

**ENERGINET**

Energinet  
Tonne Kjærvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
17. november 2017

Forfatter:  
JHA/JHA

## FØLGE BREV TIL OFFENTLIG BUSINESS CASE

# VIKING LINK OG 400 KV LUFTLEDNINGER - BUSINESS CASE MED FÆRRE FORTROLIGHOLDTE OPLYSNINGER

Som følge af offentliggørelsen af nye notater af 8. november 2017 der orienterer om business casene for Viking Link, Vestkystforbindelsen og forstærkningen mellem Endrup og Idomlund (<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/11/09/Teknisk-gennemgang-af-Viking-Link-projektpakke>) er den offentlige version af den oprindelige business case opdateret, hvor en række af de tidligere tilbageholdte informationer nu fremgår. Energinet gør opmærksom på, at der siden udarbejdelsen af business casen er sket en udvikling i en række af informationerne, som er medtaget i de offentliggjorte notater af 8. november 2017, hvorfor informationerne i den oprindelige business case nu er forældede.

Der er stadig økonomiske informationer, der ikke vises, idet business casen stadig indeholder informationer af kommerciel fortrolig art. Dette gælder blandt andet detaljerede data om anlægsbudgetter, hvor der stadig pågår udbudsforretning, og hvor offentliggørelse kan påvirke konkurrencesituationen og priserne. I det omfang informationerne efter endt kontrahering mister sin fortrolige karakter, vil oplysningerne løbende blive offentliggjort.

Samtidig indeholder business casen informationer om regionale forhold, som er baseret på tæt samarbejde med TSO-selskaber i nabolande. Disse er fremkommet under anvendelse af fortrolige informationer, hvorfor også resultaterne på landeniveau fortsat er underlagt fortrolighed.

Endvidere er der informationer om den forventede udnyttelse af den maksimale kapacitet over grænsen mellem Danmark og Tyskland, som er udarbejdet i samarbejde med TenneT TSO GmbH. Disse informationer kan ikke offentliggøres i henhold til den eksisterende samarbejdsaftale mellem Energinet og TenneT TSO GmbH og heraf følgende krav om fortrolighed for kommercielle følsomme oplysninger efter national lov.

Til Bestyrelsen

Tonne Kjærvej 65  
7000 Fredericia  
Tel. +45 70 10 22 44  
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk  
www.energinet.dk  
cvr-nr. 28 98 06 71

9. november 2015  
MHJ-KML-SDM

## Business Case – Vestkystforbindelsen og Viking Link

### Indholdsfortegnelse

1.	Indstilling .....	3
2.	Resumé .....	3
3.	Rationale og formål.....	4
4.	Beskrivelse af alternativer .....	7
4.1	Referencesituation .....	7
4.2	Valgte alternativer .....	8
4.2.1	Viking Link.....	8
4.2.2	Vestkystforbindelsen.....	9
4.2.3	Sammenhæng mellem Viking Link og Vestkystforbindelsen.....	10
4.2.4	Interne netforstærkninger .....	11
4.3	Fravalgte alternativer.....	11
4.3.1	Viking Link.....	11
4.3.2	Vestkystforbindelsen.....	12
5.	Investeringsanalyse .....	12
5.1	Samfundsøkonomisk vurdering.....	13
5.1.1	Regionale handelsgevinster.....	13
5.1.2	Dansk samfundsøkonomi.....	14
5.1.3	Konsekvensvurdering af alternativer .....	16
5.2	Selskabsøkonomisk vurdering .....	18
5.3	Risiko- og følsomhedsanalyse.....	19
5.4	Timing .....	23
5.5	Sammenfatning .....	23
6.	Anlægs- og driftsbudget .....	24
7.	Kontraktuelle forhold .....	26
7.1	Vestkystforbindelsen .....	26
7.2	Viking Link.....	26

# Business Case

8.	Projektgennemførelse .....	27
8.1	Vestkystforbindelsen .....	27
8.2	Viking Link.....	27
9.	Bilag 1 – NTC kurver .....	29
10.	Bilag 2 – Samfundsøkonomiske vurdering.....	30
10.1	Samfundsøkonomiske elementer .....	30
10.2	Opdeling af handelsgevinster på producent, konsument og flaskehalsindtægter .....	31
11.	Bilag 3 – Følsomheder .....	32

## 1. Indstilling

Det indstilles, at Energinet.dk i samarbejde med TenneT TSO GmbH (TTG) etablerer en 400 kV forbindelse langs vestkysten fra Niebüll til Endrup, der øger den maksimale handelskapacitet på den dansk-tyske grænse fra 2500 MW til 3500 MW. Endvidere indstilles det, at Energinet.dk i samarbejde med National Grid Interconnector Holdings Ltd. (NGIL) etablerer en elektrisk forbindelse mellem Danmark og England på 1400 MW.

Den samlede budgetramme for den danske del af de to projekter er på 9.371 mio. DKK i faste 2015-priser; heraf udgør Vestkystforbindelsen 1.428 mio. DKK. og Viking Link 7.943 mio. DKK. De totale projektomkostninger for Viking Link inklusiv den engelske del er ca. 15 mia. DKK. Ligeledes er der omkostninger til etablering af den tyske del af Vestkystforbindelsen. Begge udlandsforbindelser skal være klar til idriftsættelse inden udgangen af 2022.

De to projekter er indstillet som en samlet pakke, da de er gensidigt afhængige af hinanden. Etableringen af Vestkystforbindelsen muliggør et intensiveret drifts-samarbejde mellem Energinet.dk og TTG, som fokuserer på mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland. Dette er en vigtig forudsætning for, at Viking Link kan etableres med en kapacitet på 1400 MW.

For begge projekter er investeringsbeslutningen betinget af følgende forhold:

- At alle de nødvendige myndighedsgodkendelser opnås i de fire berørte lande Danmark, Tyskland, Holland og England.
- At der opnås endelige etablerings- og driftsaftaler for de to forbindelser med henholdsvis NGIL og TTG.
- At NGIL træffer endelig investeringsbeslutning på Viking Link.
- TTG har med "Netzentwicklungsplan 2014" godkendt etablering af en forbindelse til Danmark langs vestkysten til Endrup.

For Viking Link projektet indstilles endvidere, at såfremt Energinet.dk og TTG ikke kan opnå enighed om betingelserne for etablering af Vestkystforbindelsen, så skal Viking Link projektet arbejde for etablering af en løsning, hvor importkapaciteten markeds-mæssigt begrænses til 1000 MW.

Ovenstående indstilling er betinget af, at Energinet.dk ligeledes træffer investeringsbeslutning om etablering af en 400 kV forbindelse fra Endrup til Idomlund (se dok. nr. 15/12053-7). Etablering af en forbindelse mellem Endrup og Idomlund er primært nødvendig i forhold til indpasning af den forventede udbygning med vedvarende energi, men også for at sikre optimal udnyttelse af kapaciteten på Viking Link og Vestkystforbindelsen.

## 2. Resumé

De to udlandsforbindelser Viking Link og Vestkystforbindelsen vil samlet set skabe positive handelsgevinster<sup>1</sup> i regionen samt et samfundsøkonomisk overskud i Danmark.

<sup>1</sup> Se Bilag 2 – Samfundsøkonomiske vurdering.

Udlandsforbindelserne vil bidrage til den grønne omstilling, forsyningssikkerheden og en øget markedsintegration på tværs af landegrænser og dermed også til udviklingen af det indre europæiske marked.

De to projekter indstilles som én samlet pakke, da de er gensidigt afhængige af hinanden. Viking Link etableres som en 1400 MW jævnstrømsforbindelse mellem station Revsing i Danmark og station Bicker Fen i England og gennemføres i samarbejde med NGIL. Vestkystforbindelsen etableres som en 400 kV to-systems luftledning mellem en ny station ved Niebüll i Tyskland og station Endrup i Danmark og gennemføres i samarbejde med TTG.

Valget af en overføringsevne på 1400 MW for Viking Link forudsætter, at Vestkystforbindelsen etableres, og at der igangsættes et intensiveret driftssamarbejde mellem Energinet.dk og TTG. Driftssamarbejdet omfatter to forhold:

1. Forøgelse af størrelsen af den tilladelige ubalance hen over grænsen, der indtræffer i de første minutter efter en hændelse.
2. Mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland, hvorved reservebehovet ikke øges.

Det intensiverede driftssamarbejde vedrører alene udfald af Viking Link samt den kommende Nordlink forbindelse mellem Tyskland og Norge.

Investeringsanalysen viser, at etablering af de to forbindelser skaber positive regionale handelsgevinster på ca. 32 mia. DKK samt et samfundsøkonomisk overskud for Danmark svarende til ca. 5,6 mia. DKK i nutidsværdi. Investeringen har en teknisk levetid på 40 år og forventes tilbagebetalt til det danske samfund efter 16 år. Ligeledes viser analysen, at forbindelserne har en positiv effekt for både forbrugere og producenter i Danmark.

De bærende elementer for konklusionerne er fortsatte forventninger til en stor prisforskel mellem England og Danmark, som bidrager med høje flaskehalsindtægter på Viking Link samt et tættere driftsmæssigt samarbejde med TTG.

### **3. Rationale og formål**

De europæiske lande er i gang med implementering af den grønne omstilling ved at øge andelen af fossilfri produktionskapacitet. Samtidig foregår der udbygninger i transmissionsnettet, der skal sikre tilgængeligheden til vedvarende energikilder på tværs af lande og klimaområder. Det skal dermed sikres, at udnyttelsen af energi fra sol, vind og vand optimeres ved at etablere muligheder for at transportere energi over store afstande. Lokale fluktuationer i forbrug og produktion kan dermed udlignes geografisk, hvorved større mængder vedvarende energi kan integreres, og behovet for fossil elproduktion i det samlede europæiske energisystem kan reduceres.

I oktober 2014 vedtog EU's stats- og regeringschefer klima- og VE-mål for 2030, som blandt andet indeholder en målsætning om en samlet europæisk VE-andel på 27 pct. som drivkraft for den grønne omstilling. I området omkring Danmark, dvs. Norge, Sverige og Nordtyskland, kommer dette blandt andet til udtryk i en

stor stigning i vindudbygningen. Området forventes at gå fra ca. 26 GW installeret kapacitet i dag til ca. 44 GW installeret kapacitet i 2020.

Den øgede andel af vedvarende energiproduktion i ind- og udlandet fastholder et pres på de termiske kraftværkers økonomi. Dette øger behovet for yderligere udbygning af infrastrukturen både internt og mod naboømråder.

Danmarks geografiske placering mellem det nordiske vandbaserede energisystem og det centraleuropæiske energisystem med en betydelig grad af sol- og vindenergi giver Danmark en unik position i forhold til at binde nord og syd sammen. Kraftige forbindelser mellem Danmark og nabolandene vil bidrage til, at de klimaafhængige produktionsteknologier kan udnyttes optimalt ved at muliggøre transporter af effekt over store afstande. Behovet for national backup kapacitet for den vedvarende energiproduktion reduceres, og effektiv dansk kraftvarmeproduktion kan afsættes til et større marked i takt med, at hjemmemarkedet i stigende grad forsynes af vindkraft.

For at undersøge hvad der skal til for at håndtere omstillingen af det europæiske energisystem, er der udarbejdet en fælles europæisk netudviklingsplan (TYNDP – Ten Year Network Development Plan), hvorpå Europa-Kommissionen udpeger forbindelser, som vurderes særligt vigtige – Project of Common Interest (PCI).

Vestkystforbindelsen har siden efteråret 2013 været et PCI-projekt og anses som særlig vigtig i et europæisk perspektiv i forhold til den grønne omstilling og den europæiske markedsintegration. Analyserne af Viking Link viser, at forbindelsen har stor positiv regional betydning, og der er derfor indgivet en PCI-ansøgning for Viking Link, som forventes afgjort inden udgangen af 2015.

De to udlandsforbindelser Viking Link og Vestkystforbindelsen vil samlet set:

- Skabe positive handelsgevinster i regionen
- Skabe et betydeligt samfundsøkonomisk overskud i Danmark
- Bidrage til den grønne omstilling
- Bidrage til forsyningssikkerheden
- Bidrage til markedsintegration på tværs af landegrænser og dermed til udviklingen af det indre europæiske marked
- Muliggøre et intensiveret driftssamarbejde mellem Energinet.dk og TTEG.

### **Regionale handelsgevinster**

Etablering af de to udlandsforbindelser til England og Tyskland forventes at skabe betydelige handelsgevinster for landene i regionen samlet set. Handelsgevinsterne fordeler sig således, at de største gevinster skabes i England, Danmark, Tyskland og Sverige, mens der i Norge og Holland vil fremkomme et mindre tab af handelsgevinster.

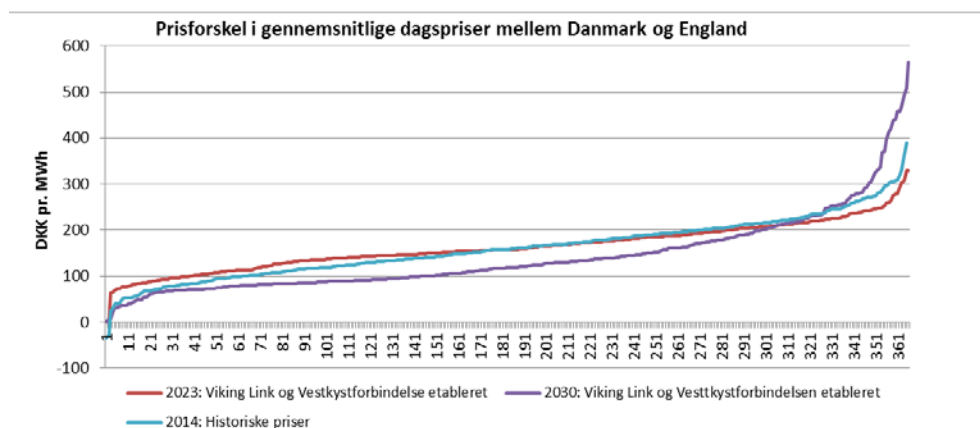
Den primære driver for handelsgevinsterne er den historiske og fortsat forventede store prisforskel mellem Danmark og England. Prisforskellen mellem Danmark og England er et udtryk for forskellige produktionsporteføljer og forskellige rammevilkår for energisektoren i de to lande, ligesom kobling til resten af det europæiske elsystem udgør en betydelig forskel. Dertil kommer tidsforskydning

gen på vindfronter samt den generelle tidsforskel mellem Danmark og England, der gør, at systemerne til en vis grad er komplementære.

Den engelske produktionsportefølje består af vind, atomkraft samt mindre effektive kraftværker baseret på kul og gas, og det er typisk gasfyrede værker, som er prissættende i det engelske elmarked. For at støtte omstillingen til vedvarende energi er der indført et "Carbon support scheme" i England, som sikrer en mindste pris for CO<sub>2</sub>-udledningen og med de lave CO<sub>2</sub>-kvotepriser, der er i dag, øger ordningen prisforskellen mellem Danmark og England. Signifikant for det engelske marked er, at det i forhold til sin størrelse er relativt isoleret og forventeligt vil være det i mange år fremover trods flere aktuelle udlandsforbindelser. Derfor er det engelske område oftest selv prissættende og vil med stor sandsynlighed vedblive med at være det uafhængigt af prisdannelsen i resten af nordvest Europa.

Den danske produktionsportefølje består af vind, sol samt effektive kraftværker, og tilknytningen til Norge og Sverige, der med meget vandkraft holder de danske priser lave. Det danske elsystem er desuden tæt koblet til resten af det europæiske elsystem, og i størstedelen af timerne er de danske elpriser sammenfaldende med et eller flere nabolandes elpriser.

Af varighedskurverne på prisforskellen på dagsniveau mellem Danmark og England vist i Figur 1, fremgår det, at der for de fleste dage beregnes en gennemsnitlig forventet prisforskel på over 100 DKK pr. MWh.



Figur 1: Gennemsnitlig prisforskel på dagsniveau mellem Danmark og England.

