



Netudviklingsplan 2013

Netudviklingsplan 2013

Rapporten kan fås ved henvendelse til:

Energinet.dk

Tonne Kjærvej 65

7000 Fredericia

Tlf. 70 10 22 44

Den kan også downloades på:

www.energinet.dk

maj 2013

Indhold

1.	Forord	5
2.	Sammenfatning	6
3.	Baggrund	9
4.	Rammer for udvikling af det danske transmissionsnet	11
4.1	Lovgrundlag	11
4.2	Politiske retningslinjer	12
4.3	Nyt energiforlig og solcelleaftale 2012	14
4.4	Internationale samarbejder	14
5.	Referenceopgørelse	16
5.1	Økonomiske forudsætninger	16
5.2	Kabelhandlingsplan 2009	16
5.3	Igangværende og planlagte interne 400 kV-projekter	19
5.4	Afsluttede, igangværende og planlagte 132/150 kV-projekter... ..	19
6.	Analyseforudsætninger	22
6.1	Transmissionsnettet	22
6.2	Elforbrug og produktionskapacitet	23
6.3	Forbindelser til nabo-områder	26
6.4	Anlægs- og etableringsomkostninger	26
7.	Generelle forudsætninger for 132-150 kV-kabellægning	27
7.1	Funktionsprincip for 132-150 kV-nettet	27
7.2	Tracé-længde	28
7.3	Forlægningsform og overføringsevne	28
7.4	Kompensering af reaktiv effekt	29
7.5	Temperaturovervågning	29
7.6	Overordnede forudsætninger for den langsigtede netstruktur	29
7.7	Kabelteknologi-udvikling	30
8.	Krav til transmissionsnettet	31
8.1	Planlægningsbalancer	31
8.2	Dimensioneringskriterier	32
8.3	Koordinering med underliggende net	34
9.	Nedtagning af 132/150 kV-luftledningsnettet	35
9.1	Restlevetider og reinvesteringer	37
9.2	Luftledningsforbindelser til umiddelbar nedtagning	38
9.3	Nærhed til større byområder	38
10.	Udviklingen i 400 kV-nettet	42
11.	Udviklingen i 132/150 kV-nettet	46
11.1	Den langsigtede 132/150 kV-netstruktur i Danmark	46
11.2	Netstrukturer på kort og mellemlangt sigt – 2017 og 2022	49
12.	Områdebetragtninger	52
12.1	Nordjylland	53
12.2	Vestjylland	53
12.3	Østjylland	55
12.4	Sydjylland	56

12.5	Fyn	57
12.6	Nordsjælland.....	57
12.7	Københavnsområdet	58
12.8	Midtsjælland	59
12.9	Sydsjælland og Lolland-Falster	59
13.	Oversigter og økonomi	61
13.1	Investeringsomfang	61
13.2	Tarifpåvirkning	64
14.	Transmissionsnettets robusthed	67
14.1	Udlandsforbindelser/samkøringsforbindelser	67
14.2	Ændret 400 kV-struktur.....	67
14.3	Kystnære møller.....	68
14.4	Opdaterede analyseforudsætninger.....	68
14.5	Mølposelagte centrale kraftvarmeværker	68
15.	Perspektivering 2050	70
15.1	Forudsætninger	70
15.2	Overordnede 2050-analyser.....	73
15.3	Konklusion.....	74
16.	Implementering af kabelhandlingsplan	75
	Bilag – oversigt.....	77
1.	Lovgrundlag for planlægning af transmissionsnet.....	78
2.	Den langsigtede netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009.....	79
3.	Analyseforudsætninger.....	80
3.1	Maksimalt effektforbrug.....	80
3.2	Centrale anlæg.....	80
3.3	Decentral kraftvarme	80
3.4	Havmøller.....	81
3.5	Kystnære og landbaserede møller.....	81
3.6	Udveksling.....	81
4.	Nedtagning af luftledninger.....	82
5.	Prioritering af byområder.....	84
6.	Ændringer i netstrukturen i forhold til Kabelhandlingsplan 2009	86
6.1	Jylland og Fyn	86
6.2	Sjælland og øerne	88
	Referencer.....	90

1. Forord

Netudviklingsplan 2013, som er en 20-års plan, er den første samlede plan for udvikling af det langsigtede eltransmissionsnet over 100 kV siden offentliggørelse af kabelhandlingsplanen for 132/150 kV-nettet og forskønnelsesrapporten for 400 kV-nettet i 2009.

Det helt overordnede formål med netudviklingsplanen er at informere om Energinet.dk's langsigtede mål for transmissionsnettet. Planen bidrager også til, at Energinet.dk kan gennemføre en sammenhængende planlægning med teknisk/økonomisk optimale løsninger, der etableres efterhånden, som behovet opstår, og som bidrager til fastholdt forsyningssikkerhed, også på langt sigt.

Følgende konkrete mål er opfyldt i Netudviklingsplan 2013:

- En langsigtet netstruktur for transmissionsnettet i Danmark i 2032 samt netstrukturen på det korte og mellemlange sigt i henholdsvis 2017 og 2022.
- En optimeret tidsmæssig fastlæggelse af kabellægninger og nedtagninger af luftledninger som følge af kabelhandlingsplanen og udbygninger på såvel 132/150- som 400 kV-niveau.
- Et overslag over omkostningerne til netudviklingen ved udgangen af 2020 og i forhold til det langsigtede mål i 2032.

Netudviklingsplan 2013 indregner regeringens målsætninger i forhold til kabelægning af transmissionsnettet og i forhold til udbygning med vindkraft, som senest blev ændret i forbindelse med energiforliget fra april 2012.

Netudviklingsplanen fokuserer på behovet for udvikling af det interne danske transmissionsnet, hvor mulige forbindelser til nabolande indgår som forudsætning. Energinet.dk gennemfører løbende screeningsanalyser, der sammen med den europæiske planlægning i ENTSO-E, giver input til vurderinger af fordelene ved at udbygge til nabo-områderne. Som følge heraf kan der etableres bilaterale udviklingsprojekter med henblik på udarbejdelse af business cases for udlandsforbindelser. I øjeblikket er der samarbejdsstudier vedrørende forbindelser mellem Danmark og henholdsvis Storbritannien, Tyskland, Holland og Sverige.

Resultaterne fra netudviklingsplanen, som alene vedrører udviklingen af det interne danske transmissionsnet, indarbejdes i Energinet.dk's projektportefølje for fremtidige udviklingsprojekter. Projekterne omfatter både kabellægninger af luftledningsnettet samt udbygninger, og efterhånden, som behovet opstår, igangsættes udviklingsprojekterne, hvor der gennemføres detailanalyser og udarbejdes beslutningsgrundlag og business cases.

Målgruppen for Netudviklingsplan 2013 er Energistyrelsen, Energitilsynet, Dansk Energi, netselskaber i Danmark, TSO'er i udlandet, ENTSO-E, Energinet.dk og øvrige nationale og internationale interesserede.

Netudviklingsplanen vil fremadrettet blive udgivet hvert andet år af Energinet.dk. Næste revision udkommer medio 2015.

2. Sammenfatning

Netudviklingsplan 2013 omfatter kabellægning af 132/150 kV-nettet, herunder også nedtagning af luftledninger og eventuelle nødvendige reinvesteringer i disse af hensyn til den samlede planlægning. Planen omfatter udbygninger i 132/150 kV- og 400 kV-nettet af hensyn til indpasning af VE-produktion, forsyningssikkerhed og markedsfunktionen. Den omfatter nye AC-forbindelser til nabo-områderne samt nye transformerstationer.

Omkostninger til vedligehold og reinvesteringer af transformerstationer, eksisterende 132 kV kabler i København og 400 kV-luftledninger er ikke opgjort i Netudviklingsplan 2013 og heller ikke omkostninger til tilslutning/ilandføring af produktion og mulige nye udlandsforbindelser udført med HVDC.

Netudviklingsplan 2013 præsenterer planer for transmissionsnettets interne strukturer i 2017, 2022 og 2032 og viser omkostningerne hertil givet inden for 5-års intervaller. Der planlægges med et fuldt kabellagt 132/150 kV-transmissionsnet i 2030. Planen giver også en status på allerede gennemførte og igangværende kabelprojekter på 132/150 kV. Referencen for Netudviklingsplan 2013 er Kabelhandlingsplan 2009.

Opgørelsen af omkostningerne til gennemførelse af netudviklingsplanen er indikativ og til brug ved sammenligning med de kommende opdateringer af det langsigtede mål. De langsigtede forudsætninger, der indgår, er usikre, og Netudviklingsplan 2013 er opgjort med uændrede kabelpriser for hele perioden. Den samlede investering kan derfor ikke anvendes til budgetlægning.

Strukturen i det planlagte fremtidige transmissionsnet opdateres hvert andet år og justeres i henhold til den aktuelle forventning til den fremtidige udvikling og konkrete planer vedrørende elforbrug, elproduktion og udveksling med udlandet mv. Netudviklingsplanen opdateres næste gang i 2015. Parallelt gennemføres en løbende detailplanlægning med henblik på at udarbejde konkrete business cases til beslutning. I detailplanlægningen koordineres med de underliggende net på 50/60 kV, så der sikres løsninger, der er optimeret teknisk og samfundsøkonomisk.

Energinet.dk har i 2012 købt de regionale 132/150 kV-transmissionsnet, som tidligere var ejet af 10 regionale transmissionsselskaber.

Sammenfattende er resultaterne i Netudviklingsplan 2013:

Udbygning af 400 kV-nettet

- 400 kV-netstrukturen er revurderet i forhold til Kabelhandlingsplan 2009.
- På grund af ændrede forudsætninger om fremtidige havmøller og ændrede forudsætninger om forbrug og produktion er der ikke længere behov for Tjele-Trige, Ferslev-Vester Hassing og Glentegård-Amagerværket inden for de kommende 20 år.
- Som følge af solcelleaftalen planlægges Idomlund-Tjele etableret som luftledning ved at ophænge system to på den eksisterende masterække.

- I alt er der planlagt med ca. 308 system-km 400 kV-luftledning og etablering af 238 km 400 kV-kabler. I forhold til Kabelhandlingsplan 2009 er det en forøgelse i luftledninger på 73 system-km og en reduktion af kabler på 4 km.
- De samlede omkostninger til den langsigtede 400 kV-struktur udgør ca. 6,1 mia. kr. eksklusive søkablet over Øresund og forskønnelserne. Tarifpåvirkningen er gennemsnitlig 0,49 øre/kWh (2009-2032).
- 400 kV-netstrukturen er planlagt etableret i perioden frem til og med 2021.

Nedtagning af 132/150 kV-luftledninger

- Der er på nuværende tidspunkt fjernet ca. 300 km luftledninger. Det svarer til ca. 10 pct. af det samlede omfang af luftledninger, der skal fjernes på 3.200 km (referencetår 2009).
- Fra nu og frem til 2030 er der planlagt nedtaget ca. 2.900 km luftledninger.
- Luftledningernes restlevetider er revurderede efter standardiserede principper.
- Det optimale tidspunkt for nedtagning af luftledninger er revurderet ud fra restlevetiderne, prioritering af nærhed til bebyggelse, teknisk behov for overføringskapacitet, standardiseret prisgrundlag for reinvesteringer og et fuldt kabellagt 132/150 kV-net i 2030.
- Prioritering af nedtagning af luftledninger med nærhed til bebyggelse er revurderet, og der planlægges nedtaget ca. 200 system-km senest i 2020.

Kabellægning og udbygning af 132/150 kV-nettet

- Der er på nuværende tidspunkt etableret ca. 250 km nye kabler. Det svarer til ca. 10 pct. af det samlede omfang af planlagte kabellægninger på ca. 2.600 km
- Fra nu og frem til 2030 skal der etableres ca. 2.350 km kabler.
- 132/150 kV-netstrukturen i 2017, 2022 og 2032 er fastlagt på baggrund af Energinet.dk's analyseforudsætninger 2012, Energinet.dk's dimensioneringskriterier og den planlagte 400 kV-struktur. Strukturerne opfylder de tekniske krav og sikrer fastholdelse af forsyningssikkerheden, understøtter markedsfunktionen og sikrer udnyttelsen af VE-baseret produktionskapacitet.

Omkostninger for den langsigtede 132/150 kV-netstruktur

- De samlede omkostninger til etablering af den langsigtede 132/150 kV-netstruktur er 12,3 mia. kr. i faste 2012-priser.
- Med en usikkerhed på de samlede kabellægningsomkostningerne på ± 10 pct. vil de samlede omkostninger kunne variere med ± 1 mia.
- Omkostninger til gennemførte og igangværende kabellægninger og nedtagninger af luftledninger udgør ca. 1 mia. kr. i faste 2012-priser. Det svarer til ca. 8 pct. af de samlede omkostninger til den langsigtede kabelstruktur.

- Tarifpåvirkningen er gennemsnitlig 0,75 øre/kWh (2009-2032).

Økonomisk opgørelse, jf. energiforlig og solcelleaftale 2012

- I faste 2012-priser skal der, jf. energiforlig 2012, spares 130 mio. kr. og jf. solcelleaftale 2012 skal der spares 10 mio. kr. på 2020-tariffen i forhold til Kabelhandlingsplan 2009, det vil sige i alt en besparelse på 140 mio. kr.
- Tariffen i 2020, jf. Kabelhandlingsplan 2009, er opgjort til 384 mio. kr., og den er tilsvarende opgjort til 244 mio. kr. i Netudviklingsplan 2013. Det vil sige, en tarifbesparelse på 140 mio. kr. i 2020 er nået.
- Tarifbesparelsen er opnået ved udskydelser af nedtagninger af luftledninger og kabellægningsplaner til efter 2020, optimeringer i netstrukturen og forudsætninger om reducerede kabelpriser.
- Med en usikkerhed på de samlede kabellægningsomkostninger med ± 10 pct. vil tariffen på 244 mio. kr. kunne variere med ± 20 mio. kr.
- Med en usikkerhed på lånerenten med ± 1 procentpoint vil tariffen på 244 mio. kr. kunne variere med ± 30 mio. kr.
- Samlet set og *inklusive* allerede gennemførte og igangværende projekter er der planlagt etableret ca. 1.200 km nye kabler og nedtaget ca. 1.300 km luftledninger senest i 2020. Det er reduktioner på henholdsvis 400 km og 100 km i forhold til Kabelhandlingsplan 2009. Omkostningerne hertil er opgjort til ca. 5,2 mia. kr.
- Samlet set og *eksklusive* allerede gennemførte og igangværende projekter er der planlagt etableret 850 km kabler og nedtaget ca. 900 km luftledning senest i 2020. Omkostningerne hertil er opgjort til ca. 4,2 mia. kr.

3. Baggrund

I 2009 udgav Energinet.dk den første kabelhandlingsplan, hvori der blev redegjort for kabellægningen af det danske 132 kV/150 kV-transmissionsnet. Tidsrammen for kabellægningen blev både beskrevet i et basisforløb over en periode på 30 år og i et forceret forløb, hvor kabellægningen skulle være gennemført over 20 år og dermed være afsluttet i 2030.

Baggrunden for udarbejdelse af kabelhandlingsplanen var en aftale mellem Folketingets partier bag energiaftalen af 21. februar 2008 om retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet. Heri fremgår blandt andet, at der skal udarbejdes en kabelhandlingsplan for 132/150 kV-nettet og en forskønnelsesplan for 400 kV-nettet.

Kabelhandlingsplanen blev udarbejdet i et samarbejde mellem Energinet.dk, Dansk Energi og de daværende regionale transmissionsselskaber, der dengang ejede 132/150 kV-nettet. I dag ejer Energinet.dk al transmissionsnet over 100 kV i Danmark efter køb af de regionale transmissionsselskaber i 2012.

De politiske partier med undtagelse af Enhedslisten tilsluttede sig kabelhandlingsplanen den 12. maj 2009 og ønskede det forcerede forløb gennemført, samt en prioritering af nedtagning af luftledninger nær tæt bebyggelse senest i 2020. Siden har ejerne af transmissionsnettet arbejdet målrettet for en gennemførelse af kabellægningerne via den detailplanlægning, der løbende foregår i henhold til det langsigtede mål fra kabelhandlingsplanen.

Da der kontinuert sker ændringer i de forudsætninger, det danske eltransmissionsnet skal fungere under, er det vigtigt jævnligt at revurdere den langsigtede netudvikling. De ændringer, der har særlig betydning, er forventningerne til forbindelser til nabo-områder, politiske målsætninger om hav- og kystnære vindmølleparker, udviklingen i den indenlandske produktionskapacitet, samt de politiske rammer Energinet.dk i øvrigt er omfattet af. Eksempelvis har energiforliget og solcelleaftalen fra 2012 betydning for gennemførelsen af kabelhandlingsplanen, idet udskydelser skal bidrage til finansieringen.

Netudviklingsplan 2013 er den første opfølgning på det langsigtede mål for kabellægningen siden 2009. Den beskriver baggrund og resultater i forhold til den samlede netudvikling for transmissionsnet over 100 kV. Ud over netudviklingsplanen er Kabelhandlingsplan 2013 udarbejdet, som er et uddrag og som alene vedrører 132/150 kV-nettet, Ref. 1.

Netudviklingsplan 2013 omfatter kabellægning af 132/150 kV-nettet, herunder også nedtagning af luftledninger og eventuelle nødvendige reinvesteringer i disse af hensyn til den samlede planlægning. Planen omfatter udbygninger i 132/150 kV-nettet og i 400 kV-nettet af hensyn til indpasning af VE-produktion, forsyningssikkerhed og markedsfunktionen. Den omfatter nye AC-forbindelser til nabo-områderne samt nye transformerstationer. Planen omfatter således ikke vedligehold og reinvesteringer af transformerstationer, 132 kV-kabler i København og 400 kV-luftledninger og heller ikke omkostninger til tilslutning/ilandføring af produktion og eventuelle nye udlandsforbindelser udført med HVDC. Større reinvesteringer vil blive sammentænkt i forbindelse med detailplanlægningen af anlægsudbygningen.

Netudviklingsplanen og den tilhørende kabelhandlingsplan vil blive opdateret hvert andet år og næste gang i 2015. Parallelt gennemføres den løbende detailplanlægning med henblik på at udarbejde konkrete business cases til beslutning. I detailplanlægningen koordineres med

de underliggende net på 50/60 kV, så der sikres løsninger, der er optimeret teknisk og samfundsøkonomisk.

Forventningerne til de fremtidige kabelpriser og rentesatser har stor betydning for opgørelsen af netudviklingsplanens samlede investering og tarifpåvirkning. Da forudsætningerne om kabelpriser og rentesatser er usikre, og da usikkerheden øges i takt med tidshorisonten, vil den investering, der opgøres for det langsigtede mål, tilsvarende være behæftet med usikkerhed. Den samlede investering kan derfor ikke anvendes til budgetlægning, men kan bruges som pejlemærke i den løbende detailplanlægning og som sammenligning ved de kommende opdateringer af det langsigtede mål.

4. Rammer for udvikling af det danske transmissionsnet

Energinet.dk skal som systemansvarlig virksomhed sikre en sammenhængende planlægning af det danske eltransmissionsnet på 400 kV-, 150 kV- og 132 kV-niveau. Det er Energinet.dk, som også står for detailplanlægning, projektering, drift og vedligehold af eltransmissionsnettet i Danmark.

Med virkning fra 1. januar 2012 overtog Energinet.dk de regionale transmissionsnet på 132/150 kV-niveau i Danmark. Tidligere var disse ejet af 10 regionale transmissionsselskaber. Ejernes beslutning om at sælge de regionale eltransmissionsnet er en konsekvens af en ny EU-lovgivning, der pålægger elsekselskaberne at adskille transmissionsaktiviteter fra produktion og handel.

De overordnede rammer for planlægning af eltransmissionsnettet udgøres af:

- Lovgivningsmæssige rammer, jf. Systemansvarsbekendtgørelsen, Ref. 2, og lov om Energinet.dk, Ref. 3.
- Energistyrelsens retningslinjer for kabellægning af transmissionsnettet, Ref. 4.
- Energinet.dk's Kabelhandlingsplan for 132-150 kV-nettet fra 2009, Ref. 5.
- Energinet.dk's Forskønnelsesplan for 400 kV-nettet fra 2009, Ref. 6.

Dertil kommer nye rammer for netplanlægningen aftalt i forbindelse med regeringens energiforlig og solcelleaftale fra 2012.

Energinet.dk er også en aktiv deltager i det europæiske TSO-samarbejde i ENTSO-E og skal sikre konsistens mellem den nationale og internationale planlægning. Dette gøres både via aktiv deltagelse i ENTSO-E-arbejdet og via bilaterale samarbejder med relevante parter.

4.1 Lovgrundlag

I systemansvarsbekendtgørelsen, kapitel 5, der vedrører planlægning, fremgår det, at Energinet.dk skal gennemføre en sammenhængende, helhedsorienteret planlægning både af de forhold, der er af betydning for planlægningen af transmissionsnettet, og af hensyn til udviklingen i transmissionsnet over 100 kV.

Planlægningen skal udføres med en tidshorisont på mindst 10 år, kan belyse alternative udviklingsforløb og udmøntes i en eller flere årlige planer, som indsendes til Energistyrelsen. Derudover skal der udarbejdes en 10-års netudviklingsplan hvert andet år. Energinet.dk skal offentliggøre planerne og stille dem til rådighed for brugerne af nettet.

Planlægningen vedrørende udvikling af transmissionsnettet, herunder udlandsforbindelser, skal foregå efter fastlagte og offentliggjorte dimensioneringskriterier. Dimensioneringskriterierne kan blandt andet omfatte en afvejning imellem samfundsøkonomi, forsyningssikkerhed, størrelse af elforbrug i berørte forsyningsområder, landskabelige hensyn, indpasning af vedvarende energi, elmarkedsfunktion osv.

