

ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
14. november 2024

Forfatter:
AFA/DHI

BUSINESS CASE: NYT ELNET MELLEM AARHUS OG AABENRAA (NEA)

Indholdsfortegnelse

1. Indledning	3
2. Indstilling.....	3
3. Baggrund og rationale	4
3.1 Baggrund og sammenhænge.....	4
3.2 Rationale.....	4
3.2.1 Tilslutning af Kattegat II	5
3.2.2 Behov for øget kapacitet til transport af energi.....	5
3.3 Juridiske forhold	6
3.4 Beredskab	7
4. Alternativer	7
4.1 Alternativer.....	7
4.1.1 Nulalternativ	7
4.1.2 Alternativ 1 – det indstillede alternativ	8
4.2 Fravalgte alternativer	10
5. Investeringsanalyse	12
5.1 Overblik	12
5.2 Investeringskriterier	13
5.2.1 Samfundsøkonomi	13
5.2.2 Selskabsøkonomi.....	15
5.2.3 Indpasning af vedvarende energi.....	15
5.2.4 Forsyningssikkerhed.....	15
5.2.5 Klimapåvirkning.....	16
5.2.6 Miljøpåvirkning	16
5.2.7 Image.....	17
5.2.8 Risikoanalyse.....	17
5.2.9 Konklusion.....	20
6. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger.....	20
6.1 Anlægsbudget.....	20
6.2 Afledte driftsomkostninger	21
6.3 Økonomisk påvirkning og tarifeffekt.....	21
6.3.1 Økonomisk påvirkning.....	21
6.4 Meromkostning ved kabellægning.....	23
7. Tidsplan.....	23
8. Bilag – Beskrivelse af det indstillede alternativ.....	24
8.1 Oversigt over stationsarbejde i 400 kV-systemet.....	24
8.2 150 kV optimeret netstruktur	24
8.2.1 150 kV-netstruktur i Syddjylland.....	25
8.2.2 150 kV-netstruktur i trekantområdet.....	25
8.2.3 150 kV-netstruktur omkring Aarhus.....	25

1. Indledning

Forventningerne til den fremtidige produktion af vedvarende energi har de seneste år været stærkt stigende. Det betyder, at eltransmissionsnettet skal udbygges markant for at kunne håndtere de væsentlige mængder energi. Særligt 400 kV-nettet er afgørende for et robust og velfungerende energisystem med næsten 100 pct. vedvarende energi, da dette net bruges til at transportere den producerede vedvarende energi til forbrugsområderne eller videre til eksport til udlandet.

I februar 2022 godkendte ministeren en business case på en 1:1-reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen fra Kassø til Trige, da denne står over for en gennemgribende reinvestering, idet den er udtjent. Der er siden godkendelse af business casen i februar 2022 sket en markant udvikling i de politiske målsætninger for produktionen af vedvarende energi. I forlængelse heraf har Energinet igangsat et modningsprojekt med henblik på at vurdere behovet for en opgradering af forbindelsen til en dobbelt 400 kV-forbindelse og hertil en ny struktur for 150 kV-nettet.

Denne business case omhandler derfor netstrukturen i det østlige Jylland – nærmere bestemt en opgradering af 400 kV-forbindelsen mellem station Trige ved Aarhus og station Kassø ved Aabenraa til et dobbelt 400 kV-luftledningssystem. Business casen indeholder derudover en ny netstruktur for 150 kV-nettet mellem Aarhus og Aabenraa for at sikre, at 150 kV-nettet ikke på grund af tekniske forhold bliver begrænsende for 400 kV-nettet, og at 150 kV-stationer er forbundet optimalt på tværs af regionen til at understøtte den fremtidige udvikling.

2. Indstilling

Det indstilles til godkendelse, at etableringsprojektet "Nyt elnet mellem Aarhus og Aabenraa" (NEA) igangsættes.

Det indstillede projekt er budgetteret til 12.541 mio. DKK i faste 2024-priser. Projektet forventes idriftsat løbende omkring april 2032. Det forventes, at projektet er en tillægsgivende reinvestering, da kapaciteten i nettet øges betydeligt.

Det indstillede projekt erstatter projektet "Reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen fra Kassø til Trige", der blev godkendt med et budget på 881 mio. DKK (2021), og projektet "Reinvestering af 150/400 kV Forskønnelsesprojektet Årslev Engsø", der blev godkendt med et budget på 182,5 mio. DKK (2021). Budgetterne for disse projekter er siden steget til henholdsvis 2.440 mio. DKK (2024) for projektet "Reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen fra Kassø til Trige" og 446 mio. DKK for projektet "Reinvestering af 150/400 kV Forskønnelsesprojektet Årslev Engsø".

Der er flere årsager til budgetstigningerne, siden projekterne blev budgetteret i 2021, blandt andet er 150 kV-kabler steget med ca. 105 pct., gravearbejde af kabel med næsten 100 pct., 400 kV reaktorer med ca. 155 pct., og transformere mellem 70 og 170 pct. afhængigt af spændingsniveau.¹ Stigende byggerenter betyder også, at budgettet stiger markant.

Det indstillede projekt indgår i den seneste investeringsplan og udgør heri samlet 9.804 mio. DKK. Projektet er også inkluderet i den Langsigtede Udviklingsplan 2024 i listen af

¹ For detaljer omkring prisstigninger - se notat til KL – Dok. 22/10407-11.

etableringsprojekter som "400/150 kV Kassø-Trige Luftl. St. & Kabel". I det indledende modningsprojekt forventes forbruget frem mod overdragelse til etablering at beløbe sig til knap 25 mio. DKK.

3. Baggrund og rationale

3.1 Baggrund og sammenhænge

Den nuværende forbindelse mellem Kassø og Trige består primært af to elektriske systemer på samme højspændingsmast og betegnes som en "kombi-forbindelse", da der øverst på højspændingsmasten er et 400 kV-system og nederst et 150 kV-system. Da 400 kV- og 150 kV-systemerne er parallelle, er det nødvendigt, at de betragtes som et samlet system, da overbelastninger i det ene system direkte påvirker det andet system.

I februar 2022 godkendte ministeren en business case for en gennemgribende reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelse fra Kassø til Trige. Reinvesteringen består af en 1:1-reinvestering af både 400 kV- og 150 kV-systemerne, hvor den 170 km lange forbindelse forbliver i eksisterende tracé, og alle komponenter udskiftes til nye med samme kapacitet og udseende.



Desuden blev kabellægning af tre afgreninger fra Kassø-Trige-forbindelsen til henholdsvis Hasle, Høskov² og Bramdrup godkendt³ samt etablering af en ny 150 kV-kabelforbindelse mellem Hasle og Høskov.

Siden ministerens godkendelse i februar 2022 er der sket en markant udvikling i de politiske målsætninger for produktionen af vedvarende energi, herunder planlagt indpasning af flere større havmølleparker og betydelige forventninger til udbygningen af vedvarende energi på land. På baggrund heraf vurderer Energinet det rettidigt at genbesøge beslutningen om en 1:1-reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen mellem Kassø og Trige.

3.2 Rationale

400 kV-/150 kV-luftledningsforbindelsen mellem Kassø og Trige er en systemkritisk forbindelse, som *ikke* kan undværes i elnettet i længere perioder. Forbindelsen muliggør indpasning og transport af store mængder vedvarende energi – enten til de store forbrugsområder eller via vores udlandsforbindelser til eksport.

Kassø-Trige-forbindelsen står over for en gennemgribende og nødvendig reinvestering. Forbindelsen er etableret i årene fra 1972 frem til 1980, hvorfor levetiden på komponenterne (master, fundamenter, fasetræde og isolatorer) udløber mellem 2025 og 2032⁴.

2

3

4

Se afsnit 3.4 for en beskrivelse af, hvordan det sikres, at forbindelsen kan være i drift, indtil den nye forbindelse forventes i drift.

Efterhånden som eltransmissionsnettet generelt belastes tættere på grænsen, begynder 150 kV-nettet i nogle områder at blive begrænsende for kapaciteten i 400 kV-nettet. Her er fx 150 kV-nettet mellem Landerupgård og Malling en typisk begrænsning for kapaciteten i det parallelle 400 kV-net, fordi effekt-flow overføres til 150 kV-nettet.

Der opnås en bedre udnyttelse af kapaciteten af det samlede eltransmissionsnet mellem Aarhus og Aabenraa, hvis 150 kV-nettet fungerer som et distributionsnet eller et regionalt opsamlingsnet af lokal vedvarende energi, der transporterer energien videre til 400 kV-nettet, hvorfra den kan transporteres til forbrugsområder eller til udlandsforbindelserne.

Derudover er der et generelt stigende kortslutningsniveau i eltransmissionsnettet, hvor der er behov for tekniske løsninger, som i videst muligt opfang kan holde kortslutningsniveauet i 150 kV-nettet under 40 kA. Den indstillede løsning forventes at reducere fremtidige omkostninger til opgradering og eventuel udflytning af 150 kV-stationerne i området på grund af kortslutningsniveauet. Dertil kan et øget kortslutningsniveau medføre afledte omkostninger for distributionsselskaberne, da opgradering af Energinets anlæg kan resultere i krav om opgradering af distributionsselskaberne anlæg.

I forbindelse med projektet er der identificeret yderligere to behov, som er nødvendige at indtænke: 1) Tilslutning af Kattegat II, som er en kommende havmøllepark beliggende øst for Djursland med en størrelse på 1 GW, og som forventes at skulle spændingssættes i juni 2029 og 2) et generelt stigende behov for kapacitet i området til at opsamle og transportere de store mængder vedvarende energi, der forventes i fremtiden.

3.2.1 Tilslutning af Kattegat II

Klima-, energi- og forsyningsministeren har pålagt Energinet at etablere anlæg til nettilslutning af fem nye havmølleparker. En af de nye havmølleparker er Kattegat II, der forventes idriftsat i 2030⁵, og jf. business case *Mere Havvind 2030 – Nettilslutning af Nordsøen I (A1-A3), Kattegat II og Kriegers Flak II* forventes parken tilsluttet i Station Trige. Tilslutning af havmøllepark Kattegat II i station Trige vil nødvendiggøre en ny 400 kV-forbindelse i Trige for at sikre redundans (N-1 sikkerhed). Uden en ny forbindelse er der behov for præventivt at nedregulere, hvis en fejl eller planlagt arbejde opstår i området⁶.

