



OFFENTLIG UDGAVE

ENERGINET

Energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
VAT no. 28 98 06 71

Dato:
7/11 2018

Afsender:
JIS/JIS

BUSINESS CASE

REINVESTERING AF DEN ÆLDSTE AF 400 KV-LINJERNE MELLEM FRAUGDE OG LANDERUPGÅRD

Indhold

1. Indstilling	3
1.1 Resumé	3
2. Baggrund og rationale	4
2.1 Baggrund og sammenhænge til andre projekter	4
2.2 Rationale	5
2.2.1 O-alternativ	5
3. Alternativer	6
3.1 Udvalgte alternativer	6
3.1.1 Alternativ 1: Reinvestering 1:1 – Anvendelse af nye master	6
3.1.2 Alternativ 2: Reinvestering 1:1 – Omgalvanisering af eksisterende master	9
3.2 Fravalgte alternativer	9
3.2.1 Anvendelse af ny 2-systems mast (Thor)	9
3.2.2 Anvendelse af ny 1-systems rørmast (Bramslev-Haverslev) i nyt tracé	10
3.2.3 400 kV-kabellægning på hele strækningen	10
4. Investeringsanalyse	11
4.1 Overblik	11
4.2 Investeringskriterier	11
4.2.1 Selskabsøkonomi	11
4.2.2 Samfundsøkonomi	12
4.2.3 Konkurrencesituation	12
4.2.4 Forsyningsikkerhed	12
4.2.5 Risikobeskrivelse	12
4.2.6 Miljøpåvirkning	14
4.2.7 Personsikkerhed	14
4.2.8 Image	14
4.2.9 Planer	14
4.3 Sammenfatning af investeringsanalyse	14
5. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger	15
5.1 Anlægsbudget	15
5.2 Afledte driftsomkostninger	16
5.3 Tarifpåvirkning	16
5.4 Cash Flow	16
5.5 SFI (Standard, Forenkling, Indkøb)	17
6. Tidsplan	18
7. Bilag	18

1. Indstilling

Det indstilles til godkendelse, at reinvesteringsprojektet for 400 kV-luftlinjen mellem station Fraugde på Fyn og station Landerupgård i Jylland igangsættes, så en forventet idriftsættelse kan ske medio 2021.

De totale projektkomkostninger er budgetteret til DKK 172,8 mio. i faste priser (2018), hvoraf DKK 1,5 mio. afholdes i modningsprojektet, og DKK 171,3 mio. vedrører etablering.

Projektet indgår i senest godkendte investeringsplan og udgør heri samlet DKK 174 mio. Projektet indgår desuden i reinvesterings-, udbygnings- og saneringsplan 2017 (RUS-plan 2017).

Reinvesteringen giver en forlænget teknisk og økonomisk levetid på 60 år for selve masterne og 40 år for de resterende komponenter.

1.1 Resumé

Denne business case indstiller, at der foretages en reinvestering af den ældste af 400 kV-linjerne på strækningen Fraugde-Landerupgård begrundet i alder, tilstand og kritikalitet af linjen.

Den indstillede løsning er en 1:1-reinvestering af 400 kV-luftlinje, hvor master, fasetråde, jordtråde samt armaturkomponenter udskiftes til nyt og fundamenter renoveres, hvor det findes nødvendigt. Det eksisterende tracé anvendes, og der er således ikke behov for en komplet miljøvurdering (VVM) af projektet.



Figur 1 Udsnit af el-transmissionsnettet i Sydøstjylland og Fyn

Projektet løser et aldersbetinget udskiftningsbehov for en helt central transmissionslinje i forsyningen af Fyn og opretholdelsen af fuld overføringskapacitet på Storebæltsforbindelsen. Det indstilles til, at projektet igangsættes så hurtigt som muligt, idet fasetrådene skal være skiftet inden 2022 ifølge den seneste tilstandsvurdering.

Projektet bør være gennemført, inden datacenteret på Fyn begynder at aftage effekt i større mængder. Forbruget på Fyn bliver derved så stort, at det ikke kan dækkes kortvarigt via de to

150 kV-forbindelser mellem Fyn og Jylland, og handelskapaciteten på storebæltsforbindelsen skal dermed nedskrives.

Projektets største risiko er mulig borgermodstand mod, at masterækken bibeholdes og ikke ændres til en anden løsning. Øvrige risici er normale projektmæssige risici, som håndteres i etableringsprojektet.

Hele reinvesteringsprojektet til etableringsdelen er budgetteret til DKK 171,3 mio.

2. Baggrund og rationale

2.1 Baggrund og sammenhænge til andre projekter

Reinvesteringsprojektet omhandler 400 kV-luftlinjen mellem station Fraugde på Fyn og station Landerupgård i Jylland. Projektet er initieret som et reinvesteringsprojekt grundet 400 kV-linjens alder, tilstand og kritikalitet i el-transmissionsnettet.

Begge 400 kV-linjer over Fyn er helt centrale i forsyningen af Fyn og opretholdelsen af fuld overføringskapacitet på Storebæltsforbindelsen. Da forbruget på Fyn forventes at være stigende bl.a. grundet nyt datacenter ved Odense og for at bibeholde fuld overføringskapacitet på Storebæltsforbindelsen, vil begge 400 kV-linjer over Fyn også i fremtiden være vitale for forsyningssikkerheden på Fyn og Sjælland.