I lov om Energinet.dk, kapitel 2, der vedrører udbygning af transmissionsnet, fremgår det, at nye transmissionsnet og væsentlige ændringer af eksisterende net kan gennemføres, hvis der kan dokumenteres et behov ud fra forsyningssikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi, eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af et ministerielt pålæg. Et ministerielt pålæg kan

omfatte at anlægge, udbygge og drive eltransmissionsanlæg samt sø-ledningsanlæg til varetagelse af elforsyningssikkerheden på mindre øer.

Loven tilskriver også, at udbygningerne skal være belyst i en plan, som samtidig skitserer det fremtidige behov for transmissionskapacitet. Planen skal indsendes til klima-, energi-, og bygningsministeren, inden udbygningen kan begyndes.

Energinet.dk's årlige anlægsrapport og investeringsplan samt nærværende netudviklingsplan, der planlægges revideret hvert andet år, dækker kravene i lovgrundlaget. Uddrag af lovteksterne kan ses i Bilag 1.

4.2 Politiske retningslinjer

Netudviklingen i Danmark følger Energistyrelsens Retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet fra oktober 2008. Heri fremgår blandt andet, at:

- Nye 132 kV- og 150 kV-forbindelser skal etableres som kabler i jorden.
- Det eksisterende 132/150 kV-net kabellægges.
- Der skal udarbejdes en langsigtet sammenhængende 132/150 kV-kabelhandlingsplan som grundlag for kabellægningen.
- I takt med at udviklingen i forsyningssikkerhed, teknologi og samfundsøkonomi tilsi-ger det, skal alle 400 kV-forbindelser anlægges i jorden frem for på master.
- Der sker forskønnelser af 400 kV-forbindelser ved enten kabellægninger eller æn-dringer af linjeføringer.

Derudover fremgår det af retningslinjerne, at følgende 400 kV-forbindelser kan etableres som luftledninger uden yderligere analyser:

- Opgradering af det eksisterende 400 kV-system på Kassø-Tjele til to systemer på master i nyt design. Anlægsarbejdet er i gang, og forbindelsen forventes idriftsat i 2014.
- Der ophænges yderligere et 400 kV-system på eksisterende masterække mellem Ve-jen og Endrup (forventet 2016). Forbindelsen kommer til at indgå som forudsætning af den samlede planlægning af transmissionsnettet.
- Den eksisterende 220 kV-luftledning mellem Kassø og den dansk-tyske grænse om-bygges til en ny 400 kV-luftledning på master i nyt design (forventet 2016-2018).

I 2009 blev kabelhandlingsplanen for 132/150 kV-nettet og forskønnelsesplanen for 400 kV-nettet udarbejdet som de første netudviklingsplaner, der har fulgt retningslinjerne.

Kabelhandlingsplan 2009 for 132 / 150 kV-nettet

Kabelhandlingsplanen omfattede nedtagning af de eksisterende ca. 3.200 system-km 132-150 kV-luftledninger og nedgravning af ca. 2.900 km nye 132-150 kV-kabler. Omkostningerne blev dengang vurderet til 14,5 mia. kr. i faste priser og 2008-prisniveau.

Kabelhandlingsplan for 132/150 kV-nettet fra 2009 blev tiltrådt af de politiske partier med undtagelse af Enhedslisten i foråret 2009. Der er politisk ønske om, at kabelhandlingsplanen skal realiseres over en 20-årig periode frem til og med 2030, og at kabellægning i større byområder skal prioriteres og gennemføres inden 2020. Dette arbejder Energinet.dk målrettet for at gennemføre.

Det 400 kV-net, der var udgangspunktet i Kabelhandlingsplan 2009, var et net, der i 2008 blev foreslået som udbygningsalternativ C i forbindelse med Elinfrastrukturrapporten, Ref. 7, og herunder de 400 kV-forbindelser, der ifølge retningslinjerne kunne etableres som luftledninger uden yderligere analyser.

Elinfrastrukturrapporten

I 2008 udarbejdede repræsentanter fra Klima- og Energiministeriet, Energistyrelsen, Energinet.dk, Miljøministeriet v. By- og Landskabsstyrelsen samt Miljøcenter Odense, Finansministeriet, Kommunernes Landsforening og Dansk Energi en teknisk redegørelse, kaldet Elinfrastrukturrapporten, som beskrev og kvantificerede det samlede udbygningsbehov i transmissionsnettet med hensyn til indpasning af vedvarende energi og decentral elproduktion, opretholdelse af forsyningssikkerheden og sikring af markedsfunktionen. Der blev analyseret mulige fremtidige netstrukturer med udgangspunkt i forskellige, langsigtede netudbygningsprincipper. 6 forskellige principper blev analyseret med forskellig grad af kabellægninger.

I arbejdet blev det konkluderet, at udbygningen af elnettet skal ske gennem en sammenhængende, langsigtet og styret udvikling, så forsyningssikkerheden opretholdes, og elmarkedets funktion understøttes bedst muligt. Derudover blev det såkaldte princip C valgt, hvor der forudsættes en kabellægning af eksisterende og nye 132 kV- og 150 kV-forbindelser, forskønnelser i det eksisterende 400 kV-net, og at nye 400 kV-forbindelser som hovedregel etableres som kabler.

Forskønnelsesplan for 400 kV-nettet

Energinet.dk arbejder med 6 forskønnelsesprojekter i 400 kV-højspændingsnettet med henblik på at gøre landskabet mere harmonisk, jf. Energinet.dk's forskønnelsesrapport 2009. Forskønnelserne gennemføres ved enten at erstatte eksisterende luftledninger med kabler i jorden over kortere strækninger ved byområder og naturområder af national betydning eller ved at justere den eksisterende linjeføring over kortere afstande. De områder, der er planlagt forskønnet, er:

- Årslev Engsø
- Aggersund
- Vejle Ådal
- Lillebælt
- Roskilde Fjord
- Kongernes Nordsjælland

Forskønnelserne blev på daværende tidspunkt planlagt gennemført over en periode på 5 år, og projekterne er godkendt af Energinet.dk's bestyrelse. Budgettet for de 6 forskønnelsesprojekter er ca. 1,6 mia. kr. i 2011-priser.

Siden er tre af forskønnelsesprojekterne blevet udskudt til efter 2020 (se afsnit 4.3). Det drejer sig om Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland. Lillebælt er det projekt, der er længst fremskreden, og anlægsarbejdet forventes gennemført i løbet af 2013.

4.3 Nyt energiforlig og solcelleaftale 2012

I 2012 blev der indgået to energipolitiske aftaler med betydning for opdateringen af kabelhandlingsplanen:

- Energiforlig, hvis finansiering delvist skulle komme fra udskydelser af 132/150 kV-kabellægninger til efter 2020.
- Solcelleaftale, hvis finansiering delvist skulle komme fra udskydelser af 400 kV-forskønnelsesprojekter og tilhørende 132/150 kV-kabellægninger.

Energiforlig

Energiforliget fra foråret 2012 skal delvist finansieres ved at udsætte dele af kabelhandlingsplanen til efter 2020. Målet er, at tariffen skal reduceres med 130 mio. kr. i 2020 (faste 2012-priser).

I forbindelse med planlægning af kabellægninger frem til og med 2020 skal kabellægninger relateret til tilslutning af VE-baseret produktion og fjernelse af luftledninger med nærhed til bebyggelse prioriteres.

Solcelleaftale

En del af finansieringen af solcelleaftalen skal komme fra udskydelser af tre af de seks 400 kV-forskønnelsesprojekter, som Energinet.dk har planlagt. Det drejer sig om udskydelse af forskønnelsesprojekterne:

- Kongernes Nordsjælland
- Roskilde Fjord
- Årslev Engsø

Kabellægninger og ombygninger af 132 kV-nettet i området ved Kongernes Nordsjælland er afhængige af tidspunktet for gennemførelse af forskønnelsesprojektet. Det betyder, at ud over at udskyde 400 kV-forskønnelsesdelen skal også udskydes kabellægning af 132 kV forbindelsen mellem Teglstrupgård og Stasevang samt etablering af en 400/132 kV-station i Kvistgård.

De samlede omkostninger hertil er ca. 400 mio. kr., hvoraf 132 kV-delen, som er relateret til kabelhandlingsplanen, udgør ca. 215 mio. kr. Kongernes Nordsjælland var planlagt etableret i 2015. Med en udskydelse til efter 2020 betyder det yderligere en tariffbesparelse på ca. 10 mio. kr. i 2020 foranlediget af udskydelser i 132 kV-nettet.

4.4 Internationale samarbejder

Energinet.dk er en aktiv deltager i det europæiske TSO-samarbejde i ENTSO-E. I forhold til udvikling og planlægning af transmissionssystemet bidrager Energinet.dk til regionale og paneuropæiske netudviklingsplaner, herunder ENTSO-E's Ten Year Network Development Plan (TYNDP), som udgives hvert andet år og næste gang i 2014. Energinet.dk har ansvar for, at der er konsistens mellem nationale, regionale og paneuropæiske planer for de dele, der vedrører Energinet.dk.

Energinet.dk sammentænker den nationale planlægning med udbygning af forbindelser til nabo-områderne. Energinet.dk betragter dette som en naturlig del af den nationale planlægning i forhold til at sikre en effektiv fremtidig markedsfunktion.

Den europæiske standardisering og harmonisering gennemføres i et antal europæiske arbejdsgrupper, og regionale grupper varetager planlægningssamarbejdet mellem de europæiske TSO'er i henhold til både europæiske, regionale og nationale forhold.

Konkret planlægning af forbindelser til nabo-områderne foregår ved bilateralt samarbejde. I øjeblikket pågår studier om etablering af:

- En 400 kV AC-forbindelse mellem Sjælland og Sydsverige (Øresundsforbindelsen) i et samarbejde med Svenska Kraftnät.
- Forøgelse af overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland i et samarbejde med TenneT. Projektet omfatter tilslutning af en ny 400 kV AC-forbindelse fra Tyskland i det jyske 400 kV-net (Vestkystforbindelsen) og ombygning af en eksisterende 220 kV-forbindelse til 400 kV. I projektet vurderes også sammenhængen til en mulig DC-forbindelse mellem Holland og Danmark (COBRACable).

Disse forbindelser indgår som forudsætning i Netudviklingsplan 2013.

Derudover pågår et forstudie med National Grid om muligheden for at etablere en DC-forbindelse mellem Danmark og Storbritannien. Denne forbindelse er ikke en forudsætning i Netudviklingsplan 2013.

5. Referenceopgørelse

Resultaterne fra Kabelhandlingsplan 2009 er reference for Netudviklingsplan 2013 i forhold til at opgøre besparelsen, jf. energiforlig og solcelleaftale fra 2012 og i forhold til at vurdere fremdriften i kabelhandlingsplanen og udviklingen i opgørelsen af de samlede omkostninger. Med henblik på sammenligning opgøres Kabelhandlingsplan 2009 med de nugældende økonomiske forudsætninger, og afsluttede og igangværende projekter kortlægges.

5.1 Økonomiske forudsætninger

Siden Kabelhandlingsplan 2009 er der sket ændringer i forudsætningerne for beregning af de økonomiske konsekvenser, Tabel 1.

	KHP09	NUP13
Rentefod 132/150 kV-anlæg	6,70 %	3,65 %
Rentefod 400 kV-anlæg	4,50 %	3,65 %
Inflation	2,0 %	2,0 %
Levetid	30 år	40 år
Samf. kalkulationsrente	6,0 %	5,0 %

Tabel 1 Økonomiske forudsætninger i Kabelhandlingsplan 2009 (KHP09) og Netudviklingsplan 2013 (NUP13).

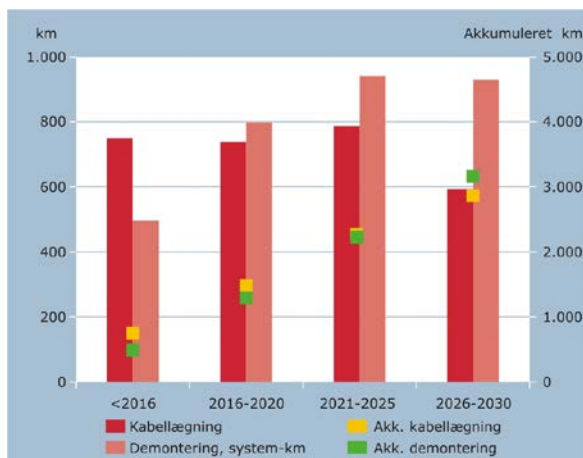
Rentefoden for investeringen i 132/150 kV-anlæg i Kabelhandlingsplan 2009 var bestemt af den regulering, de daværende regionale transmissionsselskaber var underlagt. I dag er det Energient.dk, som ejer hele transmissionsnettet, og derfor afspejler rentesatsen Energinet.dk's mulighed for låneoptagelse i Nationalbanken. Rentesatsen imødekommer også Energinet.dk's risikopolitik om, at varigheden af vores lån skal afspejle aktivernes levetid på 40 år.

Den samfundsøkonomiske kalkulationsrente er fastsat af Finansministeriet og blev i foråret 2011 nedsat til 5 pct. Levetiden for anlæggene er sat op, fordi erfaringerne i dag underbygger, at anlæggene har en levetid på 40 år frem for 30 år.

5.2 Kabelhandlingsplan 2009

Kabelhandlingsplan 2009 omfattede nedtagning af ca. 3.200 system-km 132/150 kV-luftledninger og nedgravning af ca. 2.900 km nye kabler i jorden. De samlede omkostninger blev dengang opgjort til 14,5 mia. kr. i 2008-priser. Planen omfattede en omstrukturering af transmissionsnettet og etablering af nye stationer. Derfor var kabelhandlingsplanen ikke en én til én-erstatning af luftledninger med kabler.

Med en målsætning om at gennemføre Kabelhandlingsplan 2009 inden 2030 ville det være nødvendigt at etablere i størrelsesordenen 600-800 km nye kabler for hvert 5. år i perioden 2009-2030, Figur 1. Der blev planlagt nedtaget ca. 500 system-km luftledning de første 5 år og derefter mellem 800-900 system-km i de efterfølgende 5-års perioder.



Figur 1 Omfanget af nye kabelanlæg og nedtagning af luftledninger i km fra Kabelhandlingsplan 2009.

Ifølge Kabelhandlingsplan 2009 skulle der således etableres ca. 1.500 km nye kabler og nedtages ca. 1.300 system-km luftledning frem til og med 2020 og tilsvarende ca. 1.400 km nye kabler og 1.900 km nedtagning efter 2020.

System-km og tracé-km

I Kabelhandlingsplan 2009 var omfanget af nedtagne luftledninger opgjort både som tracé-km og som system-km.

Luftledning	System-km	Tracé-km
	20	10

Figur 2 Definition på henholdsvis system-km og tracé-km

Tosystemsledninger er karakteriserede ved, at to ledningssystemer deler fælles master. Opgøres tracé-km, udtrykker det selve masterækkens længde, og de to systemer tæller

kun som én ledning. Opgøres derimod system-km, tæller begge ledninger med i opgørelsen, Figur 2. Samlet set er omfanget af system-km ca. 43 pct. større end tracé-km i det danske transmissionsnet i dag. I Netudviklingsplan og Kabelhandlingsplan 2013 opgøres luftledningerne alene i system-km.

Økonomisk opgørelse af 400 kV i 2009

Resultaterne fra Kabelhandlingsplan 2009 blev udarbejdet med udgangspunkt i et langsigtet 400 kV-transmissionsnet, der var fastlagt i henhold til princip C i Elinfrastrukturrapporten fra 2008, Ref. 7. Derudover var de seks forskønnelsesprojekter fra forskønnelsesplanen også inkluderet.

Der blev ikke i Kabelhandlingsplan 2009 opgjort omkostninger til gennemførelse af de 6 forskønnelsesprojekter, men på baggrund af forskønnelsesrapporten blev der efterfølgende udarbejdet en business case, der opgjorde omkostninger i størrelsesordenen 1,6 mia. kr., og som blev godkendt af Energinet.dk's bestyrelse i slutningen af 2010. Søkablet over Øresund indgik heller ikke i kabelhandlingsplanens økonomiske oversigt over 400 kV-udviklingen.

400 kV-nettet, eksklusive forskønnelser og Øresundskablet, beskrevet med de aktuelle økonomiske forudsætninger og i 2012-prisniveau ses i Tabel 2. De samlede omkostninger var opgjort til 6,8 mia. kr. i faste 2012-priser. Dette er referencen for sammenligning med resultaterne i Netudviklingsplan 2013.

	Investering			Tarifpåvirkning	
	Fastpris 2012-niveau		Nutidsværdi	Fastpris 2012-niveau	
	Samlet	Indtil 2020	Primo 2009	Gennemsnit 2009-2032	2020
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	øre/kWh	mio. kr.
400 kV-anlæg	5,950	5,203	4,300	0,45	222
Nye stationer og transformere	0,870	0,508	0,589	0,06	26
I alt	6,820	5,711	4,889	0,53	248

Tabel 2 400 kV-delen fra Kabelhandlingsplan 2009 som økonomisk reference. Nutidsværdien er beregnet med en kalkulationsrente på 5 pct. og en nettoafgiftsfaktor på 1,17.

I løbende priser udgjorde den samlede investering 7,7 mia. kr. forudsat uændrede kabelpriser, heraf ca. 6,3 mia. kr. indtil og med 2020.

Økonomisk opgørelsen af 132/150 kV i 2009

Kabelhandlingsplan 2009 beskrevet med de aktuelle økonomiske forudsætninger og i 2012-prisniveau ses i Tabel 3. De samlede omkostninger var opgjort til 15,7 mia. kr. i faste 2012-priser. Dette er referencen for sammenligning med resultaterne i Netudviklingsplan 2013.

	Investering			Tarifpåvirkning	
	Fastpris 2012-niveau		Nutidsværdi	Fastpris 2012-niveau	
	Samlet	Indtil 2020	Primo 2009	Gennemsnit 2009-2032	2020
	mia. kr.	mia. kr.	mia. kr.	øre/kWh	mio. kr.
Kabelanlæg og projektering	12,556	6,514	8,101	0,76	323
Nye stationer og transformere	1,299	0,674	0,838	0,08	33
Nedtagning af luftledninger	0,244	0,111	0,147	0,01	6
Reetablering af kabler	1,624	0,842	0,551	0,05	22
I alt	15,722	8,141	9,639	0,90	384

Tabel 3 132/150 kV-delen fra Kabelhandlingsplan 2009 som økonomisk reference. Nutidsværdien er beregnet med en kalkulationsrente på 5 pct. og en nettoafgiftsfaktor på 1,17.

I løbende priser udgør den samlede investering 19,0 mia. kr. forudsat uændrede kabelpriser, heraf ca. 8,7 mia. kr. indtil og med 2020.

Tarifpåvirkningen på 384 mio. kr. i 2020 skal i henhold til de energipolitiske aftaler fra 2012 reduceres med i alt 140 mio. kr. Målet for Netudviklingsplan 2013 er derfor 244 mio. kr. i 2020. Dette blev overslagsmæssigt vurderet til en reduktion af antal nye kabler med ca. 500 km fra 1.500 km til ca. 1.000 km i 2020.

Omkostningerne i Kabelhandlingsplan 2009 indeholdt både udbygninger af hensyn til udnyttelse af produktion og forsyning samt omkostninger ved nedtagning af luftledninger og erstatning med kabler. Der indgik ikke omkostninger for nettilslutning af ny produktion og re-investeringer i stationer og 132 kV-kabelnettet i København.

5.3 Igangværende og planlagte interne 400 kV-projekter

Nye luftledninger

Siden 2009 er ombygningen af 400 kV-forbindelsen Kassø-Tjele til to systemer igangsat. Arbejdet er planlagt afsluttet i 2014 til samlede omkostninger på ca. 2,7 mia. kr. i faste 2012-priser.

Ombygningen af 400 kV-forbindelsen Endrup og Revsing til to systemer er under detailplanlægning i sammenhæng med arbejdet vedrørende tilslutningen af Horns Rev 3 havmøllepar-ker.

Forskønnelsesprojekterne

Forskønnelsesprojekterne Lillebælt og Aggersund er igangsat, og forskønnelsesprojektet ved Vejle Ådal er under detailplanlægning. Samlet set omfatter forskønnelsesprojekterne fjernelse af master og tilsvarende kabellægninger på ca. 26 km til samlede omkostninger på ca. 718 mio. kr. De tre projekter er planlagt afsluttet i perioden 2013-2015.

De øvrige forskønnelsesprojekter i Kongernes Nordsjælland, ved Roskilde Fjord og Årslev Engsø er udskudt til efter 2020.

5.4 Afsluttede, igangværende og planlagte 132/150 kV-projekter

Siden 2009 er der nedtaget 80 system-km luftledning og etableret 108 km nye kabler. Omkostningerne hertil har været ca. 380 mio. kr. Gennemførte projekter 2009-2012 er:

Nedtagelse af luftledninger uden tilhørende kabellægninger:

- 132 kV-luftledningen fra Borup til Frederikssund på ca. 10 km er fjernet i 2011.
- 150 kV-luftledningen på 18 km fra Tyrstrup til Skærbækværket er nedtaget i 2009.

Kabellægninger uden tilhørende nedtagninger af luftledninger:

- 150 kV-kabellægning Lem Kær-Videbæk på i alt 18 km er gennemført i 2011.
- 150 kV-kabellægning ved Tjele på 1 km er gennemført i 2012.