### Samfundsøkonomisk overskud i Danmark

Den forventede samfundsøkonomiske gevinst for Danmark ved at etablere Viking Link fremkommer primært på grund af den store prisforskel mellem Danmark og England. Disse prisforskelle giver anledning til handelsgevinster, som opstår dels på baggrund af større afsætningsmuligheder for producenterne, som både kan udnytte produktionskapaciteten bedre og opnå højere afregningspriser for deres produktion og dels på baggrund af de flaskehalsindtægter, som opstår når der er forskel i elpriserne i Danmark og England. Således får de danske producenter flere penge for deres produktion, da markedsprisen på el stiger i Danmark. Samtidig genereres der betydelige flaskehalsindtægter til Energinet.dk.

Endeligt fører den øgede elpris til lavere PSO-betalinger til glæde for forbrugerne. De sidste to effekter holder forbrugerens omkostninger uændret.

De øgede handelsgevinster, som Vestkystforbindelsen bidrager til, kommer primært de danske producenter til gode. Den forventede, tilgængelige kapacitet over den dansk-tyske grænse indgår i beregningen af handelsgevinsterne. Forventningerne til den fremtidige kapacitet har været genstand for yderligere detaljerede analyser i samarbejde med TTG siden investeringsbeslutningen om udbygning af Østkystforbindelsen. Der er i analysearbejdet gennemført netberegninger af konkrete driftssituationer, som efterfølgende er udvidet til at dække alle årets timer. Den forventede tilgængelige kapacitet på grænsen er vist i NTC<sup>2</sup>-kurverne i bilag 1.

Elsystemet skal dimensioneres efter udfald af største enhed, som med etablering af Viking Link bliver på 1400 MW i Vestdanmark. Det er 700 MW mere end i det nuværende vstdanske elsystem. Ud over at styrke infrastrukturen mod syd og skabe handelsgevinster vil Vestkystforbindelsen også gøre det muligt at udnytte produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland mere effektivt, hvorved det muliggøres at øge største enhed i systemet uden at øge reservebehovet. Vestkystforbindelsen bidrager dermed til at forøge den samlede samfundsøkonomiske gevinst ved etablering af de to forbindelser.

## **4. Beskrivelse af alternativer**

I det følgende beskrives referencesituationen samt de valgte og fravalgte alternativer for Vestkystforbindelsen og Viking Link.

### **4.1 Referencesituation**

Referencesituationen, hvis Viking Link og Vestkystforbindelsen ikke etableres, omfatter det eksisterende net inklusiv besluttede anlæg og nødvendige forstærkninger som følge af indpasning af produktion og fastholdelse af forsynings-sikkerhed. Nettet i referencesituationen er vist i Figur 2.

<sup>2</sup> Net Transfer Capacity.





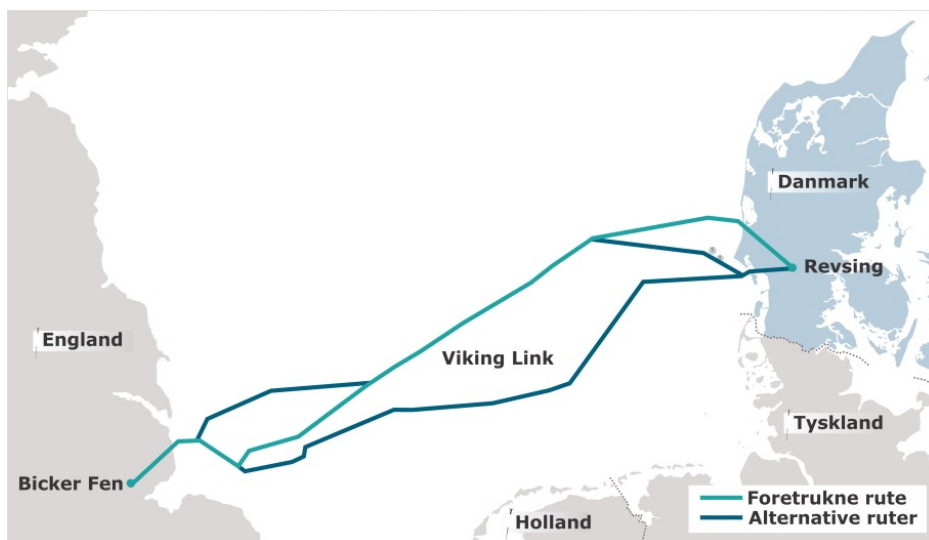
Figur 2: Referencesituationen for 2035 uden Viking Link og Vestkystforbindelsen.

## 4.2 Valgte alternativer

### 4.2.1 Viking Link

Det valgte alternativ for Viking Link består af en 1400 MW jævnstrømsforbindelse, der på dansk side tilsluttes 400 kV nettet i station Revsing, hvor der desuden etableres et konverteranlæg.

De to landkabler er 75 km lange og går fra Revsing til den jyske vestkyst ved Blåbjerg, hvor søkablerne fra England føres i land. Søkablerne har en samlet længde på 635 km og passerer igennem dansk, tysk, hollandsk og engelsk territorialfarvand. I England føres to landkabler på ca. 40 km frem til en konverterstation tilsluttet 400 kV stationen Bicker Fen ca. 170 km nord for London.



Figur 3: Forventet kabelrute for Viking Link.

#### 4.2.2 Vestkystforbindelsen

Den valgte løsning for Vestkystforbindelsen er en 400 kV luftledning med to systemer, der går fra station Endrup via Niebüll syd for den dansk-tyske grænse og til Brunsbüttel nord for Elben. Det samlede ledningsanlæg har en længde på ca. 200 km, hvoraf den danske del udgør 75 km.

Vestkystforbindelsen vil øge den maksimale handelskapacitet over den dansk-tyske grænse fra 2500 MW til 3500 MW.



Figur 4: Vestkystforbindelsen fra Endrup via Niebüll til Brunsbüttel.

#### 4.2.3 Sammenhæng mellem Viking Link og Vestkystforbindelsen

Valget af en løsning på 1400 MW for Viking Link vil som udgangspunkt medføre et øget behov for reserver i Vestdanmark for at tage højde for udfald af Viking Link. Ved at intensivere driftssamarbejdet mellem Energinet.dk og TTG er det muligt at effektivisere udnyttelsen af produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland, og dermed øge største enhed i det vestdanske system uden at øge behovet for reserver.

Der er underskrevet et Letter Of Intent (LOI) mellem Energinet.dk og TTG, som definerer et tættere driftssamarbejde under forudsætning af, at Vestkystforbindelsen etableres. I LOI er det præciseret, at de aftalte principper for samarbejdet skal indarbejdes i en bindende aftale mellem de to parter primo 2016.

Såfremt Vestkystforbindelsen ikke realiseres, vil Energinet.dk arbejde for, at Viking Link fortsat kan realiseres. Der foreligger således en aftale mellem Energinet.dk og NGIL om, at en asymmetrisk forbindelse på 1400/1000 MW kan udgøre et alternativ til den valgte løsning. Denne løsning vil imidlertid:

- Øge behovet for reserver fra de nuværende 700 MW til 1000 MW
- Kræve en aftale med TTG om momentant at kunne overføre yderligere 300 MW over grænsen for at håndtere udfald af Viking Link
- Kræve en godkendelse fra Energitilsynet om markedsmæssig begrænsning til 1000 MW importkapacitet.

Der er stor usikkerhed, om hvorvidt TTG vil indgå denne aftale, hvis ikke Vestkystforbindelsen etableres, lige som der er stor usikkerhed, om hvorvidt det er muligt at opnå Energitilsynets godkendelse til en asymmetrisk drift af forbindelsen.

#### 4.2.4 Interne netforstærkninger

Samtidig med forøgelse af kapaciteten mod udlandet, som de to udlandsforbindelser vil medføre, er det ligeledes nødvendigt at forstærke det interne transmissionsnet i Vestjylland. Netanalyser viser, at etablering af både Viking Link og Vestkystforbindelsen og den forventede vindudbygning i Vestjylland vil nødvendiggøre forstærkning af nettet langs den jyske vestkyst nord for Endrup. Dette er behandlet i business case "400 kV Endrup-Idomlund", der forelægges Bestyrelsen den 18. november 2015.

Uden forstærkningen af nettet nord for Endrup vil det ikke være muligt at realisere den fulde værdiskabelse, som Viking Link og Vestkystforbindelsen medfører. I investeringsanalysen for Viking Link og Vestkystforbindelsen er der medtaget omkostninger på i alt 348 mio. DKK til interne netforstærkninger mellem Endrup og Idomlund, svarende til nutidsværdien af den meromkostning, der udløses af Viking Link og Vestkystforbindelsen<sup>3</sup>.

### 4.3 Fravalgte alternativer

#### 4.3.1 Viking Link

Der er undersøgt flere forskellige løsningsmuligheder for etablering af Viking Link. De fravalgte alternativer omfatter:

- En overføringskapacitet på 700 MW. Dette alternativ er fravalgt, idet NGIL ikke ønsker at etablere udlandsforbindelser med så lav overføringskapacitet.
- En overføringskapacitet på 1000 MW. Dette var frem til efteråret 2014 det foretrukne alternativ. Efterfølgende blev mulighederne for at øge kapaciteten til 1400 MW undersøgt, da dette potentielt kunne forbedre rentabiliteten af forbindelserne for både Energinet.dk og NGIL betydeligt. Den danske samfundsøkonomiske gevinst ved at øge kapaciteten fra 1000 MW til 1400 MW forventes at være i størrelsesordenen 3 mia. DKK (nutidsværdi) ved samtidig etablering af Vestkystforbindelsen..

<sup>3</sup> Meromkostningen på 348 mio. DKK er nutidsværdien af 481 mio. DKK til ekstra anlægsinvestering og 140 mio. DKK i sparede reinvesteringer. Anlægsinvesteringen svarer til forskellen mellem alternativ A (netforstærkning med 400/150 kV luftledning) og alternativ B (Netforstærkning med to 150 kV kabler) behandlet i business casen "400 kV Endrup-Idomlund".

- En forbindelse med en overføringskapacitet på 2x700 MW. I dette alternativ etableres der elektroder på dansk og engelsk side. Elektroder muliggør, at strømmen kan løbe retur gennem jorden, hvis der sker en kabel- eller konverterfejl. Alternativet medfører ikke et øget behov for reserver i Vestdanmark, og uden etablering af Vestkystforbindelsen giver alternativet en samfundsøkonomisk mergevinst for Danmark på ca. 500 mio. DKK (nutidsværdi) i forhold til det valgte alternativ. Energinet.dk har erfaringer med drift af tilsvarende løsninger eksempelvis på Skagerrakforbindelserne til Norge og Konti-Skan-forbindelserne til Sverige. I England findes der imidlertid ingen erfaringer med anvendelse af elektroder i forbindelse med jævnstrømsforbindelser. Der er stor risiko for, at Viking Link projektet vil blive mødt med krav om ubegrænset erstatningsansvar fra andre ledningsejere i forhold til eventuelle skader på andre anlæg på grund af elektroderne. Endvidere forventes det, at anvendelsen af elektroder vil forsinke myndighedsbehandlingen med minimum 1-2 år, hvilket vil reducere gevinsten. Ud fra en fælles risikobetragtning er det derfor valgt ikke at arbejde videre med en 2x700 MW løsning med elektroder.

#### 4.3.2 Vestkystforbindelsen

Følgende alternativer er undersøgt og fravalgt i forhold til etablering af Vestkystforbindelsen:

- En kabelløsning fra grænsen til Endrup. Dette alternativ er ikke undersøgt yderligere på grund af omkostningerne, som er 2-3 mia. DKK højere end en luftledningsløsning. Såfremt der ikke opnås tilladelse til at etablere Vestkystforbindelsen med luftledninger, vil Energinet.dk vurdere, om en kabelløsning er samfundsøkonomisk rentabel og i givet fald forelægge Bestyrelsen en ny business case til godkendelse.
- Andre tilslutningssteder end Endrup, som giver en kortere strækning. Disse er fravalgt, da et sydligere tilslutningspunkt end Endrup vil medføre behov for betydelige interne netforstærkninger i det sønderjyske 150 kV net for at kunne udnytte kapaciteten over grænsen.

## 5. Investeringsanalyse

I investeringsanalysen undersøges de regionale og nationale effekter ved at etablere Viking Link og Vestkystforbindelsen sammenlignet med referencesituationen. Endvidere præsenteres der en række konsekvensvurderinger for det danske system på en række udvalgte parametre.

Effekterne belyses for kombinationer af de to forbindelser, hvor der indgår to alternativer for Viking Link med følgende overføringskapaciteter; 1400 MW og 1400/1000 MW.

Viking Link og Vestkystforbindelsen forventes idriftsat ultimo 2022 og forventes at have en levetid på ca. 40 år. Investeringsanalysen er baseret på Energinet.dk's analyseforudsætninger 2015 suppleret med NGIL's og TTG's forudsætninger for henholdsvis det engelske og tyske energisystem.

Markedsberegningerne er lavet med Poyry's markedssimuleringsprogram "Better Investment Decisions" (BID) - version 3.14. BID er det markedssimulerings-

værktøj, som Energinet.dk anvender til at belyse værdien af udlandsforbindelser.

## 5.1 Samfundsøkonomisk vurdering

### 5.1.1 Regionale handelsgevinster

Viking Link og Vestkystforbindelsen vil øge sammenhængen i den nordeuropæiske el-infrastruktur, hvilket giver sig til udtryk i store handelsgevinster for regionen som helhed. Tabel 1 viser handelsgevinsterne for de enkelte lande

Regionale handelsgevinster (nutidsværdi i mio. DKK)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400- 1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>Samfundsøkonomiske handelsgevinster totalt</b>					
Danmark	0	■	■	■	■
England	0	■	■	■	■
Tyskland	0	■	■	■	■
Norge	0	■	■	■	■
Sverige	0	■	■	■	■
Holland	0	■	■	■	■
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>30.609</b>	<b>30.617</b>	<b>1.387</b>	<b>31.828</b>

Tabel 1: Regionale handelsgevinster for 2 alternative Viking Link løsninger med og uden Vestkystforbindelsen. Referencen og det foretrukne alternativ ses i de grå kolonner.

Som det fremgår af Tabel 1 bidrager Viking Link til betydelige handelsgevinster i Danmark og i England, ligesom Tyskland og Sverige påvirkes positivt. Norge påvirkes negativt, da Viking Link kannibalisierer på den norske værdi af Norge-Englands-forbindelsen (NSN). Tilsvarende påvirkes Holland negativt, primært på grund af forbindelsen mellem England og Holland, som bliver mindre værd, da Holland også vil være forbundet med Danmark igennem COBRACable. Handelsgevinsterne er beregnet på baggrund af en systemtilgang, hvor samtlige konsekvenser for systemet ved investeringen vurderes, og dermed medtages effekten på de eksisterende forbindelser.

Handelsgevinsterne forbundet med Vestkystforbindelsen er mindre markante både for Danmark og for regionen som helhed.

Viking Link og Vestkystforbindelsen er som tidligere nævnt medtaget i TYNDP'en. For Viking Link gælder det, at der for de fire visioner<sup>4</sup> for samfundsudviklingen, der anvendes i TYNDP'en, er væsentlige forskellige udfaldsrum for de regionale handelsgevinster. I det mest nationalt fokuserede og ikke særligt grønne scenarie forventes de regionale handelsgevinster for Viking Link at beløbe sig til mellem 7,5 og 13 mia. DKK over forbindelsens levetid. For det mest grønne og internationale scenarie forventes handelsgevinsterne at ligge i intervallet 27 til 34 mia. DKK.

<sup>4</sup> Overskrifterne på de fire TYNDP visioner er Slow Progression, Money Rules, Green Transition og Green Revolution.

For Vestkystforbindelsen vil der ved det nationalt fokuserede scenarie være samlede regionale handelsgevinster i størrelsesordenen ca. 1.1 mia. DKK over forbindelsens levetid. I et grønt internationalt scenarie forventes de samlede regionale handelsgevinster at ligge mellem 7,5 og 12 mia. DKK.

### 5.1.2 *Dansk samfundsøkonomi*

Etablering af de to udlandsforbindelser vil medføre en stor samfundsøkonomisk gevinst for Danmark. Viking Link vil øge handelsgevinsterne betragteligt, og Vestkystforbindelsen muliggør en mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland via et tættere driftssamarbejde med TTG.

