til at regulere HVDC-forbindelsen op igen eller at aktivere reserverne på G1. Der vil i dette tilfælde ikke være nogen umiddelbar gevinst ved nedstyringen. Når næste fejl opstår, vil det sidste kabel blive belastet med 1.800 MW. I dette tilfælde bør man dimensionere kablerne således, at de kan håndtere 900 MW i 40 timer med en forudgående last på 90 pct. af 600 MW baseret på N-1 og 1.800 MW i 1 time baseret på N-1-1.

#### *8.3.2 Situation B*

I situation B befinder reserverne sig øst for kablerne. I dette tilfælde vil aktiveringen af reserverne ikke belaste kablerne. Her bliver kravet, at kablerne skal kunne håndtere 1.200 MW i 1 time ved en forudgående belastning på 600 MW.

#### *8.3.3 Situation C*

I situation C er der eksport via HVDC-forbindelsen. Situationen er i princippet analog med situation B. Her er det muligt at aflaste snittet og samtidig aktivere reserverne. Kravet er, at kablerne skal kunne håndtere 1.200 MW i 1 time ved en forudgående belastning på 600 MW.

#### *8.3.4 Situation D*

Denne situation er analog med situation A. Kravet bliver her 900 MW i 40 timer med en forudgående last på 90 pct. af 600 MW baseret på N-1 og 1.800 MW i 1 time baseret på N-1-1.

#### *8.3.5 Generelt*

Hvis man ikke på forhånd ved, hvor reserverne vil blive allokeret, og transitten kan gå i begge retninger, vil man skulle dimensionere efter den mest kritiske af de fire eksempler. Eksemplet er kraftigt simplificeret. I realiteten vil transitten ofte ikke være fuldstændig symmetrisk på grund af minimalt forbrug osv.

Tabel 1 Eksempel eksport fra HVDC-forbindelse.

	A: Transit mod øst og reserver vest for fejlen	B: Transit mod øst og reserver øst for fejlen
1: Intakt net		
2: Fejl opstår		
3: Nedregulering		
4: Reserver aktiveres		
5: 2. fejl opstår		

Tabel 2 Eksempel med import til HVDC-forbindelse.

	C: Transit mod vest og reserver vest for fejlen	D: Transit mod vest og reserver øst for fejlen
1: Intakt net		
2: Fejl opstår		
3: Nedregulering		
4: Reserver aktiveres		
5: 2. fejl opstår		