Kabellægninger med tilhørende nedtagninger af luftledninger:

- Partiel kabellægning på 150 kV Fynsværket-Abildskov med tilhørende demontering, ca. 1,3 km.
- 132 kV-kabellægning ved Haslev Skovkrydsning i 2011 og tilhørende nedtagning af luftledning, ca. 2 km.
- 150 kV-kabellægninger syd for Aalborg samt tilhørende demontering af luftledninger i området er gennemført i perioden 2009-2012. Det drejer sig om 25 km nye kabler og 23 km demontering af luftledninger.
- 150 kV-kabellægninger nordvest for Aalborg mod Bredkær er gennemført i 2012. Det drejer sig om kabellægning af i alt 46 km. Luftledningerne demonteres i løbet af 2013.
- 150 kV-kabellægninger på ca. 15 km og nedtagning af ca. 28 km luftledninger omkring Frøstrup og Nors i forbindelse med etablering af Testcenter Østerild i 2012.

Derudover er der i øjeblikket igangværende anlægsprojekter, der forventes afsluttet i løbet af 2013 og 2014. Disse omfatter etablering af 143 km kabel og nedtagning af 235 km luftledning til samlede omkostninger på ca. 582 mio. kr. De igangværende anlægsprojekter er:

- 150 kV-luftledningerne nordvest for Aalborg mod Bredkær og mellem Vendsysselværket og Vester Hassing demonteres, i alt ca. 47 km.
- Der etableres ca. 10 km nye 132 kV-kabler i forbindelse med forsyning af Hedegård. Der demonteres 50 kV-forbindelser.
- Ca. 14 km nye 150 kV-kabler mellem Tange og Tjele og tilhørende nedtagninger på ca. 27 km.
- Ca. 97 km ny kabler omkring Tjele og tilhørende demontering af luftledninger på ca. 130 km.
- Ca. 22 km nye 132 kV-kabler ved Køge Bugt og demontering af 30 km luftledning.

Samlet set omfatter afsluttede og igangværende projekter kabellægning af 252 km og nedtagning af 315 km luftledning til samlede omkostninger på ca. 962 mio. kr., Tabel 4. De gennemsnitlige omkostninger har således været 3,8 mio. kr. pr. km nye kabler.

	Nye kabler	Nedtagning af luftledninger	Samlede omkostninger	Gennemsnitlige omkostninger
Afsluttede 2009-2012	108 km	80 km	380 mio. kr.	3,5 mio. kr./km
Igangværende	143 km	235 km	582 mio. kr.	4,1 mio. kr./km
I alt	252 km	315 km	962 mio. kr.	3,8 mio. kr./km

Tabel 4 Gennemførte og igangværende projekter 2009-2013.

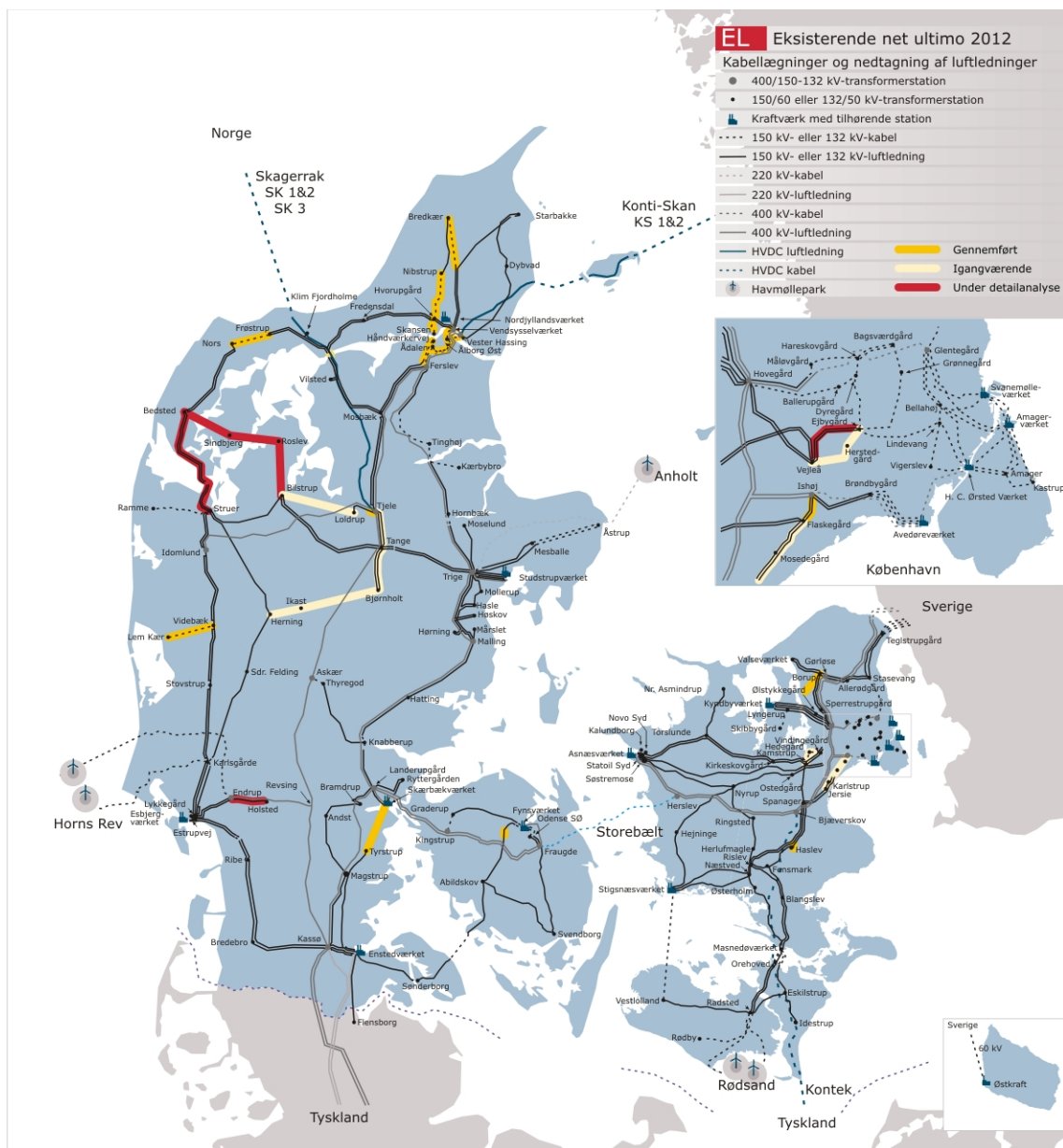
Tre 132/150 kV-projekter er i øjeblikket under detailplanlægning, Tabel 5. Det drejer sig om:

- Etablering af en ny 150 kV-netstruktur i Thy-Mors-Salling området på grund af tilslutning af ny VE-produktion, forsyningsbehov samt mulighed for sparede reinvesteringer på luftledningen mellem Bedsted og Struer i 2014. Anlæggene planlægges idriftsat i løbet af 2014/2015, og projektet omfatter kabellægning og demontering i størrelsesordenen 150 km. Analyserne og de endelige løsninger forventes afsluttede i løbet af 2013.
- Kabellægning mellem Ejbygård og Vejleå på Københavns vestegn, på grund af sparede reinvesteringsomkostninger på masterne i 2015, og på grund af at strækningen er i et område med nærhed til bebyggelse, se afsnit 9.3. Der planlægges nedtaget 15 km luftledning og etablering af 7 km nye kabler. Analyserne og de endelige løsninger forventes at blive afsluttet i løbet af 2013.
- Kabellægning af 150 kV Endrup-Holsted ca. 15 km planlægges i sammenhæng med tilslutningen af Horns Rev 3 havmølleparker og ombygningen af 400 kV Endrup og Revsing til to systemer.

	Nye kabler	Nedtagning af luftledninger	Samlede omkostninger	Gennemsnitlige omkostninger
Under detailplanlægning	169 km	173 km	617 mio. kr.	3,6 mio. kr./km

Tabel 5 132/150 kV-projekter der i øjeblikket er under detailplanlægning.

Alle gennemførte og igangværende 132/150 kV-anlægsprojekter samt projekter under detailplanlægning fremgår af Figur 3.



Figur 3 Gennemførte projekter 2009-2012, igangværende anlægsprojekter 2013 og projekter under detailplanlægning med forventet idriftsættelse 2014.

6. Analyseforudsætninger

Den langsigtede netstruktur fastlægges ud fra forudsætninger om en udvikling i elsystemet 20 år frem i tiden. På baggrund af analyser og vurderinger af en forventet samfundsudvikling fastlægges udviklingen i elforbrug, produktionskapacitet og overføringskapacitet til nabo-områderne. Energinet.dk's Analyseforudsætninger 2012, Ref. 8 er udgangspunkt for Netudviklingsplan 2013. Analyseforudsætningerne er parallelt med udarbejdelsen af netudviklingsplanen blevet. Derfor er forskellene mellem de anvendte og nyeste forudsætninger kort beskrevet.

Betragtet nationalt, bestemmer den geografiske placering af produktionsapparatet i forhold til forbrugsområderne de lokale transporter i systemet. Detaljer kan findes i Energinet.dk's analyseforudsætninger.

Dertil kommer, at det danske elsystem i dag er part i både det nordiske marked, Nord Pool Spot og koblet til det kontinentale europæiske marked via EMCC. Det betyder, at transporterne på udlandsforbindelserne og dermed gennem det danske system er bestemt af de markeds kræfter, der påvirker de europæiske og nordiske elsystemer. Transporternes omfang afhænger af udbud og efterspørgsel set i forhold til den overføringskapacitet, der er til rådighed.

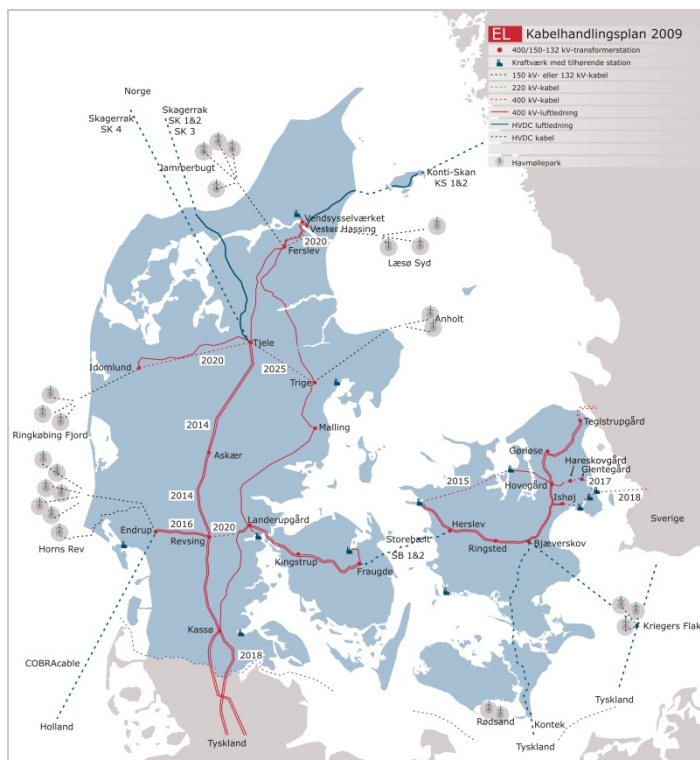
Energinet.dk opdaterer analyseforudsætningerne én gang årligt, men sikrer løbende at indpasse aktuelle betydende ændringer i forudsætningerne. Det kunne eksempelvis være lukninger af produktionsenheder, som ikke umiddelbart var forudset, eller nye politiske målsætninger vedrørende omfanget af VE-baseret produktionskapacitet. Der vil dog altid være usikkerheder forbundet med fremskrivninger og forventninger til en given udvikling, især på langt sigt. Derfor er det vigtigt at tilstræbe en langsigtet netstruktur med en vis robusthed over for disse usikkerheder og endvidere løbende kontrollere, om målet er i overensstemmelse med de gældende forudsætninger. Derfor revurderer Energinet.dk den langsigtede netstruktur hvert andet år.

Omkostningerne til de forstærkningsbehov og kabellægninger, der bliver behov for i den langsigtede netstruktur, opgøres i forhold til Energinet.dk's listepreiser. Disse listepreiser opdateres tilsvarende årligt på baggrund af den nyeste viden inden for området. Listepreiserne offentliggøres ikke, og de er senest opdateret i efteråret 2012.

6.1 Transmissionsnettet

Netudviklingsplan 2013 tager udgangspunkt i den langsigtede netstruktur, som var resultat af kabelhandlingsplanen fra 2009 opdateret med konkrete resultater som følge af den løbende detailplanlægning, jf. afsnit 5.4 og afsnit 5.3. Den langsigtede netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009 ses i Bilag 2.

Det 400 kV-net, der var udgangspunktet i Kabelhandlingsplan 2009, var det net, der i 2008 blev foreslået som udbygningsalternativ C i forbindelse med Elinfrastrukturrapporten inklusive de forbindelser, der specifikt var nævnt i Energistyrelsens Retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet. Det vil sige, at de eksisterende 400 kV-luftledninger var forudsat opretholdt, og følgende forstærkninger var forudsat gennemført, Figur 4:



Figur 4 Det forudsatte 400 kV-net i Kabelhandlingsplan 2009.

- 2014: 400 kV Kassø-Tjele. Ombygning af luftledningen til to systemer. Yderligere 175 system-km.
- 2015: 400 kV Asnæsværket-Kyndby. Etablering af et kabel på ca. 58 km.
- 2016: 400 kV Endrup-Revsing. Ombygning af luftledningen til to systemer. Yderligere ca. 30 system-km.
- 2017: 400 kV Amagerværket-Glenteegård. Etablering af et kabel på ca. 16 km.
- 2018: 400 kV Kassø-Grænse. Ombygning af luftledningen fra 220 kV til 400 kV i alt ca. 30 km.
- 2018: 400 kV AC-forbindelse mellem Amagerværket og Barsebäck i Sverige Søkabel på ca. 25 km.
- 2020: 400 kV Idomlund-Tjele. Etablering af et kabel på ca. 73 km
- 2020: 400 kV Ferslev-Vester Hassing. Etablering af et kabel på ca. 22 km.
- 2020: 400 kV Landerupgård-Revsing. Etablering af et kabel på ca. 27 km.
- 2025: 400 kV Tjele-Trige. Etablering af et kabel på ca. 46 km.

I alt blev der planlagt med etablering af ca. 235 system-km 400 kV-luftledning inklusive ombygningen af 200 kV mellem Kassø og den tyske grænse og etablering af 242 km 400 kV-kabler.

6.2 Elforbrug og produktionskapacitet

Forudsætningerne, der danner grund for fastlæggelse af den langsigtede netstruktur, er baseret på analyseforudsætninger 2012. Yderligere detaljer kan findes i Bilag 3.

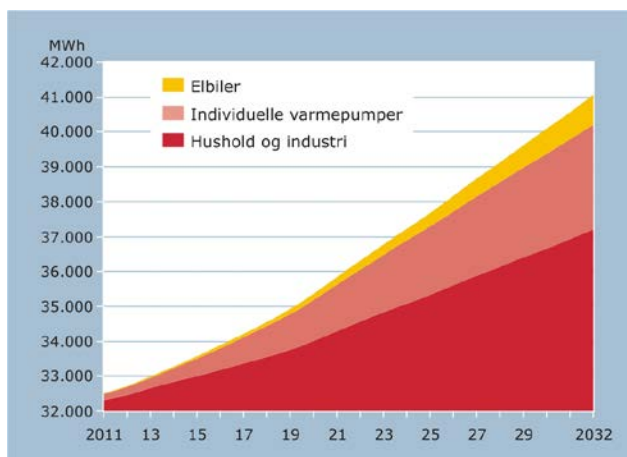
Elforbrug

Udviklingen i elforbruget fra hushold og industri (det klassiske elforbrug) revurderes hvert andet år og grundlæggende på baggrund af:

- Den økonomiske udvikling, det vil sige udviklingen i elproduktion og privat elforbrug.
- Udviklingen i energipriser.
- Den teknologiske udvikling, herunder besparelses- og effektiviseringspotentialer.

Den økonomiske udvikling fremskrives årligt af Finansministeriet, mens udviklingen i elprisen fastlægges med udgangspunkt i priserne på den nordiske elbørs inklusive tillæg af de danske PSO- og nettilslutningsomkostninger. Fremskrivningen er foretaget på baggrund af en fremskrivning af brændselssammensætningen på produktionsapparatet i Danmark og brændselspriser fra International Energy Agency (IEA).

Ud over det klassiske forbrug forventes der i fremtiden en betydelig udvikling i individuelle varmepumper og elbiler. I øjeblikket er andelen herfra, på det samlede forbrug, marginal men udvikles betragteligt fremover. Den samlede energiforbrugsprognose for Danmark er vist i Figur 5



Figur 5 Udviklingen i energiforbrug i Danmark 2012-2032.

Planlægningen af transmissionsnettet er baseret på den største belastning, der til ethvert tidspunkt kan lægges på systemet. Det forventes, at forbruget fra elbiler og individuelle varmepumper kommer til at indgå intelligent i elsystemet, så disse enheder kommer til at udjævne forbruget over døgnet og dermed kun i mindre grad påvirker effektpidsen.

Da det endnu er uvist, hvor disse enheder kommer til at indgå i det intelligente system, er det valgt som en konservativ betragtning at indregne 25 pct. af alle elbiler og alle individuelle varmepumper i effektpidsen. Det forudsatte maksimale effektforsøg med alle bidrag ses i Tabel 6.

	Jylland/Fyn MW	Sjælland/øerne MW
2017	3.894	2.757
2022	4.022	2.848
2032	4.295	3.040

Tabel 6 Det forudsatte maksimale elforbrug i Jylland og på Fyn og på Sjælland og øerne baseret på 10-års vintre.

I de opdaterede analyseforudsætninger fra april 2013 er det klassiske forbrug uændret, forbruget fra elbiler øget marginalt, mens forbruget fra de individuelle varmepumper er reduceret betydeligt. Det betyder, at det samlede forbrug i 2032 er reduceret med ca. 200 MW i Jylland og på Fyn og ca. 150 MW på Sjælland og øerne. Vurdering af betydningen er beskrevet i afsnit 14.4

Produktionskapacitet

Forudsætningerne for produktionskapaciteten følger analyseforudsætningerne 2012, dog justeret med antagelser om mulige tilslutningspunkter for kystnære vindmøller i Ramme, Lem Kær og Dybvad i Jylland og i Asnæs, Stignæs og Borreby på Sjælland og i Sydsverige. I øjeblikket er Energinet.dk i gang med forundersøgelser til kommende kystnære møller, og i den forbindelse vil mere specifikke tilslutningspunkter blive udpeget.

Der er antaget uændret produktionskapacitet på de centrale enheder i hele perioden. Denne forudsætning afspejler ikke Energinet.dk's aktuelle forudsætninger til analyser af den fremtidige effektsituation, men er her en konservativ antagelse anvendt i netanalyserne for at sikre en robust og tilstrækkelig netstruktur på det lange sigt. Samlet set er billedet for henholdsvis Jylland og Fyn samt Sjælland og øerne vist i Tabel 7.

	Jylland og Fyn				Sjælland og øerne			
	2013	2017	2022	2032	2013	2017	2022	2032
Central kraftvarme	2.432	2.237	2.237	2.237	2.180	2.120	2.120	2.120
Decentral kraftvarme	1.992	1.992	1.992	1.992	640	640	640	640
Land og kystnært vind	2.739	3.143	3.568	4.368	633	885	1.135	1.615
Havmøller	409	769	1.169	3.169	373	373	973	973
Samlet installeret kapacitet	7.572	8.141	8.966	11.766	3.826	4.018	4.868	5.348

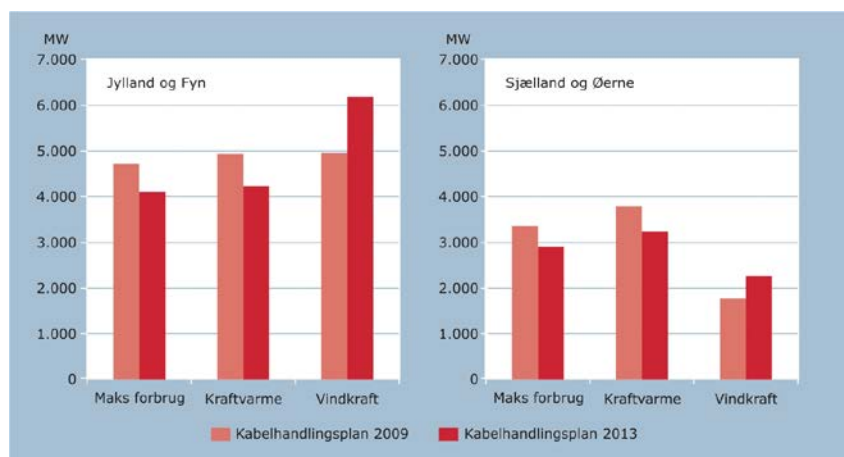
Tabel 7 Forudsat installeret produktionskapacitet fordelt på Jylland og Fyn og Sjælland og øerne.

I de senest opdaterede analyseforudsætninger fra april 2013 er produktionskapaciteten generelt reduceret på alle typer. Samlet set i 2032 er kapaciteten reduceret med ca. 3.000 MW i Jylland og på Fyn og med ca. 2.000 MW på Sjælland og øerne. Heri er ikke indregnet forudsætninger om solceller. Vurdering af betydningen er beskrevet i afsnit 14.4.

Ændringer siden Kabelhandlingsplan 2009

Siden udarbejdelsen af Kabelhandlingsplan 2009 er det maksimale effektforbrug reduceret betydeligt, og samtidigt er produktionskapaciteten på kraftvarmeanhederne også reduceret, mens vindkraften er øget, Figur 6.

Betragter man den samlede mængde produktionskapacitet i forhold til det maksimale forbrug, er effektbalancen bedre, end det var tilfældet i Kabelhandlingsplan 2009 på grund af den øgede mængde af vindkraft. Fjernes vindkraften fra billedet, er balancen mellem produktionskapacitet og det maksimale effektforbrug stort set uændret i forhold til Kabelhandlingsplan 2009.