Den ældste af de to 400 kV-linjer (på 62 km) blev etableret i 1973 og har dermed overskredet den normerede levetid med 5 år. Den seneste tilstandsvurdering fra 2017 giver levetid på fase-trådene til udgangen af 2022. Linjens kritikalitet er 5 (højest mulig), hvilket i sammenhæng med linjens alder betinger, at reinvesteringsprojektet igangsættes nu.

Med baggrund i historikken for, hvorledes 400 kV-forbindelserne er etableret, er det kun en del af masterne inkl. armaturdele, der er indstillet til re-investering, hvorimod fase- og jordtråde er indstillet til re-investering på hele strækningen.

For at etableringsprojektet kan eksekveres som planlagt, er det nødvendigt, at den planlagte re-investering af 150 kV-linjen Ensted-Sønderborg (SHE-SØN) er tilendebragt inden sommeren 2020, således at forsyningen af Fyn kan opretholdes, samtidig med at storebæltsforbindelsen kan køre med fuld kapacitet. Den planlagte re-investering af 150 kV-linjen Ensted-Sønderborg blev godkendt på forretningsbestyrelsen i Eltransmission A/S den 6. august 2018 og er planlagt til idriftsættelse medio 2019, hvilket passer fint med eksekveringen af nærværende re-investeringsprojekt.

I forbindelse med afbrydelse af Fraugde-Landerupgård-linjen vil der være afhængighed af synkronmaskinen i Fraugde. Ved havari af denne vil N-1-sikkerhed kunne genoprettes ved at reducere overførslen på Storebælt. Elsystemansvar vurderer derfor, at en eventuel lukning af Fynsværket blok 7 ikke er en risiko for gennemførelsen af projektet.

For at kunne udnytte de eksisterende 400 kV-kabler under Lillebælt og de to 150 kV-forbindelser mellem Jylland og Fyn på optimal vis, er det nødvendigt at få etableret online temperaturovervågning på samtlige af disse kabler, inden reinvesteringsprojektet igangsættes. Temperaturovervågning udføres i JFK-projektet.

2.2 Rationale

Rationalet er at sikre rettidig reinvestering af de dele af 400 kV-luftlinjerne mellem Fraugde og Landerupgård, som blev etableret i 1973, inden disse har opbrugt den estimerede levetid. Linjen er kritisk i forhold til at opretholde den nødvendige forsyningssikkerhed til Fyn og fuld kapacitet på Storebæltsforbindelsen.

Såfremt 400 kV-linjen ikke reinvesteres, men demonteres når dens levetid er opbrugt, vil der være forbrug, som ikke kan forsynes, når der er en linje ude af drift – enten som følge af en fejl, eller som følge af planlagte revisionsarbejder. Det forbrug, som ikke kan forsynes i disse situationer, ligger i størrelsesordenen 350 MW svarende til ca. halvdelen af forbruget på Fyn.

2.2.1 O-alternativ

Forsyningen af Fyn udgøres i dag af to 400 kV-luftlinjeforbindelser, to 150 kV-kabelforbindelser samt Fynsværkets Blok 7 (FYV7). Storebæltsforbindelsen er primært forsynende i østgående retning, hvilket betyder, at forbindelserne til Fyn også skal kunne opretholde fuld kapacitet på storebæltsforbindelsen.

Det eksisterende net er vist i Figur 2.



Figur 2 Eksisterende net 2018

Forbruget på Fyn

Forbrugsudviklingen på Fyn er som angivet i Energinets analyseforudsætninger stigende frem mod 2035. Spidsbelastningen i år 2020, 2030 og 2035 er estimeret til hhv. 605 MW, 737 MW og 758 MW. Stigningen fra 605 MW til 737 MW skyldes det nye datacenter ved Fraugde, der har et forventet forbrug på op til 140 MW. Desuden er Storebæltsforbindelsen tilkoblet med en kapacitet på 600 MW.

Samlet set giver dette transit af omkring 1350 MW i snittet Jylland Fyn i 2035, under forudsætning af at Storebæltsforbindelsen udnyttes fuldt ud i en højlast periode, hvilket betinger, at begge 400 kV-linjer er i drift.

Konsekvens af 0-alternativet

Hvis der kun er en 400 kV-linje til Fyn, og der ikke er et netværn i drift på Storebæltsforbindelsen, kan der kun flyttes ca. 400 MW over Lillebælt. Der vil derfor ikke kunne frigives kapacitet på Storebæltsforbindelsen, med mindre Fynsværket er i drift og producerer el. Dette medfører tabte handelsgevinster på Storebælt, og påvirker effektbalancen i både DK1 og DK2 negativt.

Desuden skal der indkøbes flere reserver i DK2, hvis der frigives kapacitet på Storebælt, idet der vil være behov for at ændre flowretning på forbindelsen indenfor driftsdøgnet. Den præcise mængde er ikke opgjort og vil afhænge af forbrug og produktion på Fyn. Det vurderes, at det vil medføre en væsentlig forøgelse af omkostninger til reserver.

I tilfælde af at der kun er et 400 kV-system til rådighed over Fyn, skal der indkøbes flere reserver i DK1, da der så ikke vil være sikkerhed for, at reserverne kan leveres via Storebælt over Fyn til DK1 (fx fejl på den tilbageværende 400 kV-linje over Fyn).

På baggrund af linjens kritikalitet i transmissionssystemet samt linjens alder og tilstand er det nødvendigt, at Energinet udviser rettidig omhu og reinvesterer linjen inden 2022, hvor levetiden for fase-tråde er opbrugt.