Station Trige bliver i fremtiden et vigtigt knudepunkt i området og er i dag forbundet til 400 kV-nettet med to forbindelser (mod henholdsvis Landerupgård mod syd og Ferslev mod nord). I stationen 'samles' den vedvarende energi, der opsamles i nettet i Nordjylland og transporteres videre til forbrugsområderne i Aarhus, trekantområdet og Tyskland.

3.2.2 Behov for øget kapacitet til transport af energi

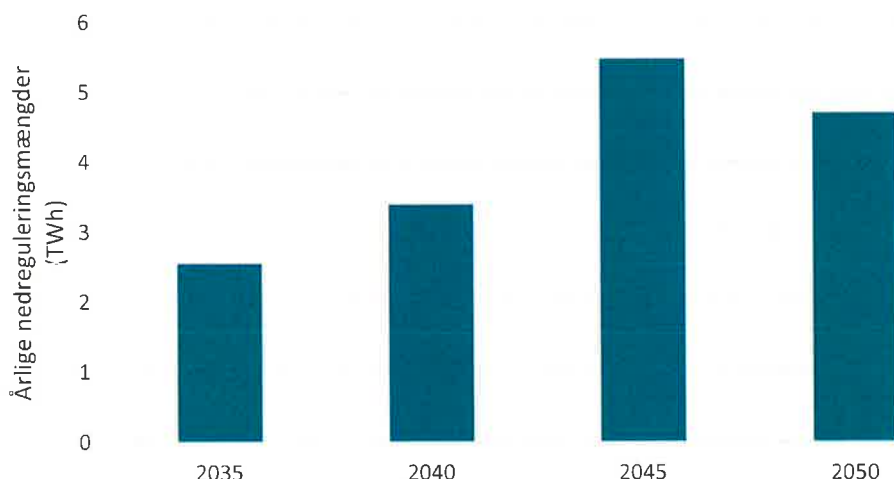
Energinets behovsanalyse viser, at den eksisterende kapacitet på strækningen mellem Kassø og Trige bliver betydeligt overbelastet fra ca. 2035. Det skyldes primært et voksende behov for at transportere store mængder VE-produktion væk fra Nord- og Østjylland såvel som tilslutning af havmølleparken Kattegat II i Trige station.

⁵ Kattegat II-projektet skal tilsluttes i 2028, og efter en testperiode forventes det idriftsat i 2030. [Kattegat Havvindmøllepark | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

⁶

Bibeholdes samme kapacitet som i dag på strækningen mellem Kassø og Trige, er der behov for at nedregulere VE-produktionen nord for området for at undgå overbelastninger. Dette kan fx være i form af betaling til producenter for at slukke for en række solceller eller ved at stoppe havmølleparken.

Det årlige behov for nedregulering i 2035 er på ca. 2,6 TWh og ca. 4,7 TWh i 2050, jf. Figur 1. Til sammenligning er den forventede årsproduktion fra Kattegat II havmøllepark ca. 5 TWh, jf. Analyseforudsætninger 2023 (AF23). Strækningen vil være påvirket af overbelastninger i ca. 65 pct. af tiden i 2035, og i 2050 er dette steget til ca. 80 pct. af tiden.



Figur 1 Det forventede årlige behov for nedregulering af energi på grund af overbelastninger af nettet mellem Kassø og Trige.

Det forventede årlige behov for nedregulering afhænger af den fremtidige placering af kommende anlæg samt en række forhold relateret til den konkrete driftstid.

3.3 Juridiske forhold

Gennemførelse af projektet er et led i Energinets varetagelse af de grundlæggende lovfastsatte forpligtelser som national TSO, jf. Elforsyningslovens § 20 og § 28, stk. 2, nr. 10.

Projektets realisering forudsætter godkendelse af ministeren efter lov om Energinet § 4. Godkendelsen skal derfor indhentes inden indkøb af de tekniske komponenter samt fysisk gennemførelse af projektet. Ministerens godkendelse er samtidig en betingelse for, at der er tale om en nødvendig omkostning efter Elforsyningslovens § 71, som kan dækkes gennem Energinets tariffer. Ved godkendelse af § 4-ansøgningen for dette projekt bortfalder §4 godkendelsen for projektet "Reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen fra Kassø til Trige" samt projektet "Reinvestering af 150/400 kV Forskønnelsesprojektet Årslev Engsø".

Klima-, energi- og forsyningsministeren pålægger, i henhold til § 4, stk. 6 i Lov om Energinet, at Energinet igangsætter aktiviteter med henblik på at tilvejebringe mulighed på land for nettilslutning af 1 GW for Kattegat II jf. pålæg fra ministeren modtaget den 30. juni 2022.

3.4 Beredskab

Reinvestering af luftledningsforbindelsen skulle ideelt set foretages omkring udgangen af 2025, hvor levetiden på de ældste komponenter udløber. Både nulalternativet og det indstillede alternativ kræver derfor et beredskabsprogram, da idriftsættelsen af den nye forbindelse forventes efter 2025. I perioden fra 2025 og frem til idriftsættelse etableres der derfor et udvidet beredskabsprogram, der indarbejder partiel levetidsforlængelse, hvor nødvendigt. Beredskabsprogrammet overvåger de kritiske komponenter på strækningen for rettidigt at kunne foretage en udskiftning – hvis nødvendigt – for at undgå komponentsvigt.

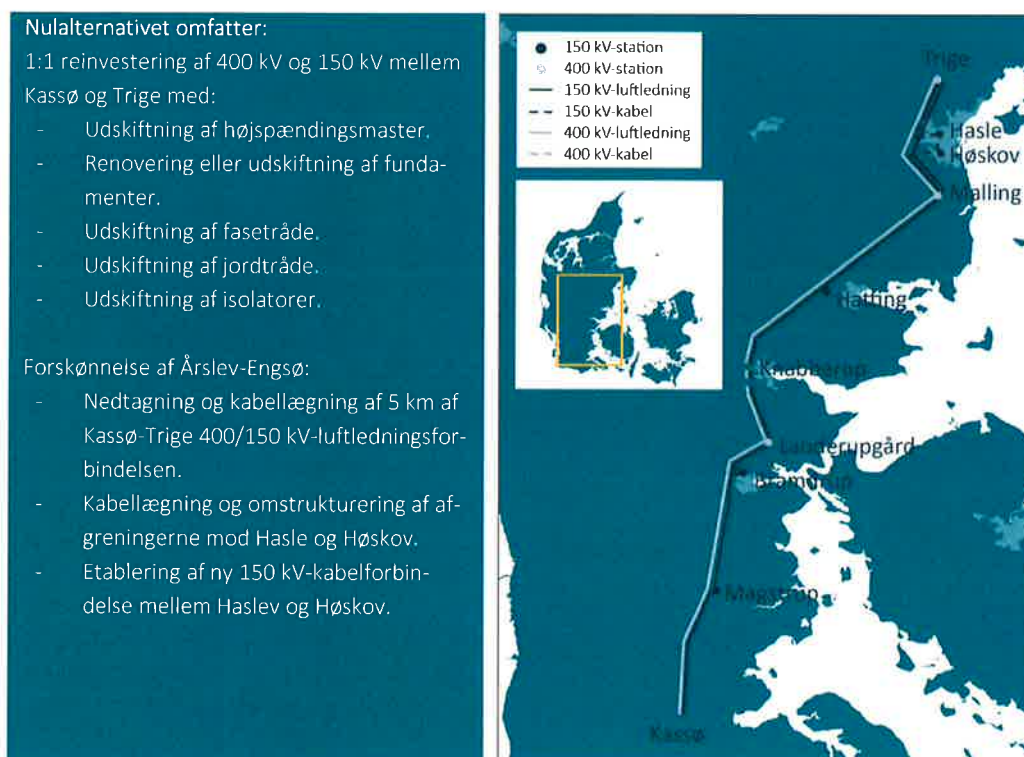
Eftersom der etableres en ny forbindelse, er der i forbindelse med det indstillede alternativ ikke behov for et mitigerende tiltag, der sikrer forsynings sikkerheden under anlægsarbejdet, da den eksisterende forbindelse kan forblive i drift, indtil den nye forbindelse er klar til idriftsættelse.

4. Alternativer

4.1 Alternativer

4.1.1 Nulalternativ

Nulalternativet beskriver den forventede situation uden, at det indstillede projekt gennemføres, det vil sige uden en opgradering af Kassø-Trige-forbindelsen fra et til to 400 kV-systemer og uden en ny 150 kV-struktur. Dette alternativ er ikke et "gør ingenting" alternativ, men indeholder etableringen af de godkendte projekter: "Reinvestering af 400/150 kV-luftledningsforbindelsen fra Kassø til Trige" og "Reinvestering af 150/400 kV Forskønnelsesprojektet Årslev Engshøj", jf. Figur 2.