Figur 6 Forskelle i forudsætningerne mellem Kabelhandlingsplan 2009 og Netudviklingsplan 2013. Sammenligningsår er 2025.

6.3 Forbindelser til nabo-områder

Fra Danmark er der transmissionsforbindelser til Tyskland, Sverige og Norge. Den samlede handelskapacitet mod nabo-områderne er i dag ca. 5.820 MW i eksportkapacitet og ca. 5.080 MW i importkapacitet. Frem til 2032 forventes handelskapaciteten øget til 9.040 MW i eksportkapacitet og 8.640 MW i importkapacitet, det vil sige en forøgelse i størrelsesordenen 3.500 MW. Der forudsættes udbygget mod Tyskland, Holland samt mod Norge. Detaljer kan ses i Bilag 3.6.

I de opdaterede analyseforudsætninger fra april 2013 er udvekslingskapaciteten reduceret med 200 MW på forbindelsen fra Kriegers Flak. Vurdering af betydningen er beskrevet i afsnit 14.4.

6.4 Anlægs- og etableringsomkostninger

De forudsatte kabel- og projekteringsomkostninger er siden udarbejdelsen af Kabelhandlingsplan 2009 reduceret. På baggrund af erfaringer fra flere gennemførte kabellægningsprojekter har Energinet.dk reduceret anlægs- og projekteringsomkostningerne med gennemsnitligt 17 pct., da kabelpriser og gravearbejde har vist sig billigere end tidligere antaget.

Ligesom det var tilfældet i 2009, er Netudviklingsplan 2013 baseret på uændrede kabelpriser i hele perioden. Der er således ikke gennemført en fremskrivning af priserne på baggrund af forventninger til eksempelvis kobber- og aluminiumspriser.

7. Generelle forudsætninger for 132-150 kV-kabellægning

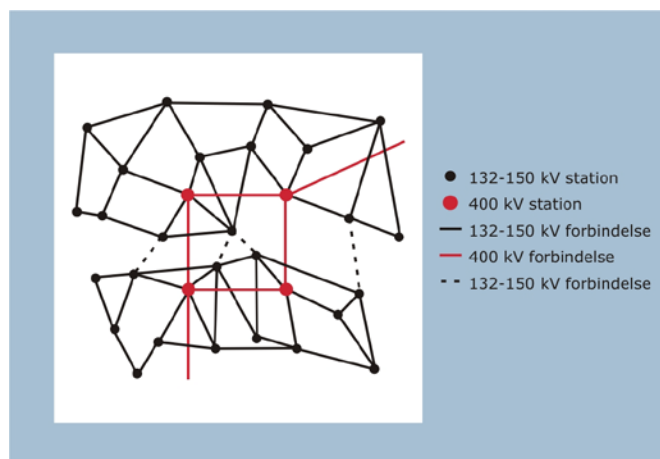
I det følgende beskrives de tekniske forudsætninger, der har været anvendt ved udlægningen af 132-150 kV-nettet i forbindelse med netudviklingsplanen. Hovedparten af forudsætningen er de samme, som blev anvendt ved Kabelhandlingsplan 2009. Dog er der foretaget enkelte opdateringer baseret på de erfaringer, der er opnået siden 2009.

Forudsætninger omkring eksempelvis tracé-længde, kabeltype og forlægning samt kompenserende er baseret på generelle antagelser. I forbindelse med den detailplanlægning, der skal foregå, efterhånden som de enkelte projekter bliver aktuelle, så fastlægges de præcise forhold, så løsningen er økonomisk og samfundsøkonomisk optimal.

Der tages ikke højde for specielle forhold i forbindelse med kabler såsom underboringer, termisk resistivitet i jordlag og nærhed til fjernvarmerør. Disse forhold må også afklares i den efterfølgende detailplanlægning.

7.1 Funktionsprincip for 132-150 kV-nettet

Ligesom i Kabelhandlingsplanen 2009 er det valgt at anvende funktionsprincippet for et delvist regionalt transmissionsnet for både Øst- og Vestdanmark, Figur 7.



Figur 7 Delvist regionalt transmissionsnet.

Ved et delvist regionalt transmissionsnet er der ikke en fuldstændig sammenmaskning mellem 132/150 kV og 400 kV. 132-150 kV-nettet drives i øer fra en eller flere 400 kV-stationer, mens der er en række 132-150 kV-reserveforbindelser mellem de enkelte 132-150 kV-øer. Fordelen er, at mængden af overlejret transit fra 400 kV-nettet begrænses, hvorved både overføringsevnen for 132-150 kV-kablerne og de samlede nettab kan forventes at blive lave.

Generelt vurderes det, at åbne reserveforbindelser så vidt muligt skal undgås, så investeringerne i kabellægningen udnyttes i den daglige drift. Eventuelle grænselægninger foretrækkes derfor direkte i de enkelte stationer – fx ved at opdele samleskinnen med en koblingsafbryder. Ligeledes bør udlægningen af nettet designes på en sådan måde, at anvendelse af effekt flow-regulerende komponenter begrænses. Afvigelser fra dette kan dog i visse tilfælde vise sig fordelagtigt.

7.2 Tracé-længde

Da det i praksis er umuligt at udlægge kabler i fugleflugtslinje mellem de enkelte 132-150 kV-stationer, er det nødvendigt at estimere de reelle tracé-længder. Estimatet bygger på en vurdering af længden for nuværende kabeltracéer i forhold til fugleflugtslinjen mellem de to stationer. Og der anvendes samme estimat for hele landet, hvor der kun differentieres mellem åbent land, by og vand:

- Tracé-længde i åbent land = Fugleflugtslinje · 115 pct.
- Tracé-længde i by = Fugleflugtslinje · 125 pct.
- Tracé-længde i vand = Fugleflugtslinje · 115 pct.

De 115 pct. for søkabel vurderes at være noget konservativt sat, da tracéet for et søkabel ikke vil skifte retning på samme måde som for et landkabel. Det vurderes dog alligevel, at tillægget er relevant, da det som udgangspunkt er forsøgt at vælge det tracé, som resulterer i korteste krydsning. I den senere detailplanlægning kan det vise sig, at den korteste krydsning ikke er mulig af hensyn til det øvrige tracé og virkningen på miljøet.

7.3 Forlægningsform og overføringsevne

I Kabelhandlingsplan 2009 blev der foretaget en vurdering af de to typer forlægningsformer, der som regel anvendes ved kabellægning – henholdsvis tæt trekant og flad forlægning. Der er forskellige fordele og ulemper ved de to forlægningsformer, hvilket også gør, at de hver kan have deres berettigelse, afhængigt af det område de skal drives i. Fordelene og ulemperne er summeret i Tabel 8, hvor forlægning i tæt trekant er reference.

	Flad forlægning	Tæt trekant	Kommentar
Overføringskapacitet	105-120	100	Fordel for flad forlægning
Resistans/tab ¹	90-100	100	Fordel for flad forlægning
Reaktans	150-200	100	Afhængigt af situationen
Magnetfelt	200-400	100	Fordel for tæt trekant
Kabel-tracé, opgravning	120-150	100	Fordel for tæt trekant

Tabel 8 Sammenligning af tæt trekant og flad forlægning, hvor tæt trekant er valgt som reference med indeks 100.

Fordelene ved flad forlægning er, at der kan opnås en højere overføringskapacitet og lavere tab, mens fordelene ved tæt trekant er et lavere magnetfelt og mere enkelt entreprenørarbejde.

I Netudviklingsplan 2013 tages der udgangspunkt i kabelanlæggene etableret med flad forlægning, hvor dette er praktisk muligt. Dog kan tæt trekant forudsættes i områder, hvor overføringsevnen ikke er kritisk, eller hvor det ikke er fysisk muligt at etablere flad forlægning (fx i byer).

Ved opbygningen af netstrukturen er der ligesom i Kabelhandlingsplanen 2009 taget udgangspunkt i kabler med 800 mm², 1.200 mm² og 2.000 mm² i flad forlægning samt 800 mm² og 1.200 mm² i tæt trekant. Som udgangspunkt antages de samme overføringsevner for kabelanlæg som i Kabelhandlingsplanen 2009, Tabel 9 og Tabel 10

¹ Sammenlignet på basis af samme kabeltværsnit. Forskellen skyldes forskelle i nærhedseffekt.

132 kV-kabler		Tæt trekant			Flad forlægning, 300 mm		
A [mm ²]	C [μF/km]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	I _{nominel} [A]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	I _{nominel} [A]
800	0,23	0,0444	0,112	663	0,043	0,211	759
1.200	0,29	0,0326	0,104	790	0,0305	0,194	911
2.000	0,34	0,0234	0,099	957	0,0209	0,179	1115

Tabel 9 132 kV-kabelanlægs forudsatte nominelle overføringsevne.

150 kV-kabler		Tæt trekant			Flad forlægning, 300 mm		
A [mm ²]	C [μF/km]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	I _{nominel} [A]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	I _{nominel} [A]
800	0,21	0,0442	0,115	667	0,043	0,211	770
1.200	0,26	0,0324	0,107	797	0,0305	0,194	925
2.000	0,31	0,0232	0,101	964	0,0209	0,179	1134

Tabel 10 150 kV-kabelanlægs forudsatte nominelle overføringsevne.

7.4 Kompensering af reaktiv effekt

Ved anvendelse af kabler stiger egenproduktionen af reaktiv effekt i systemet betragteligt, sammenlignet med et luftledningsnet, grundet kablernes højere kapacitans. Ved udlægning af nye kabler skal den reaktive effekt derfor kompenseres. Dette forudsættes realiseret ved kobbelbare eller fasttilkoblede reaktorer.

Det forudsættes, at 132-150 kV-kablerne producerer ca. 1,5-2,8 Mvar pr. km, afhængigt af spænding og kabeltværsnit. Til at kompensere denne Mvar-produktion er der som udgangspunkt anvendt kobbelbare reaktorer med en standardstørrelse på 40 Mvar.

7.5 Temperaturovervågning

I det nuværende 132-150 kV-net er der kun etableret distribueret temperaturovervågning på enkelte kabelstrækninger, primært på Sjælland. Fordelene ved at etablere temperaturovervågning er, at kablets reelle overføringsevne kan udnyttes mere optimalt.

Temperaturovervågningen giver også mulighed for at lokalisere steder med dårlig varmeafledning – såkaldte hot spots. Et ukendt hot spot på en kabelstrækning kan i værste fald betyde, at kablet overophedes på dette sted med risiko for fejl eller nedsat levetid. Ved at etablere temperaturovervågning bliver eventuelle hot spots kendte. Der kan således træffes et valg, om hvorvidt anlægget skal drives videre med denne begrænsning, som følger af det eventuelle hot spot, eller om der skal foretages en konkret udbedring.

Omkostninger til etablering af distribueret temperaturovervågning er ikke indregnet i Netudviklingsplan 2013.

7.6 Overordnede forudsætninger for den langsigtete netstruktur

Ved udarbejdelsen af den langsigtete netstruktur er der anvendt samme overordnede retningslinjer som i Kabelhandlingsplanen 2009:

- De eksisterende stationsplaceringer for 2009 er som udgangspunkt bibeholdt med tilføjelse af nye stationer, hvor dette vurderes hensigtsmæssigt.
- Eksisterende 132-150 kV-luftledninger på 400-132 kV- eller 400-150 kV-kombimaster er bevaret de steder, hvor dette vurderes hensigtsmæssigt.

- Eksisterende 132-150 kV-kabler bibeholdes, hvis de har den fornødne overføringskapacitet og passer ind i den langsigtede netstruktur.
- Der stilles ikke yderligere krav til det eksisterende 50/60 kV-net som følge af netudviklingsplanen, medmindre dette er koordineret med ejerne.
- Kabelanlægget etableres med lyslederforbindelse til brug for kommunikation, måling, beskyttelse og kontrol af elsystemet. Som udgangspunkt etableres 48 fibre.

7.7 Kabelteknologi-udvikling

Implementeringen af kabelhandlingsplanen og forskønnelsesplanen er forbundet med betragtelige omkostninger og er også risikofyldt, idet der ikke tidligere har været gennemført kabellægningsprojekter af denne størrelsesorden.

Derfor blev DANPAC (DANish Power system with Ac Cables) indledt i slutningen af 2009 med henblik på at analysere de tekniske udfordringer ved så omfattende kabellægning samt at identificere mulige løsninger og potentielle optimeringspotentialer.

DANPAC består af et antal delprojekter opdelt på system- og komponentrelaterede projekter, der gennemføres af Energinet.dk i samarbejde med universiteter, både nationalt og internationalt.

De systemrelaterede delprojekter omfatter optimering af planlægning, dimensionering og drift af et kabellagt transmissionsnet, mens de komponentrelaterede delprojekter omfatter optimering af projektering, udlægning og idriftsættelse af kabelsystemer.

De foreløbige resultater fra DANPAC-projektet er:

- Der er udviklet et værktøj til optimering af kabelstrukturen, hvilket har givet betydelige besparelser i forhold til den oprindelige netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009.
- Kvalitetsprocedurerne er blevet opdateret med hensyn til det grus, der lægges omkring kablerne i kabelgraven. Dette forventes at give en besparelse på 5 pct. i forbindelse med fremtidige kabelindkøb.
- For 400 kV-kabelanlæg er det lykkedes at få leveret kabeltromler med helt op til 1.600 m 400 kV-kabel pr. tromle i forhold til de tidligere længder på 800-900 m pr. tromle. Dette giver både en besparelse i form af et mindre antal muffer og en reduktion af fejlraten under idriftsættelse af et kabelanlæg.
- En stor del af DANPAC-projektet omfatter løsning af de tekniske udfordringer, der opstår i forbindelse med den omfattende kabellægning. DANPAC-projektet leverer de nødvendige design guidelines til detailplanlægningen og dimensioneringen af kabelanlæg, der sikrer, at designkritiske overvejelser ikke overses.

DANPAC-projektet skal bidrage til at sikre et fortsat optimeret, robust og driftssikkert transmissionsnet med kabler i fremtiden.

8. Krav til transmissionsnettet

Netudviklingsplan 2013 er fastlagt på baggrund af analyser på et antal planlægningsbalancer, der beskriver repræsentative driftssituationer med store transportere i systemet. Planlægningsbalancerne afprøves ved forskellige typiske mangelsituationer, med sandsynlige udfald af netkomponenter, og det sikres, at definerede tekniske krav i forhold til belastninger, spændinger, og kortslutningseffekt kan overholdes. Disse er beskrevet i Energinet.dk's netdimensioneringskriterier, som er blevet opdateret i 2012-2013. Opdateringen forventes at blive offentliggjort medio 2013 og danner grundlag for resultaterne i Netudviklingsplan 2013.

Energinet.dk's netdimensioneringskriterier sikrer et transmissionsnet, der bidrager til fastholdelse af forsyningssikkerheden, også på langt sigt. Fastholdelse af forsyningssikkerheden er et af Energinet.dk's mål, jf. Strategiplan 2012.

8.1 Planlægningsbalancer

De repræsentative planlægningsbalancer er opstillet i forhold til de forskellige transportmønstre, der ses i systemet. De er fastlagt ud fra sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling med nabo-områderne samt et givet transmissionsnet, der kan være intakt eller fejlbehæftet. Effektbalancerne til planlægning af den langsigtede netstruktur er opstillet med udgangspunkt i følgende:

Sikring af forsyning

- Forsyningssikkerhedsbalancer, hvor det analyseres, om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet, så den tilgængelige interne produktionskapacitet og import kan transporteres til forbrugsstederne ved maksimalt forbrug.
- Balancer med stor effektindfødnings i 400 kV-nettet, som eksporteres til 132-150 kV-nettet, hvor det analyseres, om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet mellem spændingsniveauerne i forhold til forsyning.
- Balancer der beskriver effektimport til et område, hvor det analyseres, om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet mellem delområder af hensyn til forsyning af området.

Sikring af udnyttelse af VE-baseret produktionskapacitet

- Balancer med stor elproduktion fra vindmøller hvor det analyseres, om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet til udnyttelse af vindkraften i forhold til både forbrug og eksport.

Sikring af markedsfunktionen og udnyttelse af produktionskapacitet udover VE-baseret

- Balancer med stor transit i forskellige retninger hvor det analyseres, om det interne transmissionsnet er tilstrækkeligt i forhold til udnyttelsen af udlandsforbindelser til transit. Eksport- og importsituationer er studeret i forsyningssikkerheds- og VE-balancerne.
- Balancer der beskriver effekteksport fra et område, hvor det analyseres om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet mellem delområder af hensyn til udnyttelsen af produktionsapparatet i området.

- Balancer med stor effektindføddning i 132-150 kV-nettet som eksporteres til 400 kV-nettet, hvor det analyseres, om der er tilstrækkelig transmissionskapacitet mellem spændingsniveauerne i forhold til aftag af decentral produktion og produktion tilsluttet 132-150 kV-nettet.

8.2 Dimensioneringskriterier

Netdimensioneringskriterierne skal grundlæggende sikre, at transmissionsnettet er tilstrækkeligt i forhold til:

- Markedsfunktionen, det vil sige, at der er tilstrækkelig transmissionskapacitet til eksport, import og transit gennem det danske system.
- Forsyningen, det vil sige, at der er tilstrækkelig transmissions- og transformerkapacitet til transporter af nationale produktion og import fra nabo-områderne til forbrugsstederne.
- Udnyttelsen af produktionsapparatet generelt og specielt fra VE-baserede produktionsanlæg. Det vil sige, at der skal sikres tilstrækkelige tilslutningsforbindelser fra produktionspladserne til stærke punkter i transmissionsnettet.

Kriterierne er objektive, tekniske kriterier, der testes i de repræsentative driftssituationer, som er beskrevet via planlægningsbalancerne, afsnit 8.1.

I tilfælde af at der opstår fejl i nettet, er der en række driftsmæssige tiltag, der kan iværksættes for at undgå reduceret forsyningssikkerhed og store markeds-mæssige konsekvenser. De driftsmæssige tiltag, som kan iværksættes, er:

- Ændringer i udvekslingerne med nabo-områderne, som også indregnes i planlægningen af transmissionsnettet.
- Aktivering af manuelle reserver, som også indregnes i planlægningen af transmissionsnettet.
- Omlægninger i underliggende net (10-60 kV), hvor mulighederne vurderes overordnet i den langsigtede planlægning af transmissionsnettet og i detailplanlægningen af de enkelte projekter i samarbejde med netselskaberne

Netmangler og tilladelige konsekvenser

I forbindelse med planlægningen af transmissionsnettet vurderes de mulige konsekvenser ved følgende tre situationer med netmangler.

1. En (*n*) situation, som repræsenterer normaldrift situationer med intakt net.

Nettet skal grundlæggende dimensioneres, så der ikke opstår belastninger, som overstiger de enkelte komponenters kontinuerlige belastningsevne ved intakt net.

2. En (*n-1*) situation, hvor der kan ske udfald af én vilkårlig komponent (forbindelse, transformer, kraftværk m.m.). I planlægningen af transmissionsnettet skal systemet kunne håndtere en (*n-1*) situation, uden at det får konsekvenser for elforsyningen. De tilladelige konsekvenser er afhængige af den enkelte transmissionsforbindelses funktion, og der

skelnes mellem tre forskellige:

- Transitledninger uden mulighed for aflastning med manuelle reserver. Som udgangspunkt må udfald af et enkelt ledningssystem eller en transformator ikke føre til omgående reduktion af udveksling med nabo-områder. Kabler og luftledninger skal derfor dimensioneres, så de kan overføre den maksimale effekt i 40 timer, efter at hændelsen er opstået. Dette svarer til den tid, det tager at effektuere markedsbegrænsninger.
- Transitledninger med mulighed for aflastning med manuelle reserver. I visse situationer er det ikke muligt at opretholde den fulde effekt i 40 timer efter et udfald af en transmissionsledning. Det gælder fx, hvis der er to 400 kV-systemer ind til et område med stor over- eller underskud af effekt. Hvis det ene system falder ud, skal systemet forberedes til, at det næste system kan falde ud. Hvis man med manuelle reserver kan aflaste det tilbageværende system, kan dette dimensioneres efter at kunne holde til at overføre effekten i én time.
- Ledninger med forsyning som hovedformål. Kabler bør dimensioneres, så de underliggende forbrugere kan forsynes i flere uger efter en kabelfejl, når der samtidig foretages omlægninger i det underliggende net. Den ækvivalente termiske belastning beregnes i henhold til IEC 853-2.

Der tages som udgangspunkt ikke hensyn til decentral produktion i denne dimensionering. Det betyder, at forbruget skal kunne forsynes selv i perioder uden decentral produktion.

I situationer med overskud af lokal produktion sikres indpasning i transmissionsnettet med $n-1$ sikkerhed.

3. En $(n-1)-1$ situation beskriver mangler, hvor én komponent har været ude af drift i mere end 15 minutter, og systemet er bragt i en normaldriftssituation, hvorefter yderligere en komponent fejler. En $(n-1)-1$ situation vil oftest forekomme i forbindelse med revision og en efterfølgende fejl. I planlægningen tages der højde for, at forsyningen kan opretholdes i en sådan situation.

De tilladelige konsekvenser er afhængige af den enkelte transmissionsforbindelses funktion, og der skelnes mellem to forskellige:

- Transitledninger. I en $n-1-1$ situation skal en transitledning kunne holde til belastningen i en time. I en $n-1-1$ situation forudsættes manuelle reserver aktiveret efter den første fejl.
- Ledninger med forsyning som hovedformål. En $n-1-1$ situation bør ikke føre til bortkobling af mere end 40 MW forbrug, når det drejer sig om mangel af to vilkårlige ledninger eller én ledning og én transformator. Ved udfald af to transformere accepteres 80 MW. I en $n-1-1$ situation forudsættes det, at omkoblinger kan foretages på to timer i de underliggende net.

