

# Elektrisk Store- bæltforbindelse

Forprojekt om etablering af en  
elektrisk Storebæltforbindelse

Hovedrapport 2005

## Indhold

1	Baggrund .....	3
2	Konklusion på analyser .....	4
3	Storebæltsforbindelsen historisk .....	5
4	Udviklingen i nabolandene .....	6
4.1	Status for udbygning af transmissionsforbindelser i Norden .....	7
4.2	Status for udbygning med produktionskapacitet i Norden .....	8
5	Beregning af nytteværdier .....	9
5.1	Vurderinger i Regeringens Energistrategi .....	10
5.2	Driftsnytte.....	12
5.2.1	Driftsnyttens følsomhed for ændringer i brændselspris, pris på CO <sub>2</sub> -kvoter og vindkraftudbygning.....	15
5.2.2	Driftsnyttens følsomhed for ændringer i transmissions- og produktionssystem.....	17
5.3	Deling af reserver over en Storebæltsforbindelse .....	18
5.4	Værdien af mulig synergi på regulerkraftmarkedet .....	20
5.5	Forbedret markedsfunktion .....	20
6	Teknologi og anlægsøkonomi.....	23
6.1	Kabelmarkedet .....	23
6.2	Etableringsomkostninger .....	24
6.3	Valg af teknologi .....	25
6.4	Netforstærkninger .....	26
7	Samlet dansk samfundsnytte.....	27
7.1	Samfundsøkonomisk indtægt .....	27
7.2	Samfundsøkonomisk omkostning.....	28
7.3	Samfundsøkonomisk nytte for 5 alternativer .....	30
7.4	Vurdering af alternativer og følsomhed.....	32
8	Påvirkning af Energinet.dk's tariffer.....	35
9	Myndighedsbehandling .....	36
10	Anlægsbudget og tidsplan .....	37

# 1 Baggrund

En elektrisk forbindelse over Storebælt har været drøftet og analyseret flere gange, senest i forbindelse med Eltra's og Elkrafts bidrag til regeringens infrastrukturhandlingsplan i april 2005. Storebæltsforbindelsen udgør ét af fem prioriterede snit (investeringsprojekter) anbefalet af Nordel i juni 2004.

Nordisk Ministerråd har som led i opfølgningen på Akureyri-deklarationen bakket op om, at pakken med de fem prioriterede snit skal etableres, såfremt der kan påvises positiv samfundsnytte for den enkelte forbindelse. Efter beslutningen den 25. november 2005 om at forstærke Snit 4 i Sverige er det kun Ska-gerrakforbindelsens pol 4 og Storebæltsforbindelsen, der endnu ikke er besluttede.

Storebælt indgår i Regeringens Energistrategi 2025. Heri anbefaler regeringen, at Energinet.dk indleder projektering af en elektrisk Storebæltsforbindelse med henblik på idriftsættelse i 2010. Energistrategien baserer anbefalingerne på dansk samfundsøkonomisk nytte. Regeringen fremhæver fordele som forsyningssikkerhed, øget konkurrence, daglig driftsnytte og reducerede omkostninger til reserve og regulerkraft. I Energistrategien nævnes en 600 MW-forbindelse, som skønnes at indebære en investering på knap 1,2 mia. kr. svarende til en årlig omkostning på 85 mio. kr.

I april 2005 godkendte Energinet.dk's bestyrelse Eltras og Elkrafts sammenfattende bidrag til regeringens infrastrukturhandlingsplan. Analyserne i bidraget var baserede på samfundsmæssig nytte og fremme af det nordiske og internationale elmarked. Ændring i forbrugernytte, producentnytte og flaskehalsindtægter i landene blev belyst. Energinet.dk vurderede, at en 600 MW Storebæltsforbindelse samlet set vil have en positiv økonomi. Det blev på dette grundlag besluttet at igangsætte et forprojekt om en Storebæltsforbindelse med henblik på at træffe en endelig anlægsbeslutning inden udgangen af 2005.

Formålet med forprojektet er at tilvejebringe et beslutningsgrundlag til Energinet.dk's bestyrelse med henblik på igangsættelse af et anlægsprojekt for en Storebæltsforbindelse.<sup>1</sup> Forprojektet er baseret på tidligere analyser af Storebæltsforbindelsen suppleret med opdaterede beregninger og analyser, hvor det er vurderet nødvendigt og hensigtsmæssigt af hensyn til beslutningsgrundlagets robusthed.

<sup>1</sup> For at sikre en langsigtet strategisk beslutning igangsatte Energinet.dk i september 2005 et udredningsarbejde med formålet at vurdere, hvorvidt der kunne være økonomiske og strategiske fordele ved at bygge en vekselsstrømsforbindelse over Storebælt i stedet for en jævnstrømsforbindelse. Formålet kunne være at forberede systemet til en senere synkronisering af Øst- og Vestdanmark ved at etablere en såkaldt hybridløsning eller at foretage en synkronisering samtidig med den nu planlagte etablering af forbindelsen. Arbejdet blev afrapporteret for Bestyrelsen i oktober 2005. Konklusionen var, at der ikke er tilstrækkelige strategiske og økonomiske argumenter for at vælge en vekselsstrømsforbindelse med henblik på en synkronisering af landsdelene.

Forprojektet omfatter analyser af driftsnytte, reserver og regulerkraft samt markedsmagt. Derudover er teknik- og anlægsøkonomi samt byggetider analyseret. Der er opstillet en samlet business case med årlige samfundsøkonomiske omkostninger og indtægter. Endelig er omfanget af den forestående myndighedsbehandling hos centrale og lokale myndigheder kortlagt og vurderet, herunder mulige risici i tidsplanen frem mod idriftsættelse.

## 2 Konklusion på analyser

De foretagne undersøgelser bekræfter konklusionen fra de undersøgelser, som Energinet.dk i foråret leverede til den nationale infrastrukturhandlingsplan samt konklusionerne i baggrundsrapporten til Regeringens Energistrategi. Begge undersøgelser peger på, at der er positiv samfundsnytte ved etablering af en 600 MW Storebæltsforbindelse.

Undersøgelserne understøtter derfor Regeringens anbefaling af, at Energinet.dk skal indlede projekteringen af en Storebæltsforbindelse med henblik på idriftsættelse i 2010.

I analyserne er de væsentligste besluttede nye transmissionsforbindelser i Norden medregnet. Snit 4 er indregnet med ekstra kapacitet, idet denne forbindelse tidligere har vist sig at have stor betydning for Storebæltsforbindelsens rentabilitet. Der er også indregnet ny produktionskapacitet i Sydsverige, selv om det endnu ikke er besluttet. Bliver Snit 4 mindre end indregnet, og udbygges produktionskapaciteten i Sydsverige ikke, vil driftsnyttens af Storebæltsforbindelsen stige. De anvendte forudsætninger vedrørende produktionskapacitet og transmissionsforbindelser er således meget forsigtige. Der er regnet med nye brændselspriser fra IEA (november 2005) og en højere CO<sub>2</sub>-kvotepris, hvilket medvirker til at øge nytten af Storebæltsforbindelsen.

I Energinet.dk's analyser foretaget med Samkøringsmodellen i foråret 2005 viste simuleringerne en årlig dansk driftsnytte på 29 mio. kr. og en nordisk driftsnytte på 33 mio. kr. I forprojektets analyser er der en dansk driftsnytte på 33 mio. kr. og en nordisk driftsnytte på 8 mio. kr. Derudover er der en driftsnytte i UCTE på 16 mio. kr. Fordelingen af driftsnyttens afhænger blandt andet af brændselsprisforudsætningerne.

Følsomhedsanalyser viser, at den danske driftsnytte kan variere fra 14-53 mio. kr. afhængigt af brændselspriserne. De tidligere gennemførte analyser viser, at den danske driftsnytte på 33 mio. kr. er et relativt robust resultat, specielt når forstærkningen af Snit 4 er indregnet.

Storebæltsforbindelsens betydning for markedets funktion er endvidere blevet revurderet. Det konkluderes, at forbindelsen vil reducere muligheden for udøvelse af markedsmagt og derved give årlige samfundsøkonomiske besparelser på op mod 155 mio. kr. Brug af markedsmagt øger priserne i forhold til effektiv konkurrence og giver dermed forkerte incitamentter til både kort- og langsigtede

dispositioner. De samfundsøkonomiske tab opstår som følge af uoptimal lastfordeling samt reduceret forbrug og eksport.

En del af denne besparelse vil muligvis også kunne opnås ved administrative reguleringer til formindskelse af aktørernes råderum. Blandt andet derfor er gevinsten ved mindsket brug af markedsmagt ikke direkte medregnet i det samlede samfundsøkonomiske overskud.

Etablering af en Storebæltsforbindelse vil alt andet lige øge driftssikkerheden i Danmark, da den giver adgang til deling af reserver på tværs af Bæltet. Den ene landsdel vil kunne hjælpe den anden i situationer, hvor reserverne ikke bruges lokalt. Hvis den samlede mængde reserver i Danmark efterfølgende reduceres, vil driftssikkerheden alt andet lige blive reduceret, idet de resterende reserver vil skulle dække et øget antal driftsforstyrrelser (udfald). Bruges reserverne til håndtering af en driftsforstyrrelse i ét delområde, vil der være færre reserver til rådighed til håndtering af en fejl i det andet delområde. Samlet giver dette mulighed for at reducere den samlede mængde reserver i Danmark. I forprojektet er det konkluderet, at deling af reserver og udveksling af regulerkraft kan bidrage med ca. 100 mio. kr. pr. år til den samfundsøkonomiske nytte.

Det indstilles at etablere Storebæltsforbindelsen med konventionel HVDC-teknologi, idet en HVDC Light (VSC) løsning ikke vil være økonomisk attraktiv på grund af de væsentligt større elektriske tab. HVDC Light har nogle tekniske fordele i form af mulighed for spændingsregulering og "start fra dødt net". Men det vurderes, at de tekniske fordele ved dette ikke kan begrunde de væsentlige meromkostninger til tab.

Endelig viser forprojektet, at en optimistisk tidsplan peger på idriftsættelse af forbindelsen i slutningen af 2009. Tidsplanen kan dog forrykkes meget, såfremt væsentlige forudsætninger ikke kan overholdes. Ordreafgivelse samt miljø- og myndighedsbehandlingen er væsentlige parametre for tidsplanen.

### 3 Storebæltsforbindelsen historisk

En Storebæltsforbindelse er gennem 1990'erne analyseret flere gange med det resultat, at forbindelsen ikke var samfundsøkonomisk rentabel. I foråret 2005 var økonomien for første gang positiv. Baggrunden for denne udvikling i Storebæltsforbindelsens økonomi er kort ridset op nedenfor.

- I marts 1992 opfordrede Folketinget det tidligere Elsam og Elkraft til at træffe beslutning om etablering af en Storebæltsforbindelse. En Storebæltsforbindelse er herefter gennem 1990'erne analyseret flere gange og hver gang med det resultat, at forbindelsen ikke var samfundsøkonomisk rentabel. Dette resultat skyldes blandt andet, at produktionskapaciteten i begge landsdele primært bestod af store kulfyrede el- og kraftvarmeværker. Disse værker havde stort set ens produktions- og omkostningsmønster, og der var dermed ringe økonomi i at udveksle

over Storebælt. Der var langt bedre økonomi i at udveksle med Norge, Sverige og Tyskland.

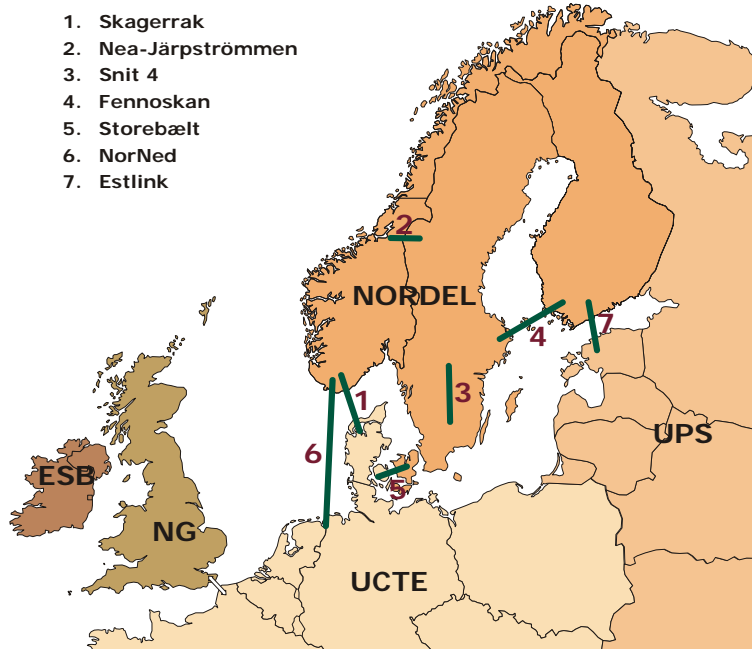
- I slutningen af 1990'erne kom Storebæltsforbindelsen igen på dagsordenen, blandt andet grundet udbygningen af vindkraft og decentral kraftvarme og den deraf afledte økonomiske udligning af PSO-omkostninger mellem landsdelene. Resultaterne af undersøgelserne viste for første gang en begrænset nordisk og dansk driftsnytte for Storebæltsforbindelsen. Derudover viste analyserne en delvis udligning af forskellen i markedspris mellem Øst- og Vestdanmark.
- I forbindelse med infrastrukturarbejdet i 2005 var driftsnyttens vokset yderligere, hvilket blandt andet skyldes, at udbygningen af vindkraft og decentral kraftvarme er massiv i Vestdanmark, og at effektbalancen i Østdanmark med lukning af flere ældre kraftværker vil ændres. Derudover er effektbalancen i Sydsverige efter lukning af Barsebäck 1 og 2 blevet mere anstrengt. De forskelle, der er opstået mellem Øst- og Vestdanmark, har givet mulighed for væsentlig større udnyttelse af en forbindelse mellem landsdelene.
- Endelig har markedsåbningen medført, at omkostninger til køb af reserver nu optræder som en særskilt udgiftspost hos systemansvaret. Der er dermed skabt øget fokus på mulighederne for at reducere disse. Før liberaliseringen af elmarkedet indgik disse ydelser som en integreret del af kraftværkernes leverance og dermed i den samlede afregningspris. I dag købes systemydelse hos producenterne på markedsvilkår.