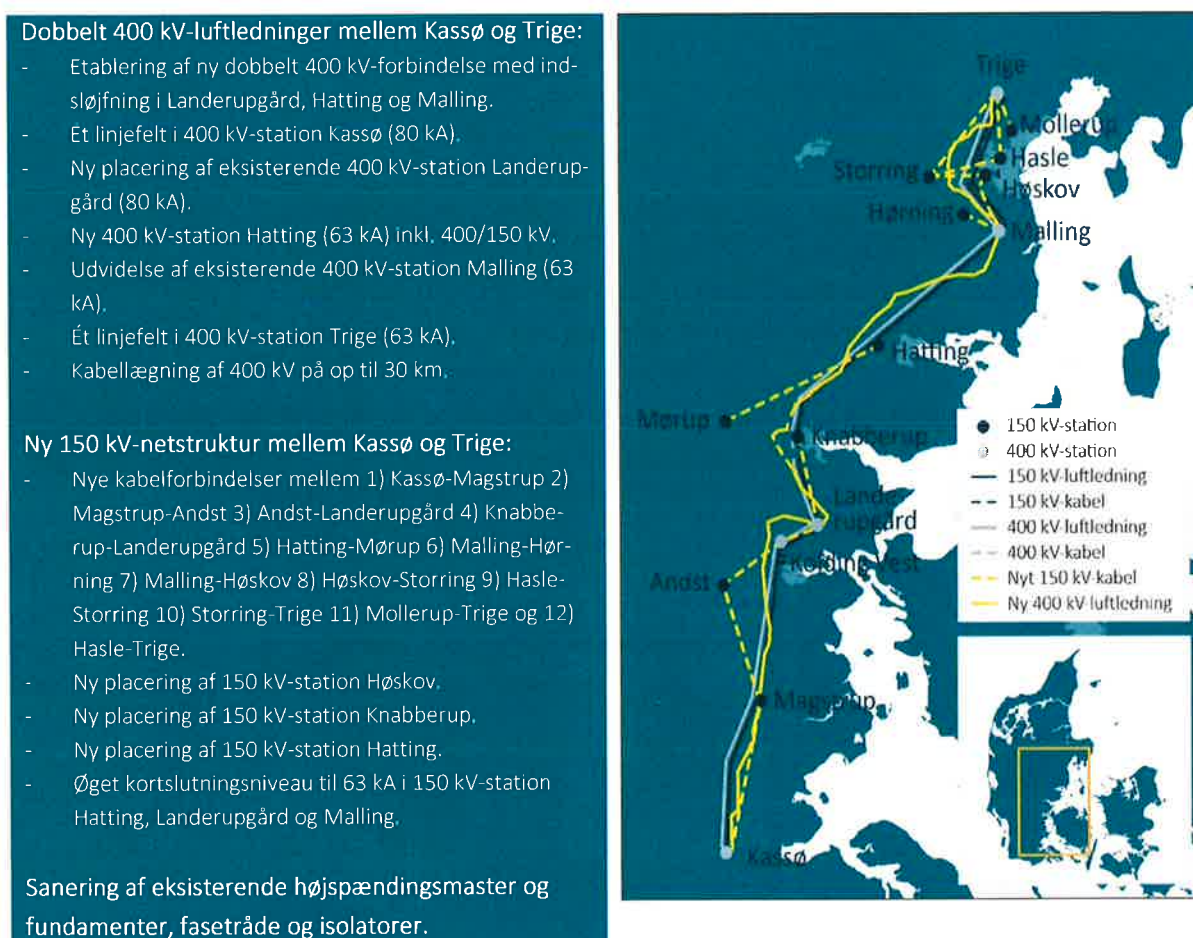


Figur 2 Oversigt over nulalternativ.

4.1.2 Alternativ 1 – det indstillede alternativ

I det indstillede alternativ etableres et dobbelt 400 kV-luftledningssystem i nærliggende tracé, og de eksisterende 400 kV/150 kV-luftledninger saneres. Desuden etableres en ny kabellagt 150 kV-netstruktur på samme strækning, ligesom 400 kV-stationerne på strækningen opgraderes.

Figur 3 viser en oversigt over det indstillede alternativ, hvorefter det uddybes i følgende afsnit. Projektet omfatter etablering af en ny dobbelt 400 kV-forbindelse mellem station Kassø og station Trige (ca. 200 km), ny placering og udvidelse af eksisterende 400 kV-station Landerupgård, en ny 400 kV-station Hatting, udvidelse af eksisterende 400 kV-station Malling, etablering af tretten 150 kV-kabelforbindelser (ca. 200 km) til erstatning for udtjente luftledninger og sanering af eksisterende 150 kV-forbindelser.



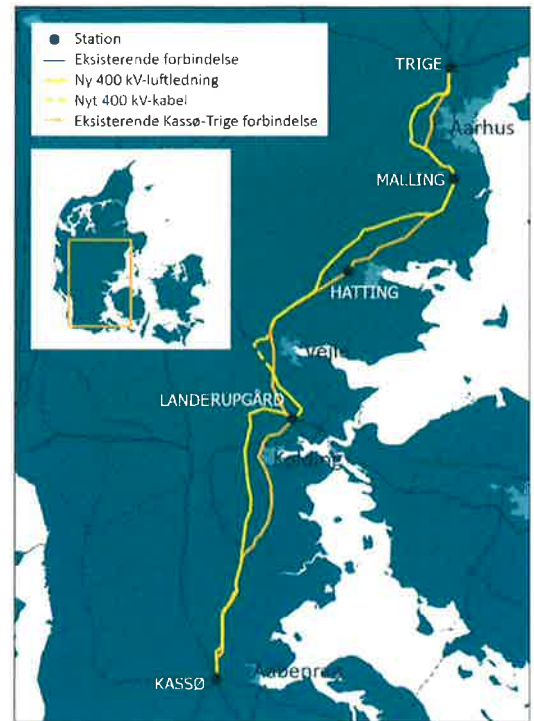
Figur 3 Oversigt over det indstillede alternativ.

4.1.2.1 400 kV-dobbeltssystem

Den eksisterende Kassø-Trige 400 kV-luftledningsforbindelse erstattes af en dobbelt luftledningsforbindelse i umiddelbar nærhed af den eksisterende strækning. Luftledningsforbindelsen vil bestå af et gennemgående 400 kV-system fra Kassø til Trige, som ophænges på dobbeltsystemshøjspændingsmaster.

Figur 4 viser det planlagte tracé for det nye dobbelte 400 kV-system. Tracéet placeres så vidt muligt i umiddelbar nærhed til det eksisterende tracé. Siden etableringen af det eksisterende tracé er der sket en arealudvikling af særligt de større byer, hvorfor det er fordelagtigt at ændre tracéet, så det kommer længere væk fra byerne Kolding, Vejle, Horsens og Aarhus. Jf. gældende retningslinjer omkring kabellægning er Energinet pålagt, at nye 400 kV-forbindelser skal kabellægges i det omfang, det er teknisk muligt. Baseret på dette krav antages det, at op til 30 km af 400 kV-strækningen kan kabellægges. Hvor på strækningen 400 kV-forbindelsen vil blive kabellagt bliver fastlagt i forbindelse med miljøvurderingsprocessen og i dialog med kommunerne og myndigheder, dog erstattes eksisterende kabellægning ved Vejle Ådal.

Strækningen mellem Kassø og Trige indeholder fire 400 kV-stationer: Kassø, Landerupgård, Malling og Trige. Stationerne udvides for at håndtere det dobbelte 400 kV-system samt for at fremtidssikre eltransmissionsnettet i forhold til kortslutningsniveauet. Desuden etableres en ny 400 kV-station Hatting.



Stationsarbejdet er beskrevet i Tabel 6 i Kapitel 8 som bilag til business casen. *Figur 4 400 kV - Planlagt tracé.*

4.1.2.2 150 kV optimeret netstruktur

De eksisterende 150 kV-luftledninger, som i dag hænger på samme mast som 400 kV-systemet, står ligeledes over for en gennemgribende reinvestering. De kabellægges i henhold til de politiske retningslinjer udstukket i "[Tillægsaftale om kabellægning til PSO-aftalen](#)".

I forbindelse hermed foretages en optimering og restrukturering af 150 kV-systemet mellem Aarhus og Aabenraa for at imødekomme det fremtidige behov og udviklingen i de lokale kommuner. Der er behov for at opgradere 150 kV-nettet i nogle områder for at undgå, at det bliver begrænsende for kapaciteten i 400 kV-nettet. Denne omstrukturering kræver en ny 400/150 kV-station i Hatting.

Derudover er der et generelt stigende kortslutningsniveau i eltransmissionsnettet, hvor der er behov for løsninger, som i videst muligt omfang kan holde kortslutningsniveauet i 150 kV-nettet under 40 kA for at minimere omkostninger til opgradering eller flytning af 150 kV-stationer. Restruktureringen understøtter, at 150 kV-nettet fungerer som et regionalt opsamlings- og distributionsnet, og 400 kV-nettet transporterer større mængder af vedvarende energi til forbrugsområder eller til udlandsforbindelserne.

150 kV-stationer med direkte transformering til 400 kV-spændingsniveau (Hatting, Malling og Landerupgård) dimensioneres og etableres til 63 kA-kortslutningsniveau. Øvrige 150 kV-stationer, omfattet af projektet, dimensioneres og etableres til 40 kA-kortslutningsniveau.

Den opdaterede 150 kV-netstruktur er ligeledes beskrevet i Kapitel 8 som bilag til business casen.

4.2 Fravalgte alternativer

Som alternativ til den valgte løsning er der identificeret fem alternative løsninger. De er beskrevet med begrundelse for fravalg.

Alternativ	Løsning	Begrundelse for fravalg
Nye 400 kV-dobbeltsystemmaster i eksisterende tracé.	Der etableres et nyt dobbelt 400 kV-system i eksisterende tracé. 150 kV-systemet designes som indstillet.	Dette alternativ vil kræve lange perioder med udetid på forbindelsen, som kan øge omkostninger til nedregulering og tabte flaskehalsindtægter sammenlignet med det indstillede alternativ. Der kan desuden være behov for mitigerende tiltag, som sikrer forsyningssikkerheden under anlægsarbejdet. Den tekniske konstruktion af luftledningsforbindelsen mellem Kassø og Trige gør, at brug af det eksisterende tracé er kompleks. Det udfordrer den måde, anlægsarbejdet skal udføres på. Som grundlag for den tidligere business case blev det vurderet, at masterne skal udskiftes, og fundamenterne skal renoveres eller udskiftes. Da mastetyperne på det meste af strækningen ikke kan bære et dobbelt 400 kV-system, skal fundamenter udskiftes til at håndtere nye mastetyper. Når anlægsarbejdet skal udføres, vil der være behov for længerevarende perioder, hvor forbindelsen afbrydes. Ved udskiftning af højspændingsmasterne vil det være nødvendigt at afbryde alle systemer samtidigt på den delstrækning, der arbejdes på. Derfor er etablering af et nyt dobbeltsystem i eksisterende tracé mere kompleks end etablering af det indstillede alternativ, og det forventes at kunne forsinke projektet og derfor øge risikoen for fejl på den nuværende forbindelse på grund af komponenttilstanden. Endelig tager dette alternativ ikke hensyn til by- og trafikudvikling i lokalområdet, især omkring Aarhus, Vejle, Horsens og Kolding, siden det originale tracé for Kassø-Trige-forbindelsen var etableret før 1980. Dette alternativ er fravalgt, da det har høje omkostninger ved udetid, har lang gennemførelsestid, og da det ikke tager hensyn til opdaterede lokalplaner, by- og motorvejsudvidelser.
Fasetilgang til etablering af nyt 400 kV-dobbeltsystemmaster i eksisterende tracé.	150 kV-systemet designes som indstillet. Derefter etableres et nyt dobbelt 400 kV-system i eksisterende tracé.	For at mitigere forsyningssikkerhedskonsekvensen ved etablering i eksisterende tracé prioriterer dette alternativ designet af 150 kV-systemet som indstillet. Derefter etableres dobbelt 400 kV-system i eksisterende tracé. Dette alternativ udnytter det eksisterende tracé, men erstatter fundamenter og master på hele strækningen, så et dobbelt 400 kV-system kan monteres. Denne tilgang minimerer påvirkning på nye borgere, da det eksisterende tracé genbruges. Luftledningssystemet erstattes med nye mastetyper på det meste af strækningen, men det forventes, at de landskabelige værdier ikke er væsentligt forværret sammenlignet med det eksisterende luftledningssystem.