Som nævnt tidligere er der behov for at etablere en netforstærkning nord for Endrup i forbindelse med den forventede vindudbygning i Vestjylland samt på grund af etableringen af Viking Link og Vestkystforbindelsen. Der er derfor medtaget 348 mio. DKK til interne netforstærkninger i den samfundsøkonomiske vurdering.

De forventede samfundsøkonomiske effekter angivet i nutidsværdi ved at etablere Viking Link og Vestkystforbindelsen er vist i Tabel 2<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Der er taget udgangspunkt i Finansministeriets og Energistyrelsens vejledninger for samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger. Der anvendes en diskonteringsfaktor på 4 pct. (real) i de første 35 år og 3 pct. i de efterfølgende år samt en nettoafgiftsfaktor på 1,17. I Bilag 2 – Samfundsøkonomiske vurdering fremgår de elementer, som tillægges økonomisk værdi i den danske samfundsøkonomiske vurdering.

Samfundsøkonomiske effekter i Danmark (nutidsværdi i mio. DKK)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>Samfundsøkonomiske gevinster</b>					
Handelsgevinster	0	12.563	12.579	852	13.216
Transitkompensation	0	338	343	51	398
SK4-aftale	0	17	18	39	43
Forsyningssikkerhed - effekttilstrækkelighed	0	0	0	0	0
Nødstart	0	0	0	0	0
Systembærende egenskaber	0	0	0	0	0
Engelsk kapacitetsmarked	0	504	504	0	504
<b>Samfundsøkonomiske gevinster i alt</b>	<b>0</b>	<b>13.423</b>	<b>13.445</b>	<b>942</b>	<b>14.161</b>
<b>Samfundsøkonomiske omkostninger</b>					
Investering	0	5.736	5.736	1.070	6.805 <sup>6</sup>
Drift og vedligehold	0	215	215	29	244
Interne netforstærkninger	0	348	348	348	348
Ændring i reservebehov	0	1.367	3.189	0	0
Tab <sup>7</sup>	0	75	71	34	165
Udetid	0	985	987	48	1.035
<b>Samfundsøkonomiske omkostninger i alt</b>	<b>0</b>	<b>8.725</b>	<b>10.545</b>	<b>1.528</b>	<b>8.597</b>
<b>Samfundsøkonomiske nettogevinster</b>	<b>0</b>	<b>4.698</b>	<b>2.900</b>	<b>-586</b>	<b>5.564</b>
Samfundsøkonomiske nettogevinster med net-toafgiftsfaktor 1,17	0	5.496	3.393	-686	6.510

Tabel 2: Samfundsøkonomiske effekter for 2 alternative Viking Link løsninger med og uden Vestkystforbindelsen. Referencen og det foretrukne alternativ ses i de grå kolonner.

De samfundsøkonomiske nettogevinster er størst for det foretrukne alternativ, hvor begge udlandsforbindelser etableres. Etablering af Vestkystforbindelsen alene vil have negative samfundsøkonomiske nettogevinster.

Som det fremgår af Tabel 2 er det handelsgevinster, reservebehov og anlægsinvesteringerne, der udgør de væsentligste effekter.

De store handelsgevinster forbundet med Viking Link drives af forventningerne til en fortsat høj prisforskel mellem Danmark og England. Stigningen i handelsgevinsterne er et resultat af øgede flaskehalsindtægter samt større producentoverskud. Deraf følger, at elpriserne vil stige og dermed nedbringes behovet for støtte til vedvarende energi via PSO-betalingen. Prisstigningen vil i sig selv have en negativ effekt for forbrugerne. Imidlertid vil lavere nettatariffer udløst af højere flaskehalsindtægter samt lavere PSO-betaling opveje den umiddelbare prisstigning, som forbindelsen vil have for forbrugerne.

<sup>6</sup> 6.805 mio. DKK er nutidsværdien af den samlede investering på 9.371 mio. DKK i faste 2015-priser i Viking Link og Vestkystforbindelsen, se Tabel 8.

<sup>7</sup> Tabsposten dækker værdien af de elektriske tab i det vstdanske AC-net og i danske HVDC-forbindelser ud over Viking Link. Værdien af tabet på Viking Link er implicit inkluderet i handelsgevinsterne og estimeres til omkring 1.700 mio. DKK i nutidsværdi på tværs af alternativerne.



Endvidere fremgår det af Tabel 2, at et intensiveret driftssamarbejde mellem Energinet.dk og TTG vil medføre en gevinst på ca. 3 mia. DKK.

### 5.1.3 Konsekvensvurdering af alternativer

Til at supplere den samfundsøkonomiske vurdering er der udvalgt en række parametre, som giver yderligere og mere uddybende informationer i forhold til de i Tabel 2 præsenterede resultater. Parametrene er udvalgt ud fra lovtæksten i lov om Energinet.dk samt øvrige projektspecifikke forhold.

1. Forventet priseffekt for de danske forbrugere
2. Indpasning af vedvarende energi
3. Forsyningssikkerhed og beredskabsmæssige forhold
4. Samarbejdspartnere
5. Udveksling af regulerkraft

#### Forventet priseffekt for de danske forbrugere

Tabel 3 viser den gennemsnitlige forventede priseffekt for forbrugerne henover forbindelsernes levetid. Den positive, men begrænsede effekt, som etablering af forbindelserne forventes at få for forbrugerne, er følsom overfor ændringer i centrale forudsætninger. Opnås der eksempelvis ikke et tættere driftsmæssigt samarbejde med TTG, vil tarifferne ikke falde nok til at opveje den rene stigning i markedspriser.

Gennemsnitlig forventet prispåvirkning pr. år over forbindelsernes levetid (øre/kWh - faste 2015-priser)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
Elspotpris	0	1,1	1,1	0,2	1,1
Tarif	0	-0,7	-0,4	0,2	-0,8
PSO	0	-0,5	-0,5	-0,1	-0,5
<b>Reel prispåvirkning</b>	<b>0</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,3</b>

Tabel 3: Forventet priseffekt for de danske forbrugere.

#### Indpasning af vedvarende energi

Viking Link og Vestkystforbindelsen gør det muligt at integrere mere vedvarende energi til lavere omkostninger. Afregningspriser og ændringen i PSO-afgiften adresserer omkostninger til vedvarende energi, mens mængden af afkortet<sup>8</sup> vindproduktion giver et billede af, hvor meget vindproduktion der er plads til i systemet.

Som følge af højere markedspriser forventes PSO-afgiften at falde, hvilket indikerer lavere omkostninger til indpasning af vedvarende energi, se Tabel 3. Derudover fremgår det af Tabel 4, at de gennemsnitlige afregningspriser på vind stiger, hvilket også vil sænke omkostningerne til indpasning af vedvarende energi.

<sup>8</sup> Afkortning er en markedseffekt, som optræder, når summen af forbrug og eksportmulighed er mindre end summen af vindproduktion og solproduktion og bunden produktion.

Ændring i gennemsnitlige årlige afregningspriser for vindproduktion (øre/kWh)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>2030</b>					
DK1	0,0	1,5	1,5	0,5	1,6
DK2	0,0	0,8	0,8	0,2	0,9

Tabel 4: Ændring i gennemsnitlige årlige afregningspriser for vindproduktion.

Af Tabel 5 fremgår det, at mængden af vindproduktion, som afkortes, falder med Viking Link etableret, mens Vestkystforbindelsen har den modsatte effekt; dog i mindre omfang. De to forbindelser vil samlet set gøre det muligt at forsyne yderligere cirka 20.000 husstande med vindkraftproduceret energi, når det antages, at den gennemsnitlige husstand består af 2-2,5 personer, og at 40 % af den danske befolkning bor i lejligheder svarende til et gennemsnitligt årligt elforbrug på ca. 4.000 kWh<sup>9</sup>.

Ændring i årlig afkortning af vindproduktion (MWh)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>2030</b>					
DK1	0	-78.427	-78.413	1.785	-78.007
DK2	0	-57	-57	0	-57
<b>I alt</b>	<b>0</b>	<b>-78.569</b>	<b>-78.556</b>	<b>2.371</b>	<b>-78.150</b>

Tabel 5: Årlig afkortning af vindproduktion.

### Forsyningsikkerhed og beredskabsmæssige forhold

Viking Link og Vestkystforbindelsen vil bidrage positivt til effektsituationen i Vestdanmark, da det giver to nye importmuligheder. Påvirkningen vurderes dog at være begrænset, da effektsituationen i Vestdanmark ikke vurderes at blive udfordret frem mod 2030.

Vestkystforbindelsen gør Vestdanmark mindre sårbar overfor større fejl i nettet i Schleswig-Holstein og i station Kassø. Dette skyldes primært den geografiske spredning af 400 kV forbindelser mellem østkysten og vestkysten. Tilslutningen af Vestkystforbindelsen vil være uafhængig af station Kassø, hvori Østkystforbindelsen tilsluttes, og dermed vil det danske system være mindre sårbart over for fejl i denne station.

### Samarbejdspartnere

I august 2015 meddelte den engelske regulator Ofgem på basis af en foreløbig projektvurdering, at Viking Link kan indgå i den såkaldte "cap and floor regule-

<sup>9</sup> Kilder: Energistyrelsen: <http://sparenergi.dk/forbruger/el/dit-elforbrug/hvor-megget-el-bruger-du> og Danmarks statistik: <https://www.dst.dk/da/Statistik/emner/boligforhold/boliger>

ring i England”<sup>10</sup>. Såfremt Energinet.dk beslutter ikke at gå videre med Viking Link projektet, forventes det, at mulighederne for at etablere en forbindelse mellem Danmark og England bortfalder i mange år fremover. Såvel NGIL som de engelske myndigheder og regulator har lagt stor energi og prestige i at fremskynde projektet mest muligt.

Den tyske netudviklingsplan indeholder Vestkystforbindelsen som en forudsætning for indpasning af vindenergi samt fastholdelse af forsynings- og systemsikkerhed i området. Hvis ikke Energinet.dk medio 2016 meddeler TTG, at Vestkystforbindelsen kan realiseres, vil der ske en revurdering af netudviklingsplanen. Det vil herefter være uvist, om der senere er mulighed for etablering af en tilsvarende forbindelse, ligesom den samlede tyske netudviklingsplan kan ændres til ugunst for Danmark.

Energinet.dk står på nuværende tidspunkt med to samarbejdspartnere, som begge er positive overfor at etablere forbindelser til Danmark, og forbindelserne bidrager samtidig med en stor samfundsøkonomisk gevinst for Danmark. Forbindelsernes afhængighed af hinanden samt begge samarbejdspartners ønske om udbygning til Danmark skaber lige nu en unik mulighed for Energinet.dk til at etablere forbindelserne. Herved kan en stor samfundsøkonomisk gevinst for Danmark realiseres.

### **Udveksling af regulerkraft**

De to udlandsforbindelser vil også øge mulighederne for at udveksle regulerkraft på tværs af Nordeuropa. Der er gennemført analyser for at kvantificere den regionale samfundsnytte i forhold til regulerkraft. Konklusionen af analyserne er, at der er et samfundsøkonomisk potentiale for regionen med forbindelserne, hvis der samtidig kommer en markedskobling. Der er dog en række forhold, der skal afklares, før markedskobling er på plads, og det er på nuværende tidspunkt svært at værdisætte effekten fuldt ud.

## **5.2 Selskabsøkonomisk vurdering**

I den selskabsøkonomiske vurdering er der anvendt en real diskonteringsrente på 4 pct., selvom Energinet.dk's finansieringsrente er betydeligt lavere. Forskellen kan tolkes som et risikotillæg. De selskabsøkonomiske konsekvenser afviger fra de samfundsøkonomiske konsekvenser på tre parametre, nemlig handelsgevinster, ændring i reservebehov og udetid.

De selskabsøkonomiske handelsgevinster består kun af flaskehalsindtægter. Etableringen af Viking Link og Vestkystforbindelsen medfører et ændret flow på Storebæltsforbindelsen ved at øge antallet af timer, hvor flowet går fra Østdanmark til Vestdanmark. Da Storebæltsforbindelsen anvendes til deling af reserver mellem landsdelene i retning fra Østdanmark til Vestdanmark, vil et øget vestgående flow mindske mulighederne for deling af reserver mellem de to landsdele og øge behovet for reserver i Vestdanmark – og dette har en selskabsøkonomisk

<sup>10</sup> Cap and floor reguleringen håndteres af den engelske regulator Ofgem, og har til hensigt at øge incitamentet til at investere i infrastruktur, som er i de engelske forbrugeres interesse. Det sker ved at give et loft over og en bund under indtjeningen, hvormed risikoen for den engelske projektudvikler (NGIL) reduceres. Det er dermed kun NGIL som er dækket af Cap and floor reguleringen. Grænserne laves af Ofgem og baserer sig på en vurdering af den forventede CAPEX og OPEX samt en vurdering af hvad et rimeligt afkast på investeringen er. Projektet er underlagt reguleringen i 25 år fra idriftsættelse.

omkostning. Tilsvarende er udetiden i den selskabsøkonomiske vurdering kun forbundet med tabte flaskehalsindtægter.

Selskabsøkonomiske effekter for ENDK (nutidsværdi i mio. DKK)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>Selskabsøkonomiske gevinster</b>					
Flaskehalsindtægter	0	10.641	10.659	70	10.948
Transitkompensation	0	338	343	51	398
SK4-aftale	0	17	18	39	43
Forsyningssikkerhed - effekttilstrækkelighed	0	0	0	0	0
Nødstart	0	0	0	0	0
Systembærende egenskaber	0	0	0	0	0
Engelsk kapacitetsmarked	0	504	504	0	504
<b>Selskabsøkonomiske gevinster i alt</b>	<b>0</b>	<b>11.501</b>	<b>11.525</b>	<b>160</b>	<b>11.893</b>
<b>Selskabsøkonomiske omkostninger</b>					
Investering	0	5.736	5.736	1.070	6.805
Drift og vedligehold	0	215	215	29	244
Interne netforstærkninger	0	348	348	348	348
Ændring i reservebehov	0	1.476	3.298	0	109
Tab	0	75	71	34	165
Udetid	0	853	854	3	857
<b>Selskabsøkonomiske omkostninger i alt</b>	<b>0</b>	<b>8.702</b>	<b>10.522</b>	<b>1.483</b>	<b>8.529</b>
<b>Selskabsøkonomiske nettogevinster</b>	<b>0</b>	<b>2.799</b>	<b>1.003</b>	<b>-1.323</b>	<b>3.364</b>

Tabel 6: Selskabsøkonomiske effekter.

### 5.3 Risiko- og følsomhedsanalyse

Der er udarbejdet en risiko- og følsomhedsanalyse på en række centrale parametre, som vurderes at have væsentlig indflydelse på det samfundsøkonomiske resultat, såfremt der sker ændringer i forhold til basisscenariet. Effekterne af disse forhold behandles i det følgende.

Nedenstående risici er vurderet til at have særlig betydning for opnåelsen af den samlede pakkedløsning med Viking Link og Vestkystforbindelsen. De væsentligste risici opstår, da det er nødvendigt at indgå en bindende samarbejdsaftale med TTG om Vestkystforbindelsen før, NGIL træffer endelig investeringsbeslutning i 2018. Ligeledes skal der afholdes projektomkostninger på Vestkystforbindelsen og netforstærkningen mellem Endrup og Idomlund for at sikre færdiggørelse af disse anlæg inden idriftsættelse af Viking Link.

- 1. Ingen tilladelse til luftledninger:** De gældende retningslinjer for udbygning af transmissionsnet angiver, at 400 kV nettet på sigt skal etableres som et kabelnet, når udviklingen i forsyningssikkerhed, teknologi og samfundsøkonomi tilsiger det. Hvis Energinet.dk ikke opnår tilladelse til etablering af Vestkystforbindelsen og Endrup-Idomlund som luftledninger, skal det undersøges, om en kabelløsning er en mulighed, for fortsat at opnå et tættere driftssamarbejde med TTG. Det vurderes at en kabelløsning vil reducere den

samlede samfundsøkonomiske gevinst til 1-2 mia. DKK. Denne situation vil medføre udarbejdelse af en ny Business Case, som skal forelægges Bestyrelsen.