## 4 Udviklingen i nabolandene

I det følgende gives et overblik over planlagte transmissionsforbindelser, som har væsentlig betydning for det nordiske elmarked og dermed også for nytten af en dansk Storebæltsforbindelse.

Derudover gives en status for udbygningen med produktionsanlæg i det nordiske elsystem. Disse udbygninger indgår i grundlaget for beregninger på Storebæltsforbindelsen.

## 4.1 Status for udbygning af transmissionsforbindelser i Norden



**Figur 1** Transmissionsforbindelser i Norden.

**Fenno-Skan 2**, som forbinder Midtsverige med Finland, blev besluttet i februar 2005 med en forventet idriftsættelse i 2010. Den nuværende overføringssevne er ca. 550 MW, og den udvides med 600-800 MW.

**Nea-Järpströmmen** er en planlagt udvidelse af forbindelsen mellem Midtsverige og Norge. Forbindelsen blev besluttet i februar 2005 med en forventet idriftsættelse i 2009. Den planlagte overføringssevne efter udvidelsen er ca. 900 MW.

**Snit 4** er en forbindelse mellem Midtsverige og Sydsverige. Svenska Kraftnät har den 25. november 2005 truffet beslutning om en udvidelse af overføringssevnen for Snit 4 med en forventet idriftsættelse i 2011. Den nuværende overføringssevne på Snit 4 er 3.700-3.900 MW. Overføringssevnen forventes udvidet med 500 MW.

**Skagerrak 4**. Af Regeringens Energistrategi 2025 fremgår det, at man vil afvente et bedre beslutningsgrundlag, før der træffes en eventuel beslutning om etablering af en ny Skagerrakforbindelse. Undersøgelser foretages i øjeblikket af Energinet.dk i samarbejde med Ståttnet. Der er mulighed for at idriftsætte en sådan forbindelse i 2012, og den vil formentlig have en overføringssevne på ca. 600 MW.

**NorNed**-kablet er en jævnstrømsforbindelse, som vil forbinde Norge og Holland. Den endelige aftale om forbindelsen blev truffet i december 2004, og arbejdet med fundamenter i Norge og konstruktion af kablet er påbegyndt. Forventet idriftsættelse er årsskiftet 2008/2009, og overføringsevnen er 700 MW.

**Estlink**-kablet er en jævnstrømsforbindelse, som vil forbinde Finland og Estland. Der blev ansøgt om tilladelse i 2004 med en forventet idriftsættelse i 2006. Den planlagte overføringsevne er 350 MW.

## 4.2 Status for udbygning med produktionskapacitet i Norden

Der bliver for øjeblikket ikke bygget meget ny kraftværkskapacitet i Norden og i resten af Europa. En lang række af usikkerheder i et liberaliseret elmarked afholder i øjeblikket investorer fra beslutninger om etablering af ny kraftværkskapacitet. Her spiller usikkerheden i udviklingen af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, brændselspriser og udviklingen i elforbruget en stor rolle. Usikkerhed vedrørende udbygning med transmissionsforbindelser spiller også ind.

Der er dog kraftværkskapacitet på vej, specielt i Finland, hvor der er taget beslutning om et nyt kernekraftværk samt vindkraftudbygning. Nedenfor gives et overblik over, hvad der sker på produktionsområdet i Norden.

**I Finland** er man i færd med at bygge et femte kernekraftværk på 1.600 MW. Værket forventes at være færdigt i 2010.

**I Norge** sker en mindre udbygning med gaskraftanlæg i forbindelse med gasindvindingsindustrien i Finmark og Vestnorge. Det meste af kapaciteten vil blive anvendt til procesenergi, men ca. 200 MW forventes til rådighed for markedet. Vindkraften forventes i Norge at blive udbygget med 2500 GWh svarende til ca. 800 MW.

**I Sverige** er der en forventning om, at der inden for de næste par år vil blive bygget et nyt gasfyret kraftvarmeværk i Malmø på 400 MW. E.ON Sverige har endnu ikke givet konkrete udmeldinger om, hvornår eller hvorvidt dette værk skal bygges. Göteborg Energi er desuden i færd med at bygge et nyt kraftvarmeværk i Göteborg på 260 MW, som skal stå færdigt i 2007.

Ordnningen med VE-certifikater forventes i Sverige at give anledning til en relativt stor udbygning med vindkraft. I alt forventes udbygget med vindkraft svarende til en produktion på 2.500 GWh svarende til ca. 800 MW.

Endelig er de svenske kernekraftværker under opgradering til større effekt og energiproduktion svarende til den tabte produktion fra Barsebäck 2. Opgraderingen forventes gennemført inden 2010.

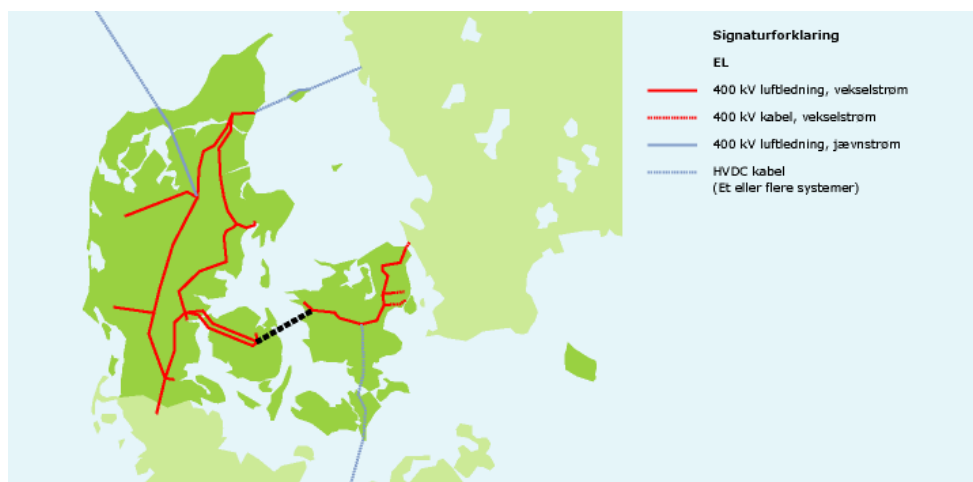
**I Danmark** ventes den gamle Amagerværk blok 1 at være ombygget til en ny kulfyret kraftvarmeenhed inden 2010. Der udbygges desuden med en ny off-



shore vindmøllepark i vest på 200 MW (Horns Rev B) samt en ny park i øst ligeledes på 200 MW.

## 5 Beregning af nytteværdier

I projektet er alternative forbindelser med en samlet overføringskapacitet på henholdsvis 400, 600, 800 og 1.200 MW analyseret. Det er endvidere vurderet, om det er mest fordelagtigt med én stor eller flere små forbindelser. Ud fra en driftssikkerhedsmæssig vinkel kan der være fordele i at etablere forbindelsen som to eller flere mindre parallelle forbindelser.



Figur 2 Det danske 400 kV-transmissionsnet.

I dette afsnit er værdien af en Storebæltsforbindelse vurderet i forbindelse med driftsnyt, deling af reserver og regulerkraft samt bedre markedsfunktion.

- **Driftsnytt** er et udtryk for værdien af øget samhandel og dermed mulighed for mere optimal lastfordeling mellem elproduktionsenhederne med lavere samlede produktionsomkostninger til følge.
- **Værdien af deling af reserver** over Storebælt er konkret vurderet i forhold til produktionsanlæg og -behov. Deling af reserver over Storebælt medfører et mindre samlet dansk behov for reserver med reducerede omkostninger til køb af reserver til følge.
- **Værdien af mulig synergi på regulerkraftmarkedet** ved mulighed for udligning af ubalancer mellem landsdelene. Resultatet bygger på vurderingerne fra infrastrukturarbejdet i foråret 2005.
- **Værdien af bedre markedsfunktion** ved reduceret mulighed for anvendelse af markedsmagt er analyseret. Der er regnet på producenterne reducerede muligheder for at udnytte en dominerende position på

elmarkedet ved indmelding af for høje priser i elmarkedet henholdsvis med og uden en Storebæltsforbindelse.<sup>2</sup>

## 5.1 Vurderinger i Regeringens Energistrategi

Regeringens Energistrategi anbefaler, at Energinet.dk indleder projekteringen af en Storebæltsforbindelse med henblik på idriftsættelse i 2010. Grundlaget for denne anbefaling er blandt andet en opstilling af en årlig samlet samfundsnytte i 2010 og 2015. Opstillingen er gengivet i **Tabel 1**. Opstillingen er udarbejdet på baggrund af indspillet fra Energinet.dk til infrastrukturhandlingsplanen i april 2005 suppleret med analyser foretaget af Energistyrelsen.

I forhold til den opstilling af samfundsnytte, som Energinet.dk anvender, indregner myndighederne en såkaldt afgiftsforvridningsfaktor på 17 % for blandt andet de årlige kapitalomkostninger. F.eks. regnes kapitalomkostningen 17 % større end ellers. Derudover regnes med en leveringssikkerhed på baggrund af, hvad det koster samfundet at mangle elektricitet i en given periode, og der regnes med et statsprovenu samt miljøomkostninger for SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

Ved analyserne i forbindelse med Energistrategien er markedsmagt vurderet på baggrund af en relativt simpel analyse udført af Konkurrencestyrelsen. Konkurrencestyrelsen vurdering er, at markedsmagt kun medfører omfordeling mellem producenter og konsumenter, hvilket ikke giver anledning til ændring i samfundsøkonomien. Vurderingen er suppleret med en vurdering af, at markedsmagt medfører reduceret forbrug, hvilket reducerer statens provenu på afgifter vurderet til 20 mio. kr./år.

<sup>2</sup> Beregningerne er gennemført på markedsmagtmodellen MARS.

Økonomisk komponent	mio. kr. pr. år 2010	mio. kr. pr. år 2015
Kapitalomkostning <sup>1</sup>	-98	-98
Driftsomkostning <sup>2</sup>	-12	-12
Driftsnytte (i DK) <sup>3</sup>	34 <sup>4</sup> ; 29 <sup>5</sup>	20 <sup>6</sup> ; 34 <sup>7</sup>
Forsyningssikkerhed, driftsreserve <sup>8</sup>	29-47	29-47
Forsyningssikkerhed, leveringssikkerhed	0	29 <sup>9</sup>
Regulerkraft <sup>10</sup>	<12	<12
Markedsmagt, konkurrenceforbedring <sup>11</sup>	<1	<1
Statsprovenu ved forbedret konkurrence <sup>12</sup>	20	20
SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> <sup>13</sup>	0; -5	13; 18
Statsprovenu i øvrigt <sup>14</sup>	-3	-7
<b>Total (laveste/højeste)</b>	<b>-40; +1</b>	<b>-6; +44</b>

- 1 Baseret på en investering på 1,16 mia. kr., en levetid på 30 år og en rente på 6 %.
- 2 Fordele og ulemper ved en elektrisk Storebæltsforbindelse. Energistyrelsen/Eltra/Elkraft 1996.
- 3 Beregnet ved uændret elforbrug.
- 4 Prioriterede snit. Nordel 11. juni 2004. Baseret på Samkøringsmodellen.
- 5 Ramses-beregning december 2004; middelværdi over perioden 2008-2012.
- 6 Balmorel-beregning. Langsigtede udfordringer i elsystemet. Elkraft System 17. marts 2005.
- 7 Ramses-beregning december 2004; middelværdi over perioden 2013-2017.
- 8 Reservehold i det østdanske system. Elkraft System 11. februar 2005.
- 9 Baseret på en antagelse om, at SBF kan modvirke et nationalt afbrud (5.000 MW) én time hvert 10. år (groft skøn).
- 10 Konklusioner angående en elektrisk Storebæltsforbindelse. Eltra/Elkraft System 18. december 2003.
- 11 Baseret på Konkurrencestyrelsens konklusion om, at Storebæltsforbindelsen vil reducere børsprisen for el med 3-6 %; herudover er antaget en priselasticitet i forhold til børsprisen på -0,03.
- 12 Storebæltsforbindelsen vil øge konkurrencen på elmarkedet. Konkurrencestyrelsen 3. marts 2005. Bidraget skyldes øget afgiftsprovenu som følge af stigende forbrug ved lavere priser.
- 13 Ramses-beregning december 2004; middelværdi over perioden 2008-2012 henholdsvis 2013-2017. Skadesomkostninger 32 henholdsvis 52 kr./kg for SO<sub>2</sub> og 15 henholdsvis 83 kr./kg for NO<sub>x</sub>. Beregnet ved uændret elforbrug.
- 14 Ramses-beregning december 2004 af ændret svovlafgift, affaldsafgift og elproduktionstilskud; middelværdi over perioden 2008-2012 henholdsvis 2013-2017, beregnet ved uændret elforbrug.

