



RA 578

Juli 2012

## Koordinerede netudbygnings- kriterier for 10-60 kV og 132-150 kV

Paradigme for beslutningsgrundlag til valg af  
netudbygning på 10-60 kV- og 132-150 kV-niveau



**Rapporten er udarbejdet af:**

Carsten Rasmussen	Energinet.dk
Thorsten Lund	Energinet.dk
Trine Madsen Engel	DONG Energy
Thomas Wiborg Kortsen	EnergiMidt
Morten Mieritz	SEAS-NVE
Per Berg Jacobsen	FynsNet
Rene Thorsen Starup	N1
Erik Møller Jørgensen	Syd Energi
Jørgen S. Christensen (formand)	Dansk Energi
David Victor Tackie (sekretær)	Dansk Energi

---

<b>DEFU rapport:</b>	RA578
<b>Klasse:</b>	1
<b>Rekvirent:</b>	De danske netselskaber
<b>Dato for udgivelse:</b>	12. juli 2012
<b>Sag:</b>	7081



## INDHOLDSFORTEGNELSE

<b>Indholdsfortegnelse .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Indledning .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Baggrund og Formål .....</b>	<b>8</b>
2.1. Baggrund.....	8
2.2. Formål.....	8
2.3. Afgrænsning .....	8
<b>3. Proces for valg af løsning .....</b>	<b>9</b>
<b>4. Forudsætninger og rammer .....</b>	<b>10</b>
4.1. Anvendte fejl-kriterier ved netplanlægning .....	10
4.2. Tidshorisont.....	13
4.3. Økonomiske forudsætninger.....	14
<b>5. Eksempler .....</b>	<b>17</b>
5.1. Eksempel 1 Anvendelse af 40/80 reglen.....	17
5.2. Eksempel 2.....	24
<b>Bilag 1 Dimensionerende kortslutningseffekt .....</b>	<b>30</b>
<b>Bilag 2 Tekniske forudsætninger vedr. netkomponenters overføringsevne .....</b>	<b>31</b>
Bilag 2.1. Transformeres belastningsevne .....	31
Bilag 2.2. Øvrigt stationsmateriels belastningsevne.....	32
Bilag 2.3. Spændinger under stationære forhold .....	32
<b>Bilag 3 Årlige omkostninger til at opretholde komponentens funktionalitet .....</b>	<b>33</b>
<b>Bilag 4 Udgifter til drift og vedligeholdelse .....</b>	<b>34</b>
Bilag 4.1. Diskontinuerede udgifter.....	34
Bilag 4.2. Kontinuerede udgifter.....	34
<b>Bilag 5 Samlede omkostninger til brug for sammenligning af udbygningsalternativer .....</b>	<b>35</b>
Bilag 5.1. Beregning af udgifter til tab .....	35



## 1. INDLEDNING

I forbindelse med det stigende elforbrug er der løbende behov for at forstærke elnettet i Danmark. Idet en netudbygning på det ene spændingsniveau kan løse kapacitetsproblemer på det andet spændingsniveau og omvendt, skal det derfor vurderes, om det er mest teknisk økonomisk optimalt at netudbygge på 10-60 kV-niveau eller på 132-150 kV-niveau. Selvom distributions- og transmissionsselskaberne kan have forskellige ejere, kan der, i hovedparten af projekterne, opnås enighed om, hvilket spændingsniveau der skal udbygges på.

I de tilfælde hvor der ikke umiddelbart kan opnås enighed, er der behov for nogle klare retningslinjer for, om der skal udbygges på det ene eller andet spændingsniveau.

Ovennævnte problematik ligger til grund for, at der er nedsat en arbejdsgruppe i Dansk Energi-regi, som har til formål at skabe disse nødvendige retningslinjer. Arbejdsgruppen består af repræsentanter fra distributions- og transmissionsselskaber, hvor Energinet.dk deltager som repræsentant for Regionale net.dk, der ejer 132 kV-nettet i Nordsjælland.

## 2. BAGGRUND OG FORMÅL

### 2.1. BAGGRUND

Ved netudbygning bør der stiles efter de løsninger, der er mest teknisk-økonomisk optimale. Det betyder, at et behov for forstærkning opstået i 10-60 kV-nettet kan løses i 132-150 kV-nettet (og omvendt) afhængigt af, hvilken løsning der er teknisk-økonomisk optimal. Dette bør gøres uafhængigt af ejerforhold.

Mht. finansiering af netudbygninger gælder følgende pt.:

- På 10-60 kV-niveau finansieres netudbygninger af det lokale netselskabs egne elforbrugere.
- På 132-150 kV-niveau finansieres netudbygninger af alle elforbrugere i Danmark.

Denne forskel i omkostningsfordelingen gør det nødvendigt at udarbejde klare regler for, hvornår der udbygges på 10-60 kV-niveau, og hvornår der udbygges på 132-150 kV-niveau.

### 2.2. FORMÅL

Denne paradigmebeskrivelse har til formål at beskrive de udarbejdede retningslinjer for, hvornår det er mest teknisk-økonomisk optimalt at foretage en netudbygning på 10-60 kV-niveau kontra på 132-150 kV-niveau. Formålet med arbejdsgruppen er at udarbejde nogle klare retningslinjer for netudbygning, så man på en ensartet måde kan vurdere forskellige løsningsforslag til netudbygning på tværs af spændingsniveauer. Hvilket spændingsniveau der er mest hensigtsmæssigt at udbygge på, bør ses ud fra et langsigtet perspektiv, således at de investeringer, der bliver foretaget i elnettet, på sigt er søgt etableret teknisk-økonomisk optimalt.

Det er udelukkende hensigten, at dette paradigme skal bruges i de tilfælde, hvor distributions- og transmissionsselskaberne ikke umiddelbart kan blive enige om en løsning. Hvis det ender med en transmissionsløsning, henvises der til Energinet.dk's paradigmebeskrivelser. For nuværende findes to paradigmer; det ene vedrører anlæg, der ikke er relateret til kabelhandlingsplanen, mens det andet vedrører anlæg, der er relateret til kabelhandlingsplanen.

Ligeledes er det muligt for distributionsselskaberne at udbygge efter egne regler, hvis det ender med en ren distributionsløsning.

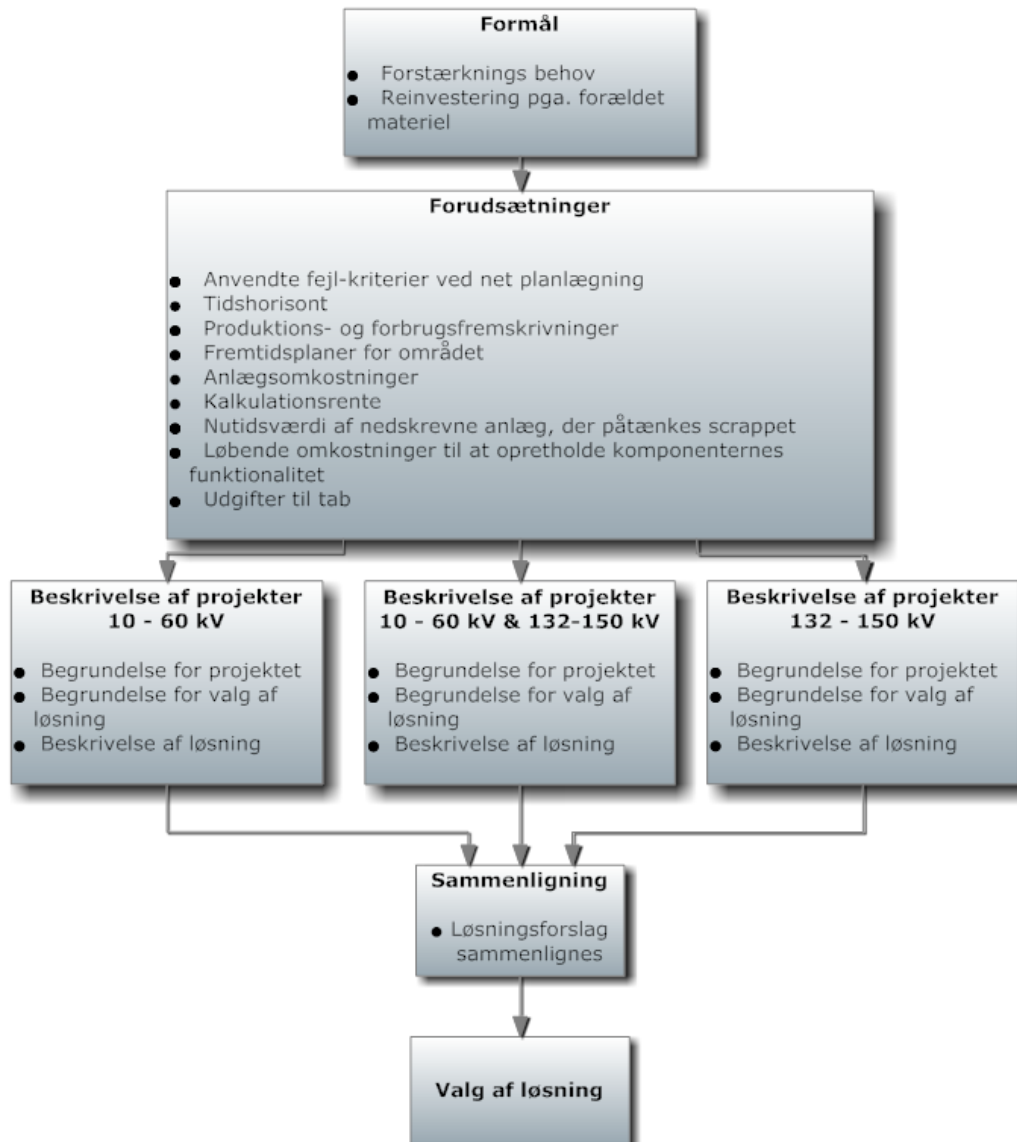
### 2.3. AFGRÆNSNING

Retningslinjerne for netudbygning beskrevet i paradigmet indeholder ikke konkrete metodebeskrivelser til at udføre dimensionering af distributions- og transmissionsnettet. Paradigmet er afgrænset til kun at indeholde en metodebeskrivelse til at sammenligne forskellige forslag på tværs af spændingsniveauer, således at man kan finde den teknisk-økonomisk optimale løsning.