Den tilladelige belastningsgrad afhænger meget af den konkrete komponent. Eksempelvis kan kabelforbindelser belastes omkring 140-150 pct. i 40 timer ved en forudgående belast-

ning på 90 pct., da den termiske tidskonstant er markant længere end fx luftledninger og transformere, som ikke bør belastes med mere end 100 pct. i en tilsvarende periode.

8.3 Koordinering med underliggende net

Med Energinet.dk's opkøb af de regionale transmissionsselskaber bliver hele transmissionsnettet (>100 kV) fremadrettet planlagt, etableret og drevet af Energinet.dk.

Det betyder, at Energinet.dk nu har direkte kontakt med skillefladen mellem 132-150 kV og 10-60 kV. Der er derfor blevet igangsat et arbejde, som skal sikre en løbende koordinering af planlægning og udbygning mellem 132-150 kV-nettene og 10-60 kV-nettene.

I Østdanmark, hvor 50 kV-nettet er drevet parallelt med 132 kV-nettet, er det, så vidt muligt, forsøgt at inddrage 50 kV-nettet i fastlæggelsen af den fremtidige kabellagte 132 kV-netstruktur. Det primære fokus har dog lige som i Kabelhandlingsplan 2009 været 132 kV-nettet.

Modsat Østdanmark er 60 kV-nettet i Jylland drevet som et lokalt distributionsnet under de enkelte 150 kV-stationer, mens Fyn drives parallelt. I Vestdanmark er det derfor valgt kun at se overordnet på 60 kV-nettet i forhold til fastlæggelsen af den fremtidige netstruktur.

9. Nedtagning af 132/150 kV-luftledningsnettet

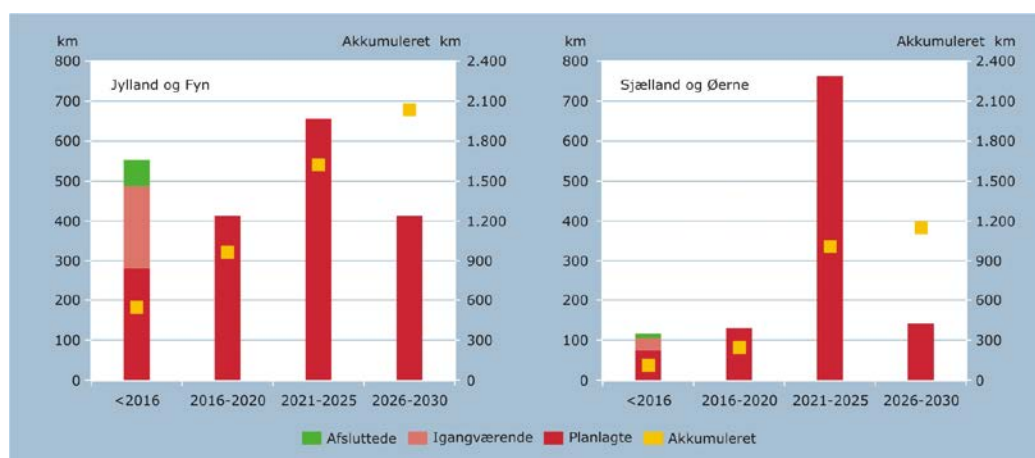
Planen for kabellægning af 132/150 kV-nettet afhænger af det optimale tidspunkt for nedtagning af luftledningerne.

I Kabelhandlingsplan 2009 blev hver enkelt luftlednings optimale nedtagningstidspunkt vurderet ud fra et sluttidspunkt for alle kabellægninger i perioden 2040 til 2045 og på baggrund af indmeldinger fra de daværende regionale transmissionsselskaber om et økonomisk optimalt tidspunkt for nedtagning, som var vurderet ud fra luftledningernes restlevetider.

I Netudviklingsplan 2013 er de optimale tidspunkter for nedtagning revurderet efter samme grundlæggende princip om vurdering af restlevetider og på baggrund af de nugældende rammer og forudsætninger. Revurderingen er således foretaget ved at:

- Kortlægge luftledningens restlevetid ud fra en standardiseret metode, der gælder for hele landet samt opgøre deres reinvesteringsomkostninger ud fra standardpriser. Informationerne bruges til at fastlægge et økonomisk optimalt nedtagningstidspunkt og en prioritering luftledningerne imellem.
- Sikre et kabellagt transmissionsnet i 2030.
- Indregne energiforligets økonomiske ramme i 2020, som konkret betyder, at nedtagning af et antal luftledninger udsættes til efter 2020. I stedet skal der inden 2020 i nogle tilfælde reinvesteres i luftledningerne.
- Indregne nedtagning af luftledninger, der er prioriteret inden 2020 på grund af nærhed til bebyggelse.
- Sikre den langsigtede netstruktur og det løbende tekniske behov for transmissionskapacitet.

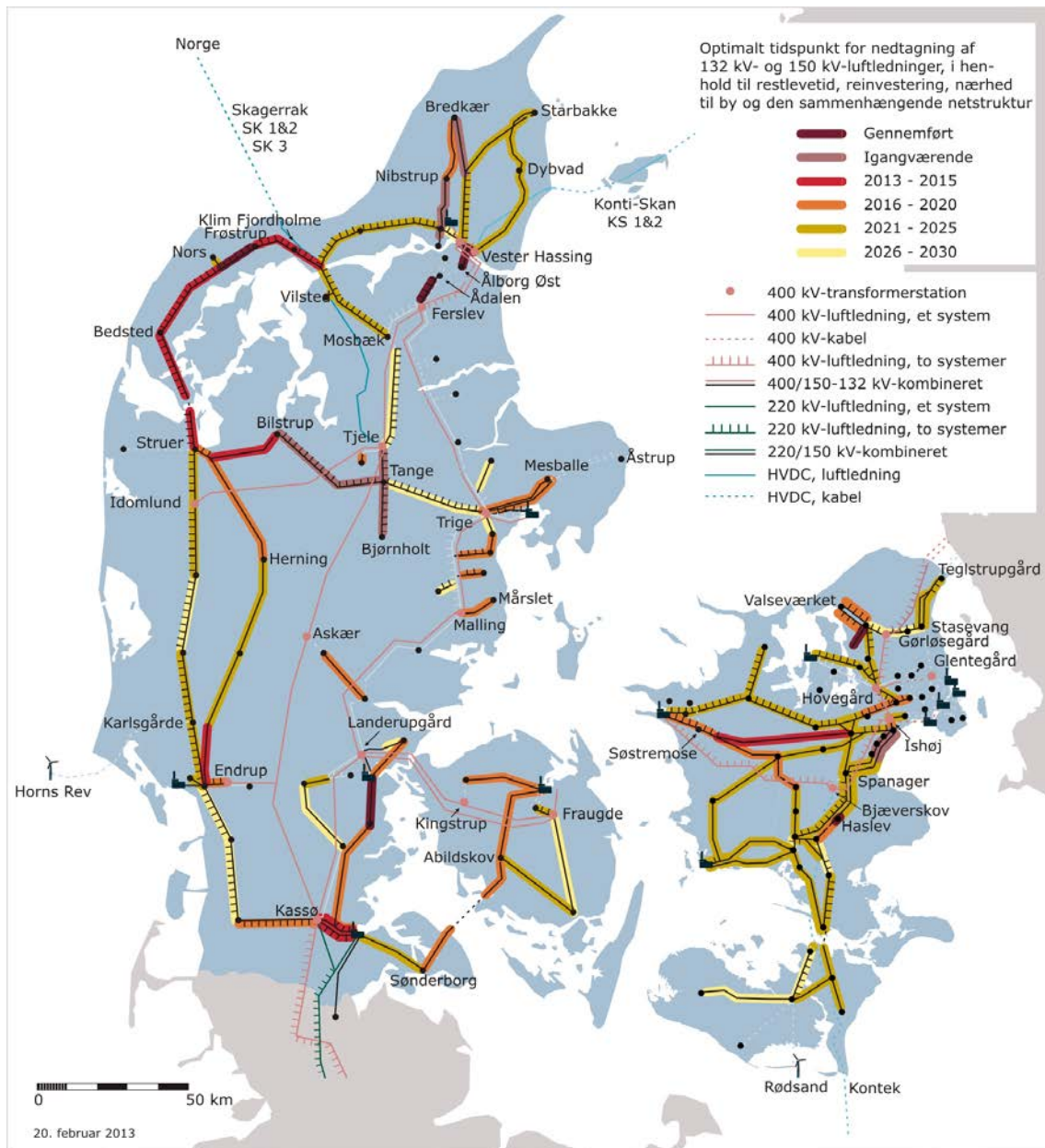
Figur 8 viser, hvor mange km luftledninger der allerede er nedtaget, og som fremover planlægges nedtaget, jf. den opdaterede opgørelse.



Figur 8 Omfanget af nedtagning af luftledninger. Nedtagningstidspunktet er fastlagt ud fra det optimale tidspunkt for nedtagning.

De præcise nedtagningstidspunkter efter 2020 vil blive detailplanlagt, så der sikres en effektiv projektportefølje, og reinvesteringsomkostningerne minimeres.

De optimale nedtagningstidspunkter for 132/150 kV-luftledningsnettet fremgår af Figur 9. I Bilag 1 sammenlignes med resultaterne for Kabelhandlingsplan 2009.



Figur 9 Tidspunkt for nedtagning af luftledninger i Netudviklingsplan 2013.

Igangværende og afsluttede demontering udgør ca. 300 system-km, hvoraf hovedparten er i Jylland og Fyn. Samlet set nedtages ca. 3.200 system-km frem til og med 2030, det vil sige, der udestår ca. 2.900 system-km til nedtagning.

9.1 Restlevetider og reinvesteringer

Restlevetiderne for 132-150 kV-luftledningerne og omfanget af den reinvestering, der ville være nødvendig, hvis ikke luftledningerne skulle nedtages, er kortlagt på baggrund af en standardiseret metode, hvor tilstanden af hver enkelt luftlednings hovedkomponenter er vurderet. De hovedkomponenter, som betragtes, er:

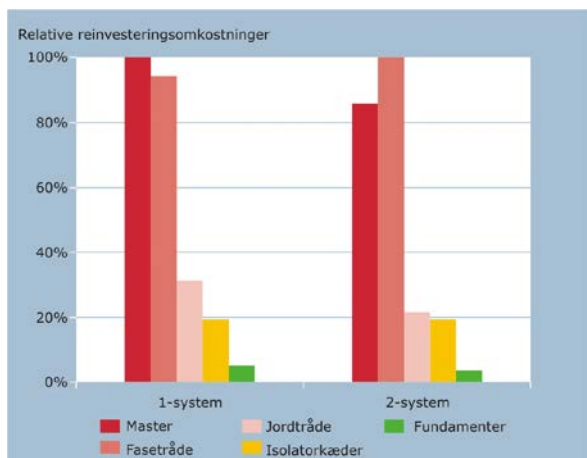
- Fundament
- Mast
- Fasetråd
- Jordtråd
- Isolator kæder

For hver enkelt strækning er det tidspunkt kortlagt, hvor en større reinvestering ville være nødvendig, hvis luftledningen fortsat skulle være i drift. Kortlægningen er gennemført på baggrund af tilstandsvurderinger af hver enkelt strækning, ud fra viden om strækningens alder, gennemførte eftersyn og lokale vejrforhold.

Omkostningerne til reinvesteringerne er opgjort på baggrund af standardiserede reinvesteringsspriser pr. km for hver af hovedkomponenterne. Reinvesteringsspriserne bruges til at kortlægge de økonomisk optimale tidspunkter for demontering af luftledningerne og til at fastlægge et overslag på reinvesteringssomfanget i Kabelhandlingsplan 2013.

De tungeste poster er reinvesteringer i master og fasetråde, Figur 10 (vist for etsytemsluftledninger og tosystemsluftledninger), og det vil typisk være, når disse reinvesteringsbehov opstår, at luftledningens økonomisk optimale tidspunkt for nedtagning findes.

Kombinationer af udskiftning af øvrige hovedkomponenter kan ligeledes lede frem til det økonomisk optimale nedtagningstidspunkt. Hvis flere komponenter skal renoveres/udskiftes på samme tid, forventes det, afhængigt af kombinationerne, at omkostninger til udskiftning af fasetråd vil reduceres med 10-25 pct., udskiftning af jordtråd med 20-40 pct. og isolator/ophæng med 25-40 pct. Dette skyldes synergieffekter, hvor omkostninger til blandt andet projektering, montage, kranleje, køreplader og erstatninger reduceres. Der er taget hensyn til dette i opgørelsen af de samlede reinvesteringer.



Figur 10 De relative omkostninger til reinvesteringer til brug for fastlæggelse af tidspunkter for nedtagning af luftledninger.

For de luftledninger, der i perioden frem til og med 2020 kun har et mindre reinvesteringsbehov, er nedtagningstidspunktet fastlagt ved at vurdere reinvesteringsomkostningerne i forhold til at gennemføre eller udskyde en kabellægning til efter 2020.

Luftledninger med et mindre reinvesteringsbehov i perioden 2021-2030 planlægges nedtaget i en rækkefølge, der minimerer omfanget af reinvesteringsomkostninger og sikrer en rimelig projektportefølje.

9.2 Luftledningsforbindelser til umiddelbar nedtagning

I Kabelhandlingsplan 2009 blev der foretaget en vurdering af, hvilke 132-150 kV-forbindelser, der helt kunne undværes. De afsluttede og igangværende projekter er beskrevet i afsnit 5.4. Status for resten er:

- Tidspunktet for nedtagning af 132 kV-luftledningen fra Kamstrup til Asnæsværket skal ses i sammenhæng med lukning af 400 kV-ringen på Sjælland. Detailanalyser påbegyndes i 2013.
- 150 kV-luftledningen fra Tyrstrup mod Enstedværket på ca. 40 km planlægges demonteret i 2017. Det er en forudsætning, at der er etableret en anden forsyningsvej i de underliggende net.
- 150 kV-luftledningen fra Enstedværket til Flensborg på ca. 30 km til den dansk-tyske grænse er ikke taget med i kabelhandlingsplanen, men kabellægges, hvis forsyningsaftalen med Flensborg skal opretholdes.

9.3 Nærhed til større byområder

I Kabelhandlingsplan 2009 blev der kortlagt 12 byer, som har mere end én 132/150 kV-ledning inden for byzonegrænsen, Figur 11. De politiske partier bag Kabelhandlingsplan 2009 prioriterede nedtagning af luftledninger i de større byer senest i 2020. Ifølge energiforlig 2012 er det stadig en prioritet.



Figur 11 Der er prioriteret 12 byer med 132/150 kV-luftledninger inden for bygrænsen.

I løbet af de seneste par år er 150 kV-luftledningerne omkring Aalborg demonteret, i alt ca. 30 system-km, og erstattet med kabler.

For de øvrige 11 områder er nærheden til bebyggelse revurderet i januar 2013 ved en optælling af berørte boliger langs de eksisterende luftledningsanlæg og inden for det bynære område. Optællingen er sket med adressedata fra Kort- og Matrikelstyrelsen og en gennemgang på luftfoto.

Optællingen er gennemført for de to zoner, som er omfattet af Landsaftalens principper, Ref. 9, for erstatning ved 132 kV- og 150 kV-luftledninger. De to zoner omfatter boliger med en afstand på 0-60 m fra nærmeste strømførende leder, Zone 1 og 60-200 m fra nærmeste strømførende leder, Zone 2.

Prioritering i forhold til nedtagning af luftledninger med nærhed til bebyggelse er foretaget på baggrund af nye optællinger af det samlede antal berørte boliger pr. km i zone 1 og zone 2 og i bynært område. Luftledningernes nærhed til bebyggelse er inddelt i tre kategorier:

- Kategori 1: Luftledninger med mere end 100 berørte boliger pr. km
- Kategori 2: Luftledninger med 50 og 100 berørte boliger pr. km
- Kategori 3: Luftledninger med mindre end 50 berørte boliger pr. km

Samlet set er billedet vist i Tabel 11, og detaljer kan ses i Bilag 5:

	Sum af system-km i bynært område	Gennemsnitligt antal berørte boliger pr. km i byområde
Kategori 1: >100	14	241
Kategori 2: 50-100	45	76
Kategori 3: <50	289	16

Tabel 11 Antallet af berørte boliger pr. km i byområde samt omfanget af system-km luftledning i området.

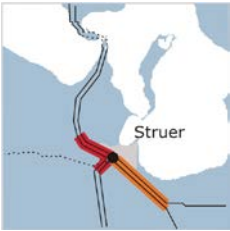
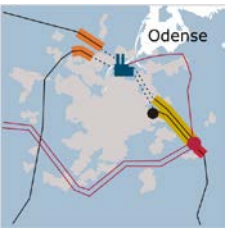
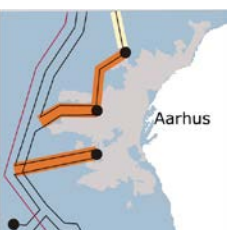
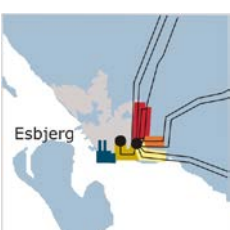
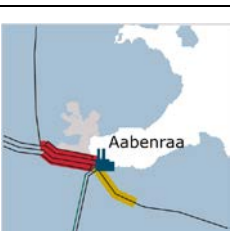
Der er syv strækninger, hvor der er over 100 berørte boliger pr. km fordelt i tre bynære områder omkring Helsingør, Struer og Odense. I de tre områder er det Struer, der har den største påvirkning af nærhed til eksisterende luftledninger.

Der er også syv strækninger, hvor der er mellem 50 og 99 berørte boliger pr. km i bynært område. Strækningerne er fordelt omkring Odense, Herning, Esbjerg, Aarhus og Næstved.

Alle luftledninger i kategori 1 og kategori 2 planlægges demonteret inden 2020, i alt delstrækninger på 59 system-km, mens 132 km luftledninger i kategori 3 er planlagt nedtaget

efter vurdering af restlevetiderne og reinvesteringsomkostninger i relation til den miljømæssige værdi. Nedtagningstidspunkterne ses i Figur 12.

Samlet set er der således planlagt nedtaget 195 system km i bynært område senest 2020, ca. 140 system-km i perioden 2021-2025 og ca. 15 system-km efter 2025.

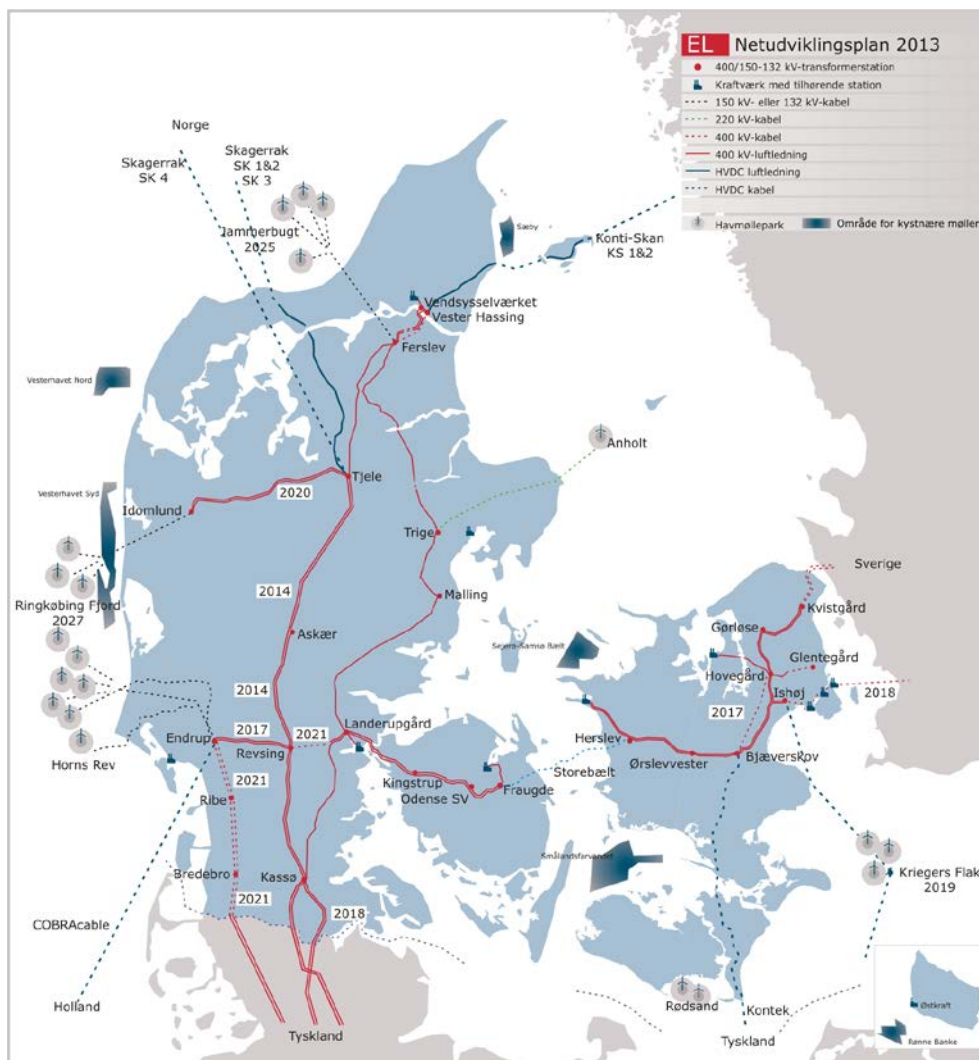
	Struer 2013-2015: 2 km 2016-2020: 9 km 2021-2025: 0 km 2026-2030: 0 km Struer-Idomlund er planlagt som en partiel kabellægning		Odense 2013-2015: 1 km 2016-2020: 5 km 2021-2025: 12 km 2026-2030: 0 km Fraugde-Svendborg er planlagt som en partiel kabellægning
	Helsingør 2013-2015: 0 km 2016-2020: 2 km 2021-2025: 21 km 2026-2030: 0 km		Aarhus 2013-2015: 0 km 2016-2020: 34 km 2021-2025: 0 km 2026-2030: 2 km
	Esbjerg 2013-2015: 16 km 2016-2020: 3 km 2021-2025: 3 km 2026-2030: 2 km Lykkegård-Karlsgårde er planlagt som en partiel kabellægning		Herning 2013-2015: 0 km 2016-2020: 4 km 2021-2025: 3 km 2026-2030: 0 km
	Næstved 2013-2015: 2 km 2016-2020: 0 km 2021-2025: 43 km 2026-2030: 8 km Østerholm-Vordingborg er planlagt som en partiel kabellægning		København 2013-2015: 38 km 2016-2020: 33 km 2021-2025: 28 km 2026-2030: 0 km
	Aabenraa 2013-2015: 5 km 2016-2020: 5 km 2021-2025: 5 km 2026-2030: 0 km		Svendborg 2013-2015: 0 km 2016-2020: 0 km 2021-2025: 2 km 2026-2030: 3 km
	Roskilde 2013-2015: 15 km 2016-2020: 21 km 2021-2025: 23 km 2026-2030: 0 km		

Figur 12 Prioriterede nedtagninger af luftledninger i byområder og de system-km der fjernes i byområdet. Hvis ikke andet er nævnt, er det reelt set hele strækninger, der planlægges fjernet.