Såfremt Vestkystforbindelsen ikke etableres, hverken som luftlednings- eller kabelløsning, kan Energinet.dk arbejde for en løsning med asymmetrisk udnyttelse af Viking Link, hvor importkapaciteten begrænses til 1000 MW. Her ved reduceres det øgede reservebehov til 300 MW set i forhold til det fortrukne alternativ. Alternativet nødvendiggør dog stadig en aftale med TTG om mulighed for momentant at ændre effektoverførslen over grænsen efter et eventuelt udfald af Viking Link. Det er usikkert, om en sådan aftale kan indgås, i og med at Vestkystforbindelsen ikke etableres i dette tilfælde. Det er desuden usikkert, om Energitilsynet vil godkende en markedsræssig begrænsning af Viking Link. En situation, hvor kun Viking Link realiseres, vil give en samlet gevinst på ca. 4 mia. DKK for Danmark.

Energinet.dk har startet en proces, der involverer interessenter og politikere forud for den politiske behandling af den igangsatte revurdering af de nuværende retningslinjer for kabellægning af transmissionsnettet. Formålet med processen er at opnå tilladelse til etablering af Vestkystforbindelsen og Endrup-Idomlund som luftledninger. Det forventes, at der er en afklaring i første halvår 2016.

De kommende retningslinjer for kabellægning af transmissionsnettet kan indeholde krav om forskønnelsestiltag som partiel kabellægning eller kabellægning af andre strækninger. Der er i budgettet medtaget omkostninger til dette på 348 mio. DKK.

## **2. Det intensiverede driftsmæssige samarbejde med TTG må opgives:**

Den samfundsøkonomiske vurdering er baseret på et tættere driftsmæssigt samarbejde mellem Energinet.dk og TTG, der medfører mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten mellem landene. Hvis aftalen ikke kan opnå godkendelse i Energitilsynet, vil dette ikke kunne gennemføres.

I denne situation kan Energinet.dk arbejde for at etablere Viking Link med en asymmetrisk udnyttelse af kapaciteten, således at importkapaciteten begrænses til 1000 MW – se beskrivelsen heraf og risici ved dette ovenfor.

For at imødegå denne risiko vil der være stort fokus på dialog med Energitilsynet om situationen.

## **3. NGIL træffer ikke endelig investeringsbeslutning på Viking Link:**

NGIL forventer at træffe endelig investeringsbeslutning primo 2018<sup>11</sup> baseret på de niveauer for "cap and floor reguleringen", som fastlægges af Ofgem. Såfremt der ikke kan opnås en regulering for Viking Link, der sikrer et tilfredsstillende afkast, er der risiko for, at Viking Link ikke etableres. Etableres Viking Link ikke, er der med de nuværende forudsætninger ikke et samfundsøkonomisk grundlag for etablering af Vestkystforbindelsen. Denne

<sup>11</sup> Det officielle tidspunkt for investeringsbeslutning i NGIL er marts 2018. NGIL arbejder dog - grundet politisk pres – på at fremskynde dette tidspunkt til ultimo 2017. Der er derfor en forventning om, at NGIL kan træffe investeringsbeslutning ultimo 2017

situation vil derfor kræve en ny vurdering af mulighederne for etablering af forbindelsen. Hvis det besluttes ikke at gennemføre etableringen, vil Energinet.dk lide et tab i form af omkostninger afholdt til aktiviteter frem mod 2018 på henholdsvis Viking Link, Vestkystforbindelsen og Endrup-Idomlund svarende til ca. 170 mio. DKK. Hertil kommer et eventuelt erstatningsansvar i forhold til TTG ved annullering af samarbejdsaftalen<sup>12</sup>.

Energinet.dk er i dialog med NGIL om muligheden for at fremrykke tidspunktet for endelig investeringsbeslutning til ultimo 2017, hvilket reducerer et eventuelt tab i forbindelse med afholdte projektomkostninger.

- 4. Begrænsninger i produktionskapaciteten for kabler:** Viking Link bliver med sin samlede længde på ca. 740 km et af verdens største kabelanlæg. Der findes i dag kun tre leverandører, som kan levere kablet til Viking Link, og det vurderes, at alle tre producenter er booket hårdt op med andre store kabelprojekter i de kommende år. Der er derfor en risiko for, at Viking Link bliver forsinket pga. manglende produktionskapacitet, og/eller at kabelprisen bliver væsentligt højere end forventet.

Der tages derfor en række initiativer i den kommende tid for at få engageret nye leverandører og undersøgt mulighederne for anvendelse af nye kabeltyper.

Som det fremgår af ovenstående er der en risiko for, at Energinet.dk kan lide et tab i de tilfælde, hvor det ikke bliver muligt at etablere hverken Vestkystforbindelsen eller Viking Link, og hvor Endrup-Idomlund etableres som en mindre forstærkning.

Der er endvidere identificeret en række følsomheder, der påvirker det samfundsøkonomiske resultat, men som ikke nødvendigvis forhindrer opnåelse af den samlede pakkedesign. Tabel 7 viser Viking Link og Vestkystforbindelsens robusthed overfor enkeltstående udsving i centrale forudsætninger samt påvirkningen af det samfundsøkonomiske resultat for det foretrukne alternativ.

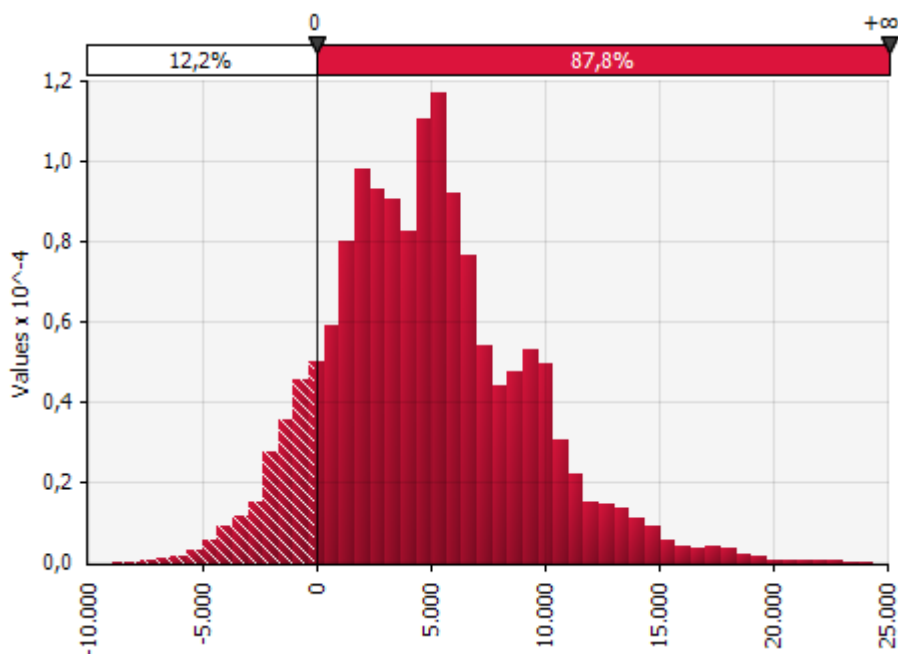
<sup>12</sup> Størrelsen af et eventuelt erstatningsansvar er ukendt, men i samarbejdsaftalen med TTG vedr. Østkystforbindelsen er der et ansvar på maksimalt 50 mio. EUR.

Risici og følsomheder (Nutidsværdi, mio. DKK)	Udsving	Samfundsøkonomi (nettogevinst 5564 mio DKK)		Skønnede sandsynligheder
		Konsekvens	Ny nettogevinst	
Værdien af "Carbon Support Scheme" i England nedjusteres i 2020	CO2 prisstøtte fjernet i England i 2020	-627	4.937	10 %
	CO2 prisstøtte halveret i England i 2020	-334	5.231	25 %
"Carbon Support Scheme" i England fortsætter i 2030	CO2 prisstøtte i 2030	4.304	9.869	20 %
Ændret engelsk produktionsportefølje baseret på NG scenarier - 2030	Gone Green - Mere vedvarende energi i England	-2.841	2.724	20 %
	Slow progression - Mindre vedvarende energi i England	23	5.588	20 %
Mindre tysk netudbygning 2030	Den tyske netudbygning bliver mindre end ventet, sådan at eksportbegrænsningerne er større end forventet i 2030	415	5.980	15 %
Ingen netbegrænsninger mellem Vestdanmark og Tyskland i 2030	Den tyske netudbygning sker i et tempo, så de tyske begrænsninger er væk i 2030	67	5.632	5 %
Ændring i efterspørgsel	Større stigning i forbrug i alle modellerede områder	-393	5.171	15 %
	Mindre stigning i forbrug i alle modellerede områder	1.694	7.259	20 %
Ændrede brændselspriser 2030	Fossile brændselspriser øges og biomassepriser sænkes	8.128	13.693	5 %
	Fossile brændselspriser sænkes og biomassepriser øges	-3.724	1.840	30 %
Ændring i vindkraftsproduktion	Større stigning i vindkraftsproduktion i alle modellerede områder	4.206	9.771	20 %
	Mindre stigning i vindkraftsproduktion i alle modellerede områder	-2.409	3.156	20 %
Ændring i solkraftsproduktion	Større stigning i solkraftsproduktion i alle modellerede områder	815	6.380	25 %
	Mindre stigning i solkraftsproduktion i alle modellerede områder	-594	4.971	20 %
Ny forbindelse fra England til Tyskland	2000 MW forbindelse til Tyskland i 2030	-809	4.756	50 %
Ekstrempriser	Inkludering af negative priser	358	5.922	50 %
Anlægsomkostninger stiger	Styregruppereserver bruges fuldt ud	-483	5.081	15 %
Forsinket idriftsættelse	Idriftsættelse udsat for Viking Link og Vestkystforbindelsen til 2025	-734	4.809	10 %
Højere udetid på Viking Link	21 dages ekstra begrænsninger på Viking Link årligt	-369	5.195	25 %
Ændret diskonteringsrente	1 procentpoint højere (4+1=5 %)	-2.019	3.535	10 %
Kortere levetid	Viking Link og Vestkystforbindelsen har en levetid på 25 år mod beregnede 40 år	-2.804	2.760	15 %

Tabel 7: Belyste følsomheder. En mere uddybende forklaring til de enkelte udsving er givet i Bilag 3 – Følsomheder.

Som det fremgår af Monte Carlo-simuleringen vist i Figur 5, er der ca. 88 % sandsynlighed for, at Viking Link og Vestkystforbindelsen samlet set vil have en positiv samfundsøkonomisk værdi for Danmark. Samtidig ses det, at der er en risiko på ca. 12 % for, at forbindelserne vil give et samfundsøkonomisk tab for

Danmark. Med 95 % sandsynlighed vil den samfundsøkonomiske værdi være større end -1.7 mia. DKK.



Figur 5: Resultat af Monte Carlo-simulering for alternativet med Viking Link (1x1400 MW) og Vestkystforbindelsen.

#### 5.4 Timing

Baggrunden for, at Viking Link og Vestkystforbindelsen indstilles til investeringsbeslutning på nuværende tidspunkt, skal ses i relation til Energinet.dk's samarbejdspartnere i England og Tyskland.

For Viking Link skal der i 2016 gennemføres havbundsundersøgelser af kabeltracéet. Gennemføres undersøgelserne ikke i 2016, vil projektet ikke kunne idriftsættes i slutningen af 2022 som aftalt med NGIL. Udsættes projektet, er det usikkert, om der kan opnås en aftale mellem NGIL og Ofgem om den økonomiske regulering, der skal danne grundlag for at NGIL kan træffe investeringsbeslutning forventelig primo 2018.

Den tyske netudviklingsplan indeholder væsentlige udbygninger i Nordtyskland og muliggør indpasning af store mængder vindenergi. En af forudsætningerne for planen er etablering af Vestkystforbindelsen til Danmark. Energinet.dk skal give bindende tilsagn om en udbygning langs Vestkysten senest medio 2016; hvis ikke det kan nås, er det nødvendigt for TTG at ændre indholdet af deres netudviklingsplan, hvorefter det er yderst tvivlsomt, om der senere vil blive mulighed for at etablere nye forbindelser mellem Danmark og Tyskland.

#### 5.5 Sammenfatning

Investeringsanalysen viser positive regionale gevinster ved etablering af Viking Link og Vestkystforbindelsen. Ligeledes ses en samfundsøkonomisk og selskabsøkonomisk gevinst i Danmark, hvilket forventes at gavne både danske forbrugere såvel som danske producenter.



Energinet.dk og NGIL har opnået enighed om etablering af en 1400 MW forbindelse, som i kombination med Vestkystforbindelsen bidrager med samfundsøkonomisk gevinst for Danmark på ca. 5,6 mia. DKK.

Den valgte løsning øger største enhed i det danske elsystem med 700 MW. Ved at etablere Vestkystforbindelsen muliggøres en mere effektiv udnyttelse af produktionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland, og derved kan største enhed i elsystemet øges uden behov for yderligere indenlandske reserver.

Som det fremgår af investeringsanalysen, er der en overvejende sandsynlighed på ca. 88 % for, at etableringen af Viking Link og Vestkystforbindelsen vil bidrage til et positivt samfundsøkonomisk resultat for Danmark.

Hvis NGIL ikke godkender etableringen af Viking Link, eller forbindelsen på anden vis ikke etableres, viser den samfundsøkonomiske vurdering på nuværende tidspunkt, at det sandsynligvis ikke vil være fordelagtigt for Danmark at etablere Vestkystforbindelsen.

Frem mod at NGIL træffer endelig investeringsbeslutning i begyndelsen af 2018, indgår Energinet.dk en samarbejdsaftale med TTG om etableringen af Vestkystforbindelsen, og Energinet.dk foretager yderligere forarbejder sammen med NGIL for Viking Link. Energinet.dk er derfor nødsaget til at disponere midler, inden NGIL træffer investeringsbeslutning på Viking Link. Energinet.dk risikerer dermed et samlet tab på op til ca. 500 mio. DKK frem mod primo 2018, såfremt Viking Link ikke etableres, og Energinet.dk som følge heraf vælger ikke at etablere Vestkystforbindelsen. Det skal i sammenhæng med Energinet.dk's potentielle tab bemærkes, at NGIL tilsvarende løber en risiko for et samlet tab på ca. 110 mio. DKK, hvis Viking Link ikke etableres.

## **6. Anlægs- og driftsbudget**

Anlægsbudgettet for etablering af Viking Link og Vestkystforbindelsen er vist i Tabel 8. Budgetterne er periodiseret i forhold til, at begge projekter gennemføres i perioden 2016-2022. Der er regnet med en finansieringsrente på 1,95 pct. p.a. og en inflation på 1,8 pct. p.a.

Budgetterne er opgjort i faste 2015-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger, der medgår til etablering af forbindelserne.

DKK Mio. (2015-priser)			
	Viking Link	Vestkysten	Total
Seabed Survey / Plan & Miljø			
Konverter / station			
Kabel / partiel kabellægning			
Kompensation til 3 part			
Luftledning			
Projektledelse			
Forsikring			
<b>Basisbudget (ekskl. byggerenter)</b>	<b>6.836</b>	<b>1.430</b>	<b>8.265</b>
<b>Byggerenter</b>	<b>240</b>	<b>44</b>	<b>284</b>
<b>Basisbudget</b>	<b>7.075</b>	<b>1.474</b>	<b>8.549</b>
<b>Projektlederreserve</b>	<b>310</b>	<b>52</b>	<b>363</b>
<b>Effektivisering</b>	<b>0</b>	<b>-143</b>	<b>-143</b>
<b>Styringsmål</b>	<b>7.385</b>	<b>1.383</b>	<b>8.769</b>
<b>Styregruppereserve</b>	<b>558</b>	<b>45</b>	<b>602</b>
<b>Anlægsbudget</b>	<b>7.943</b>	<b>1.428</b>	<b>9.371</b>

Tabel 8: Specificeret budget for Viking Link og Vestkystforbindelsen i faste 2015-priser.