### 3. PROCES FOR VALG AF LØSNING

Nedenstående diagram viser den proces, man skal igennem, inden der kan træffes en beslutning om, hvilket spændingsniveau der skal udbygges på. Der kan naturligvis godt være flere løsningsforslag på samme spændingsniveau.



## 4. FORUDSÆTNINGER OG RAMMER

Når det skal vurderes, hvorvidt det bedst kan betale sig at udbygge på 10-60 kV eller 132–150 kV-niveau, så kræver det, at man opstiller ens forudsætninger. Fx at man bruger samme data og tidshorizont. Dette afsnit har til formål at fastlægge disse konkrete forudsætninger og rammer for netplanlægningen på tværs af spændingsniveauerne.

### 4.1. ANVENDTE FEJL-KRITERIER VED NETPLANLÆGNING

Der er skrappe krav i transmissionsnettet end i distributionsnettet, når man ser på dimensioneringskriterierne i forhold til en fejlsituation. Transmissionsnettet skal typisk dimensioneres efter (N-1)-1 kriteriet, hvor distributionsnettet kan nøjes med at blive dimensioneret efter (N-1)- kriteriet<sup>1</sup>.

Årsagen er, at fejl i transmissionsnettet både kan medføre konsekvenserne:

- T1) Afbrud af et begrænset antal forbrugere
- T2) Landsdækkende systemnedbrud

Mens fejl i distributionsnettet er begrænset til at medføre konsekvensen:

- D1) Afbrud af et begrænset antal forbrugere (typisk færre forbrugere end ved fejl i transmissionsnettet).

Nedenstående tabel viser hvilke regler deri dag er gældende for henholdsvis distributions- og transmissionsnettet.

I dag	10-60 kV	132-400 kV
<b>Regler</b>	1) Elforsyningsloven - Kvalitet i levering 2) Energitilsynets leverings-sikkerhedsbenchmarking 3) Selskabets egne dimensionerings-betingelser	1) Netdimensioneringsreglerne TF2.1.1 2) Energitilsynets leveringssikkerheds-benchmarking

**Tabel 1 Viser de nuværende regler for henholdsvis distributions- og transmissionsnettet**

Hele forsyningen af en transformerstations belastning skal kunne genetableres efter den mest kritiske enkeltfejl i transformerstationen eller i forsyningen til transformerstationen. Det gælder 150/60 kV, 132/50 kV, 132/30 kV og 132/10 kV transformerstationer.

Hvad enten der skal genetableres efter den mest kritiske enkeltfejl i transformerstationen eller efter fejl i forsyningen til transformerstationen, er der tre måder, hvorpå dette kan foregå::

1. Fuld stationsreserve
2. Fuld netreserve
3. Delvis stationsreserve suppleret med netreserve

<sup>1</sup> (N-1) – Kriteriet. Ved revision af en vilkårlig komponent kan nettet ikke drives efter N-1 kriteriet.

Såfremt hele forsyningen af en transformerstations belastning ikke kan genetableres efter den mest kritiske enkeltfejl i transformerstationen eller i forsyningen til transformerstationen, bør der enten forstærkes i det underliggende net, så netreserven øges, eller der bør etableres de nødvendige komponenter og eller indfødningslinjer således, at stationsreserven øges. Valget bør afhænge af, hvilket af alternativerne, der er teknisk robust og medfører de mindst mulige udgifter set fra et samfundsmæssigt perspektiv.

Netreserve defineres som forsyning af en fejlramt transformerstations belastning fra andre transformerstationer gennem det underliggende net. En transformerstation har fuld netreserve, såfremt hele forsyningen af en transformerstations belastning kan varetages gennem netreserven.

Fuld stationsreserve defineres som, at forsyningen af en transformerstations belastning fortsat kan varetages af transformerstationen uden overbelastning af komponenter efter den mest kritiske enkeltfejl i transformerstationen eller i forsyningen til transformerstationen.

Hvis den mest kritiske enkeltfejl i en transformerstation bevirker, at transformerstationens tilladelige varige stationsbelastning overskrides, har transformerstationen kun delvis stationsreserve. Det betyder, at transformerstationen, efter en vilkårlig fejl, varigt kun kan opretholde forsyningen til en del af belastningen. Resten af belastningen skal kunne forsynes gennem netreserven.

#### 4.1.1. KRITERIUM FOR FORSYNINGSSIKKERHED I TRANSMISSIONS- OG DISTRIBUTIONSNETTET

Der skal sikres opretholdelse af en høj leveringssikkerhed, uanset om der udbygges på transmissions- eller distributionsniveau. Dette kræver en definition af, hvornår der anses at være et behov for netudbygning.

Behovet for udbygning defineres på følgende måde:

Uafhængigt af spændingsniveau bør det tilstræbes, at størrelsen på det forbrug, der udkobles i en situation, hvor to vilkårlige forbindelser udkobles, og hvor den del af forbruget der ikke kan genforsynes inden for to timer ved de mulige omlægninger, der er til rådighed på det direkte underliggende spændingsniveau, ikke overstiger 40 MW.

Det samme gør sig gældende ved en udkobling af en vilkårlig transformator og en vilkårlig forbindelse på samme tid, uanset spændingsniveau.

Uafhængigt af spændingsniveau bør det tilstræbes, at størrelsen af det forbrug der udkobles i en situation, hvor to vilkårlige transformere udkobles, og hvor den del af forbruget der ikke kan genforsynes inden for to timer ved de mulige omlægninger, der er til rådighed på det direkte underliggende spændingsniveau, ikke overstiger 80 MW.

For begge ovenstående metoder er tiden imellem udkoblingerne underordnet. Begge definitioner tager udgangspunkt i en højlastsituation.

Det skal endvidere kunne lade sig gøre at tage en vilkårlig komponent (samleskinne, afbryder etc.) ud til revision i den normale revisionsperiode, uden at dette fører til bortkobling af forbrug.

Hvis det vurderes, at der er behov for en netudbygning, skal det gøres ud fra et langsigtet perspektiv, se afsnit 4.2, og ved en teknisk-økonomisk optimal løsning, se afsnit 4.3. I afsnit 5 ses nogle konkrete eksempler på, hvordan en sådan udbygning bør vurderes.

Filosofien bag metoden er, at leveringssikkerheden i fremtiden skal ligge på samme niveau som i dag. Størrelsen på 40 MW bygger på empiriske observationer af, hvor mange stationer, der i praksis ligger som "perler på en snor" i 50-60 kV-nettet. Følgende er i den forbindelse væsentligt at fremhæve:

- Metoden er simpel at administrere.
- Der tages højde for det underliggende nets nuværende og forventede kapacitet.

- Der ses på den totale samfundsøkonomi, og der skelnes ikke mellem investeringer på de forskellige spændingsniveauer.
- I områder med et stærkt distributionsnet, og planer om at opretholde dette, er det mindre sandsynligt, at der med metoden bliver påvist behov for forstærkninger på transmissionsniveau. Dette går dog ikke ud over leveringssikkerheden, men er alene et spørgsmål om, hvem der skal betale, som tidligere omtalt.

Metoden antager, at (n-1)-1-kriteriet anvendes på samme måde på alle spændingsniveauer. Dette gælder dog kun ved sammenligningen af løsningerne. Når løsningen er valgt, er det efterfølgende op til det enkelte netselskab, såfremt der bliver tale om en distributionsløsning, om de vil implementere løsningen eller ej. Dette skyldes, at distributionsnettet normalt dimensioneres efter n-1 kriteriet. Omvendt kan netselskabet heller ikke gøre krav på at få transmissionselskabet til at gennemføre løsningen, hvis den teknisk-økonomisk optimale løsning anbefaler en distributionsløsning.

#### **4.2. TIDSHORISONT**

Ved planlægning af 10-60 kV- og 132-150 kV-nettet, bør den ønskede langsigtede udvikling i netstrukturen indgå og tilgodeses ved løsning af de mere kortsigtede behov.

Ved beregning af de økonomiske konsekvenser af forskellige netudbygninger bør der anvendes en økonomisk tidshorisont på 40 år, da forskellen i løsninger med forskellige etableringstidspunkter og omkostningsniveauer mindskes, grundet gentagelsesfaktoren. Hvis forskellige løsninger har samme etableringstidspunkt, sættes den økonomiske tidshorisont efter den komponent med den længste afskrivningstid.