**Tabel 1 Samfundsøkonomiske fordele og ulemper ved etablering af Storebæltsforbindelse omkring 2010 og 2015.**

De seks første rækker er korrigeret med nettoafgiftsfaktoren (1,17) i forhold til de kilder, hvorfra tallene stammer.

Kilde: Energistyrelsen.

Storebæltsforbindelsen vurderes i værste fald til at have negativ samfundsnytte i 2010 og i bedste fald lige akkurat til positiv samfundsnytte. Resultatet forbedres markant i 2015.

Energinet.dk's aktuelle analyser med opdaterede forudsætninger for blandt andet brændselspriser og infrastruktur udviser større samfundsnytte i 2010.

## 5.2 Driftsnytte

I forbindelse med forårets infrastrukturarbejde blev der gennemført en række beregninger af driftsnyttens for en elektrisk Storebæltsforbindelse. Forprojektets analyser af driftsnyttens bygger på en opdateret basisberegning med nye brændselspriser, ny CO<sub>2</sub>-kvotepriis samt planlagte udbygninger i transmissions- og produktionssystemet.

Ud over basisberegningen for 2010 er der foretaget supplerende beregninger med:

- Lavere brændselspriser
- Lavere pris på CO<sub>2</sub>-kvoter
- Højere brændselspriser (svarende til 2025)
- Større vindkraftudbygning (svarende til 2025)
- Både højere brændselspriser og større vindkraftudbygning.

Alle beregninger tager udgangspunkt i systemet år 2010 – som i denne sammenhæng anses for det bedste bud på det nordiske elsystem i fremtiden. Der foreligger ikke officielle datasæt for den løbende udvikling af systemet i hele forbindelsens levetid, og det giver derfor ikke mening at gennemføre beregninger for en længere årrække. I 2010 er de nu kendte kommende forandringer stort set gennemført, og det er meget vanskeligt at vurdere, hvilke produktionsanlæg og transmissionsforbindelser, der vil blive etableret derefter.

Driftsnyttens følsomhed for ændringer i transmissions- og produktionssystem er tillige belyst i afsnit 5.2.2., hvor resultaterne af en række tidligere beregninger er vist og kommenteret.

Der er alene regnet i årlige omkostninger, idet nuværdiberegninger ikke giver mening, når der ikke regnes på en længere sammenhængende tidsserie.

I det følgende redegøres for hovedforudsætningerne og resultaterne af basisberegningen. Derefter præsenteres følsomhedsberegninger i relation til brændselspriser, priser på CO<sub>2</sub>-kvoter og vindkraftudbygning. Endelig vurderes følsomheden overfor ændringer i den øvrige infrastruktur og effektbalance med udgangspunkt i tidligere gennemførte beregninger.

Følgende forudsætninger ligger til grund for analyserne af driftsnyttens:

- I basisberegningen er brændselspriserne højere end de tidligere anvendte som følge af IEAs offentliggørelse af ny brændselsprisprognose i november 2005. I 2010 er f.eks. olieprisen 47 % højere i den nye referenceprognose (IEAs basisfremskrivning fra 2005) end i den fra året før.

Forskellen bliver mindre frem mod 2030.

De supplerende beregninger i 5.2.1 er udført med lave brændselspriser (IEA 2004 for år 2010) og høje brændselspriser (IEA nov. 2005 for år 2025).

- Der er anvendt en CO<sub>2</sub>-kvotepris på 150 kr./ton svarende til den aktuelle markedspris på CO<sub>2</sub>-kvoter. Der er desuden i de supplerende beregninger regnet med en lav CO<sub>2</sub>-skyggepris på 50 kr./ton svarende til den, der blev anvendt i infrastrukturarbejdet i foråret.
- De væsentligste nye transmissionsforbindelser, som er under etablering eller besluttede, er indregnet. Alle væsentlige transmissionsforbindelser, som kan reducere driftsnyttens i Storebæltsforbindelsen, er således inkluderet i analyserne, f.eks. er Snit 4 indregnet med en stor overføringskapacitet. Den planlagte fjerde pol på 600 MW på Skagerrak indgår ikke, men er undersøgt som en parameteranalyse.
- Der er gennemført en supplerende beregning med en større vindkraftudbygning i Vestdanmark. Udbygningen er på i alt 12,7 GWh vindkraft svarende til basisfremskrivningen for år 2025 i Regeringens Energistrategi 2025. Den øgede udbygning svarer til ca. 570 MW ekstra havplaceret vindkraft og er i beregningen placeret i Vestdanmark.
- I tidligere beregninger var udvekslingen med Kontinentet beregnet på baggrund af en prisprofil baseret på historiske data. I de nuværende beregninger er Kontinentet, det vil sige Polen, Holland og Tyskland modelleret ud fra en udbudskurve, der er fremkommet ved tidsserieanalyser af priser og forbrug i området. I forhold til tidligere analyser betyder dette, at man kan modellere andre brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, samt at udvekslingen med Kontinentet påvirker prissætningen på Kontinentet i realistisk grad. Der regnes med fuld markedskobling mellem Kontinentet og Nordel.

Beregningsforudsætninger i basisberegninger	
<b>Systemdata</b>	<b>år 2010</b>
Brændselsprisprognose (se Appendix)	IEA, november 2005
CO <sub>2</sub> -kvotepris	150 kr./ton
Indregnede nye transmissionsforbindelser	NorNed, 700 MW Fennoskan, 1150 MW Nea-Järpströmmen, 900 MW Snit 4, 4.500 MW
Ny produktion	Gaskraft i Norge, 200 MW Gaskraft i Malmö og Göteborg, 400 og 280 MW Nyt kernekraftværk i Finland, 1.600 MW Opgradering af kernekraft i Sverige Udbygning med vindkraft i Sverige, 2.500 GWh Udbygning med vindkraft i Norge, 2.500 GWh Planlagt udbygning af havbaseret vindkraft i Danmark

**Tabel 2 Hovedforudsætninger anvendt i basisberegningen af driftsnytte.**

Et udsnit af de anvendte brændselsprisprognoser er anført i **Appendix** og **Tabel 3** i bilagsrapporten "Nytteværdien af en elektrisk Storebæltsforbindelse".

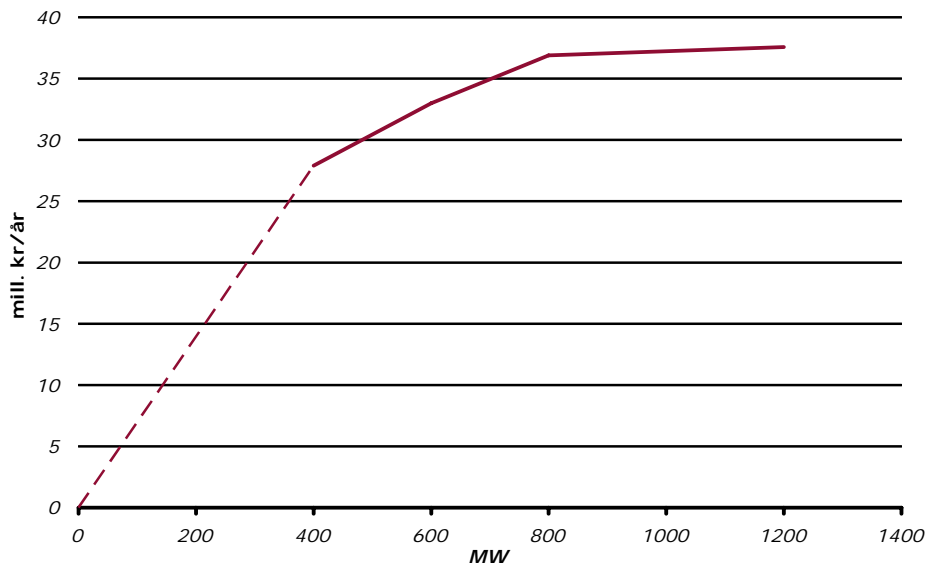
Ved alle beregninger af driftsnytte er der forudsat reservation af 300 MW kapacitet til overførsel af reserver fra øst mod vest i overensstemmelse med den model for deling af reserver, der er beskrevet i afsnit 5.3.

Mio. kr./år	Norge	Sverige	Finland	Danmark	UCTE	Sum
Forbruger	313	394	188	5	78	978
Flaskehalsindtægter	-45	-14	-5	3	12	-50
Producenter	-280	-366	-209	25	-74	-904
<b>I alt</b>	<b>-12</b>	<b>13</b>	<b>-26</b>	<b>33</b>	<b>16</b>	<b>25</b>

**Tabel 3 Resultater af basisberegning af driftsnytte ved en 600 MW Storebæltsforbindelse.**

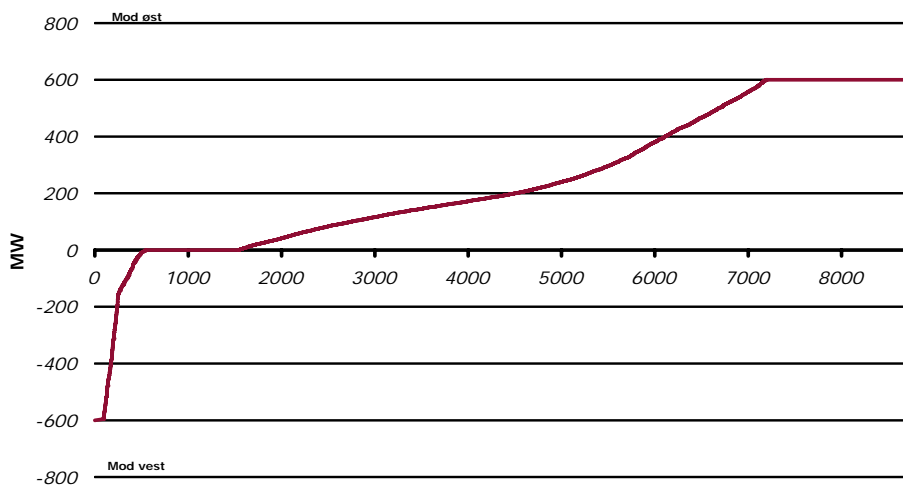
Med de nye forudsætninger bliver den danske driftsnytte 33 mio. kr. og udgøres primært af producentnytte i forbindelse med øget eksport. Bag den danske driftsnytte ligger en positiv nytte for de vstdanske producenter og en negativ for de østdanske og omvendt for forbrugerne. Den nordiske nytte er 8 mio. kr. Derudover er der en positiv nytte i UCTE.

Som det fremgår af **Figur 3**, stiger driftsnyttens kraftigt med forbindelsens størrelse op til 400 MW. Herefter reduceres stigningstakten lidt og jævnes næsten helt ud for forbindelser større end 800 MW.



**Figur 3** Beregnet driftsnytte ved alternative størrelser af en Storebæltsforbindelse – basisberegning.

Resultatet understøttes af varighedskurven i **Figur 4**, som viser, at forbindelsen kun vil stå ledig i ca. 10 % af tiden, mens den er fuldladet i ca. 20 % af tiden. Strømmen løber hovedsageligt fra vest mod øst, hvilket blandt andet skyldes et større produktionsoverskud i Vestdanmark end i Østdanmark og Sydsverige.



**Figur 4** Varighedskurve for 600 MW Storebæltsforbindelse.

### 5.2.1 Driftsnyttens følsomhed for ændringer i brændselspris, pris på CO<sub>2</sub>-kvoter og vindkraftudbygning

Ud over basisberegningen for 2010 er der foretaget supplerende beregninger med:

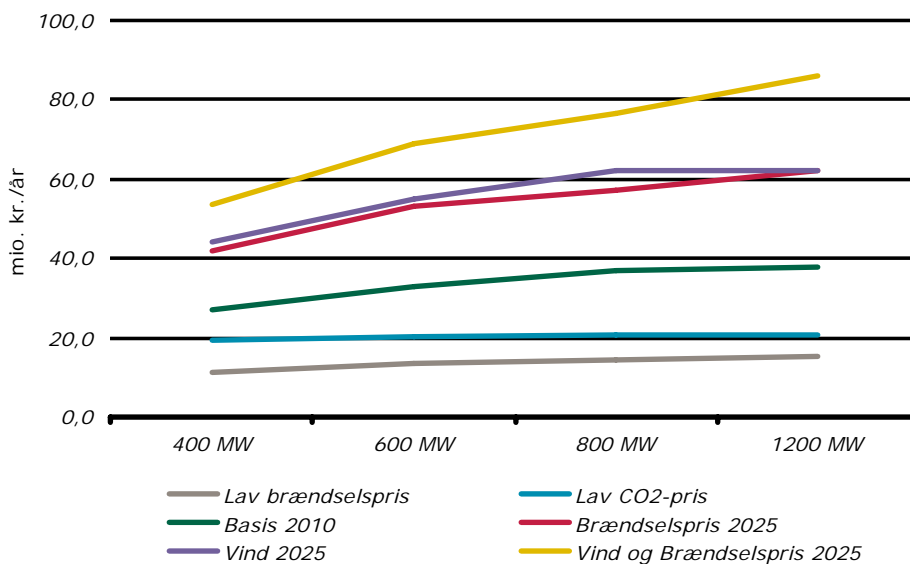
- Lavere brændselspriser
- Lavere pris på CO<sub>2</sub>-kvoter
- Højere brændselspriser (svarende til 2025)
- Større vindkraftudbygning (svarende til 2025)
- Både højere priser og større vindkraftudbygning (svarende til 2025).