Overføringsevnen på strækningen vil være begrænset af kablerne under Lillebælt¹, hvorfor en 1:1-reinvestering vil være den økonomiske optimale løsning.

3. Alternativer

3.1 Udvalgte alternativer

Der er identificeret 2 alternative løsninger, hvor alternativ 1 er den indstillede løsning. Begge alternativer er beskrevet i detaljer i nedenstående afsnit.

3.1.1 Alternativ 1: Reinvestering 1:1 – Anvendelse af nye master

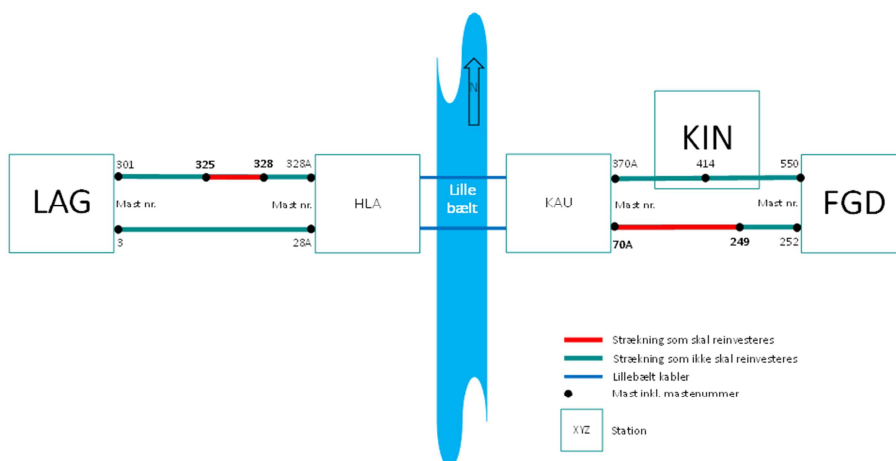
3.1.1.1 Beskrivelse af metode

Alternativ 1 omfatter reinvestering af den eksisterende 400 kV-luftledning, hvor de eksisterende fundamenter renoveres efter behov. Fase-tråde, jordtråde, isolatorer, armaturdele udskiftes til komponenter efter gældende Energinet-standard, og masterne skiftes til nye master i samme design som de nuværende.

Kort opsummeret bliver masteudskiftningen som vist på Figur 3. Når det kommer til fase- og jordtråde, er det hele den nordlige strækning på Jyllandssiden fra Landerupgård til kabelovergangsstationen Henneberg Ladegård og hele den sydlige strækning på Fynssiden fra Fraugde til kabelovergangsstationen Kauslunde, der skal skiftes.

¹ Dette vil være gældende, også selvom der anvendes online temperaturovervågning på kablerne

Oversigt over 400 kV master til reinvestering



Figur 3 Skematisk oversigt over de delstrækninger, hvor masterne skal reinvesteres

Alternativ 1 indeholder en koncentreret udførelsesperiode, hvor udskiftning starter om efteråret og kører kontinuert til foråret året efter. Skulle projektet ikke være gennemført i den første udetidsperiode, gentages processen efteråret efter, indtil projektet er gennemført senest i den 2. periode.

Den koncentrerede udførelsesperiode er mulig, idet der anvendes nye master, som kan præfabrikeres og samles på site, inden udskiftning igangsættes. Hele strækningen på Fynssiden inddeles i 5-8 delsektioner, som udskiftes løbende, hvilket betyder, at de berørte lodsejere kun bliver generet én gang i udførelsesperioden.

Ved at opdele strækningen i 5-8 delstrækninger vil reetablering af linjen være maksimalt 3 uger afhængig af stadiet på udskiftningen. Opdeling i delstrækninger giver endvidere mulighed for at stoppe arbejdet med jævne mellemrum, hvis andre projekter eller forhold betinger dette.



Figur 4: Eksisterende højspændingslinjer (Fotograf: Ricky John Molloy)

Fundamenterne renoveres efter behov. Det er i modningsprojektet afdækket, at der er PCB i de eksisterende fundamenter, hvilket er indregnet i budgettet for at håndtere dette miljømæssigt korrekt i etableringsprojektet.

Fasetråde skiftes til nye, tabsoptimerede tråde jf. Energinet-standarder. Overføringsevnen for linjen ændres ikke.

Jordtråde med og uden fiber udskiftes til nye jf. Energinet-standarder. På Jyllandssiden er det nødvendigt først at skifte den eksisterende jordtråd til jordtråd med fiber (OPGW), for at kunne opretholde kritisk kommunikation på linjen.

Isolatorerne udskiftes til kompositisolatorer i stedet for glasisolatorer, hvilket er Energinets gældende standard for isolatorer. Det er vurderet af Plan og Miljø, at denne ændring ikke udløser en VVM-undersøgelse eller screening. Se notat fra Plan og Miljø, dok. 17/12297-11

Masterne fremstilles efter de eksisterende tegninger, således at udtrykket for masterne bibeholdes.

De eksisterende master, tråde og øvrige komponenter bortskaffes løbende i etableringsprojektet i henhold til gældende regler for håndtering af skrot.

3.1.1.2 Myndighedsforhold

Alternativ 1 skal § 4-behandles grundet reinvesteringens økonomiske størrelse.