Den tekniske tidshorisont, det vil sige den tidshorisont, hvor de tekniske kriterier skal overholdes, sættes til 20 år, jf. nedenstående.

##### **4.2.1. PRODUKTIONS - OG FORBRUGSFREMSKRIVNINGER**

Ved overgangen fra den nuværende netstruktur til den fremtidige netstruktur skal der tages højde for udviklingen i forbrug og produktion. Dette gøres med basis i en fremskrivning, som rækker 20 år eller længere ud i fremtiden. Herudover skal der fortages et robusthedstjek, hvor man tager højde for yderligere stigende forbrug og produktion.

Ved fremskrivning af den decentrale produktion skal man være særligt opmærksom på lokalområder, hvor der kan forventes kraftigt udbygget med eksempelvis vindkraft.

Ved planlægning af en ny netstruktur skal der tages udgangspunkt i de samme forudsætninger om forbrugs- og produktionsfremskrivninger i de enkelte løsninger. Energinet.dk's fremskrivninger anvendes til dette.

##### **4.2.2. FREMTIDSPLANER FOR OMRÅDET**

Der skal tages højde for fremtidsplaner for området. Hvis det fx er planlagt, at 60 kV luftledningerne i det udvalgte område skal kabellægges inden for en kort årrække, så skal det tages med i betragtningen.

### **4.3. ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER**

#### **4.3.1. ANLÆGSOMKOSTNINGER**

Priserne fastsættes efter branchens anlægskatalog, der blandt andet viser forskellen i pris, hvis man skal foretage netudbygning i land, by eller city. Alle anlægskomkostninger i forbindelse med netudbygningen skal medregnes, dvs. kabler, transformere osv.

Der bør foretages en sammenligning af løsningsforslagene efter at der er foretaget en vurdering af anlægskomkostningerne, da man i nogle tilfælde allerede her vil få et overblik over hvilken løsning, der er mest teknisk-økonomisk optimal. Er der efter denne indledende sammenligning stadig tvivl om, hvilken løsning der er mest teknisk-økonomisk optimal, så skal de øvrige parametre såsom drifts- og tabsomkostninger også indgå i vurderingen.

#### **4.3.2. KALKULATIONSRENTE**

Der anvendes en kalkulationsrente, som sættes til realrenten plus et risikotillæg i overensstemmelse med Energistyrelsens anbefalinger. (3. kvartal 2011 er realrenten på 4 procent og risikotillæg på 1 %)<sup>2</sup>.

#### **4.3.3. NUTIDSVÆRDI AF NEDSKREVNE ANLÆG**

Ved sammenligning af udbygningsalternativer skal værdien af anlægsaktiver, der er forskellige i udbygningsalternativerne, opgøres ved udgangen af det 50. år eller efter komponentens levetid og diskonteres til nutidsværdi. Anlægsaktivernes værdi opgøres ved lineær nedskrivning over den valgte afskrivningstid, og restværdien omregnes til nutidsværdi med kalkulationsrenten. Nutidsværdien af de nedskrevne anlægsaktiver indregnes som en negativ investeringsomkostning. Dvs. at hvis man skrotter et anlæg, kan man trække skrotningsprisen fra i omkostningen for det givne anlægsalternativ.

#### **4.3.4. LØBENDE OMKOSTNINGER TIL AT OPRETHOLDE KOMPONENTENS FUNKTIONALITET**

En netudvidelse/-ændring indebærer en ændring i de løbende udgifter til at opretholde komponenternes funktionalitet.

Udvides med en ny netkomponent, vokser udgifterne til drift og vedligeholdelse. Omvendt vil udgifterne til drift og vedligeholdelse falde, hvis en netkomponent nedtages.

Råder et netselskab ikke over en opgørelse over de årlige udgifter til drift og vedligeholdelse af netkomponenter, kan der tages udgangspunkt i de udgifter, som er listet i bilag 4. Tallene skal reguleres med BVT-deflatoren.<sup>3</sup> Udgifterne vil variere meget i afhængighed af transportafstande, anlægstilstande mv.

Beregning af nutidsværdien af de samlede årlige driftsudgifter inden for interessehorisonten kan ske ved hjælp af regnereglerne i bilag 5.

---

<sup>2</sup> Energistyrelsen - Tillægsblad om kalkulationsrente, levetid og reference 7. april 2011

<sup>3</sup> BVT-deflatoren (Bruttoværditilvækst). Energistyrelsen - Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser, side 8, april 2011

#### 4.3.5. UDGIFTER TIL TAB

Udgifterne til tab afholdes løbende inden for tidshorizonten. Ved beregning af tabsudgifterne kan der begås den tilnærmelse kun at beregne tabene i de første 20 år og derefter at regne med samme tab i de følgende år. Har netplanlæggeren konkret kendskab til væsentlige ændringer ud over de første 20 år, bør beregningen af tabene foretages frem til og med disse ændringer.

#### Beregningspriser i samfundsøkonomiske kalkuler

Helt grundlæggende gælder det, at det alene er de marginale omkostninger ved ressourceanvendelsen, der indgår i samfundsøkonomiske cost-benefit analyser af projekter<sup>4</sup>.

Transfereringer, herunder subsidier, skatter og afgifter, udtrykker *ikke* omkostninger ved ressourceanvendelse men udgør alene fordelinger af betalinger mellem forskellige aktører i økonomien. Skatter, afgifter og subsidier – fx moms, elafgift og PSO – påvirker således ikke den samfundsøkonomiske projektvurdering samlet set og bør derfor ikke indgå. I det omfang der eksisterer markedspriser for ressourceanvendelsen – fx elprisen – benyttes markedsprisen som udtryk for den marginale ressourceomkostning ved et givet input.

Der foretages analyser af såvel tab som udbygningsbehov for såvel transmissionsnettet som de relevante dele af distributionsnettet ved alle de undersøgte alternativer. Afledte omkostninger, ved at tab forekommer i distributionsnettet i stedet for transmissionsnettet, vil derfor vise sig som en forskel i de samlede systemtab og/eller øget behov for udbygning af fx transformerkapacitet.

De forskellige løsnings påvirkning af det overordnede net vurderes kun at være marginalt forskellige, og de vurderes ikke at ville kunne føre til forskellige forstærkninger. Som en konsekvens heraf skal der derfor ikke indregnes yderligere marginalomkostninger for transport af energi mellem transmissions- og distributionsnettet.

Det bør bemærkes, at den samfundsøkonomiske beregningspris for nettab, som anvendes i denne sammenhæng, adskiller sig fra den pris, som anvendes i andre sammenhænge, hvor netselskaberne beregner (selskabsøkonomiske) omkostninger ved nettab. De selskabsøkonomiske konsekvenser af projekterne reguleres af Energitilsynet<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Finansministeriet, 1999

<sup>5</sup> Energitilsynet, Effektiviseringskrav til elnetselskaberne for 2012

Parallelt med en samfundsøkonomisk analyse gennemføres typisk en budgetkalkule (driftsøkonomisk vurdering). I en driftsøkonomisk kalkule benytter man de faktiske priser (betalingsstrømme), producenten (bygherren eller projektejer) står over for til at vurdere værdien af input og output i et initiativ, herunder også skatter, afgifter og subsidier. Resultatet af budgetkalkulen er relevant for at vurdere de *reguleringsmæssige* forudsætninger, der skal være til stede for at realisere et samfundsøkonomisk fordelagtigt projekt – fx reglerne om nødvendige nyinvesteringer, udligningsordning mv. Den rationelle bygherre/projektejer vil naturligvis alene gennemføre et samfundsøkonomisk fordelagtigt projekt, hvis han reguleringsmæssigt modtager kompensation for de budgetøkonomiske omkostninger, der er forbundet med projektet<sup>2</sup>.



## 5. EKSEMPLER

I dette afsnit gennemgås nogle konkrete eksempler på, hvordan forskellige løsningsforslag kan sammenlignes ud fra 40/80 reglen.