Brændselsprisen har stor betydning for, hvilke kraftværker der producerer strømmen, og hvordan strømmen løber i elsystemet. Med den lave pris (IEA 2004, basisfremskrivning for år 2010) falder driftsnyttens for en 600 MW-forbindelse til 14 mio. kr., mens den med den høje pris (IEA nov. 2005, basisfremskrivning for 2025) øges til 53 mio. kr. Driftsnyttens af en Storebæltsforbindelse stiger således betydeligt med stigende brændselspriser.

En lavere CO<sub>2</sub>-kvotepris på 50 kr./ton betyder et mindre fald i driftsnyttens.

Der er regnet med en øget vindkraftudbygning i Vestdanmark, så den samlede vindkraft svarer til basisfremskrivningen for 2025 i Regeringens Energistrategi 2025, det vil sige i alt 12,7 GWh. Udbygningen svarer til en ekstra udbygning med ca. 570 MW havplacerede møller, der i beregningen er placerede i Vestdanmark. Udbygningen øger driftsnyttens for en 600 MW-forbindelse til 55 mio. kr./år.

Med både brændselspris og vindkraftudbygning svarende til 2025 øges driftsnyttens for en 600 MW-forbindelse til 69 mio. kr./år.



**Figur 5** Driftsnytte for en Storebæltsforbindelse ved basisberegningen og en række varianter med lavere og højere brændselspriser, lavere pris på CO<sub>2</sub>-kvoter og større vindkraftudbygning.



## 5.2.2 Driftnyttens følsomhed for ændringer i transmissions- og produktionssystem

Driftnyttens følsomhed for ændringer i transmissionssystem og effektbalance vurderes i det følgende med udgangspunkt i resultaterne af de omfattende beregninger, der blev gennemført i forbindelse med Nordel-arbejdet om de prioriterede snit i 2004 og det danske infrastrukturarbejde i foråret 2005.

I disse beregninger blev der regnet på den nordiske og danske driftsnytte i forskellige situationer.

<b>Følsomhed på driftsnyttens (600 MW Storebæltsforbindelse)</b>	<b>Samlet nytte i Norden Mio. kr./år</b>	<b>Nytteværdi for Danmark Mio. kr./år</b>
Basisberegning	33	29
Strammere kraftbalance pga. mindre forbrugsstigning i Sverige og ingen ny gaskraft i Norge	49	34
Øget import fra Rusland	31	29
Nye kabler fra Norge til England og Kontinentet	30	30
Udvidelse af KONTEK	102	127
Udvidelse af Snit 4 (4.500 MW)	7	17
Reduceret Snit 4 (3.700) MW	68	58
Skagerrak 4	32	16
Barsebäck bevaret	2	20

**Tabel 4** Prioriterede snit og indspil til infrastrukturhandlingsplanen, 2010.

Da beregningerne blev gennemført med "ældre" forudsætninger for blandt andet brændselspriser og infrastruktur, er værdierne ikke direkte sammenlignelige med de aktuelle beregninger; men de kan illustrere, hvorledes driftsnyttens for Storebælt påvirkes af øvrige udbygninger i transmissions- og produktionssystem.

Beregninger viser blandt andet, at overførelseskapacitet i det svenske Snit 4 har stor betydning. En større kapacitet reducerer nytteværdien af Storebælt og omvendt. I de aktuelle beregninger indgår Snit 4 derfor med den høje kapacitet.

Skagerrak 4 havde i beregningerne for prioriterede snit ringe indflydelse på den nordiske nytte, men stor indflydelse på den danske nytte. Der er efterfølgende foretaget supplerende beregninger af Skagerrak 4's indflydelse på driftsnyttens for Storebælt. Det har med de aktuelle beregningsforudsætninger og variationer af en række parametre hidtil ikke været muligt at genskabe følsomheden for udvidelser på Skagerrak. I de aktuelle beregninger er faldet i nytteværdien for Danmark meget begrænset ved udbygning af Skagerrak.

Nye kabler fra Norge til Kontinentet og øget import fra Rusland påvirker ikke nytteværdien nævneværdigt.

En strammere effektbalance i Norden og en udvidelse af KONTEK giver væsentligt højere nytteværdier af en Storebæltsforbindelse.

Såvel de aktuelle som tidligere følsomhedsberegninger viser, at driftsnyttens på 33 mio. kr. for en Storebæltsforbindelse på 600 MW er et forholdsvis robust og konservativt resultat under de kendte og sandsynlige forudsætninger.

### 5.3 Deling af reserver over en Storebæltsforbindelse

Etablering af en Storebæltsforbindelse vil alt andet lige øge driftssikkerheden i Danmark, da den giver adgang til reserver på tværs af Bæltet. Den ene landsdel vil kunne hjælpe den anden i situationer, hvor reserverne ikke bruges lokalt.

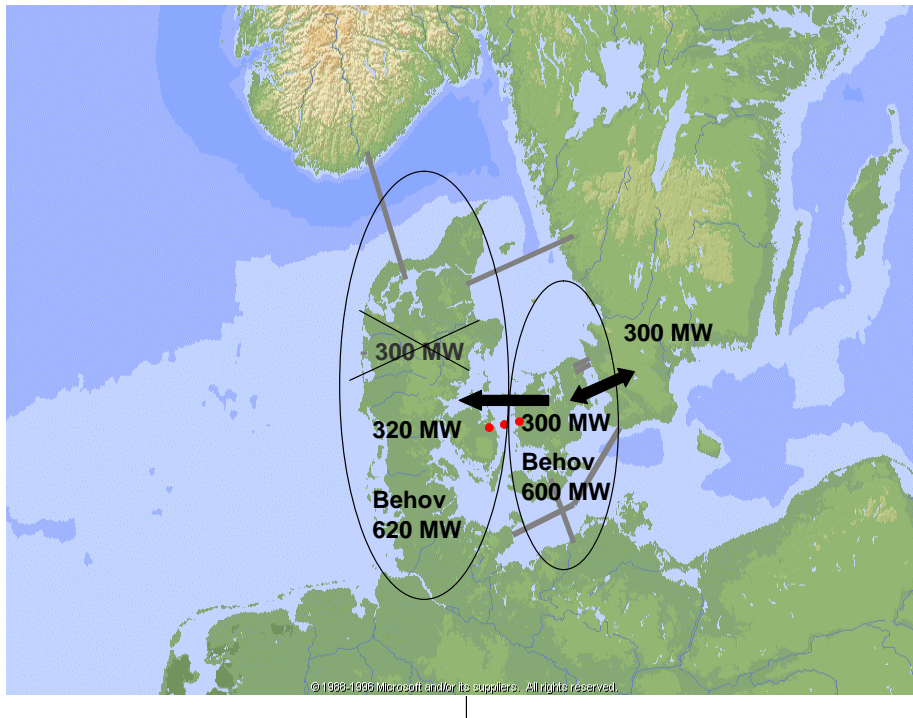
Hvis den samlede mængde reserver i Danmark reduceres, vil driftssikkerheden alt andet lige blive reduceret, idet de resterende reserver vil skulle dække et øget antal driftsforstyrrelser (udfald). Bruges reserverne til håndtering af en driftsforstyrrelse i ét delområde, vil der være færre reserver til rådighed til håndtering af fejl i det andet delområde.

I Vestdanmark er der behov for 620 MW reserve til dækning af udfald af største enhed, som er Enstedværkets blok 3. I Østdanmark er der tilsvarende behov for 600 MW reserve til dækning af udfald af Asnæsværkets blok 5 eller en 400 kV-forbindelse til Sverige.

I dag deles 600 MW mellem Østdanmark og Sverige. I tilfælde af udfald af største enhed kan Østdanmark hente 300 MW i Sverige og 300 MW på Sjælland, med mindre det drejer sig om udfald på Øresundsforbindelserne.

I Vestdanmark købes der i dag 620 MW reserve på blandt andet rullende anlæg – store kraftværker, der holdes kørende. I Østdanmark købes de på det hurtigt opstartende anlæg Kyndbyværket og Masnedsøværket.

Med en Storebæltsforbindelse vil det være muligt at reducere det samlede danske behov for reserver med 300 MW. Det kan gennemføres ved at reducere købet af reserver med 300 MW i Vestdanmark, da disse i stedet kan hentes i og deles med Østdanmark, når Storebælt er tilgængelig.



**Figur 6 Deling af reserver over Storebælt.**

På basis af de langsigtede omkostninger til opretholdelse af reservekapacitet på gasturbiner kan besparelsen beregnes til 105 mio. kr. pr. år.

Reservation af 300 MW på Storebælt til transport af reserver i retning fra øst mod vest er en nødvendig forudsætning for at reducere reserverne i Danmark Vest. Da strømmen i 80 % af tiden løber mod øst, vil det ikke være forbundet med omkostninger af betydning at reservere kapaciteten mod vest. Derudover vil det være nødvendigt, afhængigt af driftssituationen, at reservere kapacitet i begge retninger for, at den ene landsdel vil kunne hjælpe den anden i situationer, hvor reserverne ikke bruges lokalt.

Skulle deleaftalen med Sverige blive ophævet på et tidspunkt, vil behovet for reserver kunne klares ved en reservation af yderligere 300 MW på Storebælt til transport af reserver i retning fra vest mod øst.

Den samlede mængde af hurtige driftsforstyrrelsesreserver ved etablering af en Storebæltsforbindelse kan således reduceres fra 1.220 MW til 920 MW. De sparede 300 MW hurtig driftsforstyrrelsesreserve på rullende anlæg i Vestdanmark kan i stedet anvendes i elspotmarkedet.

Der tages i disse betragtninger ikke hensyn til, at der i Vestdanmark muligvis vil opstå behov for at øge mængden af reserver for at kunne leve op til aftaler med UCTE og den systemansvarlige i Tyskland. Dette behov kan blive aktuelt helt uafhængigt af aftaler om deling af reserver over Storebælt. En forøgelse af behovet for reserver i Danmark vil alt andet lige øge værdien af at kunne dele reserver over en Storebæltsforbindelse og dermed nytteværdien af forbindelsen.

Deling af reserver over Storebælt medfører, at mulighederne for at købe en del af de vstdanske reserver i Norge reduceres betydeligt. Da køb af reserver i Norge i øjeblikket indgår som et betydende element i økonomien for en fremtidig pol 4 over Skagerrak, medfører etableringen af Storebæltsforbindelsen, at økonomien for en Skagerrak 4 må revurderes.

## 5.4 Værdien af mulig synergi på regulerkraftmarkedet

Tidligere analyser har vist, at der er en gevinst for regulerkraftmarkedet på ca. 10 mio. kr. pr. år baseret på historiske data. Denne gevinst skyldes tilfælde med modsatrettet regulerkraftbehov og forskellige priser for regulerkraft. Spredningen på gevinsten i analysen er på 2 til 22 mio. kr. De 10 mio. kr. er den gennemsnitlige værdi i analyseperioden.

## 5.5 Forbedret markedsfunktion

Betydningen af en 400 MW og en 600 MW elektrisk Storebæltsforbindelse for konkurrencen på elmarkedet er vurderet ved brug af markedssimuleringsmodellen MARS. Undersøgelsen er begrænset til disse to størrelser af forbindelsen, da MARS-beregninger er meget tidskrævende.

MARS er en numerisk model, der beskriver det nordiske elsystem. Aktørernes budgivning simuleres med spilteori, hvor hver aktør søger at finde det bud, der giver den største indtjening. Modellen regner på samfundsøkonomi, det vil sige, analysen viser forskelle i konsumentoverskud, producentoverskud og flaskehalsindtægter. Det samfundsøkonomiske tab som følge af markedsmagt skyldes en ikke-optimal lastfordeling, reduceret forbrug og reduceret eksport.

Følgende forudsætninger ligger til grund for analyserne:

- Simuleringerne er baseret på samme systemdata, brændselspriser og prismodel for Kontinentet som basisberegningerne af driftsnyttens.
- Der er taget hensyn til de nye ejerforhold vedrørende produktionen i Danmark, hvor DONG, Elsam og Energi E2 fusioneres, og Vattenfall har overtaget danske anlæg.
- Simuleringerne er udelukkende gennemført for et normalår.

Der er alene regnet med, at producenterne DONG/Elsam og Vattenfall udøver markedsmagt i Danmark Vest, Danmark Øst og Sverige (Vattenfall).