Alternativ	Løsning	Begrundelse for fravalg
		Dette alternativ forsinket etablering af 400 kV-dobbeltssystemet og dermed muligheden for indpasning af vedvarende energi, fx fra Kattegat II. Derudover forventes det fortsat, at den senere etablering af 400 kV-systemet vil kræve lange perioder med udetid på forbindelsen, som kan øge omkostninger til nedregulering og tabte flaskehalsindtægter, sammenlignet med det indstillede alternativ. Endelig tager dette alternativ ikke hensyn til by- og trafikudvikling i lokalområdet, især omkring Aarhus, Vejle, Horsens og Kolding, siden det originale tracé for Kassø-Trige-forbindelsen var etableret før 1980. Dette alternativ er fravalgt, da det har høje omkostninger ved udetid, har lang gennemførelsestid, og da det ikke tager hensyn til opdaterede lokalplaner, by- og motorvejsudvidelser.
400 kV-dobbeltssystem og 150 kV-system på samme mast.	Etablering af dobbelt 400 kV-system og 150 kV-system på samme mast.	Jf. <i>Tillægssaftalen om kabellægning til PSO-aftalen</i> skal det tilstræbes, at nærliggende 150 kV-net til nye 400 kV-net kablet lægges før eller samtidigt med etablering af nye 400 kV-net, hvis det er teknisk muligt. Dette alternativ vil derudover kræve et nyt mastedesign, som Energinet ikke bruger i dag. Udarbejdelse af nyt design forventes at kunne forsinke projektet og derfor øge risikoen for fejl på forbindelsen. En ny mast med to 400 kV-systemer og et til to 150 kV-systemer må forventes at blive højere og øge den landskabelige påvirkning sammenlignet med det indstillede alternativ. Løsningen er derfor fravalgt, da den ikke møder krav om kabellægning af det eksisterende 150 kV-system på kombimasterne, og da den har en lang gennemførelsestid sammenlignet med det indstillede alternativ.
Reinvestering 1:1 som planlagt og senere udbygning af system 2.	Der foretages en re-investering af det eksisterende 400 kV-system, hvorefter system 2 etableres senere.	Den senere etablering af system 2 kan foretages ved at kablet lægge det nye 150 kV-system og dermed frigive plads til et ekstra 400 kV-system. Dette alternativ er kun relevant på strækningen mellem Malling og Trige, da der ikke kan etableres et yderligere 400 kV-system på de eksisterende mastetyper mellem Kassø og Malling. Denne tilgang medfører væsentlige meromkostninger i sammenligning med det indstillede alternativ. Når system 2 skal etableres, vil der være en omkostning til afskrivning og kabellægning af de nye 150 kV-luftledninger, der skal fjernes fra masterne. Derudover bliver udetid fordoblet, da der vil forekomme udetid ved re-investering såvel som ved etablering af system 2 på de re-investerede master. Den senere etablering af system 2 kan også foretages ved opstilling af en ny masterække til system 2 på et senere tidspunkt.

Alternativ	Løsning	Begrundelse for fravalg
		Denne tilgang medfører væsentlige meromkostninger i sammenligning med det indstillede alternativ, da et nyt 400 kV-system skal etableres på nye masterækker. Dette alternativ må forventes at være til væsentlig gene for de berørte lodsejere og lokalsamfundet og reducerer de landskabelige værdier sammenlignet med det indstillede alternativ. Uanset tilgang vil dette alternativ betyde en udskydelse af udbygning af system 2. Udskydelsen vil lede til betydelige nedreguleringer – givet den forventede udvikling i VE-produktion og energisystemet som helhed. Dette alternativ løser desuden ikke krav om en ny 400 kV-forbindelse i Trige ved tilslutning af Kattegat II. Dette alternativ er fravalgt, da det har høje omkostninger, reducerer de landskabelige værdier og forsinket muligheden for langsigtet indpasning af vedvarende energi.
Kabellægning af dobbelt 400 kV-luftledninger.	Der foretages en kabellægning af hele den dobbelte 400 kV-luftledningsforbindelse mellem Kassø-Trige. 150 kV-systemet designes som indstillet.	Jf. gældende retningslinjer om kabellægning er Energinet pålagt, at nye 400 kV-forbindelser skal kabellægges i det omfang, det er teknisk muligt. De tekniske udfordringer med kabler er forstærkning af den elektriske støj, som findes i nettet samt håndteringen af den reaktive effekt, som kablerne genererer. Disse forhold er særligt problematiske ved anvendelsen af mange og lange 400 kV-kabelforbindelser, som det vil være tilfældet ved kabellægning af Kassø-Trige-strækningen, hvor der vil skulle etableres 2x2 kabelsystemer. Energinet vurderer, at op til 30 km som indstillet er teknisk forsvarligt at etablere på strækningen. Skulle erfaringerne fra andre igangværende projekter vise, at det er teknisk forsvarligt at kabellægge hele strækningen, så vil omkostningerne til en 100 pct. kabellægning af forbindelsen være ca. 8.000 mio. DKK mere end det indstillede alternativ plus potentielt omkostninger til mellemstationer.

5. Investeringsanalyse

Investeringsanalysen tager udgangspunkt i det udvalgte alternativ sammenlignet med nulalternativet, som her belyses ud fra et økonomisk og samfundsmæssigt perspektiv. Denne analyse foretages ved at opstille de investeringskriterier, der angives i overblikstabellen i afsnit 5.1, og evaluerer forskellen mellem det udvalgte alternativ og nulalternativet.

5.1 Overblik

Tabel 1 giver et overblik over investeringsanalysens kriterier og resultater. Vurderingerne skal ses som forskellen mellem det indstillede alternativ og nulalternativet.

Investeringskriterier		Det indstillede alternativ ift. nulalternativet
Samfundsøkonomi	Nettonutidsværdi	Ca. 3.265 mio. DKK
Selskabsøkonomi ⁷	IRR (intern rente) NPV	4,7 pct. 421 mio. DKK
Indpasning af vedvarende energi	Yderligere indpasning af VE-kapacitet	Positiv
Forsyningssikkerhed	Ændring i forventet, ikke-leveret energi	Positiv
Klimapåvirkning	CO2-påvirkning	Positiv
Miljøpåvirkning	Omfang af forurening	Neutral
Image	Påvirkning på image	Neutral
Risikoanalyse	Risikovurdering	Mere risikofyldt
Planer	Planer, som investeringen indgår i	Investeringsplan og LUP24

Tabel 1 Investeringskriterier.

5.2 Investeringskriterier

I følgende afsnit uddybes investeringskriterierne.

5.2.1 Samfundsøkonomi

5.2.1.1 Forudsætninger anvendt i investeringsanalysen

Til den samfundsøkonomiske analyse⁸ anvendes Finansministeriets vejledning til samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger⁹ samt Analyseforudsætninger til Energinet 2023¹⁰. Nulalternativet har første hele idriftsættelsesår i 2032, og det indstillet alternativ i 2033¹¹. Analysens investeringshorisont er sat til 45 år¹².

5.2.1.2 Samfundsøkonomiske analyse

I den samfundsøkonomiske analyse sammenholdes de ekstra gevinster og omkostninger ved at opgradere 400 kV-forbindelsen og optimere 150 kV-netstrukturen mellem Aarhus og Aabenraa (det indstillede alternativ) med en reinvestering af forbindelsen uden kapacitetsforøgelse og uden ny 150 kV-netstruktur (nulalternativ). Det vil sige, at det kun er forskellen mellem de to alternativer, som fremgår i analysen, og ikke de absolutte værdier.

Den samfundsøkonomiske analyse viser, at det indstillede alternativ vil medføre en samfundsøkonomisk nettogevinst på ca. 3.265 mio. DKK i forhold til, hvis beslutningen om nulalternativet bibeholdes, jf. Figur 5. Yderligere ses det, at resultatet er robust over for en eventuel hurtigere eller langsommere udvikling i den grønne omstilling.

⁷ De selskabsøkonomiske beregninger omfatter alene Energinet Eltransmission A/S.

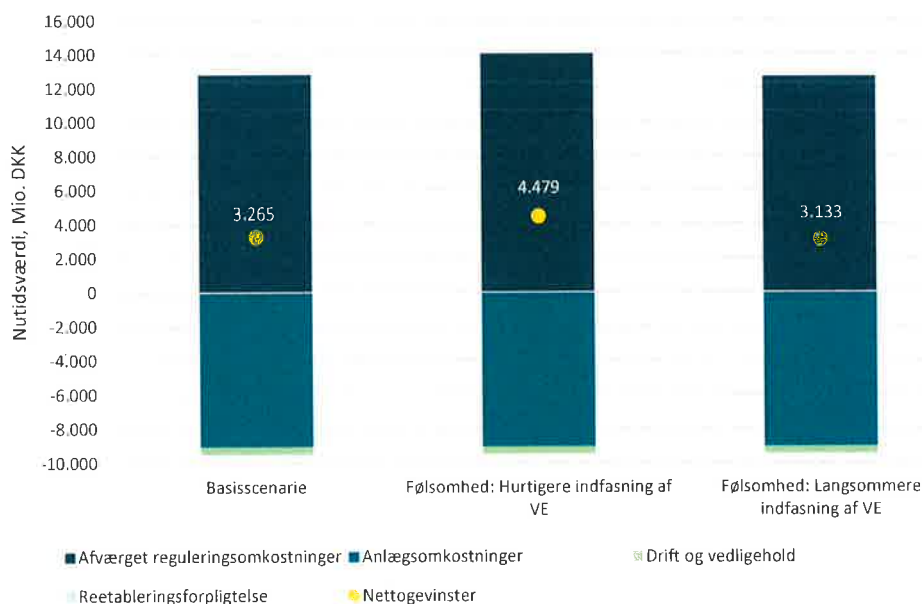
⁸ Vil du vide mere om vores samfundsøkonomiske metode, så klik [her](#).

⁹ [Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger 2023 - Juni 2023 \(fm.dk\)](#)

¹⁰ [Analyseforudsætninger til Energinet | Energistyrelsen \(ens.dk\)](#)

¹¹ Løsningsalternativet idriftsættes løbende mellem 2032 og 2033.

¹² Investeringshorisonten er det vægtede gennemsnit af hovedkomponenternes forventede levetid.



Figur 5 Forskel i samfundsøkonomiske nutidsgevinster og -omkostninger (markedspriser, mio. DKK) mellem løsnings- og nulalternativ.