Det totale anlægsbudget for Viking Link er på baggrund af erfaringspriser estimeret i samarbejde med NGIL til i alt ca. 15 mia. DKK inkl. den engelske andel. Den danske del udgør 7.943 mio. DKK i faste 2015-priser.

Ligeledes er budgettet for Vestkystforbindelsen på i alt 1.428 mio. DKK i faste 2015-priser udarbejdet på baggrund af erfaringspriser og under hensyntagen til forventede partielle kabellægninger (Ribe og Kongeåen), kompenserende kabelægninger (i nærheden af 60/10 kV luftledninger) og rettighedserhvervelser på strækningen. Idet budgettet for Vestkysten er baseret på erfaringspriser, er der indregnet en effektivisering på 10 % af basisbudgettet svarende til 143 mio. DKK, som har til formål at afspejle og understøtte Energinet.dk's effektiviseringstiltag på anlægsinvesteringer (CAPEX) jf. Energinet.dk's strategiplan 2014.

Styringsmålet for Viking Link på 7.385 mio. DKK og for Vestkystforbindelsen på 1.383 mio. DKK angiver Energinet.dk's mest sandsynlige omkostning til etablering af begge forbindelser givet de usikkerheder og risici, der er vurderet og disponeres af projektlederne, mens styregruppereserven disponeres af projekternes styregrupper<sup>13</sup>.

De største budgetusikkerheder i projekterne knytter sig til følgende aktiviteter:

Viking Link:

- Indkøb af kabel og kabelinstallation
- Indkøb af konverter
- Tracélængde og havbundsbeskaffenhed

<sup>13</sup> Efter godkendelse af business casen vil økonomifølgningen foregå i løbende priser. Budgettet for Viking Link er 8.789 mio. DKK i løbende priser, og for Vestkystforbindelsen er budgettet 1.556 mio. DKK i løbende priser

Vestkystforbindelsen:

- Indkøb af luftledningsmaster inkl. fasetråde
- Rettighedserhvervelse (erstatninger)
- Partielle kabellægninger
- Kompenserende kabellægninger af 3. part

Der udarbejdes, inden projekterne igangsættes, en liste over mulige potentialer for at skærpe anlægsbudgettet yderligere.

De totale årlige drift- og vedligeholdelsesomkostninger udgør gennemsnitslig 16 mio. DKK og er vist i tabel 9<sup>14</sup>.

DKK Mio. (2015-priser)	Total
Viking Link	14
Vestkysten	2
Budget i alt	16

Tabel 9: Årlige driftsomkostninger for Viking Link og Vestkystforbindelsen i faste 2015-priser.

## 7. Kontraktuelle forhold

### 7.1 Vestkystforbindelsen

Forudsat Bestyrelsens godkendelse den 18. november 2015 igangsættes udarbejdelsen af en samarbejdsaftale mellem Energinet.dk og TTG om etablering af Vestkystforbindelsen. Samarbejdsaftalen skal ud over de praktiske forhold vedrørende projekt gennemførelsen også dække fordeling af ejerskab, omkostninger og indtægter samt inkludere indholdet af det udarbejdede LOI, omhandlende et intensiveret driftssamarbejde mellem Energinet.dk og TTG.

Ejerskabet til 400 kV forbindelsen mellem Endrup og Niebüll deles ved grænsen. Energinet.dk ejer alle anlæg på dansk jord, og TTG ejer alle anlæg på tysk jord.

Energinet.dk afholder anlægs- og driftsomkostninger vedrørende anlæg på dansk jord.

De øgede flaskehalsindtægter som følge af etableringen af Vestkystforbindelsen deles ligeligt mellem Energinet.dk og TTG.

### 7.2 Viking Link

Der er den 30. april 2015 indgået en samarbejdsaftale med NGIL omhandlende modningsprojektet for Viking Link. Denne aftale erstattes inden udgangen af 2015 af en Joint Development Agreement (JDA), som gælder frem til NGIL's endelige investeringsbeslutning i begyndelsen af 2018.

Joint Development Agreement vil efter udløb i 2018 blive erstattet med en Joint Venture Agreement (JVA), der udgør en byggeaftale for Viking Link – samt en

<sup>14</sup> I driftsomkostningerne for Viking Link er der i levetiden estimeret afhjælpende vedligehold til fem fejl på søkablet.

Ownership and Operational Agreement (OOA), der regulerer den efterfølgende drift og vedligeholdelse af Viking Link.

Der pågår aktuelt drøftelser med NGIL omkring mulige selskabsmodeller for Viking Link. I den sammenhæng overvejes modeller, hvor der oprettes et selvstændigt selskab ejet af NGIL og Energinet.dk, der skal stå for etablering og/eller drift af forbindelsen. En eventuel selskabsdannelse skal besluttes af Bestyrelsen og EFK Ministeriet.

## 8. Projektgennemførelse

### 8.1 Vestkystforbindelsen

Energinet.dk er ansvarlig for etablering af alle anlæg på dansk jord fra grænsen til station Endrup. Tilsvarende er TTG ansvarlig for videreførelse af forbindelsen på den tyske side samt tilslutning i station Niebüll.

Der vil ud over den interne projektorganisering i Energinet.dk være behov for etablering af en fælles styregruppe med deltagere fra Energinet.dk og TTG. Styregruppen skal sikre, at der teknisk og tidsmæssigt er overensstemmelse i projektplaner og fremdrift.

Vestkystforbindelsen forventes gennemført med følgende hovedmilepæle:

Aktivitet	Tidspunkt
Opstart af myndighedsarbejde	Januar 2016
Nye retningslinjer for etablering af transmissionsnet	Marts 2016
§4 godkendelse modtaget fra EFK ministeriet	Juni 2016
Endeligt tilsagn til TTG	Medio 2016
Godkendelse af markedsrammer for Vestkystforbindelsen fra Energitilsynet	Januar 2017
VVM godkendelse	Maj 2019
Opstart projektering, udbud og indkøb	September 2019
Opstart rettighedserhvervelse	September 2019
Opstart af anlægsarbejde	September 2020
Idriftsættelse	December 2022
Projektafslutning	April 2023

Tabel 10: Hovedmilepæle for Vestkystforbindelsen.

### 8.2 Viking Link

Til gennemførelsen af modningsprojektet for Viking Link er der oprettet en fælles projektorganisation mellem NGIL og Energinet.dk. Den fælles projektorganisering indebærer en fælles styregruppe med to deltagere fra hvert selskab.

Den endelige projektorganisering er ikke aftalt på nuværende tidspunkt.

Viking Link projektet forventes gennemført med følgende hovedmilepæle:

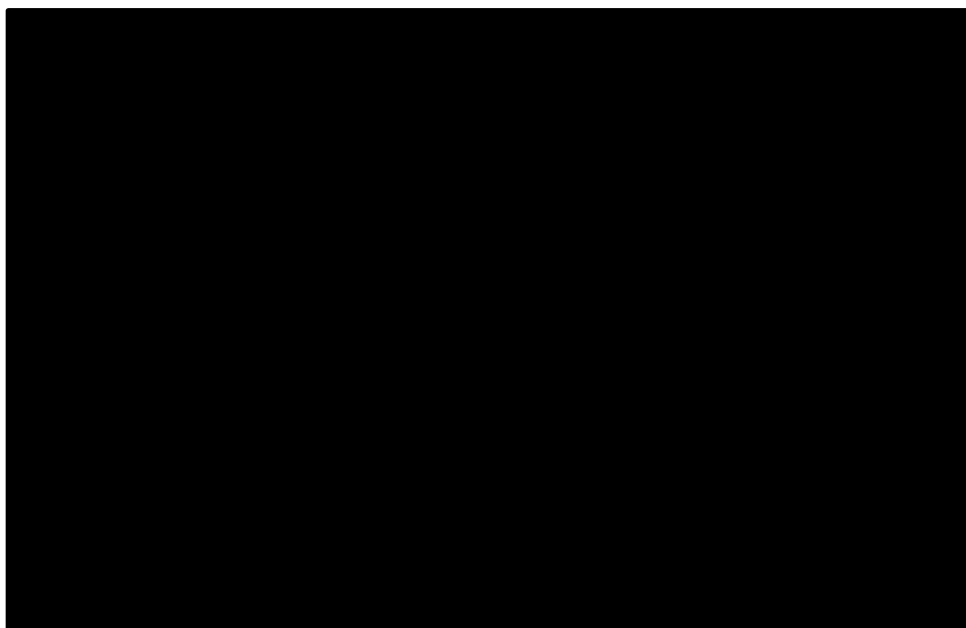
Aktivitet	Tidspunkt
Opstart af havbundsundersøgelser	Marts 2016
Principgodkendelse af § 4 ansøgning modtaget fra EFK ministeriet	Juni 2016
Opstart af udbud af kabler og konvertere	November 2016
Regulatorisk aftale mellem NGIL og Ofgem	Oktober 2017
§4 godkendelse modtaget fra EFK ministeriet	November 2017
VVM godkendelse og § 4a godkendelse	Februar 2018
Endelig investeringsbeslutning i NGIL	Marts 2018
Kontraktunderskrivelse på levering af kabler og konvertere	Juni 2018
Opstart anlægsarbejde	Juni 2019
Idriftsættelse	December 2022
Projektafslutning	April 2023

Tabel 11: Hovedmilepæle for Viking Link.

## 9. Bilag 1 – NTC<sup>15</sup> kurver

I samarbejde med TTG er der udarbejdet beregninger over den forventede udnyttelse af den maksimale kapacitet over grænsen mellem Danmark og Tyskland. Kurverne er udarbejdet ud fra netberegninger over konkrete driftssituationer, der efterfølgende er bredt ud til at dække alle årets timer.

Figur 6 viser den forventede udnyttelse af den maksimale kapacitet over grænsen fra Danmark til Tyskland i 2030. I den modsatte retning vurderes ikke at være begrænsninger.



Figur 6: NTC kurver for 2030 udarbejdet i samarbejde med TTG.

<sup>15</sup> Net Transfer Capacity

## 10. Bilag 2 – Samfundsøkonomiske vurdering

### 10.1 Samfundsøkonomiske elementer

Af nedenstående Tabel 12 fremgår de elementer, som indgår i de samfundsøkonomiske resultater.

Elementer i den samfundsøkonomiske vurdering	
<b>Handelsgevinster</b>	Ændringer i forbrugeroverskud, producentoverskud og flaskehalsindtægter for Danmark beregnes i Energinet.dk's markedsmodeller (her BID).
<b>Transitkompensation</b>	Transitkompensationen dækker over de betalinger, som Energinet.dk kan opnå fra udlandet for at stille net til rådighed for transit. Nye udlandsforbindelser vil påvirke denne kompensation.
<b>SK4-aftale</b>	Kontrakten mellem Energinet.dk og Statnett for Skagerrak 4-forbindelsen indeholder en bestemmelse om, at Statnett for perioden fra SK4's idriftsættelse frem til og med 2030 modtager en andel af flaskehalsindtægterne på den dansk-tyske grænse. Disse betalinger til Statnett påvirkes af forøgelsen af handelskapaciteten mod Tyskland/England.
<b>Forsyningsikkerhed – effekttilstrækkelighed</b>	Værdien af ændret forsyningsikkerhed og sikring af nødvendig effekt for at holde Energinet.dk's strategiske målsætninger.
<b>Nødstart</b>	Visse teknologier kan bidrage til nødstart af elsystemet. Værdi, hvis en forbindelse kan påvirke nødstartsmulighederne i det danske elsystem.
<b>Systembærende egenskaber</b>	Værdien af systembærende egenskaber, hvis der kan spares tvangskørsler eller alternative investeringer i systembærende netkomponenter.
<b>Kapacitetsmarked i England</b>	Dette er en gevinst, som vil kunne realiseres, hvis det britiske kapacitetsmarked eksisterer efter idriftsættelse af Viking Link.
<b>Investering</b>	Omkostningerne til investering i forbindelserne/ anlæggene.
<b>Drift og vedligehold</b>	Omkostninger til drift og vedligehold i den forventede levetid.
<b>Interne netforstærkninger</b>	Omkostninger til forstærkninger i det danske elnet som konsekvens af Vestkystforbindelsen og/eller Viking Link.
<b>Ændringer i reservebehov</b>	Omkostninger/besparelser ved forøgelser/reduktioner af reservebehovet.
<b>Tab</b>	Værdien af ændringer i de elektriske tab i det danske elsystem.
<b>Udetid</b>	Forbindelserne vil til tider ikke være tilgængelige for markedet pga. fx vedligehold eller netbegrænsninger. Omkostninger ved udetid af forbindelserne omfatter derfor mistede handelsgevinster, transitindtægter, tab mv.

Tabel 12: Elementer i den samfundsøkonomiske vurdering.

## 10.2 Opdeling af handelsgevinster på producent, konsument og flaskehalsindtægter

Handelsgevinsterne opdelt på producent og konsumentoverskud samt flaskehalsindtægter kan ses i Tabel 13. Her fremgår det, at den største gevinst af Viking Link og Vestkystforbindelsen tilfalder de danske producenter samt Energi-net.dk.

Handelsgevinster for Danmark (nutidsværdi i mio. DKK)	Ingen Vestkyst - 2500			Vestkyst - 3500	
	Ingen Viking	Viking 1x1400-1000	Viking 1x1400	Ingen Viking	Viking 1x1400
<b>Samfundsøkonomiske handelsgevinster</b>					
Producentoverskud	0	8.792	8.785	2.227	8.838
Konsumentoverskud	0	-6.870	-6.864	-1.445	-6.570
Flaskehalsindtægter	0	10.641	10.659	70	10.948
<b>Handelsgevinster i alt</b>	<b>0</b>	<b>12.563</b>	<b>12.579</b>	<b>852</b>	<b>13.216</b>

Tabel 13: Opdeling af handelsgevinster på producent, konsument og flaskehalsindtægter.



## 11. Bilag 3 – Følsomheder

De væsentligste følsomheder, som indgår i følsomhedsanalysen, er uddybet herunder. Alle følsomheder er identificeret internt i Energinet.dk, og ligesom sandsynlighederne herfor bygger de på interne vurderinger. Følsomhederne er udvalgt på baggrund af en vurdering af, hvilke af de forudsætninger som ligger til grund for de samfundsøkonomiske resultater, der er de mest risikofyldte samt de som altid inkluderes. De væsentligste følsomheder, som indgår i følsomhedsanalysen, er uddybet i Tabel 14, mens alle analyserede følsomheder kan findes i Tabel 15.