## Beregninger og resultater

Resultaterne af simuleringer er præsenteret nedenfor i **Figur 5 5**.

	400 MW		600 MW	
	Danmark Mio. kr./år	Norden Mio. kr./år	Danmark Mio. kr./år	Norden Mio. kr./år
Markedsmagt	143	88	218	134
Fuldkommen konkurrence	51	34	63	44
<b>Forskel</b>	<b>92</b>	<b>54</b>	<b>155</b>	<b>90</b>

**Tabel 5** Vægtede gennemsnitlige ændringer af samfundsøkonomiske overskud som følge af en Storebæltsforbindelse på henholdsvis 400 MW og 600 MW med reservation af 300 MW til reserver fra øst mod vest. Brændselsprisprognose: IEA, nov. 2005, basis for 2010.

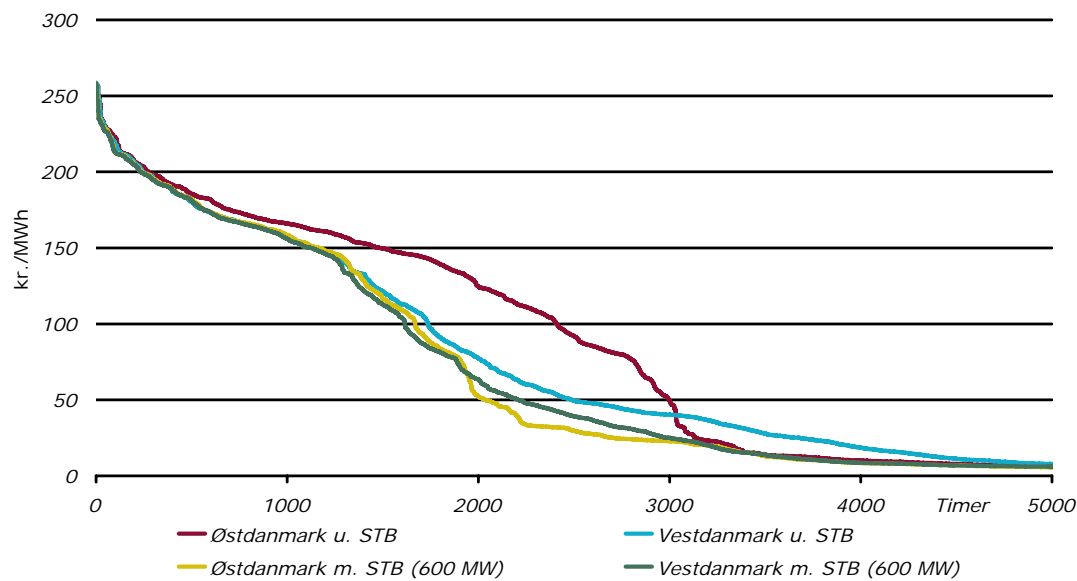
Storebæltsforbindelsens betydning for reduktion af de samfundsøkonomiske omkostninger ved markedsmagt kan beregnes som forskellen mellem værdien ved markedsmagt og ved fuldkommen konkurrence.

Den samfundsøkonomiske værdi for Danmark er for en 400 MW forbindelse 92 mio. kr./år og for en 600 MW forbindelse 155 mio. kr./år.

Forskellen i værdi af en 400 MW og en 600 MW forbindelse bliver således 63 mio. kr./år.

Ud fra analyserne af markedsmagt må det konkluderes, at Storebæltsforbindelsen generelt vil have stor værdi i forbindelse med reduktion af muligheden for udøvelse af markedsmagt.

**Figur 7** angiver varighedskurverne for prisstigningerne som følge af brug af markedsmagt i de to danske områder med og uden en Storebæltsforbindelse på 600 MW. Der forekommer mærkbare prisstigninger i ca. 3.000 timer om året, mest markant i Østdanmark. En Storebæltsforbindelse kan reducere stigningen og i disse timer næsten eliminere prisforskellen mellem områderne.



**Figur 7** Varighedskurve af prisstigninger i de danske prisområder som følge af markedsmagt med og uden en 600 MW Storebæltsforbindelse.

De gennemsnitlige prisstigninger som følge af markedsmagt med og uden en Storebæltsforbindelse er angivet i nedenstående tabel.

Storebæltsforbindelse	Gennemsnitlig prisstigning i kr./MWh	
	Østdanmark	Vestdanmark
0 MW	54	47
400 MW	46	48
600 MW	42	42

**Tabel 6** Gennemsnitlige prisstigninger som følge af markedsmagt med 0, 400 og 600 MW kapacitet på Storebælt i et normalår.

Det fremgår af **Tabel 6**, at en Storebæltsforbindelse på 600 MW formår at reducere den gennemsnitlige prisstigning som følge af markedsmagt med 12 kr./MWh i Østdanmark og 5 kr./MWh i Vestdanmark.

Alternative myndighedsmæssige tiltag kan begrænse anvendelsen af markedsmagt. Den samfundsøkonomiske gevinst, der reelt kan tilskrives Storebæltsforbindelsen, er derfor omkostningerne forbundet med det billigste alternativ, hvormed samme resultat kan opnås. Alternative tiltag kan f.eks. være regulerende indgreb eller tvungen opsplitning af selskaber, der har mulighed for udøvelse af markedsmagt

Regulerende tiltag som f.eks. tvungen salg af virtuelle kraftværker på auktion eller håndfaste regler for budgivning vil være administrativt og juridisk tunge. De vil medføre omkostninger for producenterne og administrationen samt give

en usikkerhed hos producenterne, om der kommer nye indgreb. Øget risiko for indgreb vil give et mindre incitament for investeringer i ny produktionskapacitet. Omkostningerne ved de alternative tiltag kan dermed let blive ganske store.

Den nuværende sammensætning af producenter i Danmark og Norden kan naturligvis ikke forventes at forblive uændret i Storebæltsforbindelsens levetid. Værdien i forhold til et bedre fungerende marked kan derfor kun vurderes med betydelig usikkerhed i forbindelse med langsigtede investeringsbetragtninger.

Værdien indregnes derfor ikke direkte i den samfundsøkonomiske nytte i afsnit 7.1, men kan tillægges betydelig værdi i den nuværende konkurrencesituation.

## 6 Teknologi og anlægsøkonomi

Med henblik på valg af teknologi for Storebæltsforbindelsen er en række tekniske og anlægsøkonomiske forhold vurderet for forskellige teknologier og overføringskapaciteter.

Der findes på markedet to teknologier til konvertering fra vekselstrøm til jævnstrøm og omvendt; konventionel HVDC (der anvender thyristorventiler) og en nyere teknik (VSC = Voltage Source Converter), der foreløbigt kun leveres af ABB under navnet HVDC Light<sup>®</sup> (der anvender IGBT-ventiler). Alternativer med både et og flere kabler over Storebælt er sammenlignet for de to teknologier.

Alle analyserne er baseret på en forudsætning om, at Storebæltsforbindelsen tilsluttes den eksisterende 400 kV-station i Fraugde på Fyn, og at der etableres en ny 400 kV-station ved Herslev på Sjælland. Det endelige ledningstracé er ikke fastlagt, men der regnes med et søkabel på 30 km og et landkabel på 26 km.

### 6.1 Kabelmarkedet

Det kommercielle kabelmarked er et turbulent marked, hvor de endelige priser er stærkt afhængige af markedssituationen på udbudstidspunktet. Dette gælder specielt priser for kabler til de højeste spændingsniveauer. Kabler til HVDC Light er mindre følsomme end kabler til konventionel HVDC.

Søkabelmarkedet og markedet generelt for HVDC-kabler er karakteriseret ved:

- Få leverandører på verdensplan. Kabelmarkedet har den seneste tid været præget af selskabsopkøb, selskabssammenlægninger og lukning af fabrikker. I øjeblikket er kun få kabelfabrikker i stand til at producere søkabler sammenholdt med efterspørgslen.
- Få men store ordrer med flerårige produktions- og leveringsforløb.
- Meget kostbare fabrikationsanlæg og specialbyggede transportenheder til de tunge og svært håndterbare kabler.

- Stor følsomhed ved ændringer i kontraktsituationen. Et kontraktbrud kan uden varsel ændre markedet fra sælgers til købers marked – eller omvendt – med deraf afledte prisændringer.

Prisen på et Storebæltskabel kan altså variere betydeligt afhængigt af markedssituationen på udbudstidspunktet. Denne konklusion bygges blandt andet på baggrund af udmeldinger fra leverandørerne i begyndelsen af 2005 vedrørende KONTEK, og det bekræftes af leverandørerne i oktober 2005. Dertil kommer, at kobberprisen er fordoblet alene i løbet af det seneste år, så prisen nu er 4.000 US\$/ton. For søkabler gælder, at en forundersøgelse af bundforholdene kan reducere prisusikkerheden væsentligt.

Med hensyn til leveringstidspunktet viser erfaringer fra KONTEK-udbudet, at leveringstiden for 400 kV DC-kabler relativt hurtigt kan ændre sig fra et til tre år. Leveringstidspunktet er altså lige så usikkert som investeringsbehovet ved disse projekter. Det vurderes som en fordel i den aktuelle forhandlingssituation, hvis der hurtigt kan indgås kontrakt med leverandøren, men at der er mulighed for fleksibilitet med hensyn til leverings- og idriftsættelsestidspunktet.

## 6.2 Etableringsomkostninger

Der er indhentet uforpligtende overslagspriser fra forskellige leverandører af både konvertere og kabler. Der er meget stor variation i de indhentede priser, men det er vurderet, at de laveste priser er de mest sandsynlige ved et egentligt udbud af Storebælt.

Priserne er angivet under forudsætning af, at det er muligt at afgive ordre, før de mange aktuelt planlagte kabelprojekter i Europa bliver udbudt. Der er risiko for markant højere priser eller risiko for forsinket levering og idriftsættelse, hvis dette ikke kan nås, idet der er mange projekter på vej, som vil fylde fabrikkerne.

De angivne anlægspriser inkluderer omkostninger til investering i nettilslutning, grundkøb i Herslev, investering i konvertere og kabler, montage/nedlægning, samt timer til projektering, udbud og projektstyring. Derudover er der indregnet omkostninger til indkøb af reservekabel og -transformere.



Anlægspriser			
Konventionel HVDC		HVDC Light	
1 x 400 MW	1.070 mio. kr	1 X 550 MW	990 mio. kr
1 X 600 MW	1.220 mio. kr	2 X 350 MW	1.410 mio. kr
1 X 800 MW	1.430 mio. kr	2 X 400 MW	1.490 mio. kr
2 X 400 MW	1.570 mio. kr	2 X 550 MW	1.770 mio. kr
2 X 600 MW	1.960 mio. kr	3 X 400 MW	2.160 mio. kr

**Tabel 7** Anlægspriser inklusive nettilslutning, grundkøb i Herslev, investering i konvertere og kabler, montage/nedlægning, samt timer til projektering, udbud og projektstyring. Derudover er der indregnet omkostninger til indkøb af reservekabel og -transformere.

## 6.3 Valg af teknologi

Ud fra de foretagne analyser af tekniske fordele og ulemper for henholdsvis HVDC og HVDC Light er det konkluderet, at det vil være teknisk og økonomisk mest fordelagtigt at etablere Storebæltsforbindelsen med konventionel HVDC-teknologi. Teknologien er kendt teknik med betydelig driftserfaring, lave transmissionstab og mulighed for korttidsbelastning på mindst 120 % i 15 minutter.

En løsning med HVDC Light vil på grund af høj benyttelsestid ikke være økonomisk på grund af de væsentlig større elektriske tab. HVDC Light har nogle tekniske fordele i form af mulighed for spændingsregulering og "start fra dødt net", hvis enten det øst- eller vestdanske område er udsat for et blackout. Det vurderes, at de tekniske og økonomiske fordele ved dette ikke kan begrunde de væsentlige meromkostninger til tab.

Analyserne peger i øvrigt på:

- Der er ikke tekniske problemer ved at anvende konventionel HVDC på Storebælt.
- Ordre på konvertere, kabler mv. kan afgives i slutningen af 2006, hvis ikke der opstår forsinkelser som følge af myndighedsbehandlingen.
- En forbindelse med HVDC Light vil tidligst kunne være i drift af slutningen af 2008.

- En forbindelse med konventionel HVDC vil tidligst kunne være i drift af slutningen af 2009.

## 6.4 Netforstærkninger

Etablering af en Storebæltsforbindelse på 600 MW eller derunder vil ikke umiddelbart give anledning til netforstærkninger hverken i Øst- eller Vestdanmark.

I Jylland og på Fyn vil der dog kunne opstå overbelastning af eksisterende 150 kV- og 400 kV-forbindelser under atypiske driftsforhold, f.eks. ved import til Jylland via Storebæltsforbindelsen og samtidig nordgående transporter mellem Kontinentet og Norden via Skagerrak- og Konti-Skan-forbindelserne.<sup>3</sup> I øjeblikket foreligger der ikke konkrete beregningsresultater for hyppigheden af disse driftssituationer og deres påvirkning af udnyttelsen af Storebæltsforbindelsen. Det vurderes ikke, at disse forhold vil have væsentligt betydning for Storebæltsforbindelsens rentabilitet.