De samfundsøkonomiske gevinster ved at opgradere til to 400 kV-systemer og optimere 150 kV-netstrukturen er en reduktion i behovet for at nedregulere VE-produktion sammenlignet med nulalternativet og omkostningerne forbundet hermed. De afværgede reguleringsomkostninger beløber sig over analyseperioden til ca. 12.800 mio. DKK¹³. Investeringen reducerer behovet for regulering vist i Figur 1 med ca. 60 pct.

I følsomhederne i Figur 5 er VE-produktionen blevet henholdsvis fremrykket og udskudt med fem år. Hvis indfasning af VE-produktion går hurtigere end forventet i AF23, vil de afværgede omkostninger til regulering øges i forhold til basisscenariet. Ligeledes vil en langsommere udvikling i indfasning af VE-produktion medføre en reduktion i afværgede omkostninger til regulering i forhold til basisscenariet. I begge tilfælde vil det indstillede alternativ medføre en positiv samfundsøkonomisk gevinst sammenlignet med en 1:1-reinvestering af forbindelsen.

Yderligere er der lavet følsomheder for udviklingen i CO₂-prisen med et lav- og højprisscenarie på CO₂ fra henholdsvis Energistyrelsen og Finansministeriet (ikke i figur). Følsomhederne indikerer, at løsningsalternativet er robust over for ændringer i CO₂-priserne sammenlignet med nulalternativet.

De samlede omkostninger består af anlægsomkostningerne¹⁴, drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne og reetableringsforpligtelse¹⁵. De samfundsøkonomiske omkostninger (nutidsværdi) stiger samlet set med ca. 9.535 mio. DKK sammenlignet med nulalternativet¹⁶.

13

14 Anlægsomkostningerne tager udgangspunkt i basisbudget (eksklusive byggerenter) + risikopulje og forventningstillæg (projektdereserver).

15 Omkostninger til nettab er ikke inkluderet, da det er vanskeligt at kvantificere tabet i et projekt af denne størrelse. Tabet vil ikke have betydning for valg af løsning i dette projekt eller være signifikant i forhold til andre værdier i business casen.

16 Løsningsalternativet indeholder omkostninger til opgradering af stationer grundet øget kortslutningsniveau. Dette er ikke inkluderet i nulalternativet, selvom behovet også skal håndteres her, men dog på et andet tidspunkt. Hvis omkostningerne blev inkluderet i nulalternativet, vil det stille løsningsalternativet endnu bedre.

Den samfundsøkonomiske analyse er baseret på værdien af den afværgede nedregulering. Den inkluderer dermed ikke alle fordelene ved den nye netstruktur og opgraderinger i 150 kV-nettet. Denne ændring forbedrer også forsyningssikkerhed på strækningen samt forventes at mindske fremtidige omkostninger til øget kortslutningsniveau både i Energinets 150 kV-stationer og på DSO-niveau.

5.2.2 Selskabsøkonomi

Det er forventningen, at investeringen er en tillægsgivende reinvestering, som indebærer et fuldt tillæg til indtægtsrammen, så afskrivninger, forrentning og drift kan opkræves gennem elforbrugstariffen. Med en gennemsnitlig kalkulationsrente på 4,1 pct., som er fastsat på baggrund af den forventede regulatoriske forrentning af investeret kapital, har investeringen en nutidsværdi på 421 DKK mio.¹⁷

Investeringen har en intern rente på 4,7 pct., hvilket er et udtryk for investeringens estimerede afkast i anlæggets levetid under de gældende regulatoriske rammer.

Det vurderes, at investeringen leverer et selskabsøkonomisk tilfredsstillende resultat.

5.2.3 Indpasning af vedvarende energi

Figur 1 viser behovet for nedregulering i nulalternativet, hvor nedreguleringsmængden primært består af vedvarende energi. Det indstillede alternativ vil reducere behovet for at nedregulere vedvarende energi markant. Investeringen vil reducere nedreguleringsbehov i 2035 fra ca. 2,6 til 0,3 TWh og 4,7 til 2,3 TWh i 2050. Den reducerede mængde nedregulering svarer til ca. 500.000 husstandes strømforbrug i 2035 og 550.000 husstandes forbrug i 2050 i nuværende forbrugsniveau.

Derudover vil stationsarbejdet, som udføres i forbindelse med opgraderingen, medføre forøgede muligheder for indpasning af vedvarende energi og forbrugstilslutninger, da stationerne udvides.

Behovet for yderlig nedregulering i 2050 er primært på grund af tre forhold; 1) forventet overbelastningsenergi nord for Aarhus, 2) forventet udfordring i transformerkapacitet samt 3) forventede overbelastninger i Trekantområdet grundet tilslutning af forbrug og produktion. Det forventes at disse overbelastninger håndteres i konkrete projekter på et senere tidspunkt.

5.2.4 Forsyningssikkerhed

Luftledningsforbindelsen er en systemkritisk forbindelse, som ikke kan undværes i elnettet i længere perioder. Reinvesteringer af 400 kV-forbindelser er mere kritiske for elnettets robusthed end andre reinvesteringer, fordi strækningerne har stor indvirkning på opretholdelse af forsyningssikkerheden, handel til udlandet og indpasning af VE-produktion.

Ved at etablere et 400 kV-dobbeltssystem på Kassø-Trige-forbindelsen i et nærliggende tracé øges forsyningssikkerheden under anlægsarbejde. Det skyldes, at den eksisterende forbindelse kan forblive i drift, indtil den nye forbindelse er klar til idriftsættelse. Desuden vil behovet for udetid i anlægsfasen blive betydeligt minimeret.

¹⁷ Der er ikke estimeret konkrete risici for anlægget, hvorved kalkulationsrenten indeholder det generelle risikotillæg i forrentningsrammen.

Effekttilstrækkeligheden påvirkes positivt ved etablering af den indstillede løsning, da en øget fleksibilitet og overføringskapacitet i 400 kV-nettet i Vestdanmark sikrer, at der kan opretholdes en højere markedsfunktion i udetidsperioder. Ligeledes vil robustheden over for fejl og hændelser øges på grund af den bedre forbindelse til det resterende elnet.

5.2.5 Klimapåvirkning

Energinet forventer, at det indstillede alternativ vil reducere CO₂-udledningen i Danmark og Europa¹⁸ i anlæggets levetid¹⁹.

Ændringen i CO₂-udledning er baseret på en antagelse om, at den nedregulerede energi bliver erstattet af produktion, som svarer til det forventede danske forbrug²⁰. Da opreguleringen ikke nødvendigvis kommer fra Danmark, kan noget af CO₂-effekten være på et europæisk plan. Den estimerede reduktion i udledningen af CO₂ er op til 815 kt i anlæggets levetid.

Da løsningsalternativet medfører en positiv samfundsøkonomisk nettogevinst, er skyggeprisen for den reducerede CO₂-udledning negativ.

Beregningen af de samfundsmæssige klimaeffekter tager ikke højde for klimapåvirkningen fra produktion, etablering og drift af anlæggene. Energinet har vedtaget målsætninger for reduktion af klimapåvirkning i egen drift og i værdikæden. Under udførelse sikres det, at projektet bidrager til at indfri disse målsætninger.

Projektet gennemføres i henhold til Energinets politikker for Corporate Social Responsibility og bæredygtighed samt i overensstemmelse med Energinets principper for bæredygtige indkøb og Energinets Code of Conduct for leverandører.

5.2.6 Miljøpåvirkning

Den 26. juni 2024 udstedte Energistyrelsen nye bekendtgørelser baseret på VE III-direktivet og EU's nødfordning. Formålet er at reducere administrative byrder og accelerere sagsbehandlingen.

Med udpegningen af et fremskyndelsesområde for hele projektet – omfattende alle 400 kV- og 150 kV-anlæg udarbejdes en strategisk miljøvurdering samt en separat miljøvurdering af det landsplandirektiv, der skal udstedes. Begge skal baseres på allerede tilgængelige miljødata. Der skal således ikke laves en fuld VVM for projektet. Miljøvurderingsprocessen er vurderet til at tage under 2 år.

Inden anlægsarbejdet påbegyndes, undersøges udvalgte områder langs luftledningsstrækningen i forhold til dyreliv og planter, så anlægsarbejdet kan tilrettelægges, så der sker mindst mulig påvirkning af de lokale områder. Ved eventuel terrænregulering og opgravning undersøges overskudsjord for miljøfarlige stoffer, og jorden håndteres i henhold til myndighedernes krav.

Reetablering vil ske med respekt for biodiversitet og indtænkes tidligt i projektforløbet. Miljøvurderingen af projektet vil undersøge tilstedeværelse af beskyttede flora eller fauna inden for

¹⁸ Det europæiske kvotesystem er ikke inddraget i vurderingen. Kvotesystemet kan medføre, at de frigivne kvoter på grund af den bedre udnyttelse af den grønne elproduktion kan bruges andre steder inden for kvotesystemet.

¹⁹

²⁰ Udviklingen i forbrug er baseret på Energistyrelsens "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger", i tabel 15. På sigt vil produktionsmikset blive baseret på mere grøn energi, hvilket vil medføre, at CO₂-intensiteten falder. Dette er der ikke taget højde for i beregningerne.

projektplanområdet. Forslag til biodiversitetsfremmende tiltag vil blive inkluderet i designbeskrivelsen.

Etableringen af den indstillede løsning vil medføre midlertidige påvirkninger i forhold til natur i forbindelse med anlægsarbejdet. Derudover vil der være en ændret påvirkning af landskabet på grund af anvendelsen af en anden mastetype end for den eksisterende luftledning og særligt på de steder, hvor det nye luftledningstracé flyttes væk fra det eksisterende. Energinet tilstræber generelt, at projekterne udformes, så påvirkningen af miljøet minimeres.

Komponenter, som demonteres og skrottes, håndteres efter gældende lovgivning og søges i størst muligt omfang genanvendt.

5.2.7 Image

I den indstillede løsning vil opgraderingen af et dobbelt 400 kV-system i nærliggende tracé medføre synlige ændringer på hele strækningen og omkring stationerne. Der vil være en stor påvirkning af lokalområdet, hvor 400 kV-luftledninger skal placeres i et nyt tracé, og stationer skal flyttes, både i forbindelse med planlægnings- og byggefasen. Det forventes, at rettigheds-erhvervelse og dialog med lodsejere potentielt kan forsinke etablering af projektet samt medføre ekstra omkostninger. For at mitigere påvirkningen på projektet vil der være en tidlig dialog med berørte kommuner om både placering af tracé og stationer. Der må forventes modstand i lokalområdet, hvilket kan påvirke Energinets image negativt.