10. Udviklingen i 400 kV-nettet

Den langsigtede 400 kV-netstruktur, Figur 13, er et resultat af detaljerede analyser på de langsigtede behov for overføringskapacitet i 400 kV-nettet. I analyserne er der taget udgangspunkt i den oprindelige 400 kV-struktur fra Elinfrastrukturrapportens udbygningsalternativ C, og behovet for de enkelte 400 kV-forbindelser er revurderet med de nye analyseforudsætninger, kapitel 6.

De forstærkninger, både i forhold til nye forbindelser, transformere og opgraderinger, der indgår i den langsigtede 400 kV-netstruktur, vil alle skulle igennem detailanalyser, der resulterer i beslutningsgrundlag og business cases til formel behandling og godkendelse. Detailanalyserne gennemføres efterhånden, som behovet for forbindelserne opstår, og her vil det præcise overførselsbehov, de endelige tilslutningspunkter og placeringer blive fastlagt.



Figur 13 Det langsigtede 400 kV-transmissionsnet.

Af hensyn til tilslutning af havmøller ved Læsø var der i Kabelhandlingsplan 2009 forudsat en 400 kV-kabelforbindelse mellem Ferslev og Vester Hassing i 2020. Da disse havmøller ikke længere er en forudsætning, er der ikke længere behov for denne forbindelse. En 400 kV-

kabelforbindelse mellem Tjele og Trige forventes heller ikke nødvendig i 400 kV-nettet inden for de næste 20 år.

På Sjælland var der i Kabelhandlingsplan 2009 forudsat en 400 kV-forbindelse mellem Asnæsværket og Kyndby allerede i 2015. Nye, foreløbige analyser har vist, at på kort sigt vil det være tilstrækkeligt med en noget kortere 400 kV-forbindelse mellem Bjæverskov og Hovegård i 2017. Denne forbindelse er en forudsætning for kabellægningen af 132 kV-nettet på Sjælland, men den endelige løsning vælges i forbindelse med detailstudier, der indledes i 2013. Derudover var der i 2009 forudsat en 400 kV-forbindelse mellem Glentegård og Amagerværket i 2017 af hensyn til forsyningen af Københavnsområdet. Da det nu forudsættes, at der etableres en 400 kV-forbindelse til Sverige fra Amagerværket i 2018, så vurderes behovet for denne forbindelse først om 20-30 år.

Nye 400 kV-forbindelser

Den langsigtede 400 kV-netstruktur omfatter følgende nye forbindelser:

- Opgradering af 400 kV-luftledningen mellem Kassø og Tjele. Forbindelsen ombygges til to systemer med øget overføringskapacitet. Herved bidrager forbindelsen til indpasning af VE-produktion og sikring af udnyttelsen af forbindelserne til nabo-områderne. Anlægsarbejdet er i gang og forventes afsluttet i løbet af 2014. Der etableres yderligere ca. 175 system-km luftledning.
- Ophængning af luftledningssystem 2 på 400 kV mellem Endrup og Revsing i 2017. Forbindelsen bidrager til udnyttelse af produktion og udveksling tilsluttet i Endrup. Den skal være idriftsat på samme tid som havmøllerne på Horns Rev 3 i 2017. Med to systemer kan der indpasses i alt yderligere ca. 1.700 MW tilsluttet i Endrup i forhold til i dag. Der etableres yderligere ca. 30 system-km luftledning.
- 400 kV-kabel mellem Hovegård og Bjæverskov i 2017 på ca. 39 km. Forbindelsen vil sikre udnyttelse af produktionskapaciteten og udveksling med nabo-områderne.
- En ny 400 kV AC-forbindelse mellem Amagerværket og Barsebäck i Sverige i 2018 inklusive et 400 kV-kabel fra H.C. Ørstedsværket til Amagerværket, som vil være en forudsætning for udnyttelsen af forbindelsen til Sverige. På land i Danmark etableres ca. 8 km kabel og i havet i alt ca. 25 km. Fordelingen mellem Svenska Kraftnät og Energinet.dk på søkabeldelen er endnu uafklaret.
- Ombygning af 220 kV-forbindelsen fra Kassø og Ensted til Tyskland til 400 kV i 2018, ca. 30 system-km luftledning.
- Ny 400 kV-luftledningssystem mellem Idomlund og Tjele i 2020. Som en følge af solcelleaftalen fra efteråret 2012 forudsættes et nyt 400 kV-system mellem Idomlund og Tjele etableret som luftledning ved at ophænge et ekstra system på den maste-række, der allerede findes på strækningen. Forbindelsen bidrager til opsamling af lokal produktion fra vindmøller i Vestjylland, men ikke umiddelbart til transitkapaciteten i systemet. Kabelhandlingsplan 2009 blev udarbejdet under forudsætning af en kabelforbindelse mellem Tjele og Idomlund. Der etableres yderligere ca. 73 system-km luftledning.

- To nye 400 kV-kabelsystemer fra den dansk-tyske grænse over Bredebro og Ribe til Endrup i 2021, ca. 164 km.
- Nyt 400 kV-kabel mellem Landerupgård og Revsing i 2021 på ca. 27 km. Forbindelsen bidrager til en bedre udnyttelse af udlandskapaciteten og skal etableres i forbindelse med idriftsættelse af vestkystforbindelsen og opgraderingen af overføringskapaciteten fra Tyskland i 2021. Endvidere bidrager forbindelsen også til udnyttelsen af VE-produktionen, som er tilsluttet i Endrup.

I alt er der planlagt med etablering af ca. 308 system-km 400 kV-luftledning inklusive ombygningen af 220 kV mellem Kassø og den dansk-tyske grænse og etablering af 238 km 400 kV-kabler eksklusive søkablet til Sverige. I forhold til forudsætningerne i Kabelhandlingsplan 2009 (side 22) er det en forøgelse i luftledninger på 73 system-km og en reduktion i kabler på 4 km.

Opgraderinger

Derudover omfatter det langsigtede 400 kV-net følgende opgraderinger af eksisterende forbindelser:

- Udskiftning af lederne til højtemperatur på 400 kV Gistrup-Vendsysselværket i 2016 med henblik på en forøgelse af overføringskapaciteten. Bidrager til optimal udnyttelse af produktionsapparat i Nordjylland og transitter gennem systemet.
- Opskamling af 400 kV Ferslev-Tjele, med henblik på en forøgelse af overføringskapaciteten i 2026. Bidrager til optimal udnyttelse af produktionsapparat i Nordjylland og transitter gennem systemet.

Nye transformere og stationer

Følgende stationer og transformere er inkluderet i den langsigtede netstruktur:

- Nye stationer inklusive 400/132 kV transformering i Ringsted (Ørslevvester), Kvistgård og Amagerværket.
- Ekstra 400/132 kV-transformer i Bjæverskov.
- Nye 400/150 kV-stationer i Bredebro og Ribe.
- Ny 220 kV-station inklusive 400/220 kV transformering af hensyn til tilslutning af havmøllerne på Horns Rev 3.
- Ny 400 kV-koblingsstation i Odense Vest af hensyn til sikring af forsyning ved (n-1)-1 situationer, hvor begge 400/150 kV-transformere i Fraugde er ude af drift.

Potentielt yderligere forstærkningsbehov

Ændrede forudsætninger i forhold til yderligere udlandsforbindelser, kystnære og havmøller vil kunne ændre på 400 kV-strukturen. Dette er vurderet i kapitel 14.

Derudover kan der opstå behov for:

- Aflastning af 400/150 kV-transformere i Tjele og Idomlund
- Opgradering af 400 kV Malling-Trige, eventuelt ved opskamling

Som udgangspunkt indgår disse ikke i den langsigtede netstruktur, men skal vurderes løbende i detailplanlægningen.

Det skal understreges, at strukturen i det planlagte fremtidige transmissionsnet løbende opdateres og justeres i henhold til den fremtidige, aktuelle udvikling og konkrete planer med hensyn til elforbrug, elproduktion og udveksling med udlandet mv.

11. Udviklingen i 132 / 150 kV-nettet

Den igangværende planlægning af overgangen fra luftledningsnet til et komplet kabellagt 132/150 kV-transmissionsnet udnytter muligheden for at restrukturere og optimere transmissionsnettet i forhold til de nugældende forhold og i forhold til de forventninger, der ses ind i de kommende år. Denne restrukturering begyndte med Kabelhandlingsplan 2009.

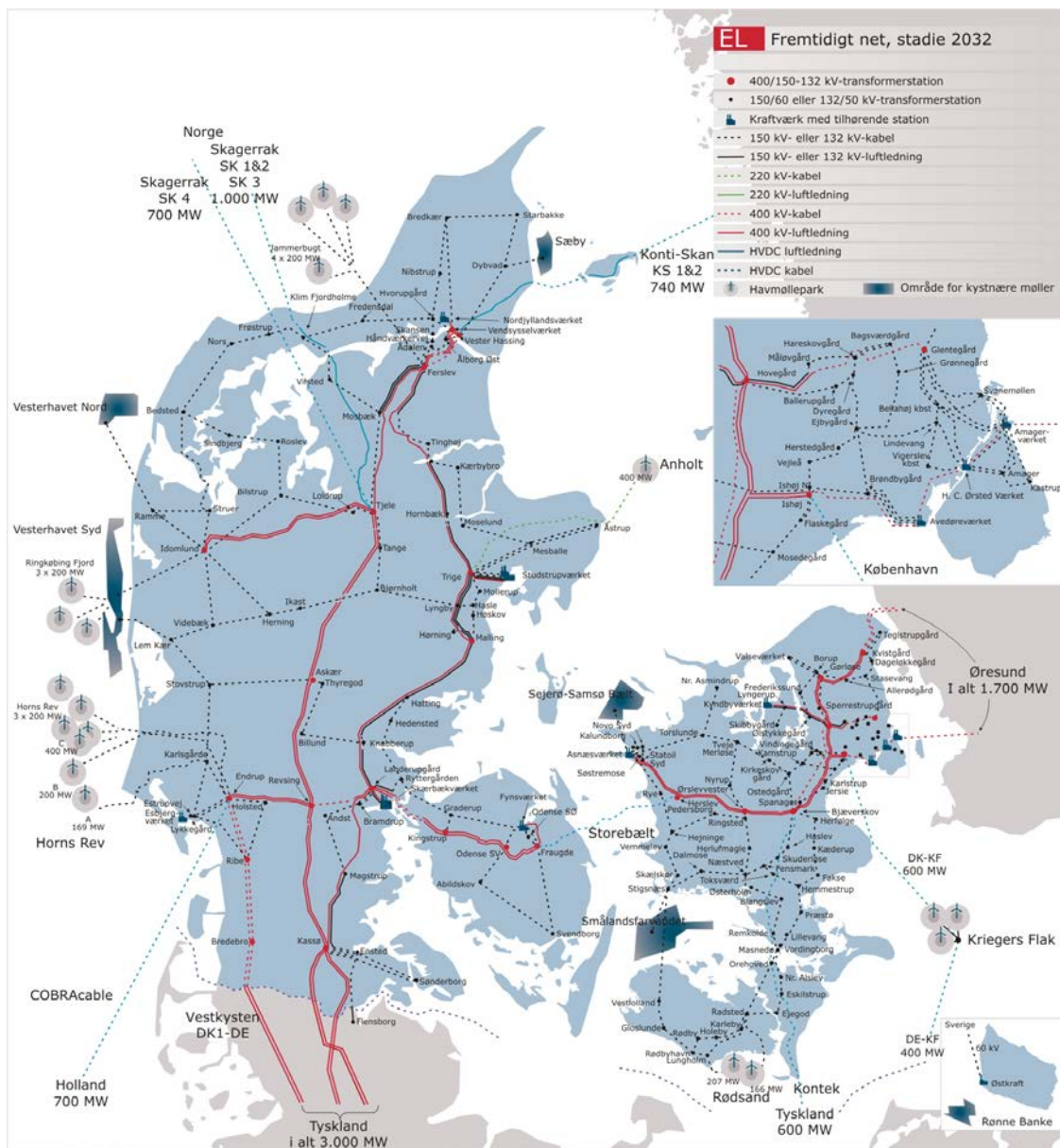
Oprindeligt blev strukturen af det nuværende luftledningsnet udbygget i forhold til de daværende placeringer af centrale kraftværker, hvorfra produktionen skulle transporteres ud til forbrugsområder. Med dette udgangspunkt har transmissionsnettet løbende udviklet sig til at kunne indpasse flere og flere udlandsforbindelser og mere og mere vindkraft, både på land og på havet.

Nu tager planlægningen af det fremtidige kabelnet udgangspunkt i et system med et betydeligt omfang af VE-baseret produktionskapacitet i forhold til centralt placerede kraftværker og mange udlandsforbindelser.

Der er fastlagt netstrukturer for 2017, 2022 og 2032 under hensyntagen til luftledningernes optimale tidspunkt for nedtagning og de tekniske krav, der er til transmissionsnettet, så det kan understøtte funktionerne i forhold til forsyning, udnyttelse af produktionsapparatet og sikring af markedsfunktionen.

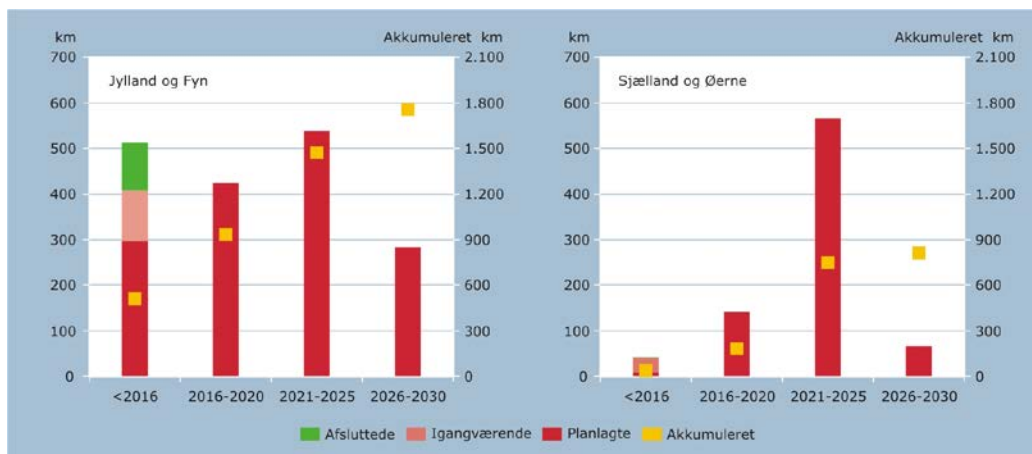
11.1 Den langsigtede 132 / 150 kV-netstruktur i Danmark

Det nu planlagte fremtidige omstrukturerede og kabellagte 132-150 kV-net er sammen med det forstærkede 400 kV-net vist i Figur 14. Nettet er optimeret væsentligt i forhold til resultatet fra Kabelhandlingsplan 2009.



Figur 14 Den langsigtede netstruktur for transmissionsnettet i Danmark.

Samlet set er der planlagt 2.600 km nye 132/150 kV-kabler, hvoraf ca. 250 km allerede er etableret eller er igangværende projekter. Ca. 1.800 km etableres i Jylland og på Fyn, og ca. 800 km etableres på Sjælland og øerne, Figur 15.



Figur 15 Omfanget af kabellægninger i Jylland og Fyn og på Sjælland og øerne fordelt på 5-års perioder.

Især for Sjælland og øerne er der et stort omfang af kabellægninger i perioden 2021-2025. Årsagen er dels, at de revurderede levetidsforlængelser betyder, at en del reinvesteringer er fremrykket i forhold til Kabelhandlingsplan 2009, og dels at en del kabellægninger er udskudt på grund af energiforliget. I forbindelse med de fremtidige netudviklingsplaner og detailplanlægningen vil de præcise kabellægningstidspunkter efter 2020 blive justeret bedst muligt, så der sikres en effektiv projektpordefølge, og reinvesteringsomkostningerne minimeres.

Den langsigtede netstruktur er både et resultat af nødvendige nye kabler som følge af nedtagninger af luftledninger og af udbygningsbehovet som følge af tilslutning af VE-baseret produktionskapacitet og hensynet til forsyningssikkerhed og marked. Da det kabellagte transmissionsnet også er et restruktureret net, er det ikke umiddelbart muligt at skelne mellem kabler til erstatning af luftledninger og kabler til udbygning.

Kablerne dimensioneres efter samfundsøkonomiske principper, hvor værdien af nettabene vurderes i forhold til investeringsomkostningerne. Generelt forventes større tab i transmissionsnettet i 2032 end i dag, fordi der forventes større transporter i nettet som følge af udbyggede udlandsforbindelser.

Kortslutningsanalyser indikerer en udvikling i kortslutningsniveau i de enkelte stationer. Det vil blive sikret, at komponenter og afbrydere er dimensioneret til at kunne indgå i den fremtidige kabellagte struktur. Ved detailprojekteringen af nettet er yderligere systemanalyser nødvendige, herunder dynamiske og transiente analyser.

Netstrukturen er reduceret med ca. 300 km i forhold til resultatet fra Kabelhandlingsplan 2009, hvor der var planlagt 2.900 km kabler. Reduktionen er dels på grund af en ændret 400 kV-struktur, der påvirker 132/150 kV-nettet, og dels på grund af lokale optimeringer i netstrukturen. Reduktionen fordeler sig med ca. 120 km på Sjælland og øerne og 180 km i Jylland og på Fyn. Forskellene i forhold til den langsigtede netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009 ses i Bilag 0.

Det skal understreges, at strukturen i det planlagte fremtidige transmissionsnet løbende opdateres og justeres i henhold til den fremtidige aktuelle udvikling og konkrete planer med hensyn til elforbrug, elproduktion og udveksling med udlandet mv.

11.2 Netstrukturer på kort og mellemlangt sigt – 2017 og 2022

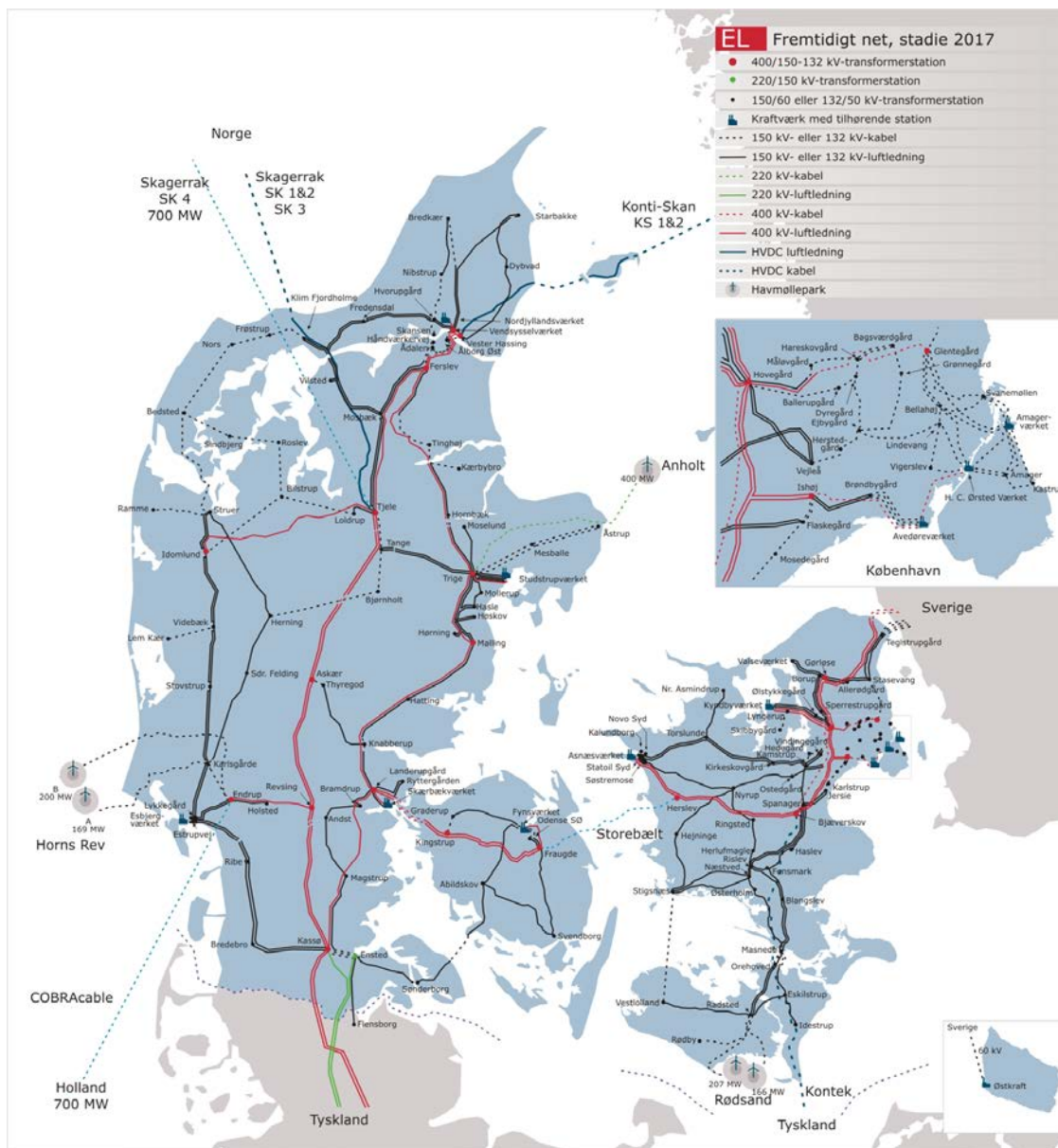
Netstrukturene på det korte og mellemlange sigt er planlagt på baggrund af de optimale tidspunkter for nedtagning af luftledninger, behovet for overføringskapacitet i de pågældende år og i henhold til målet om et kabellagt 132/150 kV net i 2030 i Figur 14.