Det eksisterende tracé genanvendes, og udtrykket af højspændingslinjen bibeholdes, så en ny miljømæssig vurdering (VVM) er ikke påkrævet.

Linjen er placeret i et Natur 2000-område omkring Odense Å, hvilket betinger en afklaring med Odense kommune om eventuelle restriktioner for arbejder i dette område. Denne kommunikation er igangsat i modningsprojektet. Det forventes, at området skal screenes, inden etableringsprojektet kan igangsættes.

De øvrige relevante kommuner og museer kontaktes i forbindelse med etableringsprojektet.

Arbejdets udførelse kræver kontakt til og samarbejde med Banedanmark og Vejdirektoratet for bane- og vejkrydsninger i forbindelse med trådtrækning.

3.1.1.3 Markedsforhold

Under forudsætning af at der er etableret online temperatur-overvågning på 400 kV-kablerne under Lillebælt og de to 150 kV-systemer mellem Jylland og Fyn, og at systemværnet over Fyn er i drift, forventes der begrænsninger på Storebæltsforbindelsen på maksimalt 200 MW i under 10 % af tiden i etableringsfasen.

Det vurderes, at overføringsevnen på 400 kV-søkkablerne under Lillebælt kan hæves i kortere perioder baseret på online temperaturmålinger. I disse tilfælde vil der ikke forekomme begrænsninger på Storebæltsforbindelsen. Dette kræver dog, at onlinemålinger overføres til Kontrolcenter El til brug for opskrivning af overføringsevne i disse specielle perioder.

3.1.2 Alternativ 2: Reinvestering 1:1 – Omgalvanisering af eksisterende master

3.1.2.1 Beskrivelse af metode

Alternativ 2 er næsten identisk med alternativ 1, bortset fra at de eksisterende master omgalvaniseres og genplaceres på strækningen i stedet for at opsætte nye master, hvilket giver en anden udførelsestakt og tidsmæssig udførelsesperiode.

Når de eksisterende master skal omgalvaniseres, kræver det en vis mængde renoverede master til rådighed for opstart af udskiftningen. Disse master er til rådighed fra Lillebælt-projektet, som klargøres, inden masteudskiftningen startes.

Processen er herefter, at der skiftes 4-5 master ad gangen – typisk som weekendarbejde, hvor de master, som nedtages, sendes til om-galvanisering. I forbindelse med demontering af de nedtagne master identificeres de dele, som er blevet fortærede til genanvendelse, hvorefter disse mastedele fremskaffes og monteres i forbindelse med den næste mulige afbrydelse af strækningen.

Masteudskiftningerne foregår i korte udetidsperioder på typisk 2 dage. Selve trådudskiftningen har længere udetid på typisk 3 uger pr. træk – samlet ca. 4-6 mdr. Samlet set giver denne fremgangsmåde et meget langstrakt projektføreløb på 3-4 år.

Dette betyder bl.a., at de berørte lodsejere bliver forstyrret flere gange af projektet i forbindelse med hhv. masteudskiftning og trådtrækning, da dette ikke kan udføres i en arbejdsgang.

Dette giver potentielt også større afgrøde- og strukturskadeerstatning grundet flere arbejds-gange, der betinger en større mængde kørepladehåndtering.

I udførelsesfasen vil reetablering af linjen være maksimalt 3 uger afhængig af stade på udskiftningen. Eksekveringsmåden giver endvidere mulighed for at stoppe arbejdet med jævne mellemrum, hvis andre projekter eller forhold betinger dette.

Alt øvrigt arbejde i forhold til fundamenter, fase- og jordtråde, isolatorer samt armaturdele er som beskrevet for Alternativ 1.

3.1.2.2 Myndighedsforhold

Myndighedsforhold for alternativ 2 er de samme som for alternativ 1. Se afsnit 3.1.1.2.

3.1.2.3 Markedsforhold

Markedsforhold for alternativ 2 er de samme som for alternativ 1. Se afsnit 3.1.1.3.

3.2 Fravalgte alternativer

3.2.1 Anvendelse af ny 2-systems mast (Thor)

Hvis der skal etableres en ny dobbeltlinje, vil Thormasten være den eneste økonomisk attraktive mastetype. Under etablering skal den ene linje tages ud af drift i en længere periode, og der kan etableres nye master i eksisterende trace, men forskudt i forhold til de nuværende masteplaceringer. Jf. Plan og Miljø er der dog en mulighed for, at projektområdet ikke bliver identisk med det eksisterende deklarationsareal.

Myndighedsbehandlingen forventes at vare så længe, at det vil være nødvendigt at demontere den ældste eksisterende 400 kV-linje, inden den nye linje kan sættes i drift. Den lange myndighedsbehandling skyldes, at en ny dobbeltlinje kan kræve ny miljøvurdering (VVM), nye rettighedserhvervelser samt nye erstatninger til berørte lodsejere.

Endvidere giver løsningen ikke nogen systemmæssige fordele, herunder større udnyttelse af Storebælt 1 eller mulighed for etablering af en Storebælt 2 uden yderligere netforstærkninger.

En løsning med en to-systemsmast vil, i tilfælde af mastehavari, give de samme udfordringer for forsyningsikkerheden som, hvis der kun er en 400 kV-linje til Fyn. Konsekvenserne ved kun at have én linje til Fyn er beskrevet under konsekvens af 0-alternativet i afsnit 3.2.1, hvor de væsentligste konsekvenser er afkobling af forbrug på Fyn, samt at der ikke kan frigives kapacitet på Storebælt.