Omvendt er det indstillede alternativ afgørende for reinvestering og opgradering af en system-kritisk strækning, hvorved nedreguleringsbehov for vedvarende energi samt risikoen for nedbrud og skader, der medfører forsyningssvigt, reduceres markant. Dette fjerner en betydelig risiko for Energinets image.

Både nulalternativet og den indstillede løsning vil medføre anlægsarbejde, som vil påvirke kommuner og lodsejere i og omkring de områder, hvor der etableres anlæg. Dette kan påvirke Energinets image negativt.

5.2.8 Risikoanalyse

Energinet har i overensstemmelse med Energinets risikopolitik og det overordnede risikorammeværktøj grundigt og systematisk identificeret og vurderet risici forbundet med projektet. Der er i alt identificeret 91 anlægsrisici, hvoraf otte er røde i henhold til ledelsesskalaen.

Projektet vurderes generelt som risikofyldt på baggrund af et ophedet produktions- og leverandørmarked med risiko for ekstraordinære stigninger i materialepriser og logistiske omkostninger, specielt for kabler og ledningsanlæg (R059). Desuden ses der risiko for kapacitetsproblemer hos producenter af både kabler og elteknisk udstyr (R051), forsinkelser i miljøprocesser (R111) samt potentielle udfordringer med borgermodstand (R025). Endelig kan geopolitiske forhold medføre lovgivningsmæssige ændringer og skærpede krav til projektet (R094).

De væsentligste anlægsrisici derudover med de potentielt største konsekvenser, er; harmonisk støj i 150kV-systemet (R019), antagelser om genbrug af eksisterende udstyr (R050), designændringer i ledningsanlæg (R006) og en stram tidsplan (R039).

Risikopuljen er bestemt til at udgøre DKK 705 mio. af de samlede usikkerhedsmkostninger svarende til 6,5 pct. af basisbudgettet.

Risikopuljen dækker tab, når risici indtræffer. Derudover dækker risikopuljen omkostninger til risikomitigerende tiltag i det omfang, de i løbet af projektet identificeres og kan retfærdiggøres med en tilsvarende reduktion i den specifikke risikos økonomiske konsekvens. I nedstående matrix er ikke medtaget grønne risici.

KONSEKVENS

6: Katastrofal	R062					
5: Kritisk						
4: Alvorlig		R041 R052 R061 R069 R094 R105		R006 R039 R059	R019 R025 R050	
3: Betydelig			R012 R013 R040 R051 R056 R063 R070 R104	R007 R015 R106 R111	R057	
2: Væsentlig				R045 R092 R103		
1: Mindre væsentlig						
	≤1	≤4	≤10	≤20	≤50	≤90
	SANDSYNLIGHED (%)					

Tabel 2 Risikomatrice på ledelsesniveau med de væsentligste risici.

Nedenfor ses en beskrivelse af de væsentligste risici og de mulige mitigerende tiltag for hver risiko.

Risiko	Beskrivelse	Mitigerende tiltag
R006	Ændringer i projekt-scope eller design Årsag: Eksterne krav eller tekniske udfordringer medfører designændringer. Hændelse: Revision af designgrundlag medfører nye komponenter, tekniske løsninger eller installationsmetoder. Effekt: Forsinkelse og fordyrelse.	1) Kravspecifikation og scope-definition. Tidlig involvering af alle interessenter for at sikre, at alle krav og forventninger er dokumenterede og forstået. Udarbejdelse af en klar, præcis og detaljeret kravspecifikation. Klar og tydelig definering af projektets omfang. 2) Change management proces. Etablering af en formel ændringsstyringsproces til håndtering af ændringer i scope eller design, inklusive ændringsanmodninger, vurdering af ændringskonsekvenser og godkendelsesprocedurer. Krav om, at alle ændringer indsendes som formelle anmodninger med en detaljeret begrundelse og analyse af potentielle konsekvenser. Grundig evaluering af alle ændringsanmodninger med hensyn til deres indvirkning på tidsplanen, budgettet og kvaliteten.

R019	Harmonisk støj, 150 kV-systemet Årsag: Harmonisk støj i 150 kV-transmissionsnettet værre end antaget. Hændelse: Fuld kabellægning og opspaltning i "øer" af det formaskede 150 kV-transmissionsnet. Effekt: Forstærkning af harmonisk støj i 150 kV- "øerne" ud over forventet. Overskridelse af planlægningsgrænser for harmonisk støj i 150 kV-transmissionsnettet. Den harmoniske støj medfører behov for etablering af yderligere filtre og reaktorer end medtaget i nuværende design.	1) Der igangsættes og udarbejdes analyser for systemet, når tracé er endeligt fastlagt, så de nødvendige anlæg kan identificeres og indarbejdes i design. 2) Hvis nødvendig, installation af flere filtre og tilhørende reaktorer.
R025	Borgermodstand, 400 kV-luftledninger Årsag: Borgere er utilfredse med, at Energinet skal flytte 400 kV-luftledninger til nærliggende trace. Hændelse: Borgere protesterer i diverse medier og aktiverer lokalpolitikere. Effekt: Borgermodstand og klager vil medføre ekstraomkostninger i forbindelse med forsinkelser af projektet. Dertil vil Energinets omdømme (image) blive skadet.	Beskrivelse af tiltag: 1) Borgerinddragelse i god tid før offentlighedsfase i henhold til høringsbestemmelser 2) Indarbejd læring og erfaringer fra Vestkystprojektet samt mere fokus herpå i projektplanlægningen. Tæt proaktiv dialog med borgerne via borgermøder mv. 3) Beredskab og Energinets svarberedskab 4) Kommunikations- og pressestrategi og løbende informationer til offentligheden 5) Dedikeret lodsejerkontakt fra Energinets tilsynsteam
R039	Usikkerhed i tidsplan Årsag: En tidsplan, der er baseret på flere antagelser, herunder leveringstider, produktionskapacitet, myndighedsprocesser samt, at samarbejdspartnere lever op til deres forpligtelser, kan blive påvirket af nye informationer gennem feedback fra interessenter og marked. Hændelse: Utilstrækkeligt buffer i tidsplanen betyder, at hændelser eller forsinkelser hos samarbejdspartnere eller i produktions- og forsyningskæder kan have en kaskadeeffekt og føre til forsinkelser, der kan være umulige at indhente. Effekt: Forsinkelser i projektets gennemførelse og idriftsættelse.	1) Udvikling af robust leverandørstyringsstrategi, der inkluderer vurdering af leverandørernes kapacitet, pålidelighed og fleksibilitet. 2) Sikre, at kontrakter med samarbejdspartnere indeholder klare bestemmelser om håndtering af forsinkelser, sanktioner for manglende overholdelse af deadlines og incitamenter for rettidig levering.
R050	Genbrug af eksisterende udstyr Årsag: Genbrug af eksisterende anlæg fx reaktorer fra Landerupgård ikke muligt. Hændelse: Af tekniske årsager er det ikke muligt at genbruge eksisterende udstyr. Effekt: Ekstra omkostning til indkøb af nye reaktorer + straksafskrivning af eksisterende udstyr.	1) Der igangsættes en evaluering af anlægget og identificering af ændringer til budgettet.
R057	Ressourcer og kompetencer- leverandører Årsag: Stigende ressource- og kompetencebehov i et stort anlægsprojekt samt en generel vækst i VE-sektorens aktivitet skaber en knaphed på kvalificeret personale. Hændelse: Mangel på bemanning og kompetencer hos leverandører (fx muffefolk og graveentreprenører) samt flaskehalse i leverandørkæderne, specielt i forhold til kabel- og ledningsinstallation. Effekt: Forsinkelser i forhold til etableringstidsplanen og meromkostninger.	1) EPC-/hovedentreprenøren skal forpligtes til tidligt at tildele deres vigtigste underleverandører. Energinet: Forberede ITT-dokumenterne for at facilitere underleverandører af disse tjenester. 2) Kontraktmæssige foranstaltninger, som inkluderer bestemmelser om tidsplan og leveringsdatoer for vigtige komponenter og materialer samt sanktioner for forsinkelser. 3) Krav om, at entreprenøren udarbejder beredskabsplaner for forsinkelser, der specifikt adresserer kapacitetsproblemer i deres leverandørkæder.
R059	Materialepriser og logistiske omkostninger (kabler og ledningsanlæg) Årsag: Risiko for ekstraordinære udsving (ud over almindelige usikkerheder) i materialepriser, ændringer i prisregulering, øgede materialepriser etc. Hændelse: Prisstigninger som følge af mangel på råvare, flaskehalse i forsyningskæderne, mangel på transportkapacitet, krav om ny teknologi. Effekt: Påvirkning af projektkøkonomien igennem krav fra entreprenører om at blive kompenserende.	1) Løbende overvågning med kontraktansvarlig af eventuelle tegn på stigende priser og mulige konsekvenser. Løbende dialog med entreprenører om eventuelle mangel på arbejdskraft. 2) Indarbejdelse af beskyttelsesforanstaltninger og risikostyringsmekanismer i kontrakter, herunder klare bestemmelser om ændringer, prisfastsættelse, tidsplan, tvistløsning mm.

Tabel 3 Oversigt over risici og mitigerende tiltag.

Der er identificeret en risiko for krav om kompenserende kabellægning. Da 150 kV-luftledningerne på 400/150 kV-luftledningsforbindelsen står over for en gennemgribende reinvestering, kan Energinet blive pålagt at kabellægge alle 150 kV-forbindelser i berørte kommuner i, jf. PSO-

aftalen om kompenserende kabellægning. Nord for Trige er der tre luftledningsforbindelser mod henholdsvis Tange, Moselund og Mesballe. Jf. PSO-aftalen om kompenserende kabellægning kan Energinet blive pålagt at kabellægge disse forbindelser. De er ikke medtaget i den opdaterede 150 kV-netstruktur eller i risikopuljen i anlægsbudgettet, da det antages, at en eventuel kabellægning af disse strækninger håndteres i efterfølgende projekter.²¹

5.2.9 Konklusion

Med den massive udvikling i den realiserede og forventede VE-udbygning viser den samfundsøkonomiske analyse, at en opgradering af forbindelsen mellem Kassø og Trige til en dobbeltforbindelse og en ny 150 kV-netstruktur (det indstillede alternativ) medfører et betydeligt samfundsøkonomisk overskud.