Derudover kan der forekomme begrænsninger for udnyttelsen af forbindelsen ved normalt forekommende revisionsperioder med op til flere samtidige netmangler (ledninger, transformere samt centrale produktionsenheder).

Såfremt Storebæltsforbindelsen etableres med en større overføringsevne end 600 MW, vil dette medføre behov for netforstærkninger både på Sjælland, i Jylland og på Fyn:

- Nuværende undersøgelser indikerer et behov for forstærkning af 400 kV-forbindelsen Asnæsværket-Kyndbyværket ved en overføringsevne for Storebælt større end 600 MW. Omkostningerne ved etablering af forbindelsen vil være i størrelsesordenen 600 mio. kr.
- Indledende undersøgelser indikerer desuden et behov for forstærkning af 150 kV-nettet i Vestjylland ved en overføringsevne for Storebælt større end 600 MW. Dette behov for øget transmissionskapacitet skal ses i sammenhæng med både Storebælt, udbygning af havmølleparker ved Horns rev samt mulig udbygning af kapaciteten på Skagerrakforbindelse og Tysklandsforbindelsen.
- En mulig langsigtet løsning til optimal udnyttelse af Storebæltsforbindelsen, herunder minimering af risikoen for overbelastning af det eksisterende transmissionsnet, er færdiggørelsen af den vestlige 400 kV-ring på strækningen Kassø-Idomlund-Tjele. Første etape er planlagt gennemført ved udbygning af den eksisterende 400 kV-luftledning på strækningen Endrup-Kassø til to systemer, medens anden etape fra Endrup til en ny station Blaabjerg (nordvest for Varde) planlægges i forbindelse med tilslutningen af Horns Rev B havmølleparken. Den be-

<sup>3</sup> Denne vurdering er givet under forudsætning om, at Horns Rev B havmølleparken nettilsluttes på 400 kV-niveau via en ny 400/150 kV-station Blaabjerg tæt på Vestkysten. Horns Rev B og den tilhørende nettilslutning har i høj grad indflydelse på belastningsforholdene af 150 kV-nettet på Vestkysten og dermed i nogen grad indflydelse på udnyttelsen af Storebæltsforbindelsen.

skrevne 400 kV-luftledning (tredje etape fra Blaabjerg til Idomlund) budgetteres til 490 mio. kr.

- Endvidere kan der blive tale om en 400 kV-forbindelse mellem Landrupgård og Revsing, der kan give den nødvendige aflastning af 150 kV- og 400 kV-nettet i Syd- og Østjylland. Prisen for denne 400 kV-forbindelse og tilhørende saneringer (kablægning) af 150 kV-nettet skønnes til ca. 200 mio. kr. under forudsætning af, at 400 kV-forbindelsen etableres som luftledning.

Generelt gælder det, at projekter vedrørende netforstærkninger vil blive præsenteret for Bestyrelsen som selvstændige projekter i tilfælde af, at de bliver relevante.

## 7 Samlet dansk samfundsnytte

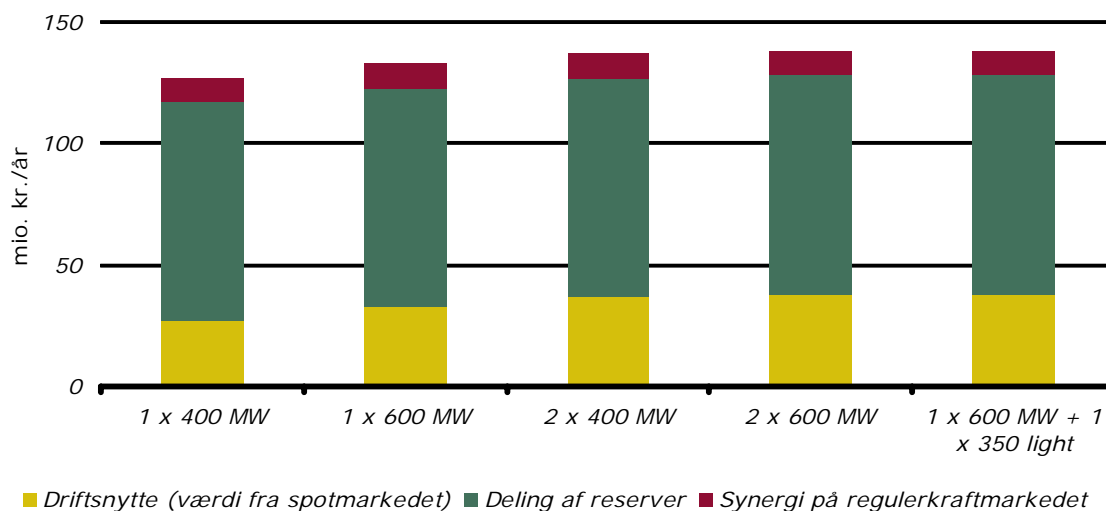
I dette afsnit sammenstilles samfundsøkonomiske indtægter og omkostninger med henblik på at vurdere, hvilken størrelse Storebæltsforbindelsen skal have for at give størst samfundsnytte.

### 7.1 Samfundsøkonomisk indtægt

Den samlede samfundsøkonomiske indtægt ved etableringen af en Storebæltsforbindelse beregnes her med udgangspunkt i driftsnytte, sparede omkostninger ved deling af reserver, synergi på regulerkraftmarkedet og forbedret markedsfunktion. Som følge af betydelig usikkerhed indregnes værdien af bedre markedsfunktion ikke direkte i det følgende.

Dette er en mere "snæver" samfundsøkonomi end anvendt i forbindelse med Energistyrelsens beregninger, som er beskrevet i afsnit 5.1. Den "snævre" samfundsøkonomiske beskrivelse indregner færre gavnlige virkninger og stiller dermed større krav til projektet for at opnå positiv samfundsøkonomi.

Den samlede samfundsøkonomiske indtægt er forholdsvis konstant for de valgte overføringskapaciteter. Det er alene driftsnyttten, der stiger en smule med overførelsessevnen. Reserverne kan overføres på alle de viste størrelser, og muligheden for udveksling af regulerkraft påvirkes heller ikke.



**Figur 8 Samfundsøkonomisk indtægt i basisberegningen.**

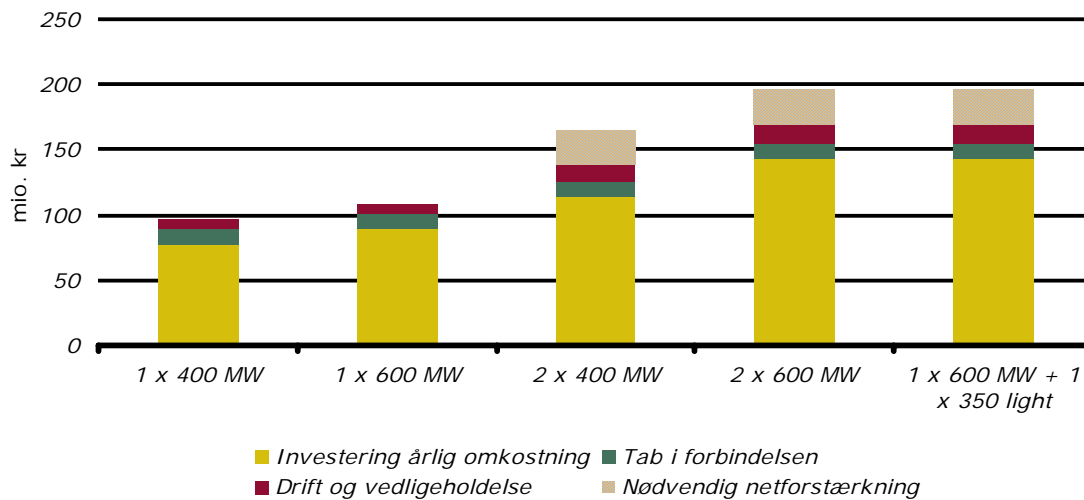
Reducerede omkostninger ved deling af reserver udgør her det væsentligste bidrag. Ved f.eks. en 600 MW forbindelse bidrager deling af reserver med ca. 67 % af den samfundsøkonomiske indtægt, mens driftsnytte og synergi på regulerkraftmarkedet giver henholdsvis 25 % og 8 %.

Af de sparede omkostninger på 105 mio. kr./år ved reduktion af reserven med 300 MW i Danmark Vest indregnes her kun 90 mio. kr./år. Der er således 15 mio. kr./år til rådighed for eventuelle tiltag, der måtte vise sig nødvendige for at opretholde eller forbedre driftssikkerheden ved yderligere reservationer eller reservekøb.

Som tidligere angivet vil en Storebæltsforbindelse tillige reducere producenterens mulighed for at udøve markedsmagt. Dette kan betyde en yderligere samfundsøkonomisk indtægt på op mod 155 mio. kr. om året.

## 7.2 Samfundsøkonomisk omkostning

De samfundsøkonomiske omkostninger ved Storebæltsforbindelsen omfatter investeringen i forbindelsen, tab i forbindelsen samt drift og vedligeholdelse af forbindelsen.

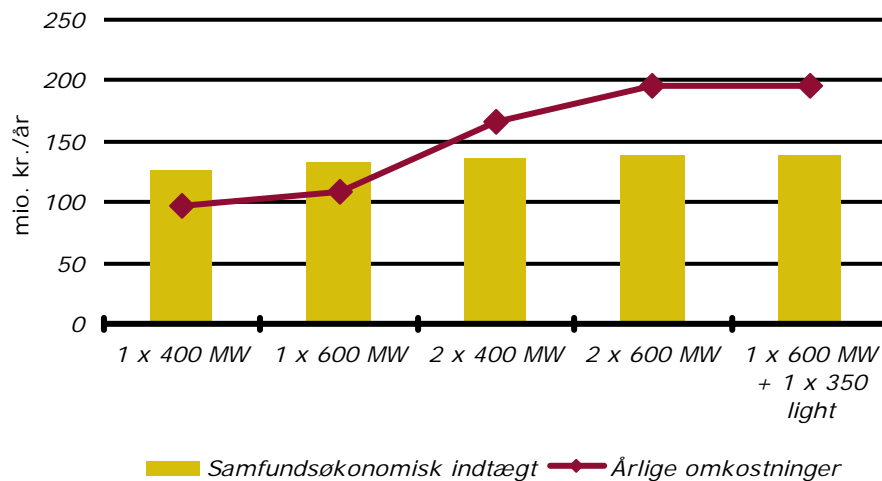


**Figur 9 Samfundsøkonomisk omkostning.**

Investeringen øges med størrelsen af overførelseskapaciteten. Derudover udløser forbindelser på overførelseskapaciteter over 600 MW netforstærkninger både øst og vest for forbindelsen. De i afsnit 6.4 anslåede omkostninger til netforstærkninger er ikke medregnet i fuldt omfang, da de ikke udløses af en Storebæltsforbindelse alene. De i figuren indikerede omkostninger til netforstærkning svarer ca. til 1/4 af de anslåede og indgår ikke i de videre beregninger.

Tabet i jævnstrømsforbindelsen er kvantificeret ud fra benyttelsestiden og pris-sat ud fra den simulerede middelpriis i beregningerne. Tab i de øvrige net er afhængige af øvrige udvekslingsforhold, og tabsændring er i øjeblikket ikke kvantificeret. Tabsændringer i de øvrige net vurderes ikke at være afgørende for rentabiliteten af Storebæltsforbindelsen.

### 7.3 Samfundsøkonomisk nytte for 5 alternativer



**Figur 10** Årlige samfundsøkonomiske indtægter og omkostninger ved varierende størrelse af en Storebæltsforbindelse. Basisberegning.

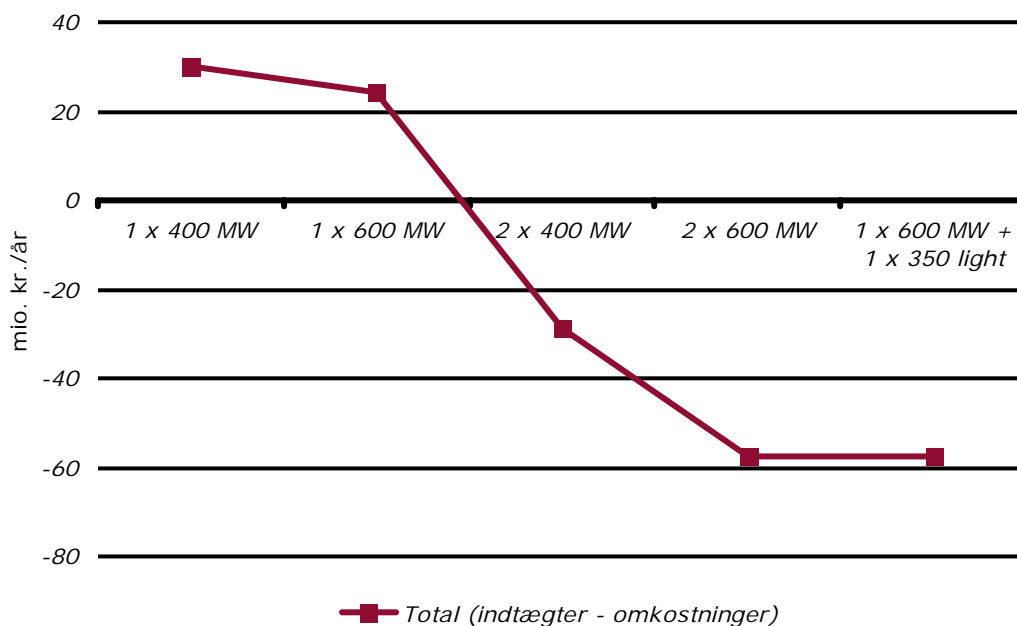
Sammenstilles indtægter og omkostninger som i **Figur 10**, fremgår det, at der i basisberegningen for 2010 kan opnås positiv samfundsnytte for forbindelser op til og med 600 MW, mens større forbindelser vil føre til et samfundsøkonomisk underskud. 400 MW forbindelsen har lidt lavere investeringsomkostninger end 600 MW forbindelsen, men også en lavere nytteværdi.