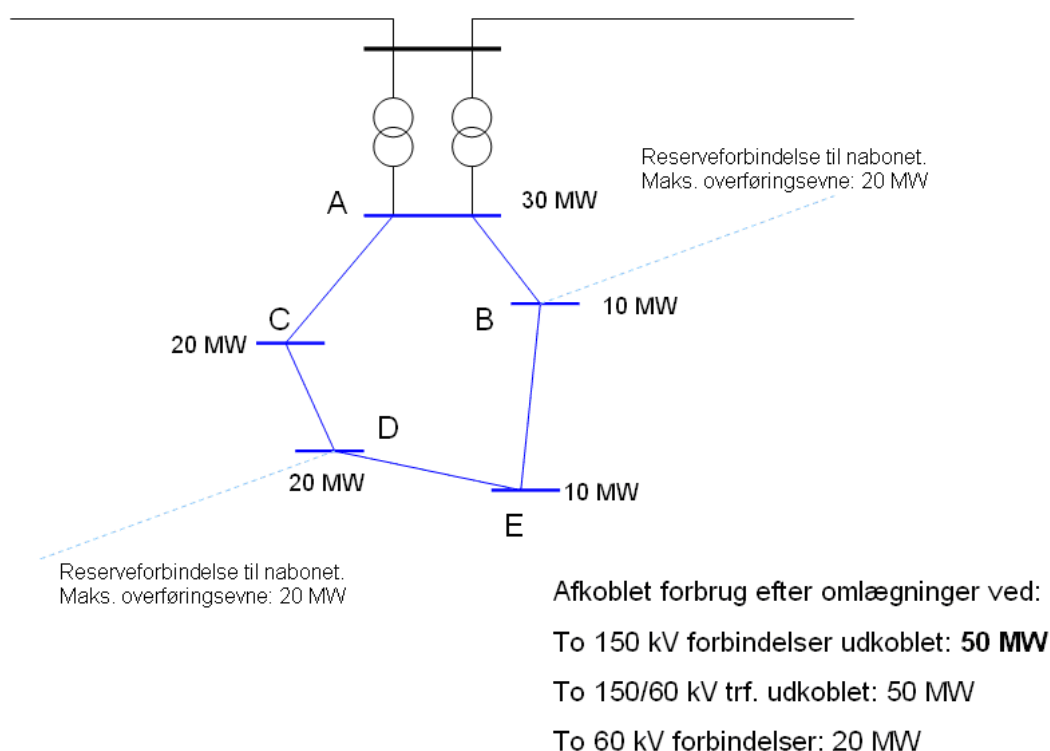
### 5.1. EKSEMPEL 1 ANVENDELSE AF 40/80 REGLEN

#### Trin 1 Analyse af behov for netudbygning:

To 150/60 kV transformere forsyner et område på i alt 90 MW (se Figur 1).

Ud fra 40/80 MW reglen, som er beskrevet i afsnit 4.1, skal det vurderes, om der er et behov for en netudbygning.

2011



**Figur 1: Station med to 150/60 kV transformere, som forsyner et område på 90 MW. Utilladeligt højt afkoblet forbrug (iht. 40/80 MW reglen) er markeret med fed i figuren nederst til højre.**

Først vurderes hvad der sker, hvis der er et udfald af to vilkårlige 60 kV forbindelser ved en (n-1)-1 situation. De to mest kritiske 60 kV forbindelser, som kan være udkoblet på samme tid, er forbindelserne A-B og A-C. Udfald af disse to forbindelser vil resultere i, at der vil være 60 MW forbrug, som falder ud umiddelbart efter fejlene. Efter omlægninger (indkobling af reserveforbindelser til nabonet) er der 20 MW, der ikke kan genforsynes. Ifølge 40/80 reglen er der ikke behov for en udbygning i dette tilfælde, idet der er mindre end 40 MW, som ikke kan genforsynes ved et vilkårligt udfald. Næste step er at vurdere, hvad der vil ske, hvis der udkobles to 150/60 kV transformere ved en (n-1)-1 situation.

Dette vil resultere i, at der vil være 90 MW forbrug, som falder ud umiddelbart efter udkoblingen. Efter omlægninger (indkobling af reserveforbindelser til nabonet) vil der fortsat være 50 MW, som ikke kan genforsynes. Ifølge 40/80 reglen er der heller ikke behov for en udbygning nu, idet det kræver et forbrug på mindst 80 MW, som ikke kan genforsynes.

Til sidst ses der på, hvad der sker, hvis der er et udfald af to 150 kV forbindelser ved en (n-1)-1 situation.

Det vil (som i tilfældet med to udkoblede transformere) resultere i, at der er 50 MW, som ikke kan genforsynes efter omlægning i nettet. Men da 40/80 reglen maksimalt tillader, at der er 40 MW, som ikke kan genforsynes efter en omlægning med to udkoblede 150 kV forbindelser, er der her behov for en netudbygning.

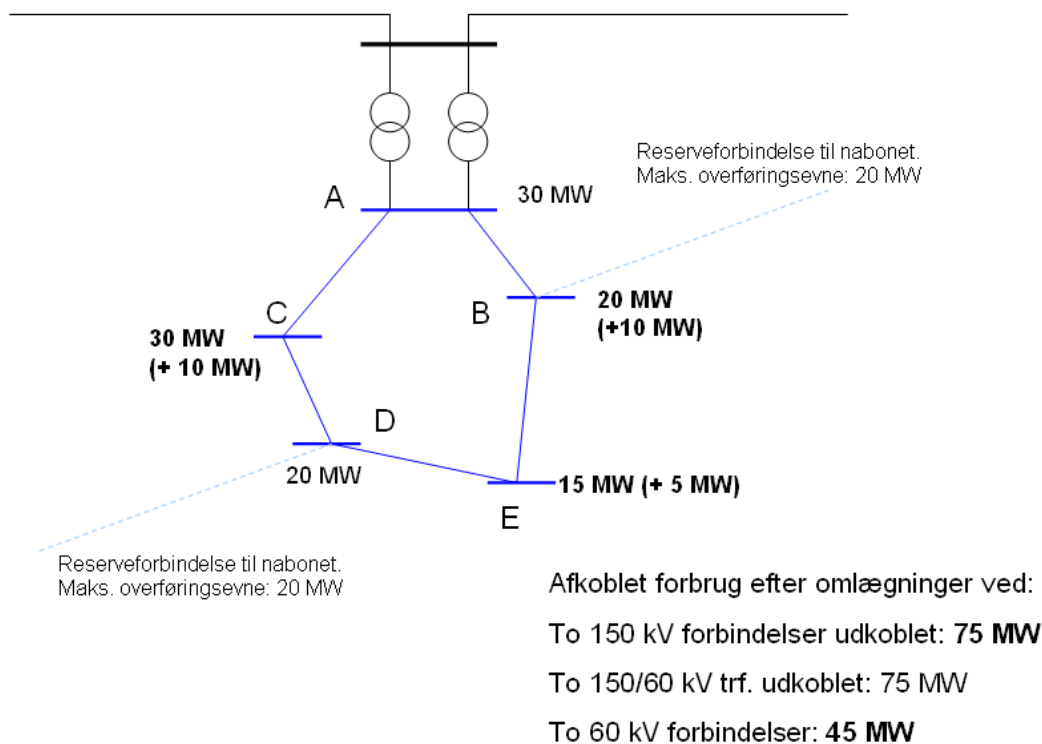
### Trin 2 Løsningsforslag:

Der skal foreslås mindst to løsninger, som både overholder kravet til forsyningsikkerhed og har en teknisk tidshorisont på 20 år.

Ifølge Energinet.dk's fremskrivninger er det i eksemplet vurderet, at der om 20 år vil være et forbrug på 115 MW i området mod 90 MW på planlægningstidspunktet. Der skal derfor tages højde for dette i valg af løsning.

Det antages, at nettet (uden udbygninger) i 2031 vil se ud som på figur 2.

2031: Uden udbygninger



Figur 2 Nettet uden udbygninger med forventet forbrug i 2031. Utilladeligt højt afkoblet forbrug (iht. 40/80 MW reglen) er markeret med fed nederst til højre.

Der eksisterer følgende muligheder for netudbygninger (mulighederne kan kombineres på tværs):

- Nyt 150 kV kabel til 150/60 kV stationen
- Ekstra 150/60 kV transformer
- Ekstra 60 kV kabler i 60 kV øen
- 60 kV Reserveforbindelse til nabonet (mulighed for én ekstra forbindelse på 20 MW)

Kommentering af mulighederne:

*Nyt 150 kV kabel:* En mulig løsning ville være at etablere et 150 kV kabel for at kunne overholde kravet om, at der maks. må være 40 MW, som ikke kan genforsynes efter de mulige omlægninger i nettet. Dette skyldes, at en ekstra 60 kV reserveforbindelse til et nabonet ikke vil løse situationen, da der derved fortsat vil være 55 MW, som ikke kan genforsynes, hvis de to 150 kV forbindelser er udkoblet ( $40 < 115 - (20 + 20 + 20)$ ). Muligheden for at etablere en direkte 60 kV forbindelse til nabo 150/60 kV-stationen bør undersøges, da overføringskapaciteten potentielt vil være væsentlig højere end 20 MW. I dette eksempel er det vurderet, at en direkte tilsluttet 60 kV forbindelse ikke vil kunne overføre den nødvendige kapacitet, da nabo 150/60 kV-stationen i forvejen er hårdt belastet.

Der skal således i ovenstående løsning etableres en ekstra 150 kV forbindelse, uanset hvilke andre netudbygninger der foretages.

*Ekstra 150/60 kV transformer:* Det vil ikke være nødvendigt at installere en tredje 150/60 kV transformer, da det udkoblede forbrug, som ikke kan genforsynes, er under 80 MW ( $80 > 115 - (20 + 20)$ ).

*Udbygningsvariant A: Reserveforbindelse til nabonet:* Et alternativ til en intern 60 kV forstærkning kan være udbygning med en ekstra reserveforbindelse til et nabonet. Herved kan det udkoblede forbrug ligeledes bringes under 40 MW til 25 MW.