Konkret vil projektet medføre en markant reduktion i omkostninger til op- og nedregulering, som overstiger etablerings- og driftsomkostningerne ved projektet. I forbindelse med opgraderingen vil det blive nødvendigt at foretage en justering af det nuværende tracé, fx ved Kolding, Vejle, Horsens og Aarhus. Herudover udflyttes, udvides og nybygges stationer langs tracéet. Dette må forventes at medføre lokal modstand fra lodsejere, der ikke tidligere har været berørt af eltransmissionsanlæg. Projektet forsøges planlagt, så det medfører færrest mulige gener for borgerne i de berørte områder.

6. Anlægsbudget og afledte driftsomkostninger

6.1 Anlægsbudget

Anlægsbudgettet for det indstillede alternativ er opstillet i Tabel 4. Budgettet er periodiseret i forhold til, at projektet gennemføres i perioden 2024-2037 med idriftsættelse af det nye 400 kV-luftledningsanlæg i april 2032.

Budgetterne er opgjort i faste 2024-priser og indeholder alle forventede eksterne og interne omkostninger, der medgår til etablering af anlægget.

Anlægsbudget - Faste priser	DKK mio.
Projektledelse	
Plan og miljø	
AC Stationer	
Automation	
Konstruktioner	
Landkabel	
Luftledning	
Sanering	
Basisbudget (ekskl. byggerenter)	9.851
Byggerenter	955
Basisbudget	10.806
Forventningstillæg (projektlederreserve)	452
Styringsmål	11.258
Risikopulje	705
Budgetusikkerhed (styregruppereserve)	579
Total anlægsbudget, faste priser	12.541

Tabel 4 Anlægsbudget.

²¹ Slutlevetiden er estimeret til 2035/2046 for Tange-Trige, 2060 for Mesballe-Trige og 2031 for Moselund-Trige. Hvis 150 kV-forbindelserne Tange-Trige og Mesballe-Trige skal kabellægges, forventes det ikke, at de estimerede gevinster i projektet påvirkes væsentligt. Estimerede omkostninger ved kabellægning og afskrivning er [redacted] for Tange-Trige, [redacted] for Mesballe-Trige og [redacted] for Moselund-Trige.

For detaljeret budget henvises til dok. [REDACTED]

De samlede anlægsomkostninger er budgetteret til 12.541 mio. DKK i faste 2024-priser. I løbende priser udgør budgettet 13.798 mio. DKK. De største poster i budgettet vedrører indkøb af landkabel og luftledning. Derudover indeholder budgettet omkostninger til udvidelse og etablering af stationsanlæg samt omkostninger til plan og miljø.

Styringsmålet (P50) for projektet på 11.258 mio. DKK angiver de mest sandsynlige omkostninger til projektgennemførelsen givet de usikkerheder, der er vurderet. Styregruppereserven og risikopuljen på henholdsvis 579 og 705 mio. DKK disponeres af projektets styregruppe.

Foruden omkostninger til etablering af projektet afsættes 285 mio. DKK til reetableringsforpligtelsen.

De største usikkerheder i projektet er omkostninger i forbindelse med erhvervelse af landkabel samt entreprenørydelsen i forbindelse med nedlægning af kablet, både for 150 kV- og 400 kV-eltransmissionsnettet. Budgettet er baseret på gældende prisliste. Derudover er nogle af de ældre priser i prislisen genbesøgt i samarbejde med indkøb for at sikre, at markedsudviklinger er afspejlet i prisen. Det gælder fx saneringsopgaven og komponenter til højere kortslutningsniveau.

Det indstillede budget afspejler de mest sandsynlige omkostninger til etablering af den indstillede løsning under hensyntagen til de respektive budgetusikkerheder, som foreligger i projektet.

6.2 Afledte driftsomkostninger

Driftsomkostninger	mio. DKK
Nettab (DKK/år)	-
Drift og vedligehold	[REDACTED]
Driftsomkostninger årligt i alt	[REDACTED]

Tabel 5 Driftsomkostninger for det indstillede alternativ.

Det indstillede alternativ har budgetterede årlige driftsomkostninger på [REDACTED]. Driftsomkostningerne dækker over omkostninger til drift og vedligehold på 400 kV-luftledningsstrækningen, 150 kV-kabelstrækningen samt de berørte stationer på strækningen. Flere stationer udvides eller udflyttes, hvilket betyder, at der er flere felter, som skal vedligeholdes på stationerne.

Omkostninger til nettab er ikke inkluderet i driftsomkostningerne. På grund af kompleksiteten i projektet og de væsentlige ændringer til netstrukturen er det ikke muligt at beregne den præcise ændring i det samlede nettab. Det er dog forventningen, at investeringen vil føre til en reduktion af det samlede nettab.

6.3 Økonomisk påvirkning og tarifeffekt

6.3.1 Økonomisk påvirkning

Nedenfor beskrives de selskabsøkonomiske driftsomkostninger og afskrivninger sammenholdt med den forventede påvirkning på omkostningsrammen og forrentningen af egenkapitalen. Det forventes, at dette projekt kategoriseres som en tillægsgivende reinvestering, idet der foretages væsentlig ændring i kapacitet i form af etablering af et dobbelt 400 kV-

luftledningssystem og kabellægning af 150 kV. Det forventes derfor, at der gives tillæg til omkostningsrammen som følge af øgede omkostninger til drift og afskrivninger.

Da fremtidige pristalsreguleringer og effektiviseringskrav ikke kendes endnu, forudsættes det i nedenstående, at pristalsregulering er lig effektiviseringskrav.

Påvirkning på omkostningsrammen: Tillægsgivende reinvestering				
mio. DKK	2023-2026	2027-2030	2031-2034	2035-2038
Driftsomkostninger				
Ordinære afskrivninger				
Accelererede afskrivninger				
I alt (selskabsøkonomiske omkostninger)				
Regulatorisk omkostningsramme				
Resultat				

Resultat (-) betyder, at de selskabsøkonomiske omkostninger i perioden er større end, der kan indregnes i omkostningsrammen (eltalrifferne) i perioden.

Tabel 6 Påvirkning på omkostningsrammen.

De årlige omkostninger til drift og vedligehold (eksklusive nettab) vil stige fra [redacted] efter idriftsættelse i april 2032. De samlede driftsomkostninger vil være på [redacted] i reguleringsperioden (2031-2034) og [redacted] i efterfølgende reguleringsperiode (2035-2038).

De årlige afskrivninger til anlæg og reetableringsforpligtelse vil stige til [redacted]. De samlede afskrivninger vil stige til [redacted] i reguleringsperioden (2030-2034), hvor anlægget idriftsættes og yderligere til [redacted] i reguleringsperioden 2035-2038, hvor den komplette afskrivningseffekt er indregnet.

Reinvesteringen medfører accelererede afskrivninger af eksisterende anlæg og reetableringsforpligtelsen for i alt [redacted], så de eksisterende stationsanlæg er færdigafskrevet ultimo 2032. De accelererede afskrivninger forventes godkendt som et engangstillæg i perioden (2031-2034) for idriftsættelsen. Ud over de accelererede afskrivninger er der afholdt omkostninger i 2024 på DKK 20,5 mio. vedrørende lukning af projekt KAS-TRI og forskønnelsesprojekt Årsløv-Engsø. Projekterne blev sat i bero primo 2023 pga. den forventede udvikling i VE-tilslutninger og er erstattet af dette projekt "Nyt elnet mellem Aarhus og Aabenraa (NEA)".

De samlede omkostninger vil stige fra [redacted] til [redacted] i reguleringsperioden 2035-2038, som er første hele reguleringsperiode, hvor alle helårseffekter er inkluderet.

Den regulatoriske omkostningsramme består af en drifts- og afskrivningsramme og er fastlagt efter bestemmelserne i økonomisk regulering for eltransmissionsselskaber.

Den regulatoriske omkostningsramme for anlæggene vil betyde, at der i 2023-2026 og 2027-2030 er et negativt resultat på henholdsvis [redacted], da tillæg til accelererede afskrivninger forventeligt først tildeles ved idriftsættelsen af den nye tillægsgivende reinvesteringsperiode og dermed i den efterfølgende reguleringsperiode. Afvigelsen i forhold til den regulatoriske omkostningsramme (resultatet) er derfor en periodeforskydning, når der er tale om en tillægsgivende reinvesteringsperiode.

Ved en forventet egenkapitalforrentning på 6,78 pct. medfører reinvesteringen derudover en gennemsnitlig årlig egenkapitalforrentning på 182 mio. DKK nominelt over anlæggets levetid. Egenkapitalforrentningen dækker risici samt dividende til moderselskabet.

Den gennemsnitlige forventede tarifpåvirkning vil være 0,74 øre/kWh pr. år over det nye anlægs levetid.

6.4 Meromkostning ved kabellægning

Det indstillede alternativ i afsnit 4 indstilles under hensyntagen til [PSO-tillægsaftalen](#) om kabellægning af udtjente 132/150 kV-luftledninger. Det er som anført ovenfor besluttet, at den fastsatte PSO-pulje skal dække meromkostninger ved kabellægning af udtjente 132/150 kV-luftledninger.

	Kabellægningsbudget inkl. kapacitetsforøgelse og ny kabelstruktur (mio. DKK)	Referencebudget for 1:1 luftledning (mio. DKK)	Meromkostninger ved kabellægning (delta) (mio. DKK)
Budget (P85)			
(-) Meromkostning kapacitetsforøgelse			
(-) Saneringsbudget			

Tabel 7 Meromkostninger ved kabellægning.

Meromkostninger til kabellægning er fastsat ved at sammenstille et referencebudget med de forventede omkostninger til kabellægning. I den forbindelse er der opstillet et referencebudget til sammenligning, hvor udgangspunktet er en 1:1 reinvestering af den eksisterende luftledning. Referencebudgettet er for hele luftledningsstrækningen estimeret til

_____.

Meromkostningen ved kabellægning i forhold til en reinvestering i den eksisterende luftledning korrigeres for saneringsomkostninger og meromkostning ved kapacitetsforøgelse. Meromkostningen til kapacitetsforøgelsen er estimeret som differencen imellem den estimerede anskaffelsespris på kablet i det indstillede alternativ og anskaffelsesprisen på et mindre kabel, der har samme overføringskapacitet som den nuværende luftledningsstrækning. Det er i den forbindelse antaget, at omkostninger til graveentreprise mv. er uafhængige af kablets ledertværsnit.

I Tabel 7 er meromkostningen ved kompenserende kabellægning af 150 kV-strækningerne Møllerup-Trige, Andst-Magstrup og Andst-Bramdrup estimeret til _____.