Risici forbundet med nutidsværdien
<p><b>"Carbon Support Scheme" i England</b></p> <p>For at støtte rentabiliteten af vedvarende energi er der indført et "Carbon Support Scheme" i England, som sikrer en mindste og en højeste pris for CO2 udledningen. Med de lave CO2 kvotepriser, der er i dag, øger ordningen prisforskellen mellem Danmark og England. I referencen aftrappes ordningen mellem 2020 og 2030, således CO2 prisen i 2030 er ens i England og Danmark.</p> <p>Det er i følsomheden undersøgt konsekvensen af, at ordningen ikke findes i år 2020, at CO2 prisstøtten er halveret i år 2020, samt at ordningen fortsættes med niveauet for 2020 i 2030 og derefter.</p> <p>Hvis der ingen "Carbon Support Scheme" eksisterer i England i 2020, falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 627 mio. DKK.</p> <p>Hvis prisstøtten i 2020 er det halve af referencen, falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 334 mio. DKK.</p> <p>Hvis "Carbon Support Scheme" fortsætter i 2030 og derefter stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 4.304 mio. DKK.</p>
<p><b>Ændret engelsk produktionsportefølje</b></p> <p>I England er der indført et kapacitetsmarked, der giver nye og anderledes incitamentter til investeringer, end der observeres i elmarkederne generelt. Af den årsag samt den generelle usikkerhed om og vigtigheden af udviklingerne i produktionsporteføljerne undersøges to udviklingsscenarier for England.</p> <p>Hvis der er installeret væsentligt mere vind- og solkraft i 2030 end i referencen, og hvis kul udfases hurtigt, sænkes værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 2.841 mio. DKK. (NGET scenario Gone Green)</p> <p>Hvis VE-udviklingen er sket betydeligt langsommere frem mod 2030 end antaget i referencen, stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 23 mio. DKK. (NGET scenario Slow progression)</p>
<p><b>Netudbygningen i Nordtyskland</b></p> <p>Kapaciteten i det nordtyske net har stor indflydelse på den frigivne kapacitet på forbindelsen mellem Danmark og Tyskland. Det er i basisberegningen forudsat, at det nordtyske net udbygges i forhold til TTG's netudviklingsplan. (se dokument 15/06629-32 for detaljer for estimering af den frigivne kapacitet på forbindelsen mellem Danmark og Tyskland)</p> <p>Det er i følsomhederne undersøgt, at den frigivne kapacitet på forbindelsen bliver mindre end forventet i henholdsvis år 2023 og år 2030, samt at der er fuld tilgængelighed på forbindelsen i år 2030.</p> <p>Mindre kapacitet på forbindelsen i år 2030 vil betyde højere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 415 mio. DKK.</p> <p>Ingen eksportbegrænsninger vil betyde højere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 67 mio. DKK.</p>
<p><b>Ændring i forbrug</b></p> <p>Elpriserne afhænger af forbrugsefterspørgslen.</p> <p>Hvis udviklingen i forbrug mellem år 2020 og 2030 øges med 50 % for alle simulerede områder, sænkes værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 393 mio. DKK.</p> <p>Hvis udviklingen i forbrug mellem år 2020 og 2030 sænkes med 50 % for alle simulerede områder, stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 1.694 mio. DKK.</p>

### **Ændring i brændselspriser**

Det forholdsvis isolerede engelske elmarked påvirkes betydeligt af ændringer i fossile brændselspriser, og forventningerne til brændselspriser har derfor direkte relation til de samfundsøkonomiske vurderinger. Der undersøges to scenarier, ét hvor de fossile brændselspriser øges samtidig med biomassepriserne sænkes, og ét hvor de fossile brændselspriser sænkes og biomassepriserne øges. Scenarierne svarer til følsomheder på Energinet.dk analyseforudsætninger<sup>16</sup>

Hvis de fossile brændselspriser øges samtidig med, at biomassepriserne sænkes, stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med ca. 8.128 mio. DKK.

Hvis de fossile brændselspriser sænkes samtidig med, at biomassepriserne, stiger falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med ca. -3.724 mio. DKK.

### **Ændring i vindkraftsproduktion**

I disse tider med stor fokus på den grønne omstilling af elsystemet er der stor usikkerhed omkring den fremtidige vindkraftskapacitet. Elpriserne i Danmark er mere følsomme overfor ændringer i vindkraftskapaciteten end elpriserne i England, da der allerede er en stor andel vindkraft i det danske elsystem, og det vil derfor få betydning for de samfundsøkonomiske vurderinger.

Hvis stigningen i vindkraftskapacitet mellem år 2020 og 2030 øges med 50 % i alle modellerede områder i forhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger, stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 4.206 mio. DKK.

Hvis stigningen i vindkraftskapacitet mellem år 2020 og 2030 mindskes med 50 % i alle modellerede områder i forhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger, falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 2.409 mio. DKK

### **Ændring i solkraftsproduktion**

I disse tider med stor fokus på den grønne omstilling af elsystemet er der usikkerhed omkring den fremtidige solkraftskapacitet. Elpriserne i Danmark er mere følsomme overfor ændringer i kapaciteten end elpriserne i England, og det vil derfor få betydning for de samfundsøkonomiske vurderinger.

Hvis stigningen i solkraftskapacitet mellem år 2020 og 2030 øges med 50 % i alle modellerede områder i forhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger, stiger værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 815 mio. DKK.

Hvis stigningen i solkraftskapacitet mellem år 2020 og 2030 mindskes med 50 % i alle modellerede områder i forhold til Energinet.dk's analyseforudsætninger, falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 594 mio. DKK

### **Forbindelse mellem England og Tyskland**

Det elektriske netværk i referencescenariet er hovedsageligt baseret på TYNDP14 projekter og det eksisterende net. Der er dog en vis sandsynlighed for, at høje priser i England vil øge interessen for at etablere forbindelser fra resten af Europa til England.

Det er i følsomheden antaget, at der etableres en 2000 MW forbindelse mellem England og Tyskland.

Forbindelsen vil betyde lavere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 809 mio. DKK.

### **Ekstrempriser**

Modelresultaterne indeholder ikke negative elpriser. Udbygningen af nye forbindelser vil påvirke antal og størrelsen af negative priser og dermed det samfundsøkonomiske resultat. Større eksport mulighed til Viking Link vil reducere antallet af timer med negative priser.

I følsomheden er undersøgt ændringen i forventede antal timer med negative elpriser værdisat med en gennemsnitlig forventet negativ elpris.

Inkludering af negative priser vil betyde højere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 358 mio. DKK.

<sup>16</sup><http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Følsomheder%20for%20Udvikling%20i%20termisk.pdf>

**Anlægsomkostninger stiger**

I basisberegningen er projektets styringsmål anvendt som den forventede anlægsomkostning. Budgetterne indeholder en styregruppereserve, som udgør den ene ende af det vurderede usikkerhedsinterval på styringsmålet.

Det er i følsomheden antaget, at summen af styregruppereserverne for de to projekter på 602 mio. DKK bruges.

Hvis styregruppereserverne bruges fuldt ud, falder værdien af Viking Link og Vestkystforbindelsen med 483 mio. DKK.

**Forsinket idriftsættelse**

Den forventede idriftsættelse af Viking Link og Vestkystforbindelsen er 2022. Hvis idriftsættelsen bliver forsinket, mistes der handelsgevinster, og der er afledte effekter på omkostninger til tab, udetid m.m.

Der er i følsomheden antaget, at idriftsættelsen af Viking Link og Vestkystforbindelsen forsinkes tre år, så forbindelserne først idriftsættes i 2025.

Tre års forsinkelse vil betyde lavere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 756 mio. DKK.

**Højere udetid på Viking Link**

Udetid er forbundet med tab af handelsgevinster. I basisberegningerne er der forudsat en rådighed på Viking Link på 93% og en rådighed på Vestkystforbindelsen på 94%. Rådighederne dækker over teknisk og markeds-mæssig rådighed. Rådighederne er følsomme overfor fejl på kabler, stationer m.m. og kan vise sig at blive større.

Det er i følsomheden antaget, at Viking Link begrænses til 700 MW i yderligere 21 dage årligt, svarende til at rådigheden falder til 91 %.

Lavere rådighed vil betyde lavere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 369 mio. DKK.

**Ændret diskonteringsrente**

Diskonteringsrenten er bestemmende for vægtningen af projektets betalinger. En højere diskonteringsrente betyder, at betalinger, der falder sent i projektet, vægtes lettere end betalinger tidligt i projektet.

Det er i følsomheden antaget, at diskonteringsrenten hæves til 5 %.

En højere diskonteringsrente vil betyde lavere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 2.030 mio. DKK.

**Levetid**

NGIL's investering skal være tilbagebetalt 25 år efter anlæggets idriftsættelse, og det er relevant at vurdere resultaterne ud fra samme kriterium. Anlæggets levetid påvirker længden af perioden, hvori gevinster fra Viking Link og Vestkystforbindelsen tilfalder det danske samfund. De primære omkostninger ved forbindelserne er deres etablering, så kortere levetid har stor indflydelse på forbindelsernes værdi.

Det er i følsomheden antaget, at anlæggene har en levetid på 25 år mod forventede 40 år.

Kortere levetid vil betyde lavere værdi af Viking Link og Vestkystforbindelsen på 2.804 mio. DKK.

Tabel 14: Forklaring af væsentligste følsomheder.

Alle belyste følsomheder fremgår her:

Risici og følsomheder (Nutidsværdi, mio. DKK)	Udsving	Samfundsøkonomi (nettogevinst 5564 mio. DKK)		Skønnede sandsynlig- heder
		Konse- kvens	Ny netto- gevinst	
Værdien af "Carbon Support Scheme" i England nedjusteres i 2020	CO2 prisstøtte fjernet i England i 2020	-627	4.937	10 %
	CO2 prisstøtte halveret i England i 2020	-334	5.231	25 %
"Carbon Support Scheme" i England fortsætter i 2030	CO2 prisstøtte i 2030	4.304	9.869	20 %
Ændret engelsk produktionsportefølje baseret på NG scenarier - 2023	Gone Green 2020 - Mere vedvarende energi i England	-100	5.464	15 %
	Slow progression 2020 - Mindre vedvarende energi i England	70	5.635	25 %
Ændret engelsk produktionsportefølje baseret på NG scenarier - 2030	Gone Green - Mere vedvarende energi i England	-2.841	2.724	20 %
	Slow progression - Mindre vedvarende energi i England	23	5.588	20 %
Mindre tysk netudbygning 2023	Den tyske netudbygning bliver mindre end ventet, sådan at eksportbegrænsningerne er større end forventet i år 2023	5	5.569	30 %
Mindre tysk netudbygning 2030	Den tyske netudbygning bliver mindre end ventet, sådan at eksportbegrænsningerne er større end forventet i år 2030	415	5.980	15 %
Ingen netbegrænsninger mellem Vestdanmark og Tyskland	Den tyske netudbygning sker i et tempo, så de tyske begrænsninger er væk i 2030	67	5.632	5 %
Ændring i efterspørgsel	Større stigning i forbrug	-393	5.171	15 %
	Mindre stigning i forbrug	1.694	7.259	20 %
Ændrede brændselspriser 2023	Fossile brændselspriser øges og biomas-priser sænkes.	719	6.284	10 %
	Fossile brændselspriser sænkes og bio-massepriser øges.	-34	5.530	30 %
Ændrede brændselspriser 2030	Fossile brændselspriser øges og biomas-priser sænkes	8.128	13.693	5 %
	Fossile brændselspriser sænkes og bio-massepriser øges	-3.724	1.840	30 %
Ændring i vindkraftsproduktion	Større stigning i vindkraftsproduktion	4.206	9.771	20 %
	Mindre stigning i vindkraftsproduktion	-2.409	3.156	20 %
Ændring i solkraftsproduktion	Større stigning i solkraftsproduktion	815	6.380	25 %
	Mindre stigning i solkraftsproduktion	-594	4.971	20 %
Ny forbindelse fra England i 2030	2000 MW forbindelse til Tyskland	-809	4.756	50 %
Ekstrempriser	Inkludering af negative priser	358	5.922	50 %
Anlægsomkostninger stiger	Styregruppereserver bruges fuldt ud	-483	5.081	15 %
Forsinket idriftsættelse	Idriftsættelse udsat for Viking Link og Vestkystforbindelsen til 2025	-734	4.809	10 %
Højere udetid på Viking Link	21 dages ekstra begrænsninger på Viking Link årligt	-369	5.195	25 %
Ændret diskonteringsrente	1 procentpoint højere (4+1=5 %)	-2.019	3.535	10 %
Levetid	Viking Link og Vestkystforbindelsen har en levetid på 25 år mod beregnede 40 år	-2.804	2.760	15 %
Storebælt-2	Der etableres yderligere 600 MW forbindelse mellem DK1 og DK2.	-90	5.475	Indgår ikke i Monte Carlo
Ingen reinvestering i Skagerrak-1-2	Der forsvinder 500 MW mellem Vestdanmark og Norge	245	5.810	Indgår ikke i Monte Carlo

Tabel 15: Alle analyserede følsomheder.

Til Bestyrelsen

Tonne Kjærsvvej 65  
7000 Fredericia  
Tel. +45 70 10 22 44  
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk  
www.energinet.dk  
cvr-nr. 28 98 06 71

9. november 2015  
FBC/LIL

## Business Case, 400/150 kV Endrup-Idomlund

### Indholdsfortegnelse

1.	Indstilling .....	2
2.	Resumé .....	2
3.	Rationale og formål.....	3
3.1	Rationale .....	3
3.2	Formål .....	5
4.	Beskrivelse af alternativer .....	5
4.1	Referencesituationen.....	5
4.2	Indstillet alternativ (A) – netforstærkning med 400/150 kV- luftledning .....	6
4.3	Fravalgt alternativ (B) – netforstærkning med to 150 kV-kabler .	7
4.4	Fravalgt alternativ (C) – netforstærkning tre 150 kV-kabler .....	9
5.	Investeringsanalyse .....	10
5.1	Samfundsøkonomisk vurdering.....	10
5.2	Selskabsøkonomisk vurdering .....	10
5.3	Risikoanalyse .....	11
5.4	Timing .....	12
5.5	Opsummering af investeringsanalysen .....	12
6.	Anlægs- og driftsbudget .....	12
7.	Projektgennemførelse .....	14
7.1	Organisation .....	14
7.2	Tidsplan .....	14

# Business Case

## 1. Indstilling

Det indstilles, at anlægsprojektet "400-150 kV Endrup-Idomlund" igangsættes.

Anlægsprojektet skal etablere en nødvendig forstærkning langs den jyske vestkyst mellem Endrup og Idomlund for at kunne indpasse den forventede udbygning af vedvarende energi og sikre høj tilgængelighed på Viking Link og Vestkystforbindelsen og dermed sikre realiseringen af de forudsatte handelsgevinster.

Den indstillede løsning omfatter en ny 400 kV dobbelt luftledning mellem Endrup og Idomlund, hvor det ene system drives ved 150 kV, inklusive de nødvendige stationer og stationsombygninger. Løsningen sikrer, at højspændingsfejl kan håndteres i overensstemmelse med de internationale driftsregler, og den kan rumme de usikkerheder, der er forbundet med udbygningen af vedvarende energi.

Det indstillede anlægsbudget er på 1.850 mio. DKK i faste 2015-priser.

Anlægsprojektet forventes at starte i 2016 med forventet idriftsættelse december 2021.

## 2. Resumé

Udbygningen af det danske transmissionsnet mellem Endrup og Idomlund er nødvendig for at kunne håndtere den forventede udbygning med vedvarende energi. Det kræver som minimum en forstærkning med to nye 150 kV-kabler på strækningen mellem Endrup og Idomlund for at kunne håndtere den nuværende forventning til udbygning af vindkraft i Vestjylland.

To nye 150 kV-kabler samt eksisterende luftledning er en minimumsløsning, som ikke rummer mulighed for større vindudbygning end i Energinet.dk's nuværende analyseforudsætninger.

Historisk har det vist sig at være svært at lave solide og retvisende prognoser for vindkraftudbygningerne på lokalt niveau. Der er lokale områder, hvor udviklingen i dag allerede har oversteget den forventede udbygning i 2020. Der er derfor behov for at etablere et stærkt transmissionsnet, som kan håndtere den usikkerhed, der er i udviklingen.

Minimumsløsningen er ikke i stand til at understøtte yderligere udbygninger til nabolande i form af Viking Link og Vestkystforbindelsen. Det er en forudsætning for at kunne opnå den fulde værdiskabelse på ca. 5,6 mia. DKK, som Viking Link og Vestkystforbindelsen medfører, at udbygningen på strækningen Endrup-Idomlund bliver tilstrækkelig til også at rumme disse.

Der er derfor analyseret yderligere to løsninger – en 400/150 kV-kombiluftledning, hvor eksisterende luftledning demonteres og en løsning, hvor der etableres tre nye 150 kV-kabler parallelt med eksisterende luftledning mellem Endrup og Idomlund. Analyserne viser, at 400 kV-løsningen er mere robust over for afvigelser i forudsætninger end netforstærkningen med tre 150 kV-kabler. Med 150 kV-kabelløsningen er grænsen for, hvor meget effekt der kan håndteres, nået ved etablering af Viking Link og Vestkystforbindelsen. Ved større indføddning i 150 kV-transmissionsnettet vil en stor del af energitransporten ske på

150 kV-niveau, hvilket vil give overbelastninger andre steder i 150 kV-transmissionsnettet, som ikke er dimensioneret til dette<sup>1</sup>.