Etablering af ny dobbeltlinje til erstatning af de to eksisterende linjer er fravalgt, dels fordi det bliver væsentligt dyrere (anlægsomkostning er estimeret til omkring DKK 350 mio.), og dels på grund af praktiske problemer med at finde et nyt tracé, den lange tid til myndighedsbehandling og den borgermodstand en ny linje vil kunne medføre, selvom den ældste af de eksisterende linjer demonteres.

En ny dobbeltlinje vil dog ikke være så pladskrævende som de eksisterende to linjer, og visuelt vil den syne mindre, når begge de eksisterende linjer er demonteret.

3.2.2 Anvendelse af ny 1-systems rørmast (Bramslev-Haverslev) i nyt tracé

Etablering af en ny 1-system-linje i nyt trace med anvendelse af "Haverslevmasten" er fravalgt dels på grund af praktiske problemer med at finde et nyt trace, og dels på grund af den borgermodstand en ny linje kan medføre, selvom en af de eksisterende linjer efterfølgende demonteres, og slutresultatet vil være to højspændingslinjer på hver sin mastetype.

Myndighedsbehandlingen forventes at vare så længe, at det vil være nødvendigt at demontere den ældste eksisterende 400 kV-linje, inden den nye linje kan sættes i drift.

Løsningen bliver væsentligt dyrere end alle andre systemmæssigt ligeværdige alternativer, med en anlægspris estimeret i størrelsesordenen DKK 475 mio. uden partielle kabellægninger.

3.2.3 400 kV-kabellægning på hele strækningen

400 kV-kabellægning er fravalgt, da det ikke anses som en teknisk anvendelig løsning.

Kabellægning af den pågældende strækning vil tilføre det vstdanske el-system en meget stor mængde kabel. Kabler i så store mængder indebærer store tekniske udfordringer og risici bl.a. grundet manglende erfaring med lange kabelstræk på 400 kV-niveau. Løsningen er ikke gennemarbejdet i detaljer, da alene reaktiv kompensering og spændingssætning vil medføre udfordringer.

Løsningen er ikke prissat.

4. Investeringsanalyse

Investeringsanalysen tager udgangspunkt i de i afsnit 4 udvalgte alternativer, som her belyses ud fra et økonomisk, samfundsmæssigt perspektiv. Denne analyse foretages ved at opstille de investeringskriterier, der angives i overblikstabelen i afsnit 4.1.

4.1 Overblik

I nedenstående tabel gives et overblik over centrale oplysninger fra investeringsanalysen.

Investeringskriterier		Nul-alternativ	Alternativ 1	Alternativ 2
Investeringer - Projekter uden markeds-mæssig påvirkning				
Selskabsøkonomi	Nutidsværdi af anlægsomkostninger (CAPEX)	DKK 0 mio.		
	Ændringer i nutidsværdi af drift- og vedligeholdelsesomkostningerne (OPEX)	DKK 0 mio.		
	Ændringer i nutidsværdi af afskrivningerne (OPEX)	DKK 0 mio.		
	Total nutidsværdi			
Samfundsøkonomi		Ikke belyst	Se afsnit 4.2.2	
Konkurrencesituation		Ikke belyst	Ikke belyst	
Forsyningsikkerhed	Ændring i forventet, ikke-leveret energi	Forninget til et ikke acceptabelt niveau	Ingen ændring	Ingen ændring
Risikobeskrivelse	Antal identificerede og beskrevne risici	Afsnit 2.2.1	Afsnit 4.2.5	
Miljøpåvirkning	Omfang af forurening	PCB/Asbest i fundamenter	PCB/Asbest i fundamenter	PCB/Asbest i fundamenter
Personsikkerhed	Påvirkning på LTIF	Neutral	Neutral	
Image	Påvirkning på image	Negativ	Neutral	Neutral
Planer	Navne på planer, som investeringen indgår i	Ingen	RUS 2017	RUS 2017

Tabel 1 Centrale oplysninger fra investeringsanalysen

4.2 Investeringskriterier

I nedenstående afsnit uddybes investeringskriterierne.

4.2.1 Selskabsøkonomi

For at få en sammenlignelig nutidsværdi for de to alternativer er der taget højde for, at Alternativ 1 forventes at kunne leve i 60 år, hvorimod Alternativ 2 kun forventes at kunne leve i 40 år. Strækningen vil altså skulle reinvesteres igen på et forskelligt, fremtidigt tidspunkt alt efter løsning. Helt konkret er investeringen gentaget 1 gang for Alternativ 1 (efter 60 år) og 2 gange (efter 40 år og 80 år) for Alternativ 2. Samlet giver det en sammenlignelig levetid på 120 år for begge alternativer.

I beregningen er medtaget anlægsprojektkostningen (CAPEX) samt de accelererede afskrivninger på det eksisterende anlæg (OPEX) frem mod idriftsættelsestidspunktet. Der er brugt en realrente på 4 % samt antaget en inflation på 1,86 %.

De accelererede afskrivninger er højere for Alternativ 1, da både master, jordtråde og ophæng her skal afskrives frem mod idriftsættelse. I Alternativ 2 levetidsforlænges de eksisterende master, og derfor er det kun afskrivningerne på jordtråde og ophæng, der skal accelereres. For Alternativ 1 er de accelererede afskrivninger [REDACTED]. Dette er en total merafskrivning på [REDACTED], i forhold til i dag frem mod idriftsættelse, og driften rammes derfor af [REDACTED] mere hvert år. For Alternativ 2 er de accelererede afskrivninger [REDACTED]. (en total merafskrivning [REDACTED].)