*Udbygningsvariant B: Ekstra 60 kV kabler internt i 60 kV øen:* Med etablering af et nyt 150 kV kabel vil det fortsat være nødvendigt at foretage en form for forstærkning af 60 kV nettet, da udkobling af de to betydende 60 kV forbindelser mellem A og C hhv. A og B vil betyde en udkobling af 45 MW, som ikke kan genforsynes ( $40 < 85 - (20 + 20)$ ). Dette kan f.eks. løses ved en forstærkning med et 60 kV kabel mellem A og D, hvorved det udkoblede forbrug bringes under 40 MW ( $40 > 85 - (20 - 20 - 20)$ ).

Om det er bedst at vælge en intern forstærkning eller at etablere en reserveforbindelse til et nabonet må bero på dels længden af kablerne, dels om der kan drages nytte af reserveforbindelsen i nabonettet.

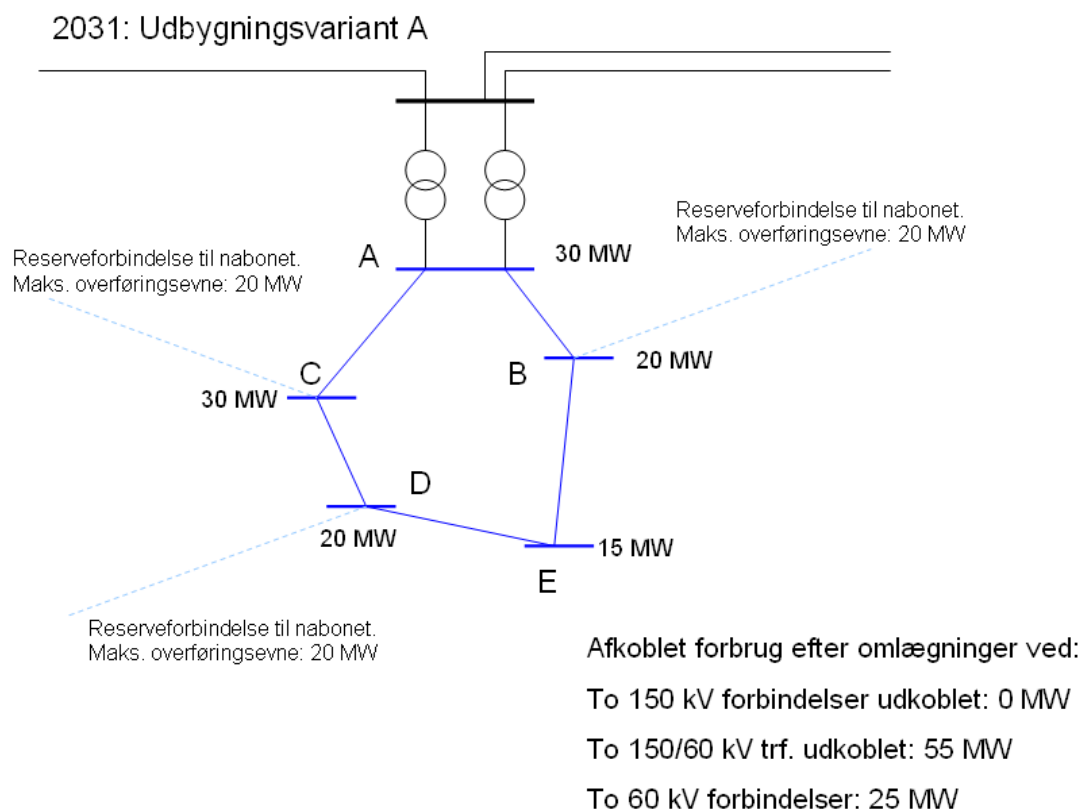
*Kort opsummering af behov for udbygninger:*

I ovenstående situation vil det være nødvendigt med et tredje 150 kV kabel samt enten en 60 kV intern forbindelse eller en 60 kV reserveforbindelse til et nabonet.

**Trin 3 Sammenligning af løsningsforslag:**

*Udbygningsvariant A:*

Med denne løsning udbygges 60 kV-nettet med en ny reserveforsyning til et nabo område (se figur 3). Nu overholder netudbygningen leveringsikkerhedskravene med en teknisk tidshorisont på 20 år.



**Figur 3: Etablering af ny 150 kV forbindelse samt ekstra forbindelse til naboområdet. 40/80 MW grænserne bliver overholdt med denne udbygningsvariant.**

Beregningen af 150 kV forbindelsen vil ikke indgå i dette beregningseksempel, da denne vil være ens for alle løsninger, hvorfor der ikke er behov for at sammenligne løsningerne med denne investering.

I løsningsforslag A foreslås den nye kabelstrækning til naboområdet at blive etableret med et 400 mm<sup>2</sup> Al PEX kabel. Den samlede længde er 10 km, og etableringsomkostningerne er fastsat til DKK 1,5 mio. pr. km. Dvs. i alt DKK 15. mio. Investeringen er planlagt til udførelse i 2015, og kablet har en afskrivningstid på 40 år.

Først beregnes nutidsværdien. Dette beregnes ved at kabelforbindelsen tilbagediskonteres fra investeringsåret i 2015 til planlægningstidspunktet, som i eksemplet er sat til 2011.

$$K_{2015-2011} = K_a (1 + r_k)^{-(i_{2015} - i_{2011})} = 15.000.000 \cdot (1 + 0,05)^{-4} = \text{DKK } 12.340.500$$

Nu beregnes de løbende omkostninger til at opretholde anlæggets funktionalitet i hele afskrivningstiden, som i Energitilsynets *Økonomiske model for nyinvesteringer* er angivet til at være DKK 15.000 pr. år.

De løbende omkostninger til at opretholde kablets funktionalitet gennem 40 år tilbagediskonteres fra år 2055 til 2015:

$$R_{L2055-2015} = K_L \left( \frac{1 - (1 + r_k)^{-(i_{2055} - i_{2015})}}{r_k} \right) = 15.000 \cdot \left( \frac{1 - (1 + 0,05)^{-40}}{0,05} \right) = \text{DKK } 257.386$$

Derefter tilbagediskonteres de årlige udgifter til kablets løbende omkostninger til vedligeholdelse fra år 2015 – 2011:

$$R_{L2015-2011} = R_{L2035-2015} (1 + r_k)^{-(i_{2015} - i_{2011})} = 257.386 \cdot (1 + 0,05)^{-4} = \text{DKK } 211.752$$

Til sidst beregnes den samlede pris for udbygningsvariant A:

Omkostninger i alt:

$$K_{2015-2011} + R_{L2015-2011} = 12.340.500 + 211.752 = \text{DKK } 12.552.252$$

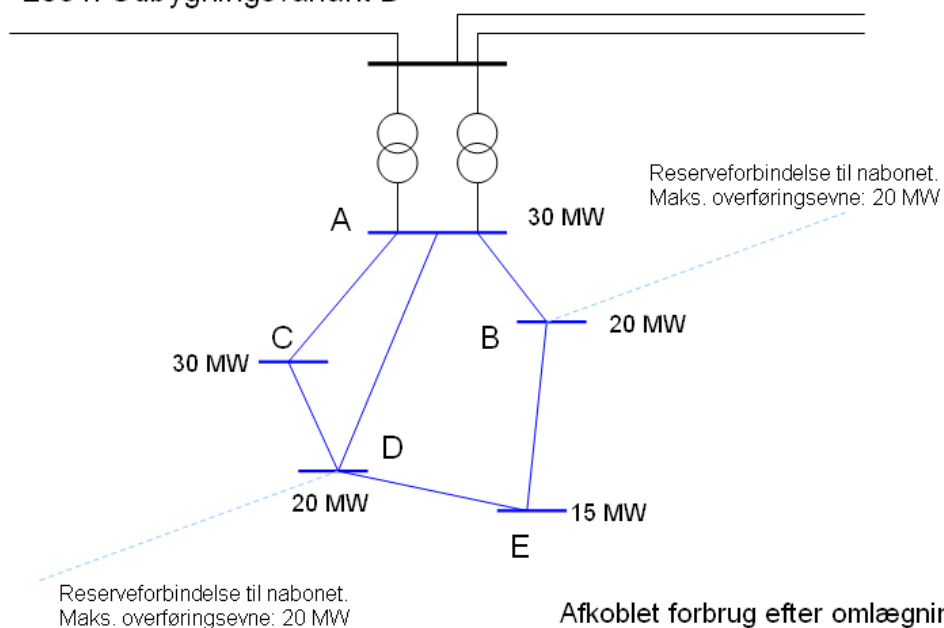
Herudover skal der tillægges udgifter til tab, som beregnes ved hjælp af et loadflow-program eller nedenstående formel:

$$K_{tab} = P_t \cdot q \cdot T_{drift} \cdot \alpha_t + P_b \cdot q \cdot T_{tab} \cdot \alpha_b$$

*Udbygningsvariant B:*

Her foreslås en alternativ udbygningsvariant, som også overholder leverings-sikkerhedskravene fra 40/80 reglen. I denne udbygningsvariant etableres der en intern forbindelse i området (se figur 4).

2031: Udbygningsvariant B



Afkoblet forbrug efter omlægninger ved:  
 To 150 kV forbindelser udkoblet: 0 MW  
 To 150/60 kV trf. udkoblet: 75 MW  
 To 60 kV forbindelser: 30 MW

**Figur 4 Etablering af ny 150 kV forbindelse samt ekstra 60 kV forbindelse internt i området. 40/80 MW grænserne bliver overholdt med denne udbygningsvariant.**

I udbygningsvariant B, vil der blive etableret et internt kabel i området. Kablet foreslås igen etableret som et 400 mm<sup>2</sup> AL PEX kabel, som i eksemplet er 8 km langt. Etableringsomkostningerne er stadig fastsat til DKK 1,5 mio. pr. km. Det vil sige i alt DKK 12 mio.