Anlægsbudgettet for 400 kV-luftledningsløsningen er estimeret til 1.850 mio. DKK. Løsningen understøtter en hurtig udvikling i investeringerne i vedvarende energi og 400 kV-løsningen er et billigere alternativ end 150 kV-løsningen. Løsningen medfører endvidere en tabsbesparelse svarende til ca. 378 mio. DKK over levetiden set i forhold til 150 kV-kabelløsningen og en sparet reinvestering på 140 mio. DKK i den eksisterende luftledning.

### 3. Rationale og formål

#### 3.1 Rationale

Indpasning af vedvarende energi kræver massive ændringer i hele energisystemet. Et af de største potentialer, som Danmark har i forhold til den grønne omstilling, er vindkraft, særligt i Vestjylland. I andre områder af Europa er potentialerne i højere grad vand- og solkraft, og for at sikre en omkostningseffektiv omstilling skal disse forskellige produktionsmuligheder udnyttes på tværs af landegrænser. Dette forhold er analyseret af Energinet.dk i rapporten "Analyse af potentialet for landvind i Danmark i 2030<sup>2</sup>". Dertil kommer, at hvis den europæiske udbygning med vedvarende energi bliver koordineret i højere grad, så er området langs den jyske vestkyst et af de bedste steder at placere vind i hele Europa.

Den grønne omstilling har ændret og ændrer til stadighed produktionssammensætningen i ind- og udland, og dette medfører et øget potentiale for samhandel mellem nabolande. Ændringer i produktionssammensætningen og øget samhandel øger behovet for udbygning af infrastrukturen både internt og mod naboømråder. Dette kræver et tæt samarbejde mellem nabolande om udvikling af energimarkederne og infrastrukturen, herunder hvordan systemerne drives.

Et godt billede på hastigheden af den grønne omstilling kan ses i de historiske forventninger til udviklingen af vindkraft. Vindudbygningen i Vestjylland er gået betydeligt hurtigere end forventet, og den lokale geografiske placering af vindudbygning er ikke sket, som Energinet.dk tidligere har forudsat. Vindudbygningen på lokalt niveau, der blev forudsat i 2013 som den mængde, der skulle være etableret i 2020, er allerede etableret i 2015. Endvidere er vindudbygningen i højere grad sket i Vest- og Nordjylland, hvor Energinet.dk tidligere har antaget, at udviklingen ville ske mere jævnt over hele landsdelen.

Den hurtigere udvikling af vindudbygningen samt den geografiske fordeling bevirker at transmissionsnettet i Vestjylland især på strækningen mellem Endrup og Idomlund i dag udnyttes maksimalt. For at understøtte den forventede udbygning med vindkraft i Nord- og Vestjylland er det nødvendigt at foretage en forstærkning af strækningen mellem Endrup og Idomlund.

Den stigende andel af vedvarende energi medfører et øget behov for at binde de europæiske energisystemer tættere sammen for effektivt at kunne udnytte de forskellige produktionsformer mellem landene. Danmark er igennem de senere

<sup>1</sup> Det kan ikke på forhånd siges, hvor mange eller hvor store overbelastninger der vil opstå, da dette resultat er meget følsomt overfor, hvor nye anlæg konkret placeres.

<sup>2</sup> [Link til: Analyse af potentialet for landvind i Danmark 2030](#)

år blevet bedre integreret med naboområderne, og der er blevet større muligheder for at eksportere og importere energi. Den øgede mulighed for at handle energi over grænserne giver en række muligheder i forhold til at fastholde niveauet for forsyningssikkerhed, men bidrager samtidig til en række opmærksomhedspunkter.

Den øgede samhandel er ligesom vindudbygningen medvirkende til at øge preset på det interne transmissionsnet i Danmark i forhold til at kunne sikre de store grænseoverskridende transporter mellem Norden og Centraleuropa. Endvidere bidrager udviklingen med større integration af energisystemerne også til en øget risiko for, at konsekvenser af fejl i transmissionsnettet lettere udbredes til større områder og dermed påvirker naboområderne. For at sikre, at interne fejl ikke påvirker naboområderne, skal transmissionsnettet etableres og drives efter fælles europæiske regler<sup>3</sup>.

De fælles europæiske regler blev tidligere beskrevet i den fælles nordiske systemdriftsaftale og UCTE handbook. I dag bliver reglerne udmøntet i Network Codes, som udarbejdes i en proces, der involverer både EU Kommissionen, ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), medlemsstaterne og de europæiske TSO'er gennem ENTSO-E. Network Codes vedtages som forordninger og har efter ikrafttrædelse direkte effekt i alle medlemslande. De gældende regler har altid været implementeret i driften af transmissionsnettet, men forudsætningerne og mulighederne for at opfylde reglerne har ændret sig hurtigt i takt med omstillingen af energisystemerne.

Tidligere har sikkerheden i elsystemet været implementeret som en kombination af centrale kraftværker og transmissionsforbindelser. I takt med den øgede samhandel med nabolande, og i takt med, at de centrale kulkraftværker samtidig har fået andre driftsmønstre grundet indpasningen af vedvarende energi, påvirkes mulighederne for, hvordan interne fejl i transmissionsnettet kan håndteres. De ændrede driftsmønstre på centrale kulkraftværker bevirker, at de nødvendige reguleringsmuligheder ikke kan forventes at være til stede, hvilket er nødvendigt i tilfælde af fejl i systemet, og dermed er systemet mere sårbart over for fejlsituationer.

Som følge af ændringerne af elsystemet er der behov for at flytte sikkerheden mere over i transmissionsnettet, hvilket medfører et behov for at udbygge transmissionsnettes funktionalitet. Et tilstrækkeligt internt transmissionsnet bliver mere vitalt i forhold til at sikre forsyningssikkerheden i et energisystem med mere vedvarende energi. Alternativt er det nødvendigt at betale de centrale kulkraftværker for at producere kontinuert, uden at værkernes energiproduktion efterspørges. Denne løsning vil modvirke den grønne omstilling og være samfundsøkonomisk ineffektiv.

De nye udlandsforbindelser Viking Link på 1400 MW og Vestkystforbindelsen, hvor handelskapaciteten øges til  $\pm 3500$  MW, vil yderligere øge kravene til det interne transmissionsnet i Danmark og dermed øge forstærkningsbehovet. En forudsætning for at kunne udnytte Viking Link og Vestkystforbindelsen optimalt og derved opnå den fulde værdiskabelse på ca. 5,6 mia. DKK, er at strækningen mellem Endrup og Idomlund forstærkes.

<sup>3</sup> EUROPA-PARLAMENTETS OG RÅDETS DIREKTIV 2005/89/EF, af 18. januar 2006 om foranstaltninger til fremme af elforsyningssikkerhed og infrastrukturinvesteringer og ENTSO-E Network Codes.



### 3.2 Formål

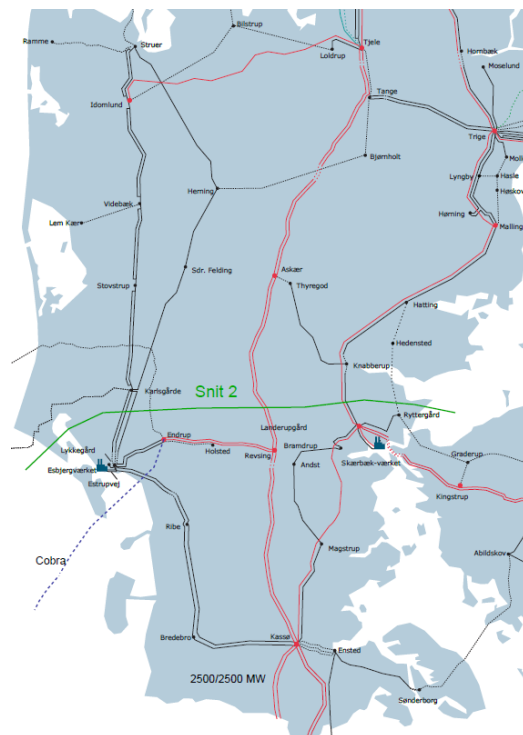
Formålet med dette projekt er at etablere en teknisk og økonomisk optimal netforstærkning langs den jyske vestkyst nord for Endrup. Forstærkningen skal sikre indpasning af den stigende mængde vedvarende energi samt bidrage til optimal tilgængelighed af kapaciteten på udlandsforbindelserne. Forbindelsen bidrager til udvikling af et sammenhængende og velfungerende europæisk energisystem, der opfylder de europæiske regler for sikker drift af transmissionsnettet.

Givet den usikkerhed, som er forbundet med forventningerne til etablering og fysisk placering af nye vedvarende energikilder, er det endvidere formålet at anvise en løsning, som kan håndtere afvigelser i forventningerne og geografisk bestemte prognoseusikkerheder.

## 4. Beskrivelse af alternativer

### 4.1 Referencesituationen

Referencesituationen omfatter det eksisterende transmissionsnet inklusive beslittede anlæg. Det eksisterende transmissionsnet mellem Endrup og Idomlund udnyttes i dag maksimalt, og der kan som nævnt ikke integreres mere vindkraft eller yderligere udvekslingsforbindelser i Nord- og Vestjylland uden yderligere forstærkning. Transmissionsnettet er ligeledes ikke tilstrækkeligt til at understøtte sikkerheden i et elsystem baseret på vedvarende energi, hvor store grænseoverskridende energitransporter er nødvendige, og hvor driftsmønstrene på de centrale kulkraftværker ændrer sig.



Figur 1 Referencesituationen er det eksisterende transmissionsnet, som det forventes at se ud i 2020 med "kritisk" snit indtegnet.

De senere års beslutninger vedrørende indpasning af vedvarende energi og yderligere udvekslingskapacitet mod naboømråder er besluttet ud fra en forventning om, at hele 150 kV-transmissionsnettet skulle kabellægges som beskrevet i kabelhandlingsplanen. Kabelhandlingsplanen ville løbende blive justeret og opdateret med den seneste udvikling i forudsætningsgrundlaget. Derved kunne de konkrete netforstærkninger inkluderes heri, og de teknisk/økonomisk optimale løsninger og tidspunkter for investeringerne fastsættes. Efterfølgende er Kabelhandlingsplanen taget op til politisk overvejelse. Dette har konsekvenser i de tilfælde, hvor interne netforstærkninger var forudsætninger for gennemførelsen af yderligere vindudbygning og udvekslingskapacitet. Særligt transmissionsnettet i Vestjylland er påvirket heraf.

Ovenstående forhold gør, at transmissionsnettet i Vestjylland udnyttes maksimalt. Dette bevirker, at yderligere udbygning med vindkraft og udvekslingsforbindelser derfor ikke vil være mulig uden, at en enkelt højspændingsfejl kan medføre omfattende strømafbrydelser i Danmark og med risiko for påvirkning af Danmarks naboømråder. Energinet.dk vil i en sådan situation dermed ikke leve op til de gældende internationale samarbejdsregler.

#### **4.2 Indstillet alternativ (A) – netforstærkning med 400/150 kV-luftledning**

Den indstillede løsning er en to-systems 400 kV-luftledning fra Endrup til Idomlund. Det ene system drives ved 150 kV og føres ind i de mellemliggende stationer, hvor der kun skal gennemføres mindre anlægsændringer. Der etableres 400/150 kV-transformering i Stovstrup, og der etableres en ny station øst for Karlsgårde. Ledningsanlægget har en samlet længde på 95 km.

400 kV-luftledningens formål er dels at opsamle vindproduktionen i Sønderjylland og Nordjylland samt øge mulighederne for samhandel over grænserne ved at forstærke det interne transmissionsnet i nord-syd gående retning af Jylland.

Med denne løsning er det muligt at holde de store energitransporter på 400 kV-niveau og i større udstrækning end tidligere anvende 150 kV-transmissionsnettet til forsyning af forbrug og til at sikre de lokale producenters adgang til markedet.



Figur 2 Indstillet løsning, 400/150 kV-kombiledning mellem Endrup og Idomlund studie 2035.

Den eksisterende luftledning demonteres på strækningen mellem Karlsgårde og Idomlund.

Løsningen er tilstrækkelig til at rumme etableringen af Viking Link og Vestkystforbindelsen og kan håndtere udsving i udviklingen af vindproduktionen i forhold til Energinet.dk's forventninger på nuværende tidspunkt. Forventningen i dag er, at der vil være ca. 2350 MW vindkapacitet i området i 2035. Konkret kan løsningen håndtere vind til Nordvestjylland på op til ca. 3.000 MW, svarende til ca. 40 % af vindkraftkapacitet i Danmark i 2035. På nuværende tidspunkt er der ca. 1750 MW i dette område af Nordjylland.

Med den indstillede løsning skabes der også mulighed for, at Idomlund kan fungere som tilslutningspunkt for nye udlandsforbindelser, eller at der kan tilsluttes yderligere vedvarende energi i området end forventet på nuværende tidspunkt.

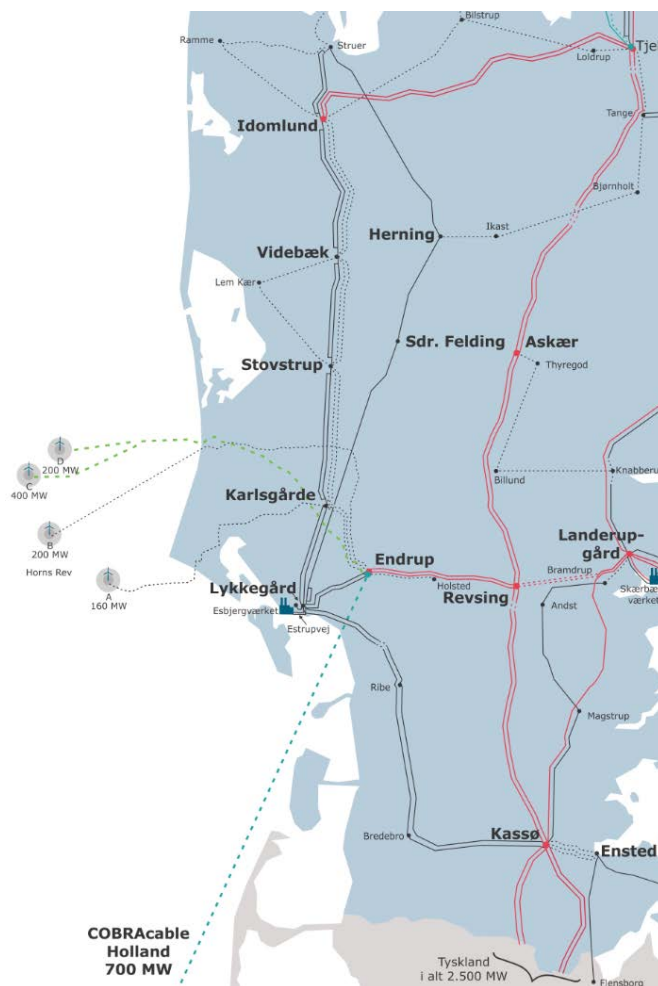
#### 4.3 Fravalgt alternativ (B) – netforstærkning med to 150 kV-kabler

Dette alternativ kan ikke indpasse Viking Link og Vestkystforbindelsen, men viser alene det nødvendige forstærkningsbehov som følge af den forventede udbygning med vindkraft.

Det beløb, der er inkluderet i den samfundsøkonomiske vurdering af Viking Link og Vestkystforbindelsen, er forskellen mellem prisen på den indstillede løsning og prisen på dette alternativ.

Alternativ B indeholder forstærkning af strækningen mellem Endrup og Idomlund ved etablering af to nye 150 kV-kabler parallelt med den eksisterende luftledning, som bibeholdes. Løsningen er tilstrækkelig i forhold til at integrere den vindudbygning, der er forudsat i Analyseforudsætninger 2015<sup>4</sup>.

Løsningen er ikke tilstrækkelig til at kunne indpasse Viking Link og Vestkystforbindelsen, og løsningen kan ikke indpasse yderligere vedvarende energi end forudsat i Analyseforudsætninger 2015.



Figur 3 Netstruktur 2035 – to kabler og eksisterende 150 kV-luftledning.

I dette alternativ skal der etableres nye 400/150 kV-transformere i Endrup og Idomlund, og der skal ske en opgradering af en eksisterende transformer i Askær.