De detaljerede beregninger kan findes i dok.: [17/12297-15](#)

4.2.2 Samfundsøkonomi

Efter projektet er gennemført, vil der ikke være nogen markeds-mæssig påvirkning.

I etableringsfasen kan der forekomme mindre begrænsninger på Storebæltsforbindelsen. Det er vurderet til op til 200 MW i maksimalt 10 % af udetiden. I alternativ 1 er disse mindre end i Alternativ 2.

4.2.3 Konkurrencesituation

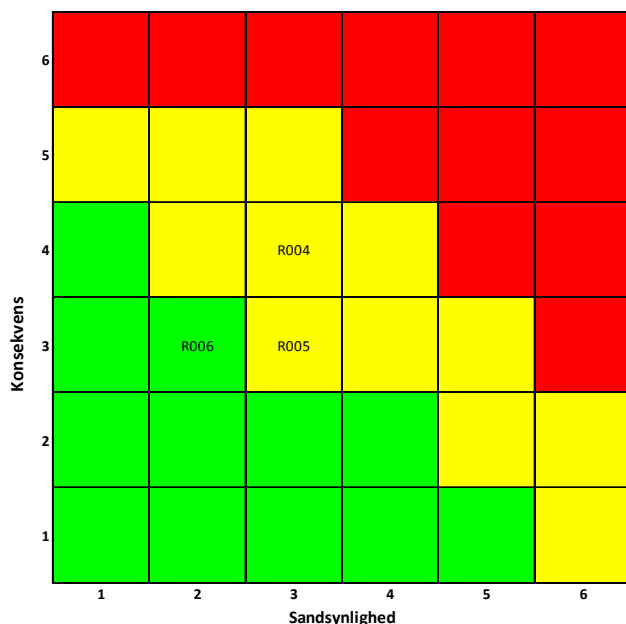
Ikke belyst, da det ikke er relevant i denne sammenhæng.

4.2.4 Forsyningssikkerhed

I nulalternativet vil forsyningssikkerheden blive forringet til et ikke acceptabelt-niveau.

Forsyningssikkerheden vil være den samme som i dag efter gennemførelse af reinvesteringen.

4.2.5 Risikobeskrivelse



Figur 5 Risikomatrix

De tre væsentligste risici for begge alternativer er listet nedenfor:

R004: Borgermodstand mod at bibeholde højspændingslinjen uforandret og ikke kabellæggeEffekt:

Forsinkelse af § 4-behandling og projektet som helhed

Konsekvens:

Projektet kan først igangsættes når § 4-godkendelsen foreligger, hvilket kan forsinke projektet i en grad, som gør, at linjen ikke kan reinvesteres rettidigt i forhold til estimeret levetid. Fordyrelse af projektet vil være en konsekvens heraf.

Mitigerende tiltag:

For at være forberedt på eventuelle borgerhenvendelser om projektet tilskyndes til, at der fra projektets start er tæt kontakt mellem Energinet, Energistyrelsen og Departementet, så den nødvendige kommunikationen om projektet ensrettes.

Den verserende sag om Vestkystforbindelsen anvendes som grundlag for kommunikation om eventuel kabellægning på strækningen mellem Fraugde og Landerupgård. I denne kommunikation er det vigtigt at synliggøre, at en del af strækningen allerede er kabellagt (Forskønnelsesprojekt Lillebælt i 2010) svarende til 15,1 % af strækningen, og at kabellægning på 400 kV-niveau skal minimeres grundet de systemmæssige uhensigtsmæssigheder, som de medfører. Der er dermed en sammenhæng med den valgte løsning på vestkystforbindelsen.

Endelig skal det tillægges, at tidligere 400 kV-luftledningsforbindelser som Bulbjerg-Tjele og Ferslev-Tjele, som er blevet reinvesteret i nyere tid, ikke har været udsat for modstand mod udskiftning af højspændingskomponenter på de eksisterende luftlinjer.

R005: Krav om ny miljøvurdering af projektet, hvor dette er i natura 2000-område omkring mast 206 ved Odense Å, grundet afgørelse fra naturklagenævnet på Konti-Skan-projektet over LæsøEffekt:

Forsinkelse af § 4-behandling grundet krav om ny miljøvurdering og dermed af projektet som helhed.

Konsekvens:

Projektet kan først igangsættes, når § 4-godkendelsen foreligger, hvilket kan forsinke projektet i en grad, som gør, at linjen ikke kan reinvesteres rettidigt i forhold til estimeret levetid. Fordyrelse af projektet som konsekvens heraf.

Mitigerende tiltag:

Denne risiko imødegås ved at have tidlig og tæt kommunikation til hhv. Odense kommune og Miljøstyrelsen for at definere, hvorledes denne risiko kan håndteres i etableringsfasen, eksempelvis ved at anvende varsomme metoder ved udskiftning af mast 206.

R006: Fejl på det idriftværende 400 kV-kabel under LillebæltEffekt:

Forsyning til Fyn mistes på den tilbageværende 400 kV-linje.

Konsekvens:

Fyn kan ikke forsynes efter en given periode, og forbrug skal aflastes.