Investering er planlagt til at blive udført i 2015 og kablet har en afskrivningstid på 40 år.

Fremgangsmåden er ens med udbygningsvariant A, hvorfor omkostningerne kan opgøres til:

$$K_{2015-2011} + R_{L2015-2011} = 9.872.430 + 211.752 = \text{DKK } 10.084.182$$

Herudover skal der tillægges udgifter til tab.

**Trin 4 Konklusion og valg af løsning:**

Af de to udbygningsvarianter er B den billigste. B opfylder også de opstillede kriterier til forsyning i hele den tekniske tidshorison, som rækker frem til 2031.

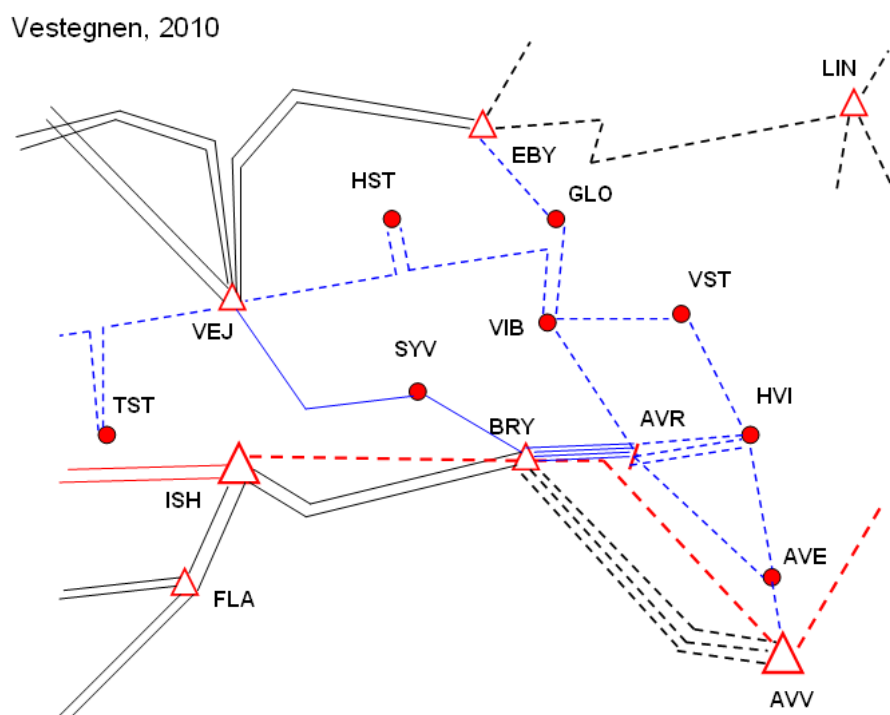
Dog skal man være opmærksom på, at et udfald af begge transformere i udbygningsvariant B vil resultere i, at der er 75 MW forbrug, der ikke kan genforsynes. Udbygningsvariant B er derfor ikke så robust overfor stigninger i forbruget udover det prognosticerede. På dette område er udbygningsvariant A mere robust. Udbygningsvariant A er på den anden side mere følsom over for ændringer i nabonettene, end det er tilfældet med udbygningsvariant B.

Forskellen imellem de to varianter på DKK 2.468.070 bør således vurderes op imod følsomheden og robustheden ved valg af løsning, herunder med udgangspunkt i de lokale forhold.

## 5.2. EKSEMPEL 2

### Eksempel, hvor der kan vælges mellem 50 kV kabel eller ekstra transformer + 132 kV forstærkning.

Der tages udgangspunkt i det eksisterende net på Københavns vestegn. Se figur nedenfor. Dette net består af 400 kV luftledninger og kabler, som ikke skal skiftes. Desuden er der 132 kV luftledninger, der skal fjernes eller kabellægges som følge af Kabelhandlingsplanen. Endvidere er der 50 kV luftledninger, som DONG Energy forventer at kabellægge, samt gamle 50 kV kabler, som har opbrugt deres levetid.



Figur 5 Eksisterende net for vestegnen i 2010

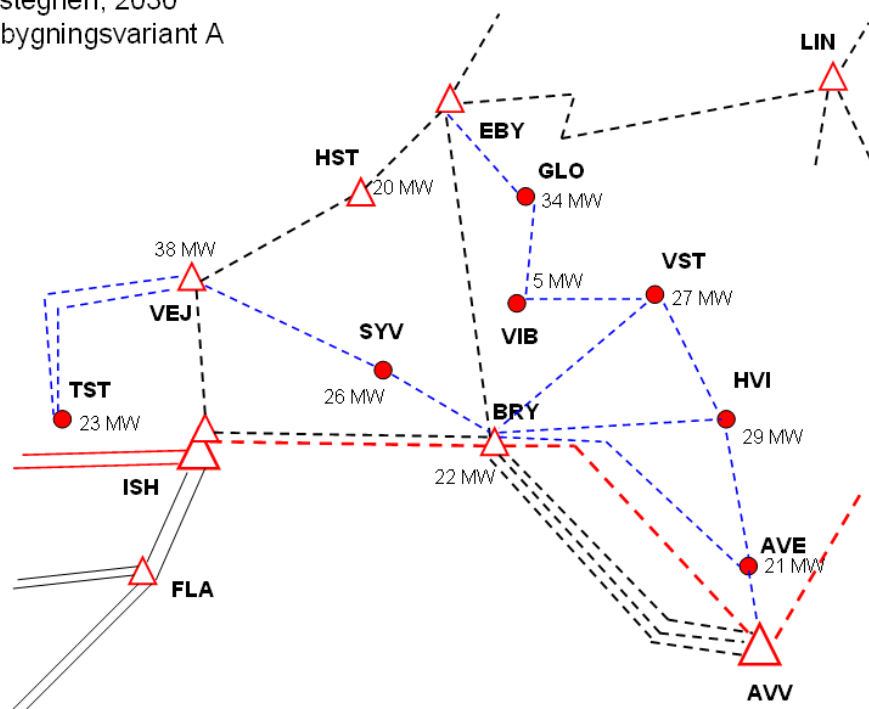
Energinet.dk har i samarbejde med DONG Energy foretaget planlægning af det fremtidige 132 kV og 50 kV kabelnet på Vestegnen. En række alternativer er blevet foreslået. Fællesnævner for de mest fornuftige forslag for området er en 132 kV ringstruktur afgrænset af Ejbygård, EBY, Brøndbygård, BRY, Ishøj, ISH samt Vejleå, VEJ.

Denne planlægning blev foretaget inden 40/80 reglen blev foreslået, men principper á la 40/80 reglen blev anvendt: Der blev fokuseret på at reducere mængden af forbrug, som ikke vil kunne forsynes i en situation med to forbindelser ude; uanset om disse er på 132 kV eller 50 kV niveau.



Det blev valgt, at nettet på figur 6 vil være det teknisk/økonomisk optimale for Vestegnen.

Vestegnen, 2030  
Udbygningsvariant A



**Figur 6 Udbygningsvariant A for vestegnen i 2030**

Her skal det undersøges, om det foreslåede net vil kunne klare kravene stillet med 40/80-reglen, eller om der vil være behov for en revurdering af det fremtidige på Vestegnen. Resultaterne er samlet i tabellen på følgende side.

Det antages, at 50 kV kabler som udgangspunkt kan overføre 50 MW. Der er to 132/50 kV transformere i stationerne BRY, VEJ og EBY. Der tages i denne undersøgelse ikke hensyn til reserveforsyningsevnen af det underliggende 10 kV net.

Type hændelse	Udkoblede komponenter	Afkoblet forbrug	Kommentar
To 132 kV forbindelser udkoblet	EBY_132-HST_132 ISH_132-VEJ_132	57 MW	I denne situation skal stationerne SYV, VEJ, HST og TST (samlet: 107 MW) forsynes via 50 kV kablet BRY-SYV
To 132 kV forbindelser udkoblet	HST_132-VEJ_132 ISH_132-VEJ_132	37 MW	I denne situation skal stationerne SYV, VEJ og TST (samlet: 87 MW) forsynes via 50 kV kablet BRY-SYV.
To 50 kV forbindelser udkoblet	EBY_050-GLO_050 VIB_050-VST_050	39 MW	50/10 kV stationerne GLO og VIB bliver afkoblet.
To 132/50 kV trf.	BRY T11 og T12	64 MW	I denne situation skal stationerne SYV, GLO, VIB, VST, BRY, HVI og AVE (samlet: 164 MW) forsynes via to 50 kV kabler SYV-VEJ og EBY-GLO. Ej forsyning via AVE-AVV.
To 132/50 kV trf.	VEJ T11 og T12	37 MW	I denne situation skal stationerne SYV, VEJ og TST (samlet: 87 MW) forsynes via 50 kV kablet BRY-SYV.