Gennemføres dette alternativ, kan der i visse dimensionerende situationer være behov for at overføre meget store effekter i 150 kV-transmissionsnettet. 150

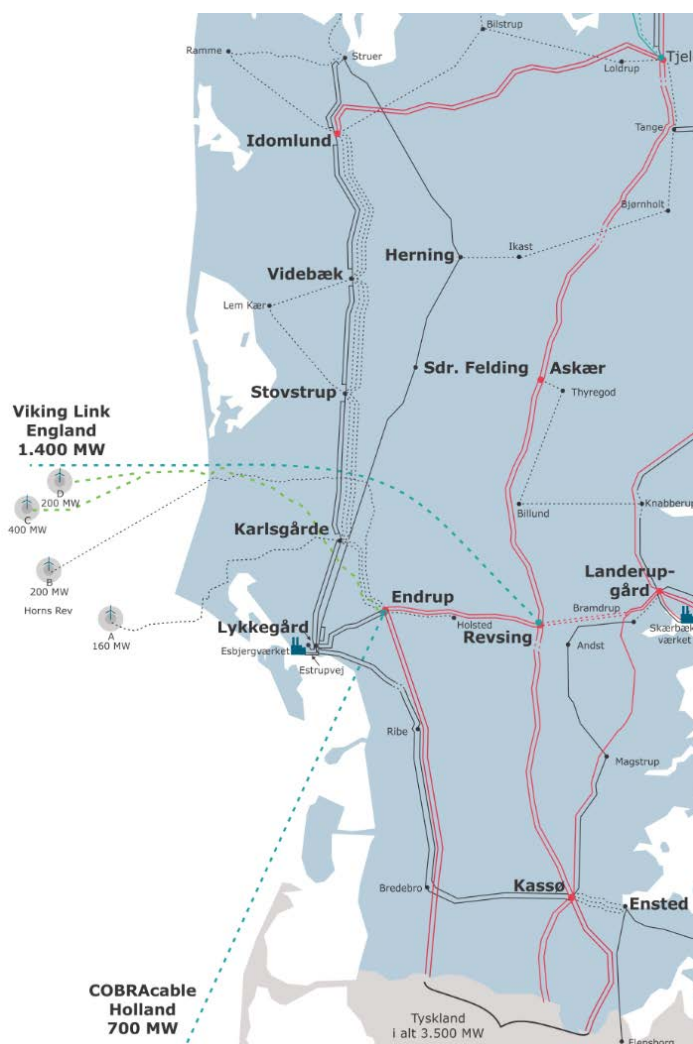
<sup>4</sup> Analyseforudsætningerne opererer med en tidshorizont frem til 2035.

kV-transmissionsnettet vil derfor blive en flaskehals i forbindelse med frigivelse af kapacitet til markedet og almindelige 150 kV-revisioner kan blive begrænsende for rådigheden af udlandsforbindelserne, hvilket reducerer den samfundsmæssige værdi af disse.

En etapevis udbygning på 150 kV-niveau medfører en væsentlig risiko for at ende med en langsigtet løsning, som bliver både dyrere, svagere og mere teknisk kompleks på grund af den store effektoverførsel på et spændingsniveau, der ikke er beregnet til det.

#### 4.4 Fravalgt alternativ (C) – netforstærkning tre 150 kV-kabler

Hvis effekten fra Viking Link og Vestkystforbindelsen skal kunne indpasses med en 150 kV-løsning, er det nødvendigt at etablere tre 150 kV-kabelsystemer mellem Endrup og Idomlund parallelt med den eksisterende luftledning.



Figur 4 Netstruktur 2035 – tre kabler og eksisterende 150 kV luftledning. Nødvendig hvis Viking og Vestkysten etableres.

I dette alternativ skal der etableres nye 400/150 kV-transformere i Endrup og Idomlund og en eksisterende transformer i Askær opgraderes.

Ved etablering af Viking Link og Vestkystforbindelsen bliver nettet i Vestjylland i dette alternativ kraftigt belastet som følge af den øgede energitransport i 150 kV-transmissionsnettet. Den vindudbygning, der er angivet i Analyseforudsætninger 2015 kan dog indpasses.

Det er undersøgt, hvordan denne løsning påvirkes, hvis effektindføringen i det nordvestjyske område øges. Konkret er der gennemført netanalyser for 2032 med en ekstra effektindføringen op til 700 MW i station Idomlund. Tilgang af denne effektstørrelse vurderes at være sandsynlig inden for en 20-årig periode, enten som følge af øget udbygning med vedvarende energi på land, en ny udlandsforbindelse eller realisering af havmølleparker vest for Ringkøbing Fjord.

Netanalyser viser, at overbelastninger ved en kabelløsning opstår allerede ved etablering af yderligere 350 MW vindkraft i Nordvestjylland. Vurderinger peger på, at vindudbygning i Nord- og Vestjylland med knap 40 pct. sandsynlighed overstiger dette i perioden frem til 2035.

Netanalyserne viser desuden, at en effektindføringen på yderligere 700 MW i Idomlund vil betyde, at belastningerne i 150 kV-transmissionsnettet stiger til et utiladeligt niveau, hvor overbelastninger vil opstå andre steder i transmissionsnettet end på selve forbindelsen mellem Endrup og Idomlund. Det er ikke muligt at forudsige konkret, hvilke forbindelser der bliver overbelastet, da det afhænger af den faktiske placering af nye produktionsenheder.

Løsningen er fravalgt på grund af økonomi, idet den er forbundet med større omkostninger end alternativ A. Endvidere fravælges løsningen på grund af manglende rummelighed over for udbygningen med vedvarende energi, usikkerhed om fremtidigt forstærkningsbehov i 150 kV-transmissionsnettet og kompleksiteten ved at have så store effektoverførsler i 150 kV-transmissionsnettet.

## 5. Investeringsanalyse

### 5.1 Samfundsøkonomisk vurdering

Den indstillede løsning for forstærkning af strækningen mellem Endrup og Idomlund er en forudsætning for at opnå den fulde værdiskabelse som Viking Link og Vestkystforbindelsen medfører. Dette forhold er yderligere belyst i 15/06626-13 Business Case – Vestkystforbindelsen og Viking Link.

### 5.2 Selskabsøkonomisk vurdering

I dette afsnit præsenteres en økonomisk vurdering af de tre alternativer (A-C). På baggrund heraf vælges den teknisk/økonomisk optimale løsning.

Ved vurderingen af de økonomiske forhold er der benyttet enhedspriser og realiserede omkostninger fra Kassø-Tjele 400 kV-luftledningen.

De økonomiske forhold for de undersøgte alternativer er vist i *Tabel 1*<sup>5</sup>. Omkostningerne er angivet som samlede anlægsomkostninger. Endvidere indgår omkostninger til reinvestering i den eksisterende 150 kV-luftledning, som er nødvendig i alternativ B og C. Af tabellen ses yderligere forskellen i omkostnin-

<sup>5</sup> Tabsberegninger er udført i business case Vestkystforbindelsen (DK-DE)/Viking Link (DK-GB) og viser betydelige tabsbesparelser for 400 kV-løsningen i størrelsesordenen 378 mio. DKK.

ger til tab mellem alternativ A og C. Omkostningerne avendes primært til udvælgelse af alternativ.

Tabellen viser de kendte reinvesteringer på den eksisterende luftledning Karlsgårde-Stovstrup-Videbæk-Idomlund.

Mio. DKK (2015 priser)	Alt. A	Alt. B	Alt. C
Budget	1.850	1.369	2.025
Reinvestering 150 kV ledning		140	140
Nettab (differens)	0		378
I alt	1.850	1.509	2.543

*Tabel 1 Økonomisk sammenligning af alternativer Endrup-Idomlund. Det er ikke relevant at sammenligne med nettabene i alternativ B, da dette alternativ er uden Viking Link og Vestkysten.*

Det valgte alternativ A er tilstrækkelig i de undersøgte variationer og er den billigste af de alternativer (A og C), der kan indpasse Viking Link og Vestkystforbindelsen. Den samlede omkostning til alternativ A er 341 mio. DKK dyrere end alternativ B, der er tilstrækkelig, hvis ikke Vestkystforbindelsen og Viking Link etableres. Denne meromkostning indgår derfor i den samfundsøkonomiske analyse i business casen for de to udlandsforbindelser. Yderligere ses det af tabellen, at tages der højde for nettabene er alternativ A ca. 700 mio. DKK billigere end alternativ C.

### 5.3 Risikoanalyse

I det følgende er de væsentligste risici, som kan have indflydelse på valg af løsning og budgettet for den valgte løsning, beskrevet.

#### Ingen tilladelse til luftledninger

De gældende retningslinjer for etablering af transmissionsnet angiver, at 400 kV-transmissionsnettet på sigt skal etableres som et kabelnet, når udviklingen i forsyningssikkerhed, teknologi og samfundsøkonomi tilsiger det. Da den valgte løsning er en luftledningsløsning, er der risiko for, at der ikke kan opnås tilladelse til etablering af forbindelsen.

Der er igangsat en revurdering af principperne for etablering og udbygning af transmissionsnettet i Danmark. Der forventes en politisk afklaring af de fremtidige principper i marts 2016.

Hvis det ikke er muligt at opnå tilladelse til etablering af luftledninger, og en forbindelse mellem Endrup og Idomlund dermed ikke kan realiseres som en luftledningsløsning, vil det være muligt at opnå en løsning ved hjælp af tre 150 kV-kabler (alternativ C). Dette er en dyrere løsning, og muligheden for indpasning af yderligere vedvarende energi i Vestjylland begrænses.

#### Krav om kompenserende kabellægning eller partiel kabellægning

I forbindelse med tidligere luftledningsprojekter er der ofte i tilladelsen stillet vilkår om kabellægning af ledninger på lavere spændingsniveauer (kompenserende kabellægning).

Herudover har der været vilkår om partiel kabellægning på mindre delstrækninger gennem særlige naturområder.

Omfanget af de kompenserende og partielle kabellægninger kan vise sig at blive større end budgetteret som følge af krav fra eksterne parter, men der er også en mulighed for optimering i forhold til anlægsbudgettet.

Dette forventes afklaret endeligt i løbet af 2019 i forbindelse med godkendelsesprocessen hos Energistyrelsen og Naturstyrelsen.

#### 5.4 Timing

Såfremt der ikke træffes investeringsbeslutning på nuværende tidspunkt, vil det påvirke realiseringen af de forventede handelsgevinster på såvel Viking Link som på Øst- og Vestkystforbindelserne. Derfor anbefales det, at forstærkningen mellem Endrup og Idomlund igangsættes.

Den optimale tidsplan for timing af etableringsdelen af projekterne er vist nedenfor:

	2019				2020				2021				2022			
	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4			
Østkystopgradering																
Endrup-Idomlund																
Endrup-grænsen																
Idriftsættelse af Viking Link													*			

Figur 5 Timing af store anlægsprojekter i DK1.

#### 5.5 Opsummering af investeringsanalysen

På baggrund af omkostningssammenligning og løsningernes robusthed er det valgt at indstille alternativ A, som er 400/150 kV-kombiledningen, selvom det er forbundet med en risiko, om der kan opnås tilladelse til etablering af nye 400 kV-luftledninger.

Med udgangspunkt i de samlede omkostninger, der er udarbejdet for at udvælge alternativ, er alternativ A ca. 700 mio. DKK<sup>6</sup> billigere end eneste relevante alternativ C, hvor der på trods af investeringen vil være problemer med indpasning af yderligere udbygning med vedvarende energi i Vest- og Nordjylland.

### 6. Anlægs- og driftsbudget

Anlæggbudgettet er periodiseret i forhold til, at projektet gennemføres i perioden 2016-2022.

Der er regnet med en finansieringsrente på 1,95 pct. p.a. og en inflation på 1,8 pct. p.a.

Det forventede anlæggbudget for etablering af forbindelsen mellem Endrup og Idomlund er vist i Tabel 2. Budgettet er opgjort i faste 2015-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger.

Anlæggbudgettet indeholder omkostninger til demontering af den eksisterende 150 kV-forbindelse mellem Karlsgårde og Idomlund.

<sup>6</sup> Inklusive reinvestering, inklusive differencen i nettab.



DKK Mio. (2015-priser)	Total
AC station	
Landkabel	
Forsikring	
Bygge- og anlæg	
Plan & miljø	
Projektledelse	
Luftledning	
Sanering & kompensation til 3 part	
Basisbudget (ekskl. byggerenter)	1.827
Byggerenter	60
Basisbudget	1.887
Projektlederreserve	78
Effektivisering	-183
Styringsmål	1.782
Styregruppereserve	68
Anlægsbudget	1.850

Tabel 2 Overordnet budget for opgradering af Endrup-Idomlund i faste 2015-priser.

Budgettet på 1.850 mio. kr. er udarbejdet på baggrund af erfaringspriser og under hensyntagen til forventede partielle kabellægninger (Skjern Å), kompenserende kabellægninger (i nærheden af 60/10 kV-luftledninger) og rettighedserhvervelser på strækningen.

Styringsmålet på i alt 1.782 mio. kr. angiver den mest sandsynlige omkostning for det samlede projekt givet de usikkerheder og risici, der er vurderet. Basisbudgettet inklusive projektlederreserven disponeres af projektledelsen, hvorimod styregruppereserven på 68 mio. kr. disponeres af projektets styregruppe.

Idet budgettet er baseret på erfaringspriser, er der i styringsmålet indregnet en besparelse på 10 pct. af basisbudgettet svarende til 183 mio. kr., som har til formål at afspejle og understøtte Energinet.dk's effektiviseringstiltag på anlægsinvesteringer (CAPEX) jf. Energinet.dk's strategiplan 2014.

Budgettet i løbende priser er 2.028 mio. kr. og efter godkendelse af business casen vil økonomiopfølgningen foregå i løbende priser.

De største budgetusikkerheder<sup>7</sup> hæfter sig til følgende aktiviteter:

- indkøb af master inklusive fasetråde
- rettighedserhvervelse (erstatninger)
- kompenserende kabellægning
- partiel kabellægning.

<sup>7</sup> Usikkerheden betyder, at posterne både kan blive større eller mindre.

Fjernelsen af de gamle luftledninger efter 2022 betyder, at afskrivningen på de gamle luftledninger over de næste 7 år i alt skal forceres med yderligere 13,4 mio. kr., og reetableringsforpligtelsen skal forhøjes med godt 8 mio. kr., som ligeledes skal afskrives yderligere over de kommende 7 år.

Projektet vil aflede 3,7 mio. kr. i årlige driftsomkostninger, som hovedsageligt er afledt af de tilkomne stationskomponenter, idet omkostningerne til vedligeholdet af den nye 400 kV-luftledning er vurderet til at have samme niveau som den eksisterende 150 kV-luftledning.

Anlægsomkostningerne og de årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger forbundet med Endrup-Idomlund forventes at medføre en gennemsnitlig stigning i nettatariffen på ca. 0,206 øre/kWh i driftsperioden.

## 7. Projektgennemførelse

### 7.1 Organisation

Projektet er et internt projekt og forankres i Anlæg EI og Gas, hvor der udpeges projektleder og styregruppe.

### 7.2 Tidsplan

Tidsplanen for opgradering af Endrup-Idomlund er udarbejdet på baggrund af en forventning om, at der kan gennemføres 400 kV-luftledningsarbejde flere forskellige steder samtidig. Tidsplanen er baseret på, at myndighedsprocessen herunder VVM-proces starter umiddelbart efter bestyrelsens godkendelse af business casen.

Tidsplanen har følgende væsentlige milepæle:

Aktivitet	Tidspunkt
Projektstart	Januar 2016
Opstart myndighedsarbejde	Januar 2016
Nye retningslinjer for etablering af luftledning	Marts 2016
§4 godkendelse modtaget fra EFK ministeriet	Juni 2016
Udbud VVM undersøgelser	April 2016
VVM godkendelse	Juni 2018
Opstart projektering, udbud og indkøb	Juni 2018
Opstart rettighedserhvervelse	Juni 2018
Opstart anlægsarbejde	Juni 2019
Idriftsættelse	December 2021
Projektafslutning	Juli 2022

Tabel 3 Tidsplan for anlægsprojekt.