Den resulterende netto nytte er vist i **Figur 11**.

Selv om en andel af netforstærkningerne affødt af forbindelserne på 2 x 400 MW og derover ikke regnes med, vil der ikke være positiv samfundsnytte i at bygge en større forbindelse end 600 MW.

	1x400 MW	1x600 MW	2x400 MW	2x600 MW	1x600 MW + 1x350 light
Investering årlig omkostning	77,7	88,8	113,9	142,7	143,3
Tab	12	12	12	12	12
Drift og vedligeholdelse	7	8	13,5	14,4	14
Nødvendig netforstærkning	0	0	26,4	26,4	26,4
<i>Omkostninger total</i>	<i>96,7</i>	<i>108,8</i>	<i>165,8</i>	<i>195,5</i>	<i>195,7</i>
Driftsnytte (værdi fra spotmarkedet)	27	33	37	38	38
Deling af reserver	90	90	90	90	90
Synergi på regulerkraftmarkedet	10	10	10	10	10
<i>Samfundsøkonomiske indtægter total</i>	<i>127</i>	<i>133</i>	<i>137</i>	<i>138</i>	<i>138</i>
<b>Total (indtægter - omkostninger)</b>	<b>30,3</b>	<b>24,2</b>	<b>-28,8</b>	<b>-57,5</b>	<b>-57,7</b>

**Tabel 8 Samfundsøkonomisk nytte ved varierende størrelser af en Storebæltsforbindelse. Basisberegning for 2010.**

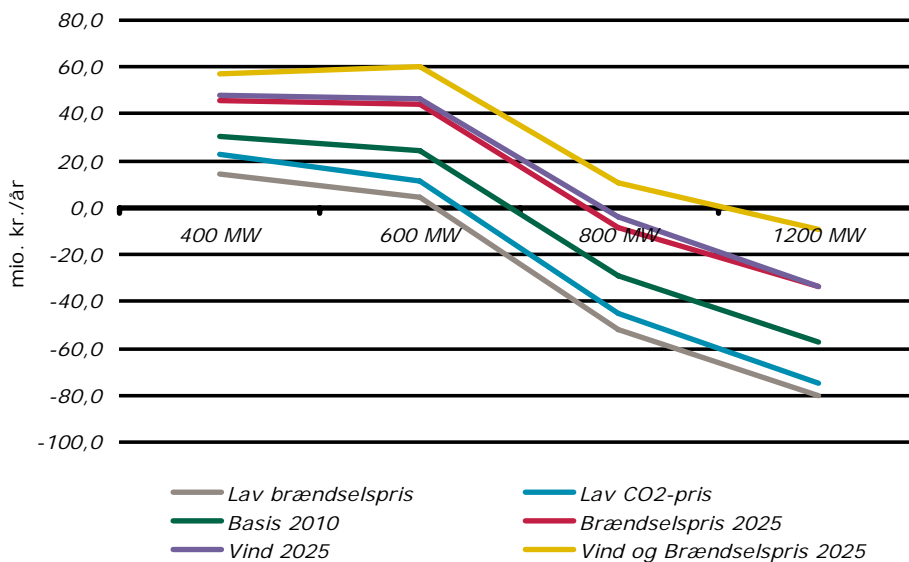


**Figur 11 Samfundsøkonomisk nytte ved varierende størrelser af en Storebæltsforbindelse. Basisberegning 2010.**

Basisberegningen viser som nævnt, at der er positiv samfundsnytte i enten at etablere en 400 MW eller en 600 MW forbindelse. Umiddelbart udviser en 400 MW forbindelse en lidt bedre samfundsøkonomi, men indregnes en del af forbindelsens værdi for en bedre markedsfunktion (se afsnit 5.5 og 7.4), vil en 600 MW forbindelse være mere attraktiv.

## 7.4 Vurdering af alternativer og følsomhed

I afsnit 5.2.1 blev driftsnyttens beregnet for lavere og højere brændselspriser, lavere CO<sub>2</sub>-kvotepriser og øget udbygning med vindkraft. I figur 12 er netto-nyttens for disse varianter vist. Værdien i forbindelse med reduktion af markedsmagt er ikke indregnet i diagrammet.



**Figur 12** Nettonytte for en Storebæltsforbindelse ved basisberegningen og en række varianter med lavere og højere brændselspriser, lavere pris på CO<sub>2</sub>-kvoter og større vindkraftudbygning.

Det fremgår, at både en 400 MW og en 600 MW forbindelse udviser positiv samfundsnytte i alle varianter.

I de to varianter med henholdsvis højere brændselspris og større vindkraftudbygning hæves værdien stort set lige meget. Med både brændselspris og vindkraftudbygning fra 2025 stiger netto-værdien af en 600 MW forbindelse til 60 mio. kr./år og bliver større end for en 400 MW forbindelse.

Forbindelsens værdi i forbindelse med reduktion af mulighederne for brug af markedsmagt er ikke indregnet i figuren. Indregnes blot en forsigtig andel, f.eks. 10-20 % af denne værdi på 92 og 155 mio. kr./år for henholds-



vis 400 og 600 MW, øges nytten betydeligt, og nytteværdien for en 600 MW forbindelse bliver markant større end for en 400 MW forbindelse.

600 MW udgør i det nuværende system en øvre grænse for kapaciteten i et enkelt kabel, da en højere værdi vil øge størrelsen på systemets største enhed og dermed kravet til størrelsen af driftsforstyrrelsesreserverne. De nuværende dimensionsgivende anlæg har restlevetider på 15-30 år.

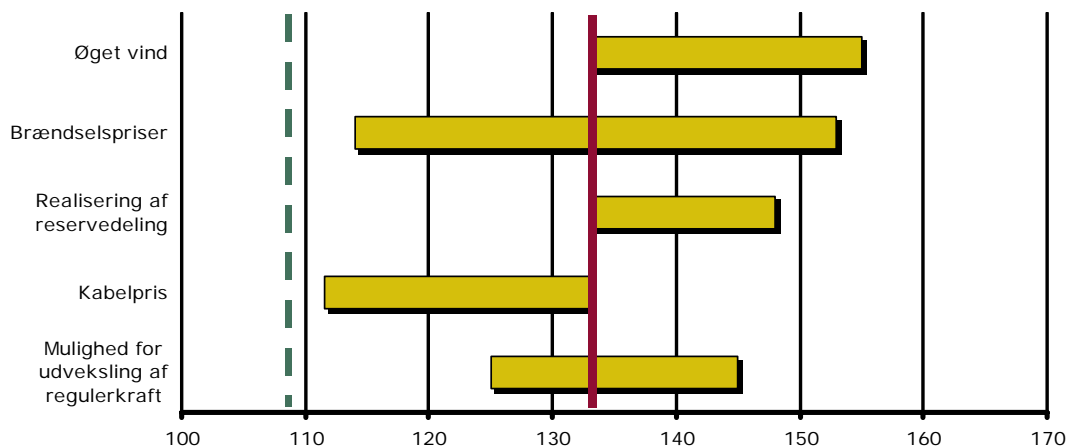
Etableres en 400 MW forbindelse, vil en senere udvidelse til mere end 800 MW være forbundet med vanskeligheder, hvorimod en 600 MW forbindelse naturligt vil kunne doubles til 1.200 MW. Årsagen hertil er begrænset plads på grunden ved den eksisterende station i Fraugde. Der er på grunden kun plads til bygning af **to** konventionelle HVDC forbindelser, hvilket med de aktuelle størrelser betyder enten 2x400 MW eller 2x600 MW. Ved dublering er det en fordel at vælge samme kapacitet, da det giver mulighed for etablering som bipol. Vælges der at starte med en 400 MW forbindelse, vil det derfor være forbundet med større omkostninger at udbygge til mere end 2x400 MW. De øgede omkostninger forårsages af dyrere teknisk løsning og øgede omkostninger til byggegrund, myndighedsbehandling mv.

***På baggrund af ovenstående anbefales det at gå videre med 600 MW HVDC-forbindelse.***

#### **Samlet usikkerhedsvurdering af en 600 MW forbindelse**

Den samlede usikkerhedsvurdering af en 600 MW forbindelse er foretaget ved sammenstilling af low case, base case og best case i et tornadodiagram. Diagrammet viser, hvilken parameter der har størst betydning for samfundsnyttens af en 600 MW Storebæltsforbindelse.

Den røde søjle indikerer base case med en samlet nytteværdi på 133 mio. kr. Den grønne stiplede linje indikerer de årlige omkostninger. Venstre side af de vandrette søjler indikerer spændet fra low case til base case. Højre side af de vandrette søjler indikerer spændet mellem base case og best case. Med hensyn til investeringerne er diagrammet lidt specielt, idet der kun er defineret en base case og en low case. Det vil sige, at base case er vurderet mest sandsynlig, men at der er en risiko for, at investeringerne bliver større, det vil sige påvirker nytteværdien negativt.



**Figur 13 Tornadodiagram.**

Værdien af muligheden for at dele reserver er den væsentligste parameter. At man kan spare dyre MWER inden for landets grænser, og at reserverne ikke kan købes i Norge, er en forudsætning for, at det giver så stor gevinst mulighed. Såfremt dette er tilfældet, kan Energinet.dk i høj grad selv kontrollere, om hele potentialet skal høstes. Sparede omkostninger ved deling af reserver er i base case forsigtigt indregnet med 90 mio. kr./år. Ved best case er muligheden for yderligere besparelse i form af de 15 mio. kr./år afsat til eventuelle tiltag, der måtte vise sig nødvendige for at opretholde eller forbedre driftssikkerheden ved yderligere reservationer eller reservekøb, indregnet.

Driftsnyttens er, som tidligere nævnt, meget afhængig af brændselsprisen. Det vurderes ikke sandsynligt, at priserne falder ud over referencescenariet. Såfremt der sker noget, er det sandsynligt, at det stiger mod højprisscenariet, hvilket giver højere driftsnytte.

Synergien for regulerkraft ved forbindelse af de vest- og østdanske områder er i forbindelse med infrastrukturprojektet vurderet til mellem 2 og 22 mio. kr. pr. år. Tallet er ikke aktuelt undersøgt yderligere.

Tabet i en Storebæltsforbindelse på 600 MW er kvantificeret til 40 GWh/år. Der er ikke regnet med øget tab i det øvrige transmissionsnet.

Nytteværdi, mio. kr.	Low case	Base case	Best case
Brændselspriser	14	33	53
Øget vind	33	33	55
Deling af reserver	90	90	105
Synergi på regulerkraftmarkedet	2	10	22
Årlig investering (afvigelse fra BC)	-21,5	0	0

**Tabel 9 Nytteværdi – spænd mellem low case og best case.**

## Rente

Energistyrelsen foreskriver anvendelsen af 6 % realrente over 30 år ved samfundsøkonomiske analyser herunder større infrastrukturprojekter. Energistyrelsen anbefaler også, at resultatet følsomhedsvurderes med en realrente på 3 % over 30 år. Med 6 % i realrente er den årlige kapitalomkostning ca. 89 mio. kr., og med en rente på 3 % reduceres denne med 27 mio. kr.

# 8 Påvirkning af Energinet.dk's tariffer

Ved beregningen af tariffpavirkningen fra en Storebæltsforbindelse skal medtages de omkostninger og indtægter, der påvirker Energinet.dk's regnskab.

Det drejer sig om følgende:

- **Afskrivning og forrentning af forbindelsen.** Forbindelsen betales ved reservering af flaskehalsindtægterne, og der reserveres i 2006 ca. 300 mio. kr. til dette formål. Prisivirkningen i det enkelte år vil derfor være svær at forudsige. Ved en lineær afskrivning over 30 år og en forrentning af restgælden med en forventet langsigtet lånerente på 5 % p.a. vil omkostningen det første år være en forrentning på 60 mio. kr. og en afskrivning på 40 mio. kr.
- **Drift, vedligeholdelse og tab i forbindelsen.** I de samfundsøkonomiske beregninger er disse omkostninger opgjort til 20 mio. kr. årligt, hvilket svarer til de forventede omkostninger i en selskabsøkonomisk opgørelse.
- **Sparede reserver.** Besparelsen på grund af deling af reserver og et bedre fungerende regulerkraftmarked er opgjort til 100 mio. kr. Det er vurderingen, at de nuværende priser er meget høje på grund af et meget dårligt fungerende regulerkraftmarked. En formindskelse af reserverne med op mod 300 MW og et bedre fungerende regulerkraftmarked burde kunne give en besparelse på op mod 125 mio. kr. Denne værdi er meget usikker.
- **Ændring i flaskehalsindtægter og betalinger i ETSO-udligningsordningen.** I basisscenariet forventes ingen ændringer i flaskehalsindtægterne. ETSO-betalingerne vil derimod stige marginalt, da den forventede transit vil stige.