7. Tidsplan

Aktivitet	Tidspunkt
Overdragelse	Q4 2024
§ 4-godkendelse	Q2 2025
Udarbejdelse af Strategisk Miljøvurdering og Landsplandirektiv	Q1 2025 – Q2 2026
Godkendt Landsplandirektiv for projektet	Q3 2026
Anlægsarbejde, start	Q1 2028
Idriftsættelse 400 kV (økonomisk, tidspunkt for tilgang i anlægskartotek)	Q1 2032
Idriftsættelse 150 kV (økonomisk, tidspunkt for tilgang i anlægskartotek)	Q1 2031 – Q4 2033
Eksisterende 400 kV-/150 kV-luftledning demonteret	Q2 2036

8. Bilag – Beskrivelse af det indstillede alternativ

8.1 Oversigt over stationsarbejde i 400 kV-systemet

400 kV-station	Beskrivelse og omfang
Kassø	Der foregår et reinvesteringsprojekt i modningen af station Kassø, hvor denne forventes udvidet og opgraderet til 80 kA-kortslutningsniveau. I denne business case er der derfor kun inkluderet design og omkostninger til etablering af et ekstra felt til anden forbindelse mod Landerupgård.
Landerupgård	Landerupgård skal opgraderes til et 80 kA-design, som ikke kan udføres inden for eksisterende stationsareal. Derfor er der behov for en ny placering af stationen. Derudover opgraderes stationen til to 400 kV-systemer mellem Kassø og Trige, inklusive langskobling.
Malling	På grund af begrænset plads på eksisterende stationsareal skal stationen udvides til at håndtere et dobbelt 400 kV-system. En del af højspændingskomponenterne i station Malling har levetid indtil 2029 og 2035, og stationen står derfor over for en reinvestering. Stationen vil dermed blive opgraderet med nye komponenter med 63 kA-design for at fremtidssikre stationen. Sektionering etableres i stationen, da station Malling er kritisk for 400 kV-nettet på den jyske østkyst.
Trige	"Mere Havvind"-projektet i Trige indeholder udvidelsen af den eksisterende 400 kV-station. Som en del af dette projekt skal der derfor kun etableres et nyt felt til anden 400 kV-forbindelse mod Malling.
Hatting	For at opdele 150 kV-nettet saneres 150 kV-luftledningen mellem Hatting og Knabberup og erstattes med transformering mellem 400 kV og 150 kV i en ny 400 kV-station Hatting og ny 150 kV-station Hatting. På grund af begrænsede pladsforhold omkring eksisterende station Hatting samt ny foreslået linjeføring af 400 kV-forbindelsen, placeres den nye 400 kV-station samt den nye 150 kV-station ca. 5 km fra eksisterende 60 kV-station. Den nye 150 kV-station vil forbindes med den eksisterende 60 kV-station via 60 kV ²² -kabler. De nye 400 kV- og 150 kV-stationer etableres efter 63 kA-standarden fra starten.

Tabel 8 Oversigt over 400 kV-stationsarbejde.

8.2 150 kV optimeret netstruktur

De eksisterende 150 kV-luftledninger på kombi-masterne står ligeledes over for en gennemgribende reinvestering og kabellægges i henhold til de politiske retningslinjer udstukket i "[Tillægsaftale om kabellægning til PSO-aftalen](#)", da der ikke er plads til 150 kV-systemerne på masterne efter, at dobbelt 400 kV-system er etableret.

I forbindelse hermed foretages en restrukturering og optimering af 150 kV-systemet mellem Kassø og Trige for at imødekomme det fremtidige behov og udviklingen i de lokale kommuner. Denne omstrukturering indtænker opdeling af 150 kV-systemet, så overskudsproduktion kan løftes op i 400 kV-systemet og transporteres til forbrugsområder samt for at mitigere øget kortslutningsniveau i fremtiden.

150 kV-stationer med direkte transformering til 400 kV-spændingsniveau (Kassø, Trige, Malling, Hatting og Landerupgård) dimensioneres og etableres til minimum 63 kA-kortslutningsniveau. Øvrige 150 kV-stationer omfattet af projektet dimensioneres og etableres til 40 kA-kortslutningsniveau.

²² Antallet af kabler skal undersøges efterfølgende.

8.2.1 150 kV-netstruktur i Syddjylland

Alternativet indebærer ikke store ændringer i 150 kV-netstrukturen mellem Kassø og Landerupgård. Der kabellægges 1:1, det vil sige i et tracé, der følger det eksisterende 150 kV-luftledningstracé. 150 kV-stationerne modificeres til at håndtere kabler i stedet for luftledninger. Den eksisterende station Bramdrup flyttes til station Kolding Vest i andet projekt. Denne struktur er vist i Figur 6. Eksisterende 150 kV-luftledninger mellem Magstrup-Andst-Bramdrup demonteres samtidig med demontering af 400 kV-/150 kV-luftledninger mellem Kassø og Trige.

8.2.2 150 kV-netstruktur i trekantområdet

Den eksisterende 150 kV-forbindelse i trekantområdet består af tre delstrækninger som vist i Figur 7; 1) Landerupgård-Knabberup, 2) Knabberup-Hatting og 3) Hatting-Malling.

Mellem Landerupgård og Knabberup (1) kabellægges 150 kV-systemet 1:1. 150 kV-linjen mellem Knabberup og Hatting erstattes af et kabel mellem Mørup og Hatting (2) for at afhjælpe kapacitetsudfordringer i Knabberup station samt for at koble på forbindelsen Knabberup-Mørup, der er under etablering.

150 kV-nettet mellem Landerupgård og Malling kan være en begrænsning for kapaciteten i det parallelle 400 kV-net. Derudover er der behov for tekniske løsninger, som i videst muligt opfang kan holde kortslutningsniveauet i 150 kV-nettet under 40 kA. Derfor opdeles 150 kV-systemet ved at fjerne den 55 km lange 150 kV-forbindelse mellem Hatting og Malling (3). Denne omstrukturering kræver en ny 400/150 kV-station i Hatting, som beskrevet i Tabel 8.

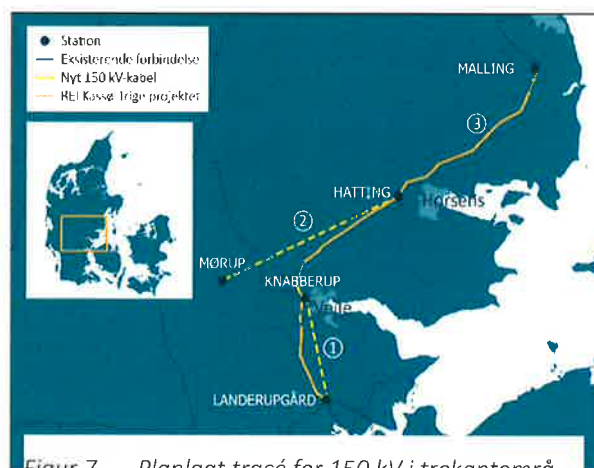
Station Knabberup udflyttes på grund af pladsmangel både på stationen og til kabel ind til stationen. 150 kV-station Hatting udflyttes og placeres ved siden af 400 kV-station Hatting for at mitigere fremtidige pladsmangel på grund af forventet udvikling.

8.2.3 150 kV-netstruktur omkring Aarhus

Omkring Aarhus består 150 kV-systemet af to 150 kV-systemer på kombi-master med 400 kV-systemet mellem Malling og Trige. Det ene 150 kV-system har afgrening til Hasle station, imens det andet 150 kV-system har afgrening til stationerne Høskov og Hørning. Derudover er en ny station Storrø ved at blive etableret samtidig med en ny kabelforbindelse mellem Storrø og Hørning.



Figur 6 Planlagt tracé for 150 kV i Syddjylland.

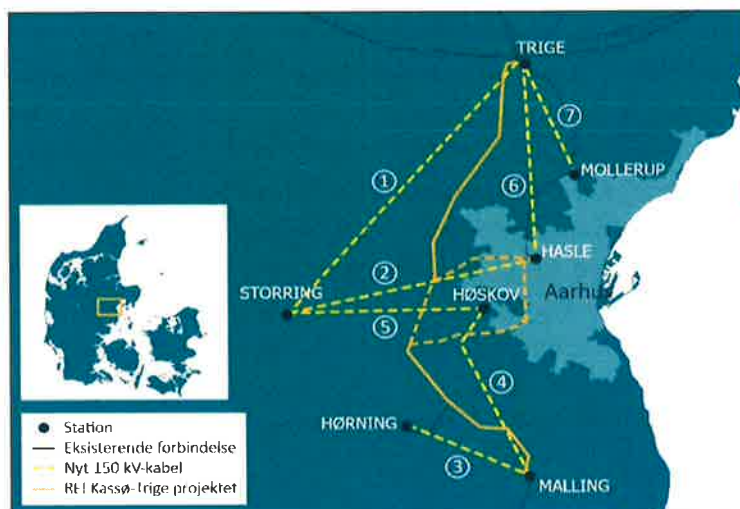


Figur 7 Planlagt tracé for 150 kV i trekantområdet.

150 kV-station Høskov udflyttes til vest for motorvejen og etableres som en AIS-station. Denne løsning er billigere end at udvide den eksisterende 150 kV-station Høskov, der er en GIS-station og placeret tæt på en daginstitution og et naturområde.

Som en del af dette projekt etableres syv 150 kV-kabelforbindelser; 1) Storring-Trige 2) Storring-Hasle 3) Hørning-Malling 4) Malling-Høskov 5) Høskov-Storring og 6) Hasle-Trige, der erstatter de to 150 kV-luftledningssystemer, der i dag hænger på kombi-masterne.

Derudover etableres forbindelsen 7) Mollerup-Trige, som er en planlagt reinvestering. Alle syv forbindelser opfylder krav om kabellægning jf. PSO-aftalen²³. Hermed saneres 25 km luftledninger, to 150 kV-systemer fjernes fra kombi-masterne på en 42 km strækning, og der etableres ca. 85 km kabel, jf. Figur 8.



Figur 8 Planlagt tracé for 150 kV omkring Aarhus.

8.2.3.1 Forskønnelsesprojektet Årslev-Engsø

Den indstillede løsning vil nedtage samme antal master som i Forskønnelsesprojektet Årslev-Engsø og kabellægge 150 kV-systemer i hele Aarhusområdet, inklusive Årslev-Engsø-området. Tracé for dobbelt 400 kV-system placeres længere væk fra Aarhus og kommer derfor ikke til at berøre Årslev-Engsø-området.

²³ Hasle-Mollerup-kabellægning, der også er en del af PSO-aftalen, håndteres i et separat projekt og er ikke inkluderet i denne business case.