**Tabel 2 Resultaterne for udbygningsvariant A**

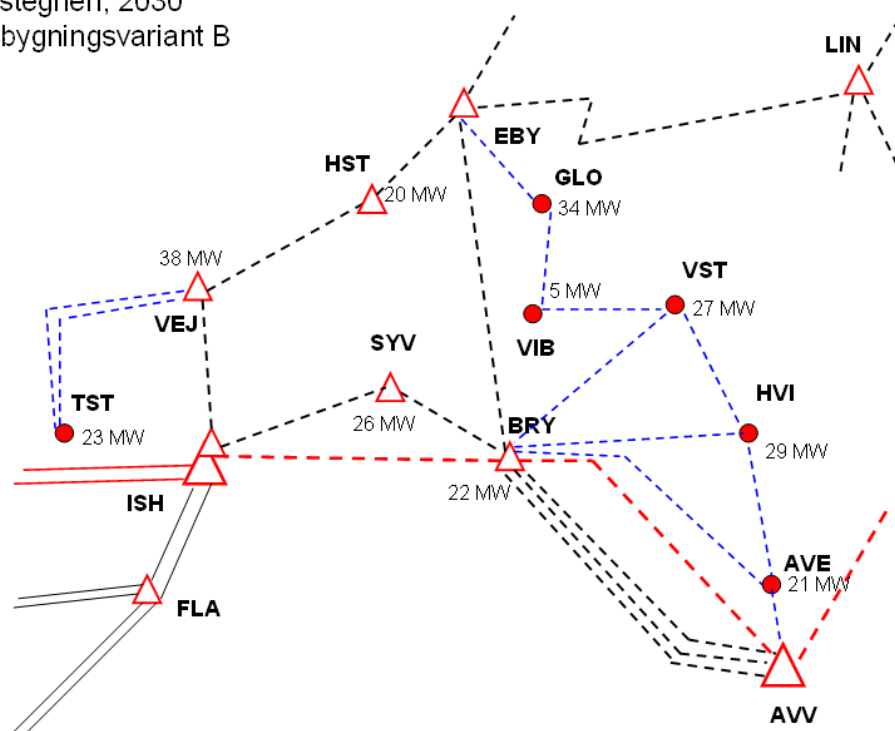
Det kan ses, at med den foreslåede udbygning på Vestegnen vil 40/80 reglen umiddelbart kunne blive overskredet i et tilfælde med to 132 kV forbindelser ude. DONG Energy forventer dog at lægge et kraftigt (mindst 80 MVA) 50 kV kabel på strækningen BRY-SYV-VEJ. Herved reduceres det afkoblede forbrug fra 57 MW til 27 MW, og 40/80 reglen er overholdt. Samtidigt reducerer et kraftigt 50 kV kabel mellem BRY og VEJ også størrelsen på det afkoblede forbrug ved udkobling af to 132/50 kV transformere i hhv. BRY og VEJ.

Et alternativ til at lægge et tykt 50 kV kabel kan være at flytte 132 kV kablet BRY-EBY til BRY-HST. Dette er en ændring af strukturen i nettet, og det vil kræve opdaterede loadflow-beregninger for at vurdere om dette vil være tilladeligt.

### Alternativt forslag til udbygning på Vestegnen

Et alternativ til det planlagte fremtidige net for Vestegnen er vist på figur 7. Forskellen mellem det planlagte net (udbygningsvariant A) og dette alternativ (udbygningsvariant B) er ombygning af Syvhøjgård, SYV, til 132/10 kV station i udbygningsvariant B. Etableringsomkostningerne er nogenlunde ens for de to typer udbygninger.

Vestegnen, 2030  
Udbygningsvariant B



Figur 7 Udbygningsvariant B for Vestegnen i 2030

Her skal det vurderes, om udbygningsvariant B opfylder 40/80-reglen. Resultaterne er samlet i tabel 3 på følgende side.

Type hændelse	Udkoblede komponenter	Afkoblet forbrug	Kommentar
To 132 kV forbindelser udkoblet	EBY_132- HST_132 ISH_132-VEJ_132	<b>81 MW</b>	132/10 kV stationerne HST, VEJ og TST bliver afkoblet.
To 132 kV forbindelser udkoblet	HST_132-VEJ_132 ISH_132-VEJ_132	<b>61 MW</b>	132/10 kV stationerne VEJ og TST bliver afkoblet.
To 50 kV forbindelser udkoblet	EBY_050- GLO_050 VIB_050-VST_050	39 MW	50/10 kV stationerne GLO og VIB bliver afkoblet.
To 132/50 kV trf.	BRY T11 og T12	<b>88 MW</b>	I denne situation skal stationerne GLO, VIB, VST, BRY, HVI og AVE (samlet: 138 MW) forsynes via ét 50 kV kabel, EBY-GLO. Ej forsyning via AVE-AVV.
To 132/50 kV trf.	VEJ T11 og T12	61 MW	I denne situation bliver forbruget under VEJ og TST afkoblet.

**Tabel 3 Resultaterne for udbygningsvariant B**

Der er foretaget samme antagelser for 50 kV kabler og det underliggende 10 kV net, som i eksemplet ovenfor.

Det kan ses, at med udbygningsalternativ B på Vestegnen vil 40/80-reglen kunne blive overskredet i to tilfælde med to 132 kV forbindelser frakoblet samt et tilfælde med to transformere udkoblet.

For at rette op på disse overskridelser af 40/80-reglen vil det være nødvendigt at lægge et ekstra 132 kV kabel til VEJ. Dette kan f.eks. komme fra ISH.

Endvidere vil det være nødvendigt med en tredje 132/50 kV-transformer i BRY.

Disse ekstra forstærkninger vil fordyre udbygningsalternativ B med minimum DKK 30 mio. og derved gøre dette alternativ væsentligt dyrere end den planlagte udbygning for Vestegnen.

**Opsummering:**

Der er set på to forskellige udbygningsalternativer for Vestegnen.

Udbygningsalternativ A er primært udbygninger på 132 kV-niveau, men med en forbindelse på 50 kV. Denne 50 kV forbindelse bevirker, at 132/50 kV transformerne i BRY og VEJ kan fungere som gensidig reserve for hinanden. Endvidere fungerer 50 kV forbindelsen som et tredje forsyningsben til VEJ.

Udbygningsalternativ B er udbygninger på 132 kV-niveau. Dette gør dette alternativ sårbart overfor dobbeltudfald i 132 kV-nettet (kabler eller transformere). Såfremt udbygningsalternativ B vil skulle opfylde 40/80-reglen vil det kræve forstærkninger, hvilket vil gøre det væsentligt dyrere end udbygningsalternativ A.

Udbygningsalternativ A svarer til det planlagte fremtidige net på Vestegnen og vil kunne opfylde 40/80-reglen, såfremt 50 kV kablet BRY-SYV-VEJ får en passende høj overføringssevne (hvilket DONG Energy har fokus på).

## **BILAG 1 DIMENSIONERENDE KORTSLUTNINGSEFFEKT**

Ved valg af materiel skal der tages hensyn til den største og mindste kortslutningsstrøm i det punkt, hvor materiellet tilsluttes. Overskrides den tilladelige kortslutningsstrøm for allerede installerede komponenter som følge af udbygninger i nettet, skal der gennemføres analyser, der kan afklare, om udskiftning af komponenter eller tiltag til nedbringelse af kortslutningsniveauet er den teknisk-økonomisk optimale løsning. Omkostningerne herved skal indregnes i udbygningsplanen, som ligger til grund for udbygningen.

Den mindste kortslutningsstrøm kan have betydning for selektivitet og korrekt funktion af overstrømsbeskyttelsen af nettets komponenter. Kan der ikke opnås selektivitet og overstrømsbeskyttelse med moderne beskyttelsesudstyr, bør netudbygninger med det formål at øge kortslutningsstrømmen, undersøges.

## BILAG 2 TEKNISKE FORUDSÆTNINGER VEDR. NETKOMPONENTERS OVERFØRINGSEVNE<sup>6</sup>

### BILAG 2.1. TRANSFORMERES BELASTNINGSEVNE

Transformeres vedvarende belastningsevne afhænger af lufttemperaturen. Det anbefales at basere belastningsevnen på en lufttemperatur på 20 °C. Ved denne temperatur kan en transformere belastes vedvarende med mærkeeffekten<sup>7</sup>. Ved indendørs stationer kan det være nødvendigt at korrigere for kølingsforholdene.

En transformere har en stor termisk tidskonstant og kan dagligt belastes med mere end mærkeeffekten under døgnmaksimum. De anbefalede belastningsgrænser ved normal cyklisk drift er vist i tabel 4, men dette skal vurderes fra sag til sag. Tabellen er baseret på en forenklet døgnkurve, hvor belastningen ændrer sig momentant fra døgnminimum til døgnmaksimum og fra døgnmaksimum til døgnminimum.

Under normale driftsforhold bør transformere ikke belastes højere end mærkeeffekten. Korttidsbelastningsevnen i henhold til tabel 4 bør dog udnyttes ved unormale koblingstilstande på grund af fejl, revisioner og netudbygninger.