Netstrukturen i 2017, Figur 16, understøtter en fuldt udbygget havmøllepark på Anholt samt 260 MW på kystnære møller som er fordelt på placeringerne ved Vesterhavet, Læsø, Smålandsfarvandet og Sejerø. Derudover sikrer netstrukturen også udnyttelse af Skagerrak 4.

Ved udgangen af 2017 er der samlet set planlagt etableret 713 km 132/150 kV-kabler inklusive afsluttede og igangværende projekter. Ca. 624 km forventes i Jylland og Fyn, og ca. 89 km forventes på Sjælland og øerne. Uden de afsluttede og igangværende projekter på 252 km er omfanget af kommende kabellægningsprojekter 461 km de kommende 5 år.

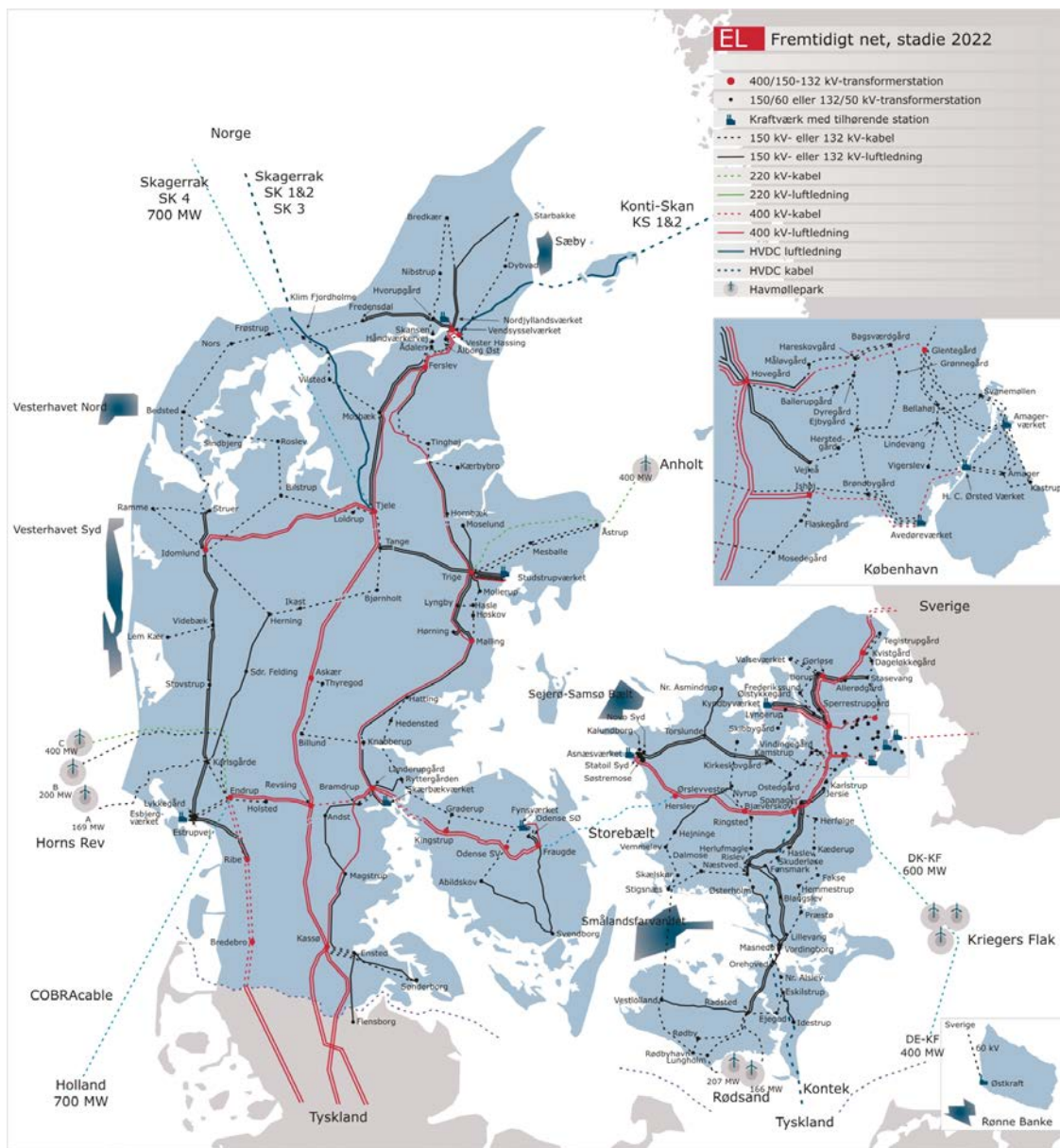
I 2022 er netstrukturen i Jylland og på Fyn faslagt på baggrund af en idriftsat COBRA-forbindelse fra Holland, Vestkystforbindelsen i Jylland fra Tyskland samt en udbygget kapacitet på Horns Rev 3 havmøllepark, Figur 17. På Sjælland og øerne understøtter nettet i 2022 udnyttelsen af Kriegers Flak-forbindelsen samt en 400 kV-forbindelse til Sverige fra Amagerværket. Derudover understøtter netstrukturen forudsætning om yderligere ca. 700 MW kystnært vindkraft i Danmark, placeret på samme geografiske lokationer som i 2017.

Med udgangen af 2022 er der samlet set planlagt etableret 1.711 km 132/150 kV-kabler inklusive afsluttede og igangværende projekter. Ca. 1.185 km forventes i Jylland og Fyn og ca. 525 km forventes på Sjælland og øerne. Uden de afsluttede og igangværende projekter på 245 km er omfanget af kommende kabellægningsprojekter 1.459 km de kommende 10 år.



Figur 16 Transmissionsnettet 2017.

Med udgangen af 2016 er nettilslutningsanlægget for Horns Rev 3 planlagt idriftsat. Anlægget omfatter blandt andet en 220 kV-forbindelse fra havmølleplatformen til Endrup, ophængning af system 2 på 400 kV-masterækken mellem Endrup-Revsing samt kabellægning af 150 kV Endrup-Holsted. Forbindelserne er i netanalyserne imidlertid først indregnet ultimo 2017, hvor Horns Rev 3 forventes at indgå med hele den planlagte produktion.

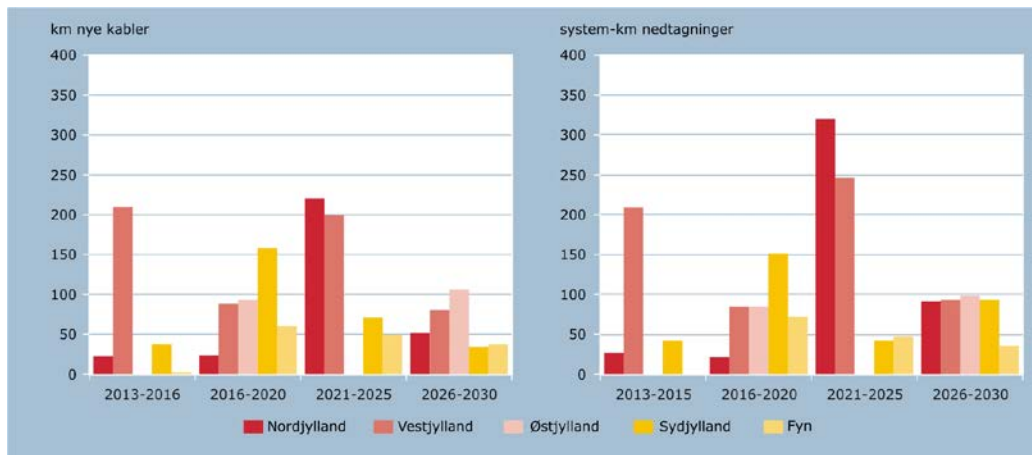


Figur 17 Transmissionsnettet 2022.

12. Områdebetragtninger

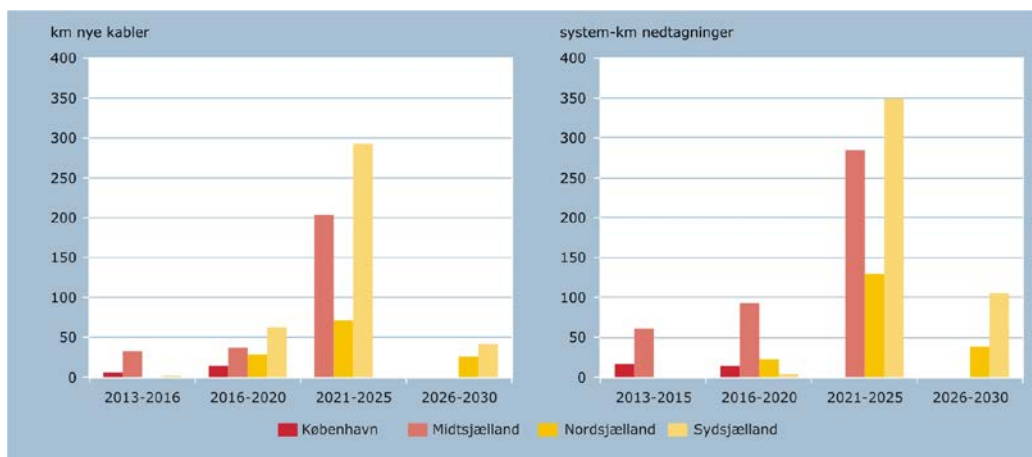
Omfanget af kabellægninger og nedtagninger af luftledninger varierer både i forhold til, hvilket område de betragtes og i forhold til den tidsmæssige planlægning.

Eksempelvis forventes hovedparten af kabellægningerne i Nordjylland at ske i perioden 2021-2025, mens hovedparten af kabellægningerne i Sydjylland forventes gennemført i perioden 2016-2020, Figur 18.



Figur 18 Omfanget af kabellægninger i km og omfanget af nedtagninger af luftledninger i system-km pr. område i Jylland og på Fyn.

For Sjælland ses det tilsvarende, at kabellægninger i Sydsjælland og Midtsjælland dominerer billedet i perioden 2021-2025, Figur 19.



Figur 19 Omfanget af kabellægninger i km og omfanget af nedtagninger af luftledninger i system-km pr. område på Sjælland og øerne.

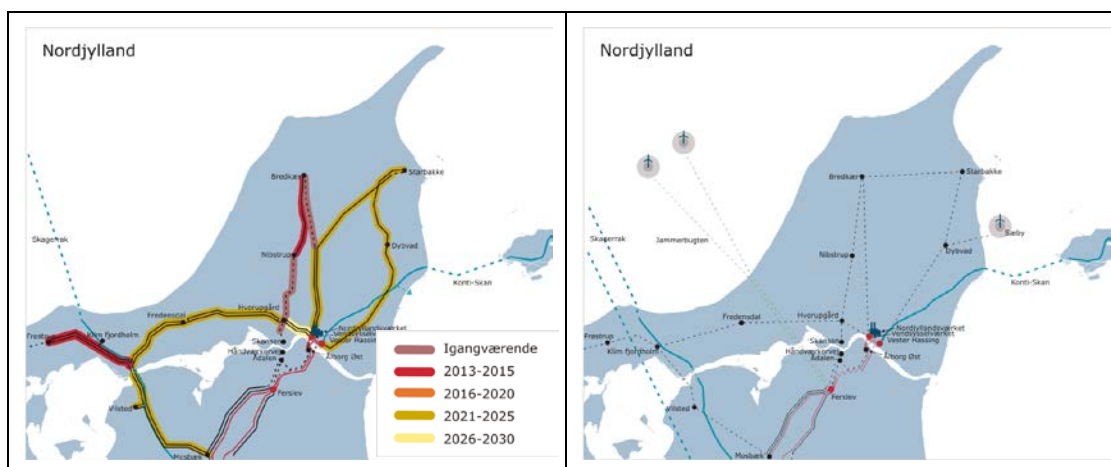
I det følgende beskrives detaljeret de ændringer, der planlægges pr. område frem til 2030. For 400 kV-udviklingen henvises til kapitel 1.

I tilfælde af at der skal etableres nye 132/50-10 kV- og 150/60 kV-stationer, skal behovet og de optimale stationsplaceringer generelt afdækkes løbende i koordinering med netselskaberne i området, så der tages højde for eventuelle nye produktionsenheder og forbrugere.

12.1 Nordjylland

Nordjylland omfatter Vendsyssel, Aalborgområdet samt Han Herred-Himmerland. Nedtagning af luftledninger og kabellægningerne fremgår af Figur 20. Med udgangspunkt i de givne forudsætninger er området med undtagelse af Aalborg karakteriseret ved, at der skal indpasses store mængder landbaseret vindkraft i 150 kV-nettet samt mulighed for kystnære vindmøller ved Sæby. I Aalborgområdet er 150 kV-nettets primære funktion at sikre forsyningen. Den langsigtede 150 kV-netstruktur i Nordjylland:

- Sikrer forsyningen til Aalborgområdet og i øvrige områder ved lav vindkraftproduktion.
- Sikrer udnyttelse af kommende store mængder landbaseret vindkraft.
- Er forberedt på tilslutning af kystnære vindmøller ved Sæby.



Figur 20 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Nordjylland.

Der planlægges med, at station Klim Fjordholme ombygges til en fuldgældig station, da den i dag blot fungerer som et fremskudt transformerfelt.

	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
150 kV-nedtagninger i system-km	28	21	321	92
Nye 150 kV-kabler i km	22	24	220	51
Antal nye 150/60 kV-stationer	1	0		

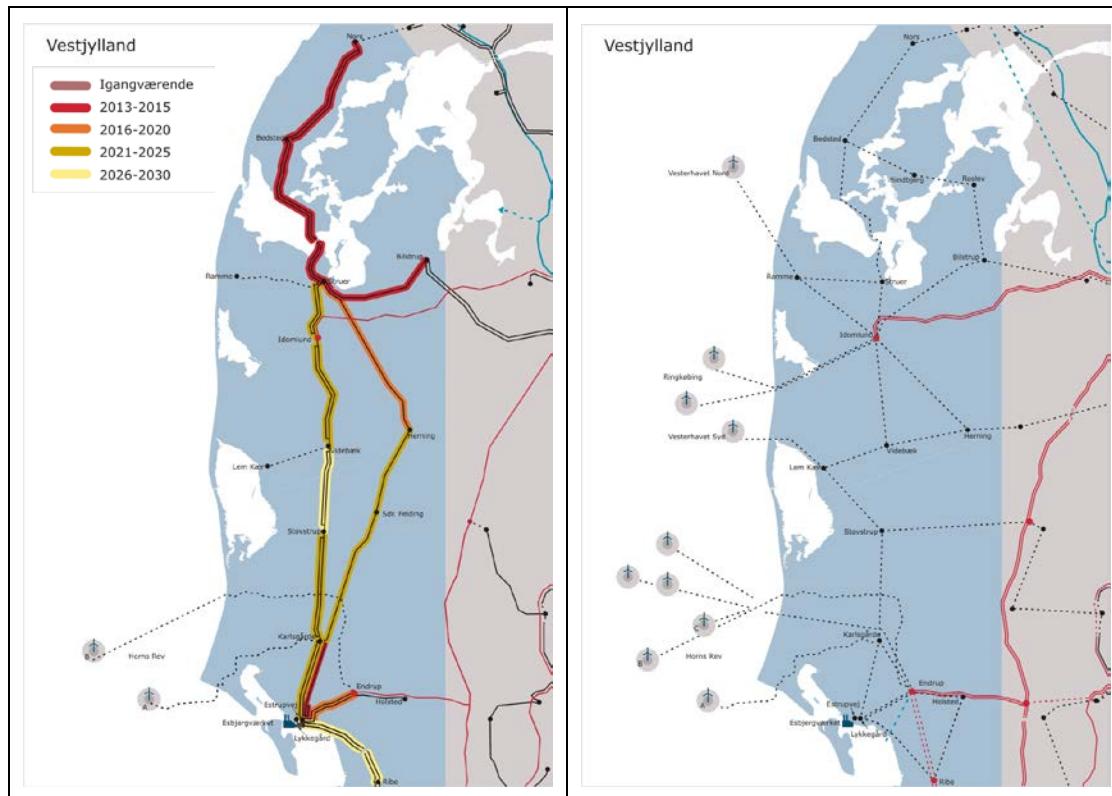
Tabel 12 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Nordjylland.

12.2 Vestjylland

Vestjylland omfatter Thy-Mors-Salling samt området langs den jyske vestkyst. Nedtagning af luftledninger og kabellægningerne fremgår af Figur 21. Med udgangspunkt i de givne forudsætninger er området karakteriseret ved, at der skal indpasses såvel store mængder landbaseret vindkraft samt havmøller og mulige kystnære vindmøller. Vindmøller på havet og kystnært er forudsat tilsluttet i nettet i Endrup, Idomlund og Ramme. Derudover forudsættes

også en ny forbindelse fra Holland (COBRACable) og en ny 400 kV AC-forbindelse fra Tyskland, begge tilsluttet i Endrup. Den langsigtede 150 kV/400 kV-netstruktur i Vestjylland:

- Sikrer forsyningen til området ved lav vindkraftproduktion.
- Sikrer udnyttelse af kommende store mængder landbaseret vindkraft.
- Sikrer udnyttelsen af eksisterende og kommende vindmøller på havet.
- Sikrer udnyttelsen af kommende udlandsforbindelser.



Figur 21 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Vestjylland.

Antagelsen om, at de kystnære møller ved Vesterhav Nord tilsluttes i Ramme, betyder, at det er nødvendigt at etablere et 150 kV-kabel mellem Ramme og Idomlund. Hvis de kystnære møller ikke etableres her eller i stedet tilsluttes i Bedsted, bliver der umiddelbart ikke behov for denne forbindelse. Behovet kan dog også opstå som følge af tilgang af landbaserede vindmøller i området under Ramme.

Der planlægges med nye 150/60 kV-stationer i Roslev og Sindbjerg.

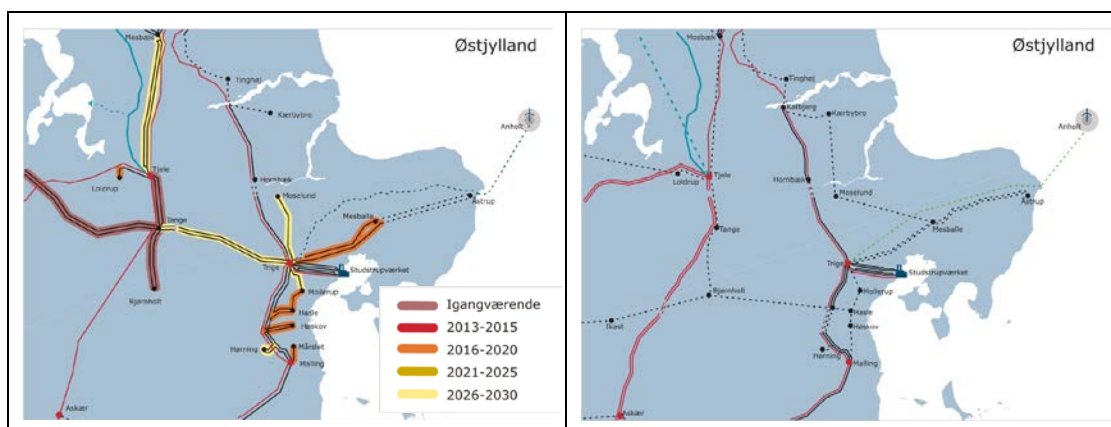
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
150 kV-nedtagninger i system-km	210	84	246	94
Nye 150 kV-kabler i km	211	89	199	80
Antal nye 150/60 kV-stationer	2	0		

Tabel 13 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Vestjylland.

12.3 Østjylland

Østjylland omfatter Midtjylland, Djursland og Aarhusområdet. Nedtagning af luftledninger og kabellægningerne fremgår af Figur 22. Med de givne forudsætninger er området karakteriseret ved et forholdsvist stort forbrug. På Djursland forventes store mængder af landbaseret vindkraft. De havbaserede vindmøller placeret på Anholt føder ind i Aarhusområdet. I 400 kV Tjele er forbindelsen fra Norge tilsluttet. Den langsigtede 150 kV/400 kV-netstruktur i Østjylland:

- Sikrer forsyningen til Aarhusområdet og i øvrige områder ved lav vindkraftproduktion.
- Sikrer udnyttelse af kommende store mængder landbaseret vindkraft på Djursland.
- Sikrer udnyttelsen af eksisterende vindmøller ved Anholt.
- Sikrer udnyttelsen af eksisterende og udbygget kapacitet på forbindelsen til Norge.