Tariffpavirkning 1. driftsår	Omkostning	Tariffpavirkning
Forrentning og afskrivning	100 mio. kr.	0,29 øre/kWh
Drift vedligeholdelse og tab	20 mio. kr.	0,06 øre/kWh
Sparede reserver og bedre regulerkraftmarked	-125 mio. kr.	-0,36 øre/kWh
Flaskehalsindtægter og ETSO-udligning	~0	~0
<b>Tariffpavirkning i alt</b>	<b>~0 mio. kr.</b>	<b>~0 øre/kWh</b>

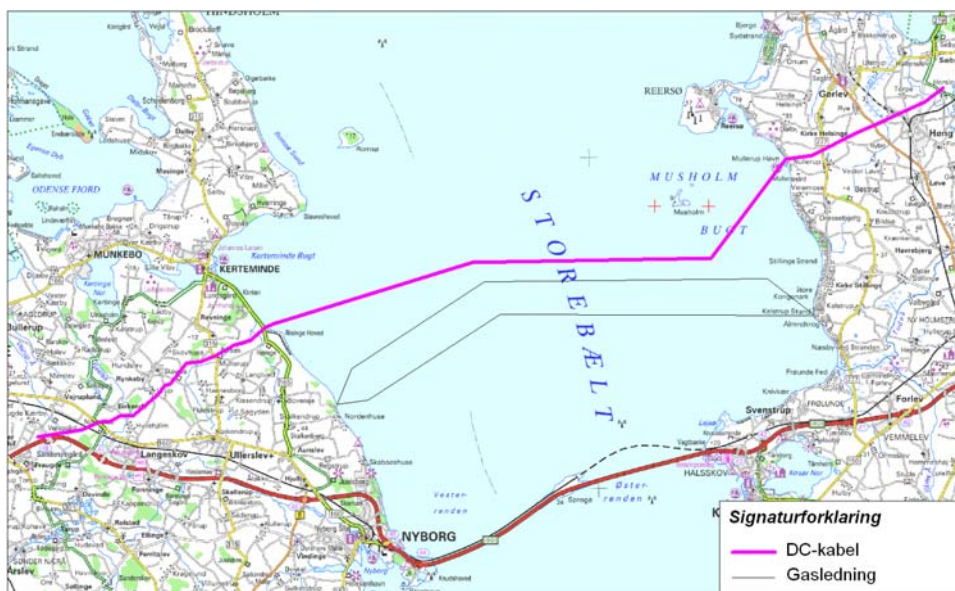
Tabel 10 Tariffpavirkning 1. driftsår.

Med de nuværende tariferingsprincipper betyder dette, at netomkostningerne, hvori anlægs- og driftsomkostninger til nettet indgår, vil stige med 120 mio. kr. svarende til en stigning 0,35 øre/kWh på nettatariffen. Systemomkostningerne, hvori reserver indgår, falder tilsvarende. Den foretagne investering forventes således ikke at få nogen nævneværdig indvirkning på Energinet.dk's tariffer.

Det er her forudsat, at omkostninger og indtægter ved en Storebæltsforbindelse deles mellem øst og vest i samme forhold som elforbruget i de to områder.

## 9 Myndighedsbehandling

Storebæltsforbindelsens tracé er skitseret på nedenstående kort. Der er foretaget en vurdering af den forestående myndighedsbehandling i forhold til de allerede reserverede landarealer for en forbindelse mellem Fraugde på Fyn og Herslev på Sjælland.



**Figur 14** Overordnet forløb af Storebæltskablet. På land er der reserveret arealer i regionplanerne. Forløbet af kablet i Storebælt er endnu ikke endeligt fastlagt – der skal tages hensyn til blandt andet naturgasledninger og naturområder.

En del af myndighedsbehandlingen skal være gennemført, inden en ordre kan afgives i slutningen af 2006. Det omfatter godkendelse af ministeren, køb af grund til stationsanlæg, partshøring, lokalplaner og godkendelse fra Energistyrelsen herunder stjerne høring af andre myndigheder vedrørende søkablet.

Det stiller krav til en meget stram tidsplan for myndighedsbehandlingen. Samtidig er der en række kritiske faktorer, som anlægsprojektet så vidt muligt skal tage højde for.

- Det må i bedste fald forventes at tage det meste af 2006 at få lokalplanerne på plads. De enkelte elementer i udarbejdelsen (høringer, indarbejde bemærkninger, osv.) er vurderet til at tage minimum 20-24 uger. Erfaringsmæssigt kan det dog nemt tage den dobbelte tid. Kommunalbestyrelsen skal godkende lokalplanen både før og efter høringen, og det er derfor væsentligt, at forløbet tilrettelægges, så det forløber i takt med møderne i Kommunalbestyrelsen.
- Det skal bemærkes, at kommuner og amter i 2006 befinder sig i en overgangsperiode, hvor de gradvist bevæger sig på plads i den nye kommunestruktur. Dette betyder skift i organisering og ansvarsområder, hvilket kan forsinke processen.
- De nødvendige grundkøb til stationsanlæg forventes at kunne gennemføres på 2-3 måneder, medmindre det bliver nødvendigt at ekspropriere. I dette tilfælde kan grundkøb tage væsentligt længere tid.
- Amterne kan vælge at gennemføre en VVM lignende proces på stationsanlæg og kabler. Det har de tidligere valgt at gøre i Vestsjællands Amt, ligesom det også var aktuelt i forbindelse med landkablet for ilandføring af Horns Rev. Hvis dette bliver aktuelt, kan det forsinke tidsplanen med op til et år.
- Der er aktiviteter i anlægsfasen, der er vejrafhængige, som f.eks. udlægning af søkabler, og forsinkelse af disse aktiviteter kan rykke idriftsættelsestidspunktet.
- Erfaringerne fra tidligere anlægsprojekter har vist det nyttigt med en effektiv kommunikationsstrategi, så lodsejere og øvrige berørte parter på et tidligt tidspunkt får relevant information om projektet. Endvidere er det også nyttigt med en pressestrategi, information til eventuelle borgermøder i offentlighedsprocessen og robust baggrundsmateriale vedrørende miljøforhold om anlægget.

## 10 Anlægsbudget og tidsplan

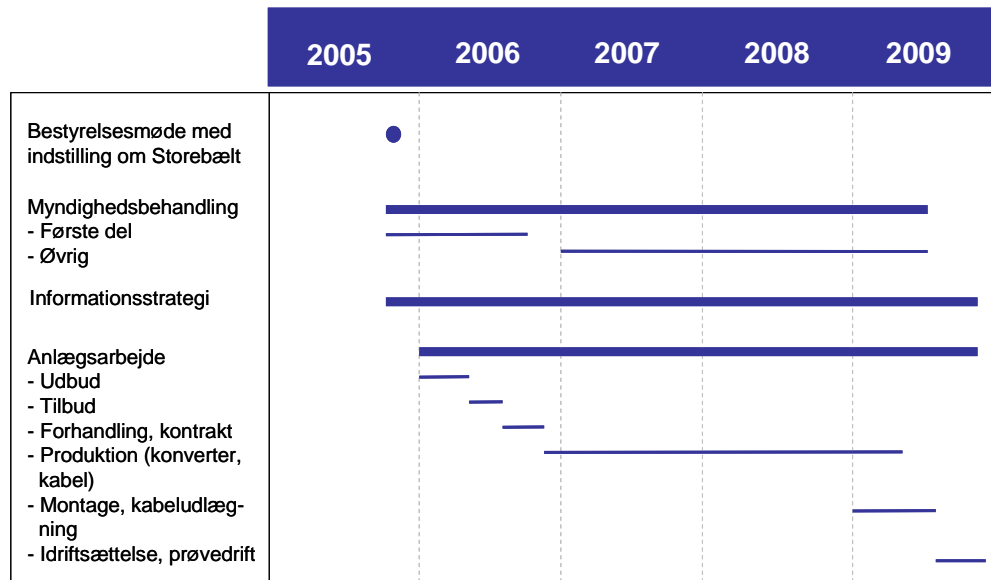
Nedenfor er det samlede anlægsbudget for en 600 MW konventionel HVDC-forbindelse over Storebælt angivet.

Fortroligt - er derfor udeladt.

### **Tabel 11 Anlægsbudget for 600 MW Storebæltsforbindelse.**

Storebæltsforbindelsen forventes at kunne etableres for 1,22 mia. kr. Der gøres opmærksom på, at der som følge af markedssituationen på specielt kabelmarkedet er meget stor usikkerhed på anlægsprisen.

Hvis anlægspris og/eller idriftsættelsestidspunkt i forbindelse med indhentelse af tilbud ændres væsentligt, vil sagen blive taget op i Bestyrelsen til fornyet overvejelse.



**Figur 15 Tidsplan for det samlede anlægsprojekt.**

Tidsplanen for anlægsprojektet er meget optimistisk, og følgende bemærkninger skal knyttes til den:

- Tidsplanen er udarbejdet ud fra en forudsætning om hurtigst mulig idriftsættelse af Storebæltsforbindelsen. Det tidligste tidspunkt for afgivelse af ordre er vurderet til i slutningen af 2006. Dette medfører krav til det egentlige anlægsprojekt om en meget stram tidsplan for myndighedsbehandlingen og anlægsprojektet med mange aktiviteter i forbindelse med myndighedsbehandling, udbud og ordre af anlæg i løbet af 2006. Samtidig er der en række kritiske faktorer, som anlægsprojektet så vidt muligt skal tage højde for. Hovedtidsplanen har idriftsættelse i slutningen af 2009. Hvis bestyrelsen giver administrationen frihedsgrader med hensyn til idriftsættelsestidspunkt f.eks. til 2010, vil det give en forbedret forhandlingsposition overfor leverandørerne.
- Før afgivelse af ordre skal der foreligge en godkendelse af anlægsinvesteringen fra ministeren. Ansøgning herom skal indsendes tidligst muligt efter godkendelse i Energinet.dk's bestyrelse. Endelig skal forbindelsens endepunkter på Fyn (Fraugde) og på Sjælland (Herslev) være godkendt af myndighederne. Det medfører, at der inden ordreafgivelse skal gennemføres grundkøb i Herslev, og der skal efter offentlig høring foreligge godkendte lokalplaner fra Odense og Høng kommuner samt godkendte kabeltracéer fra Energistyrelsen (søkabel).

- I den foreløbige tidsplan indgår gennemførelse af EU-udbud på fire måneder i foråret 2006 og efterfølgende behandling af tilbud på tre måneder samt forhandling af kontrakter på yderligere fire måneder. Produktionen af kabler og konverteranlæg er vurderet til at foregå fra december 2006 til april 2009 med montagestart fra januar 2009 til juli 2009 med udlægning af kabel i sommermånederne. Herefter følger idriftsættelse og prøvedrift fra august til november 2009. Øvrige myndighedsgodkendelser skal indhentes, og lodsejerforhandlinger skal gennemføres hurtigst muligt og inden montage af anlæg og udlægning af kabel.
- Kritiske faktorer i tidsplanen er blandt andet på grund af kommunalreformens godkendelse af lokalplan i Herslev (Høng kommune) inden udgangen af 2006. Afhængigheden af årstid for nogle aktiviteter blandt andet havbundsundersøgelser og udlægning og nedspuling af kabel. I normal procedure aftales grundkøb og tingslyste deklARATIONER for kabeltracé, men hvis der i yderste konsekvens skal eksproprieres, vil det betyde forsinkelse. Det gælder også, hvis amterne mod forventning ønsker en VVM-lignende procedure for landkablet.

## Appendix: Brændselsprisprognoser

De anvendte brændselspriser fremgår af følgende tabeller, der svarer til **Tabel 3** i bilagsrapporten "Nytteværdien af en elektrisk Storebæltsforbindelse". Alle priser er angivet i 2004-priser, da de endnu ikke foreligger i 2005-niveau.

2004-priser		2004	2010	2020	2030
IEA crude oil imports	\$/barrel	36	35	37	39
Natural gas imports, Europe	\$/MBtu	4,2	5	5,2	5,6
OECD steam coal imports	\$/tonne	55	49	50	51

IEAs World Energy Outlook 2005 Basis Scenario.

Anvendes i basisberegninger og for 2025.

2004-priser		2004	2010	2020	2030
IEA crude oil imports	\$/barrel	36	41	46	52
Natural gas imports, Europe	\$/MBtu	4,2	5,7	6,3	7,1
OECD steam coal imports	\$/tonne	55	53	55	57

IEAs World Energy Outlook 2005 Deferred Investment Scenario.

Dette højprisscenarie anvendes **ikke** i beregninger.

2004-priser		2003	2010	2020	2030
IEA crude oil imports	\$/barrel	29	24	28	31
Natural gas imports, Europe	\$/MBtu	4	4	4	5
OECD steam coal imports	\$/tonne	41	43	45	48

IEA's World Energy Outlook 2004. Priser som oprindeligt anvendt i Skagerrak 4 beregninger.

Anvendes som lavprisscenarie i supplerende beregninger.