Forholdet mellem døgnmaks og døgnmin	Varighed af døgnmaks	Belastningsevnen i procent af mærkeeffekten ved 20 °C
3:2	2 h	130 %
	4 h	120 %
	8 h	110 %
2:1	2 h	140 %
	4 h	125 %
	8 h	115 %
3:1	2 h	150 %
	4 h	130 %
	8 h	115 %

Tabel 4 Korttidsbelastningsevne ved cykliske belastninger for transformere med naturlig oliecirculation og mærkeeffekter op til 100 MVA , Kilde: DEFU Rapport 521

<sup>6</sup> Hele bilag 2.1 – 2.3 er refereret fra DEFU rapport 521

<sup>7</sup> Den vedvarende belastningsevne kan være større end mærkeeffekten, hvilket vil fremgå af dokumentationen for varmeprøvningen.

I forbindelse med omlægninger kan transformere normalt kortvarigt belastes op til en grænse, som er bestemt af viklingskoblerens eller gennemføringerens mærkestrømme.

### **BILAG 2.2. ØVRIGT STATIONSMATERIELS BELASTNINGSEVNE**

Belastningsevnen bør sættes lig med materiellets mærkestrøm, dog kan strømtransformere eventuelt have en højere belastningsevne<sup>8</sup>.

Nyanlæg bør dimensioneres således, at stationsmateriellet ikke begrænser mulighederne for at udnytte nettenes belastningsevne.

### **BILAG 2.3. SPÆNDINGER UNDER STATIONÆRE FORHOLD**

Spændingen på sekundær-siden af transformere bør ligge i området, som er angivet i tabel 5.

Nominal spænding	Minimum	Maksimum
10 kV	9 kV	11 kV
30 kV	28,5 kV	33 kV
50 kV	47,5 kV	55 kV
60 kV	57 kV	66 kV
132 kV	125 kV	145 kV
150 kV	146 kV	170 kV
400 kV	360 kV	420 kV

Tabel 5 Anbefalede grænseværdier for mindste og største skinnespænding på forskellige spændingsniveauer. Kilde Dansk Standard DS/HD 472 S1 + A1 og Netdimensioneringsreglerne TF 2.1.1

<sup>8</sup> En udbredt praksis i Danmark har været at anvende strømtransformere, som tåler en kontinuert belastning på 120 % af strømtransformernes mærkestrøm.



### BILAG 3 ÅRLIGE OMKOSTNINGER TIL AT OPRETHOLDE KOMPONENTENS FUNKTIONALITET

Beregning af omkostninger til at opretholde komponenternes funktionalitet. Udarbejdes ud fra Energitilsynets *Økonomiske model for nyinvesteringer*, se tabel 6.

	<b>Driftsomkostninger per enhed i år 2011</b>
Transmissionsnet 132/150 kV kabel pr. system	DKK 40.865
Transmissionsnet 132/150 kV luftledning pr. system på en 1 system mast	DKK 5.744
Transmissionsnet 132/150 kV luftledning pr. system på en 2 system mast	DKK 4.607
132-150 kV felt, indendørs, helt eller delvist luftisoleret	DKK 32.329
132-150 kV felt, indendørs 100% gasisoleret	DKK 41.752
132-150 kV felt, udendørs, helt eller delvist luftisoleret	DKK 32.329
50-60 kV felt, indendørs, helt eller delvist luftisoleret	DKK 15.761
50-60 kV felt, indendørs 100% gasisoleret	DKK 5.838
50-60 kV felt, udendørs, helt eller delvist luftisoleret	DKK 6.780
30 kV felt, indendørs, helt eller delvist luftisoleret	DKK 15.761
30 kV felt, indendørs 100% gasisoleret	DKK 6.618
132-150/30-50-60 kV Transformer ekskl. felt	DKK 58.813
30-50-60-132-150/10-15-20 kV transformer ekskl. felt	DKK 23.293
Slukkespole, 30-50-60 kV, incl. evt. nulpunktstransformer ekskl. felt	DKK 3.293
Kondensatorbatteri, 30-50-60 kV ekskl. felt	DKK 3.830
10-15-20 kV felt	DKK 3.436
Slukkespole, 10-15-20 kV incl. nulpunktstransformer	DKK 2.803
Signal- og overvågningskabler	DKK 1.840
Bygning	DKK 172
Grunde	DKK 6
Distributionsnet 50-60 kV jordkabel pr. system	DKK 8.369
Distributionsnet 50-60 kV luftledning pr. system	DKK 4.877
Distributionsnet 30 kV jordkabel pr. system	DKK 8.369
Distributionsnet 10-15-20 kV jordkabel pr. system	DKK 1.454
Distributionsnet 10-15-20 kV luftledning pr. system	DKK 2.910
Distributionsnet 0,4 kV jordkabel pr. system eksklusiv kabelskabe	DKK 1.447
Kabelskabe	DKK 104
Distributionsnet 0,4 kV luftledning pr. system	DKK 4.416
Netstationer 10-15-20/0,4 kV (eksklusiv transformer)	DKK 1.212
Transformer	DKK 246

**Tabel 6 Viser 2011 priser for nyinvesteringer**

## BILAG 4 UDGIFTER TIL DRIFT OG VEDLIGEHOLDELSE

Udgifterne til drift og vedligeholdelse kan opdeles i udgifter, som kommer med nogle års mellemrum og udgifter, som er løbende år for år.

### BILAG 4.1. DISKONTINUERTE UDGIFTER

Nutidsværdien ( $K_d$ ) af udgifterne de enkelte år kan beregnes ved hjælp af følgende udtryk:

$$K_{drift} = \sum_{i=1}^n K_i (1+r)^{-i} \quad \text{Formel A.1}$$

hvor  $K_i$  er udgifterne i år "i", og  $r$  er kalkulationsrenten i procent.

### BILAG 4.2. KONTINUERTE UDGIFTER

Forudsættes konstante årlige udgifter ( $K_k$ ) til drift og vedligeholdelse inden for interessehorisonten -  $n$  år -, kan nutidsværdien af udgifterne bestemmes ved hjælp af følgende udtryk:

$$K_{drift} = K_k \cdot \frac{1-(1+r)^{-n}}{r} \quad \text{Formel A.2}$$

Ved en konstant procentuel årlig stigning i udgifterne ( $p$  %), er nutidsværdien af udgifterne til drift og vedligeholdelse følgende:

$$K_{drift} \cong k_p \cdot \frac{1-(1+r-p)^{-n}}{r-p} \quad \text{Formel A.3}$$

$K_p$  er udgifterne i investeringsåret

## BILAG 5 SAMLEDE OMKOSTNINGER TIL BRUG FOR SAMMENLIGNING AF UDBYGNINGSALTERNATIVER

Beregning af samlede investeringsomkostninger fratrukket eventuelle anlægsværdier:

$$PV(K_a) - PV(R) \quad \text{Formel B.1}$$

### BILAG 5.1. BEREGNING AF UDGIFTER TIL TAB

Ved nogle netkomponenter, som f.eks. transformere, er der både tomgangstab og belastningstab, mens der ved andre, fx. ledninger, kun er belastningstab.

Forudsættes tidsafhængige effekt- og energipriser, kan nutidsværdien ( $K_{tab}$ ) af tabene i en netkomponent et givet år beregnes ved hjælp af nedenstående formel. Mange vil dog vælge at bruge loadflow-programmer til at foretage disse beregninger.

$$K_{tab} = P_t \cdot q \cdot T_{drift} \cdot \alpha_t + P_b \cdot q \cdot T_{tab} \cdot \alpha_b \quad \text{Formel B.2}$$

$P_t$ : Effekttabet i kW når netkomponenten er ubelastet.

$q$ : Energifrisen i DKK/kWh.

$T_{drift}$ : Antallet af driftstimer pr. år.

$P_b$ : Det største effekttab i kW som følge af belastning af netkomponenten i udgangsåret.

$T_{tab}$ : Tabenes benyttelsestid (tabstiden) i timer

$\alpha_t$ : Tilbagediskonteringsfaktor for tomgangstab

$\alpha_b$ : Tilbagediskonteringsfaktor for belastningstab

$r$ : Kalkulationsrenten i procent

**Tabel 7** Symbolliste til formelen for beregning af tab

Det samlede tab bestemmes ved at summere tabene for de enkelte år inden for interessehorisonten ( $i=1, 2 \dots 20$ ). Nutidsværdien af tabene i året  $i$  findes ved at anvende:

$$\alpha_b = \alpha_t = \sum_{i=1}^{20} (1+r)^{-i} \quad \text{Formel B.3}$$

Er belastningstabene konstante inden for interessehorisonten, kan tabene i hele perioden findes ved at anvende tilbagediskonteringsfaktorerne:

$$\alpha_t = \frac{1 - (1 + r)^{-20}}{r} \text{ og } \alpha_b = \alpha_t \quad \text{Formel B.4}$$

Er belastningstabene derimod ikke konstante men stiger med  $p$  procent om året, kan belastningstabene estimeres med:

$$\alpha_b \cong \frac{1 - (1 + r - p)^{-20}}{r - p} \quad \text{Formel B.5}$$

Er tabene ikke konstante fra år  $j$  til år 20 men vokser med  $p$  procent om året i denne periode, kan nutidsværdien af belastningstabene i perioden  $j$  til 20 år findes ved at anvende tilbagediskonteringsfaktoren:

$$\alpha_{b,j-25} = \frac{1 - (1 + r - p)^{(j-20)}}{r - p} \cdot (1 + r)^{-j} \quad \text{Formel B.6}$$