Mitigerende tiltag:

Der oprettes et beredskab under projektet til omkobling af forbindelserne på station Kauslund, så forsyning til Fyn på en 400 kV-linje kan reetableres rettidigt, inden forbrug må aflastes.

For alternativ 1 er endvidere følgende risici identificeret som væsentlige:

- Mastemængden bliver så stor, at det kan blive problematisk at nå at samle masterne i den hastighed, de skal anvendes. Dette imødegås ved at starte produktion og samling af master i perioden, inden udetid på linjen starter.
- Risiko for vejrlig, idet projektperioden ligger fra oktober til april, hvilket vil forlænge projektudførelsestiden, der dog er imødegået ved at planlægge 2 udførelsesperioder.

For alternativ 2 er følgende væsentlige risiko identificeret:

- Det er uvist, hvor mange master der er i så dårlig stand på grund af fremskredne rustangreb, at dele af dem ikke kan omgalvaniseres. Denne usikkerhed kan ikke afdækkes, før masterne nedtages, hvilket giver en stor usikkerhed på mængden af materialer, der skal genbestilles og dermed også på tidsplanen for udførelse.

4.2.6 Miljøpåvirkning

Der er ved stikprøver konstateret indhold af PCB og asbest i de eksisterende fundamenter.

Når PCB og asbest håndteres efter gældende regler, er der ikke miljømæssige konsekvenser af renoveringsarbejderne på de eksisterende fundamenter.

4.2.7 Personsikkerhed

I forbindelse med projektgennemførelsen vil der være de sædvanlige risici, der forekommer ved bygge- og anlægsarbejder. Disse risici imødegås ved anvendelse af Energinets eksisterende HSE-politikker og procedurer.

4.2.8 Image

Nulalternativet vil have negativ indvirkning på image, fordi forsyning af Fyn og transmission over storebæltsforbindelsen potentielt ikke kan opretholdes. Det kan derfor fremstå som om, at Energinet ikke vedligeholder og renoverer sine anlæg med rettidig omhu.

Den indstillede løsning er en masteløsning, som i øjeblikket bliver diskuteret meget indgående i forbindelse med opstilling af master langs vestkysten, hvilket kan have en afsmittende virkning på dette projekt. Det er dog ikke muligt at vurdere, om dette vil have obstruerende virkning på projektet.

4.2.9 Planer

Reinvesteringen er indeholdt i Investeringsplanen 2018-2021 og i Reinvestering-, ombygnings, saneringsplanen 2017 (RUS 2017).

4.3 Sammenfatning af investeringsanalyse

Alternativ 1 indstilles til godkendelse, da denne løsning samlet set er hurtigst at gennemføre og med færrest udførelsesmæssige risici. Økonomisk set er Alternativ 1 at foretrække, da den samlede nutidsværdi er bedre end for Alternativ 2. Dette er baggrunden for at indstille til at bygge nyt, frem for at renovere det gamle anlæg.

Den mere koncentrerede gennemføringsperiode i alternativ 1 vil hurtigere kunne frigøre både interne og eksterne ressourcer til andre luftledningsprojekter.

Alternativ 2 er fravalgt, da alternativet har en længere etableringstid og indeholder flere risici end alternativ 1. Endvidere vil Alternativ 2 ikke kunne gennemføres, inden levetiden for faset-rådene er opbrugt i 2022.

5. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger

5.1 Anlægsbudget

Her vises det udspecificerede anlægsbudget for det udvalgte og indstillede alternativ.

Tabel 2 Udspecificerede anlægsbudget for det udvalgte og indstillede alternativ

I løbende priser er anlægsbudget [REDACTED]. Det totale anlægsbudget inklusive omkostninger til modning er [REDACTED], i løbende priser.

For detaljeret budget henvises til dok. [17/12297-15](#)

Den [REDACTED], ligger under kategorien [REDACTED]. Dette dækker over renovering af fundamenter, levering og montage af nye master, fasetråde, jordtråde, isolatorer og armaturdele samt interne timer i Ledningsanlæg. Endvidere dækker denne post forberedende arbejde som udlægning af køreplader, fjernelse af bevoksning mm.

De øvrige poster er afledte, nødvendige omkostninger/timer til projektets gennemførelse.

Alle relevante poster er blevet trykprøvet op imod historiske erfaringsdata. Der er dog ikke noget stort datagrundlag at arbejde med, da mængden af luftlinje-projekter udført i de seneste år er lav.

De største usikkerheder ligger på fundamentsrenovering og lodsejerkontakt samt markskadeerstatning, idet disse er meget projektspecifikke. Hvor der er mulighed for at anvende rammeaftaler for indkøb af komponenter, er den økonomiske usikkerhed indskrænket til et minimum.

Endvidere er etableringsomkostningerne periodiseret i henhold til den planlagte udførelsesperiode.

Til kalkulation af budgettet er der anvendt "Successiv kalkulation" i henhold til Energinets standard for projekter. Reserverne er beregnet til; [REDACTED] projektlederreserven (forventningstillægget – P50) og [REDACTED] for styregruppereserven (budgetusikkerhedstillægget – P85).

Grunden til, at projektlederreserven er [REDACTED], at der i projektet er identificeret en række punkter, hvor der forventes at være et større udfaldsrum til den positive side (altså en mulig besparelse) versus den negative side (altså en omkostningsforøgelse). De identificerede besparelspotentialer er så usikre på nuværende tidspunkt, at de ikke medtages direkte i basisbudgettet.

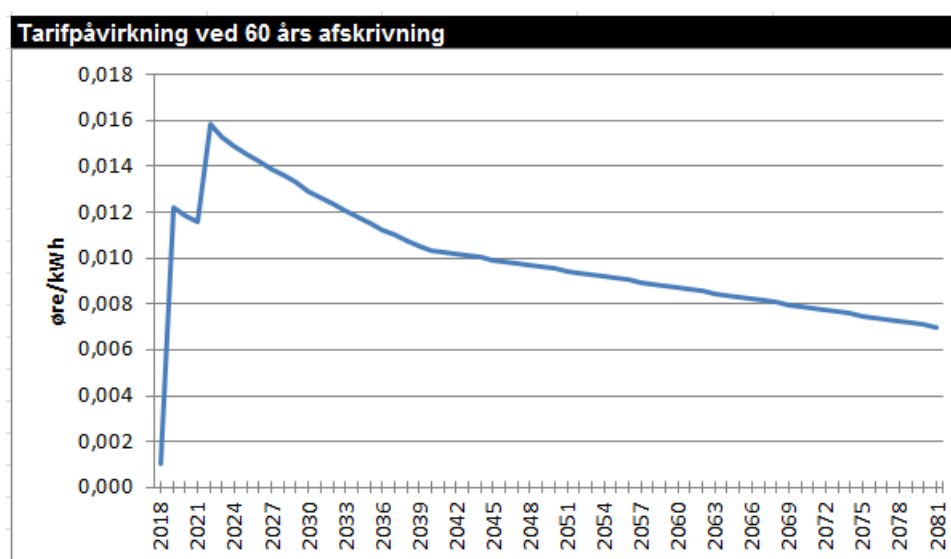
En gennemgang af ovenstående i detaljer kan findes i budgetnotatet dok. [17/12297-14](#).

5.2 Afledte driftsomkostninger

Der vil ikke være forøgede driftsomkostninger ved den indstillede løsning set i relation til de eksisterende komponenter. Driftsomkostningerne vil forblive de samme set over levetiden, idet de enkelte komponenter udskiftes 1:1. I de første år vil der være en forventet reduktion i omkostninger til afhjælpende vedligehold, men disse vil stige igen, jo ældre højspændingskomponenterne bliver.

Der er ikke indregnet reservedele i projektet, som Asset skal lagerlægge efter idriftsættelse af anlægget.

5.3 Tarifpåvirkning



Figur 6 Tarifpåvirkning ved 60-års afskrivning

På baggrund af en gennemsnitsbetragtning af forventningerne til elforbruget beregnes tarifeffekten at være 0,010 øre/kWh (løbende priser).

Det eksisterende anlæg har pr. 31. december 2018 en værdi på [REDACTED]. Frem mod idriftsættelsestidspunktet vil afskrivningerne blive accelereret. Merafskrivningen i den givne periode er [REDACTED], svarende til en årlig merafskrivning på [REDACTED]. Dette er medtaget i beregningerne.

5.4 Cash Flow

Projektets likviditetspåvirkning for Energinet er vist i figuren nedenfor. Det fremgår, at der i etableringsfasen vil være et negativt likviditetstræk, hvorefter tarifopkrævning fratrukket årlige drifts-, vedligeholdelses- og finansieringsomkostninger vil generere en positiv likviditet for Energinet. Samlet set vil likviditetspåvirkningen [REDACTED] over tid, da samtlige omkostninger dækkes af tarifopkrævning ved forbrugerne. Den store negative post efter 60 år er cash flow-påvirkningen fra reetablering af anlægget efter endt levetid.



Figur 7 Cash flow ved 60-årig levetid

5.5 SFI (Standard, Forenkling, Indkøb)

Relevante komponenter (både timer og eksterne omkostninger) i projektet er blevet holdt op i mod erfaringsdata og tilrettet, hvor det gav mening. Se dok. [17/12297-14](#) for yderligere uddybning.

Alle komponenter i projektet konkurrenceudsættes enten ved brug af eksisterende rammeaftaler, eller ved brug af miniudbud. Der anvendes i videst muligt omfang standardløsninger, således anlægget efter reinvestering fremstår i henhold til Energinet-standarder.

6. Tidsplan

Aktivitet	Tidspunkt
Projektoverdragelse	December 2018
Udbud og kontrakttildeling	December 2019
§ 4-godkendelse	Medio 2019
Forberedelse til etablering	Primo 2020
Etablerings opstart 1. etape	Oktober 2020
Idriftsættelse	Maj 2021
Projektafslutning	December 2021
Etablerings opstart 2. etape (eventuelt)	Oktober 2021
Etablering slut 2. etape (eventuelt)	April 2022
Alternativ projektafslutning	Medio 2022

7. Bilag

Oversigt over udarbejdede dokumenter. Følgende dokumenter skal vedlægges som link til 360-dokument til brug for beslutningstageren for yderligere information omkring baggrund for projektet:

Analysenotat: Dok. [17/12294-5](#)

Kvalitets- og Auditregister: Dok. [17/12295-2](#)

Beslutningsgrundlag: Dok. [17/12297-8](#)

Designbeskrivelse: Dok. [17/12297-10](#)

VVM notat: Dok. [17/12297-11](#)

Notat vedrørende afdækning af usikkerheder: Dok. [17/12297-13](#)

Budget notat: Dok. [17/12297-14](#)

Anlægsbudget: Dok. [17/12297-15](#)