Figur 22 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Østjylland.

Der planlægges med, at Kærbybro og Moselund ombygges til fuldgældige stationer, da de i dag blot fungerer som fremskudte transformerfelter. Herudover planlægges der med en ny 150/60 kV-station i Ikast. Endelig planlægges der med to 150 kV-koblingsstationer ved henholdsvis Lyngby og Katbjerg.

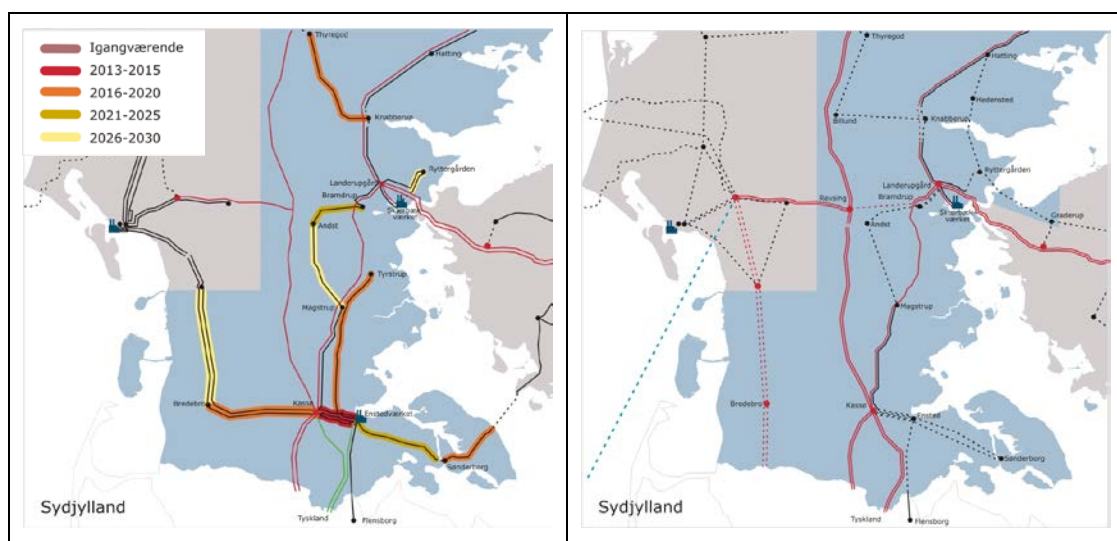
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
150 kV-nedtagninger i system-km	0	84	0	99
Nye 150 kV-kabler i km	0	93	0	106
Antal nye 150/60 kV-stationer		0	1	2

Tabel 14 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Østjylland.

12.4 Syddjylland

Syddjylland omfatter Trekantområdet, Sønderjylland og Aabenraa-Sønderborgområdet. Nedtagning af luftledninger og kabellægningerne fremgår af Figur 23. Med de givne forudsætninger er især Trekantområdet og Aabenraa-Sønderborg karakteriseret ved et forholdsvis stort forbrug. I Sønderjylland forventes forholdsvis store mængder af landbaseret vindkraft. Det tyske transmissionsnet er tilsluttet i 400 kV-stationen i Kassø, og produktionen på Enstedværket forventes udfaset. Den langsigtede 150 kV/400 kV-netstruktur i Syddjylland:

- Sikrer forsyningen til Trekantområdet og Aabenraa-Sønderborg og i øvrige områder ved lav vindkraftproduktion.
- Sikrer udnyttelse af kommende store mængder landbaseret vindkraft i Sønderjylland.
- Sikrer udnyttelsen af eksisterende og udbygget kapacitet på forbindelsen til Tyskland.



Figur 23 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Syddjylland.

Der planlægges med nye 150/60 kV-stationer nær Billund og Hedensted.

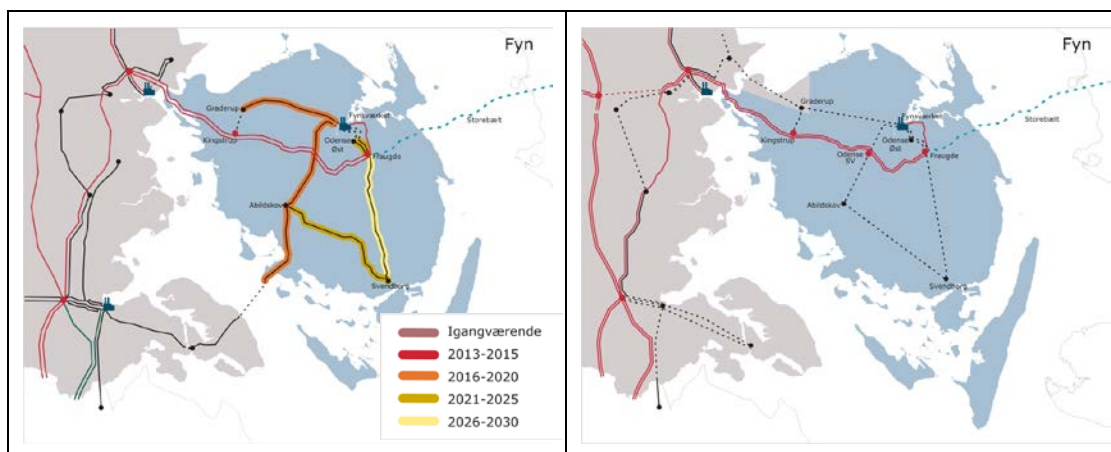
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
150 kV-nedtagninger i system-km	44	152	43	93
Nye 150 kV-kabler i km	37	158	71	34
Antal nye 150/60 kV-stationer	0	2	0	

Tabel 15 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Sydjylland.

12.5 Fyn

Nedtagning af luftledninger og kabellægningerne på Fyn fremgår af Figur 24. Med udgangspunkt i de givne forudsætninger er Fyn karakteriseret ved et forholdsvis stort forbrug, noget vindkraft, og at Storebæltsforbindelsen er tilsluttet på 400 kV Fraugde. Den langsigtede 150 kV/400 kV-netstruktur på Fyn:

- Sikrer forsyningen på Fyn.
- Sikrer udnyttelse af eksisterende og kommende landbaseret vindkraft.
- Sikrer udnyttelsen af den eksisterende Storebæltsforbindelse.



Figur 24 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger på Fyn.

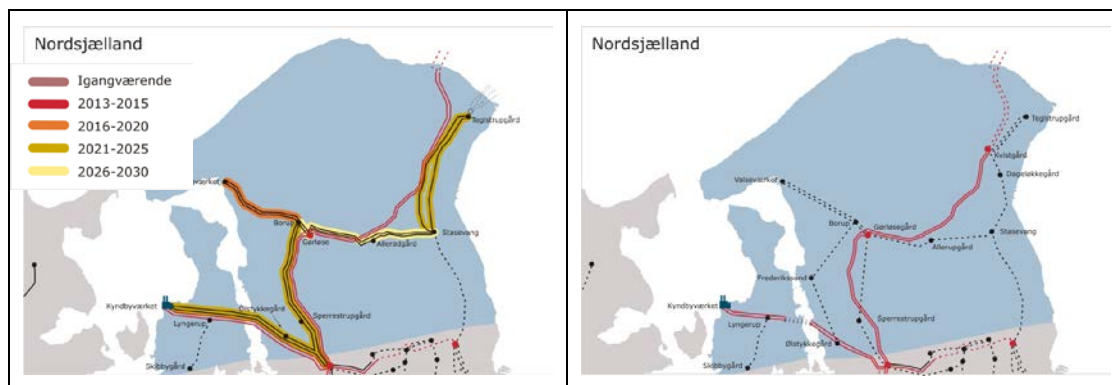
Der planlægges etableret en 150/60 kV-station i Odense Vest.

	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
150 kV-nedtagninger i system-km	0	73	48	35
Nye 150 kV-kabler i km	2	60	49	37
Antal nye 150/60 kV-stationer	0	1	0	

Tabel 16 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer på Fyn.

12.6 Nordsjælland

Med udgangspunkt i de givne forudsætninger er det Nordsjællandske område karakteriseret ved et forholdsvis højt forbrug og lav produktionskapacitet, hvor 132 kV-nettets primære funktion er at sikre indføddningen til 50 kV-nettet, som varetager forsyningen. Tidspunkterne for nedtagning af luftledninger og det langsigtede kabellagte net fremgår af Figur 25.



Figur 25 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Nordsjælland.

Der planlægges med nye 132/10-50 kV-stationer i Valseværket, Dageløkke og Frederikssund.

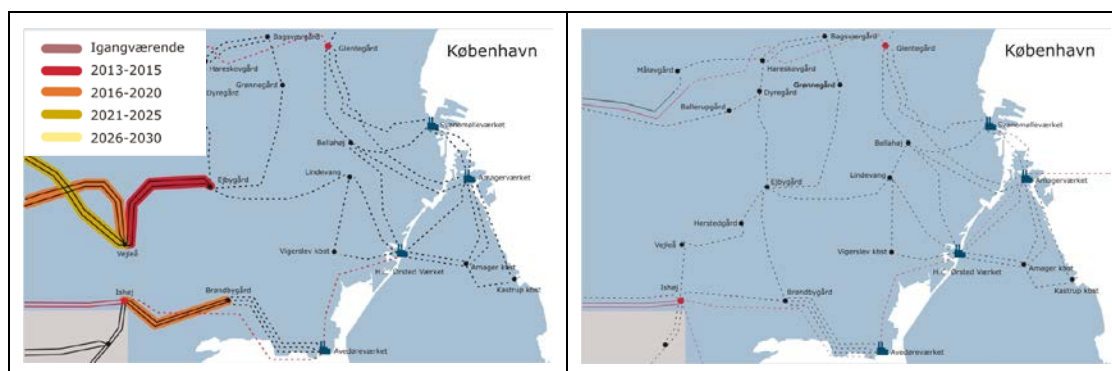
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
132 kV-nedtagninger i system-km	0	23	128	39
Nye 132 kV-kabler i km	0	28	71	25
Antal nye 132/50 kV- eller 132/10 kV-stationer	0	1	2	0

Tabel 17 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Nordsjælland.

132 kV-forbindelsen til Sverige erstattes af en 400 kV-forbindelse til København, og der planlægges i forbindelse med forskønnelsesprojekt Kongernes Nordsjælland at etablere en ny 400/132 kV- station i Kvistgård.

12.7 Københavnsområdet

I det centrale København er 132 kV-nettet allerede kabellagt, og disse kabler forudsættes anvendt, til deres levetid er opbrugt. Området er derudover karakteriseret ved et stort forbrug, men også et område med stor indføddning af såvel produktionskapacitet og importkapacitet fra Sverige. Den langsigtede 400 kV- og 132 kV-netstruktur i området sikrer forsyningen. Tidspunkterne for nedtagning af luftledninger og det langsigtede kabellagte net fremgår af Figur 26.



Figur 26 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Københavnsområdet.

Der planlægges med en ny 132/10-50 kV-station i Herstedgård.

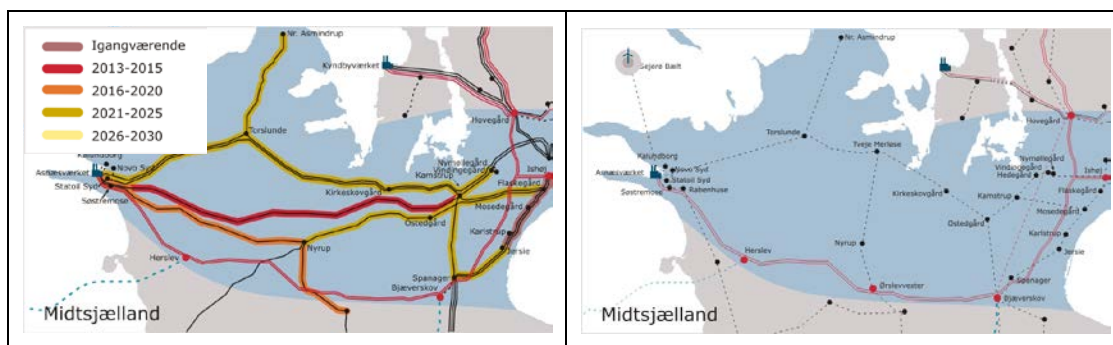
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
132 kV-nedtagninger i system-km	15	13	0	0
Nye 132 kV-kabler i km	7	14	0	0
Antal nye 132/50 kV- eller 132/10 kV-stationer	1	0		

Tabel 18 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Københavnsområdet.

12.8 Midtsjælland

Det midtsjællandske område er karakteriseret ved store mængder af produktionskapacitet, der indføres i 400 kV-nettet. Produktion på Asnæsværket, tilslutning af Storebæltsforbindelsen, Kriegers Flak-forbindelsen og Kontek-forbindelsen fra Tyskland føder alle ind til området. Den primære funktion i området er at sikre udnyttelsen af denne kapacitet for hele det sjællandske system. Endvidere er der tilsluttet en del decentral produktion i det underliggende distributionsnet. Tidspunkterne for nedtagning af luftledninger og det langsigtede kabel-lagte net fremgår af Figur 27. 132 kV-nettet i området bidrager til at:

- Sikre forsyning i området.
- Udnytte indføringen ved kritiske mangler i nettet.



Figur 27 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Midtsjælland.

Der planlægges med nye 132/10-50 kV-stationer i Tveje Merløse og Rabenshuse.

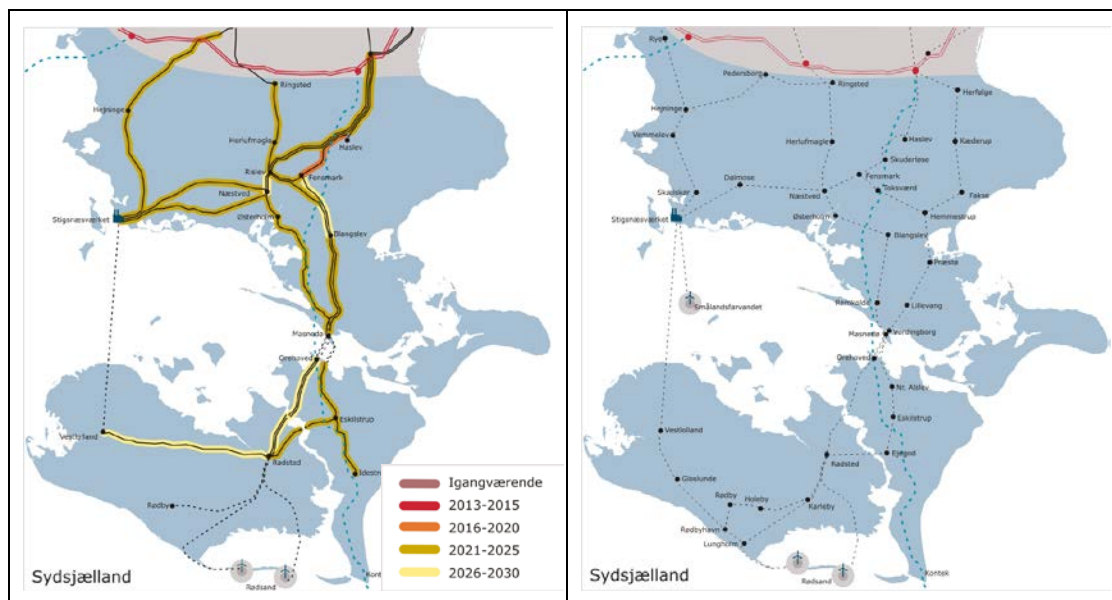
	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
132 kV-nedtagninger i system-km	61	91	286	0
Nye 132 kV-kabler i km	32	37	177	0
Antal nye 132/50 kV- eller 132/10 kV-stationer	0		2	0

Tabel 19 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Midtsjælland.

12.9 Sydsjælland og Lolland-Falster

Det er i Sydsjælland og på Lolland-Falster, at den største andel af vindkraft er tilsluttet både på havet og på land. 132 kV-nettets funktioner er at sikre indpasningen af vindkraften og i situationer med lav belastning sikre eksport af den til nabo-områderne.

Forsyningen varetages hovedsagligt af 50 kV-nettet, som får indføddning af 132 kV-nettet. Tidspunkterne for nedtagning af luftledninger og det langsigtede kabellagte net fremgår af Figur 28.



Figur 28 Tidspunkter for nedtagning af luftledninger og kabellægninger i Sydsjælland.

Det ses, at der kan forventes en lang række stationsombygninger i det sydlige net i perioden 2021-2025. Disse ombygninger kan principielt godt rykkes til perioden 2026-2030, hvis 50 kV-nettet tillader det. Der er usikkerhed på behovet for stationerne Skudlørse og Toksværd.

	<2016	2016-2020	2021-2025	2026-2030
132 kV-nedtagninger i system-km	0	4	351	104
Nye 132 kV-kabler i km	2	63	318	41
Antal nye 132/50 kV- eller 132/10 kV-stationer	0	3	17-18	0-1

Tabel 20 Oversigt over omfanget af nedtagninger af luftledninger, kabellægninger og nye stationer i Sydsjælland.

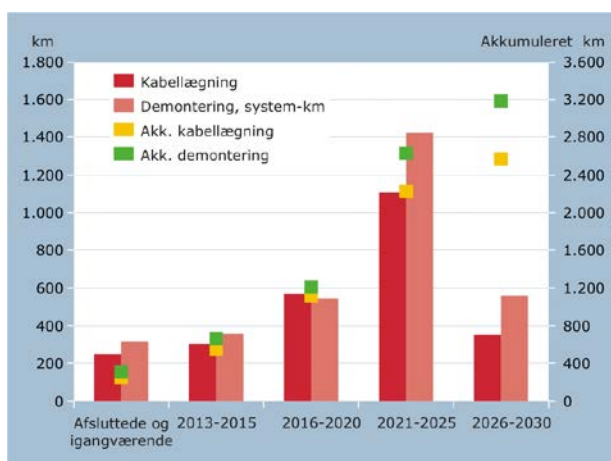
13. Oversigter og økonomi

Samlet set omfatter det planlagte 400 kV-net etablering af 308 km luftledninger og 238 km kabler i en periode frem til og med 2021.

For 132/150 kV-nettet er der samlet set planlagt nedtagning af ca. 3.200 system-km 132-150 kV-luftledninger og etablering af ca. 2.600 km nye 132-150 kV-kabler inklusive allerede afsluttede og igangværende projekter inden udgangen af 2030.

Netudviklingsplan 2013 har en langsigtet struktur, der er optimeret med ca. 300 km færre 132/150 kV-kabler i forhold til Kabelhandlingsplan 2009.

I Figur 29 er tidspunkterne og omfanget for kabellægning og for nedtagning af luftledninger i system-km sammenstillet.



Figur 29 Tidspunkter for og omfang af kabellægning og nedtagning af 132/150 kV-luftledninger.

I perioden indtil og med 2020 er der planlagt kabellagt ca. 1.100 km, det vil sige, at samlet set er omfanget af kabellægnings reduceret med ca. 400 km i forhold til den oprindelige plan i Kabelbehandlingsplan 2009. Det er ca. 100 km mindre end forventningen, jf. energiforlig og solcelleaftale 2012, side 18, og er på grund af de nye forudsætninger om reducerede kabelpriser. Ud af de 1.100 km er 250 km enten gennemført eller igangværende, det vil sige, der udestår ca. 850 km kabellægnings i perioden indtil 2020.

Tilsvarende er der indtil 2020 samlet set planlagt nedtaget ca. 1.200 system-km luftledning. Det betyder, at der er udskudt ca. 100 system-km til efter 2020 i forhold til Kabelhandlingsplan 2009 (side 17), som i stedet planlægges reinvesteret med henblik på levetidsforlængelse. Ud af de 1.200 system-km er ca. 300 system-km afsluttede eller igangværende projekter, det vil sige, der udestår ca. 900 system-km, som skal nedtages indtil 2020.

13.1 Investeringsomfang

400 kV

Med de givne forudsætninger om kabelpriser er de samlede omkostninger til 400 kV-delen opgjort til 6,1 mia. kr. i faste 2012-priser, Tabel 21. Omkostningerne er inklusive igangværende og nye projekter, men eksklusive søkablet over Øresund og forskønnelserne. I forhold til 2009-referencen er det en reduktion i de samlede 400 kV-omkostninger på ca. 0,7 mia. kr. (6,8-6,1). Årsagen er dels, at system 2 på forbindelsen mellem Idomlund og Tjele kan

etableres som luftledning på de eksisterende master i stedet for kabel, og dels at dele af 400 kV-kablerne er dimensioneret til et mindre overføringsbehov, end det var tilfældet i 2009.

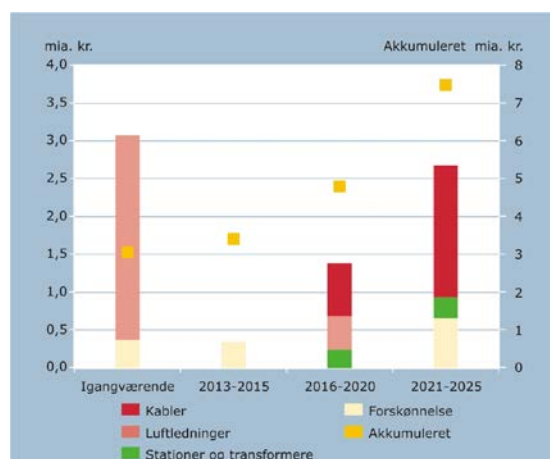
Aktivitet	Investering i mia. kr.				
	Fastpris 2012-niveau		Løbende priser		Nutidsværdi primo 2009
	Samlet	Indtil 2020	Samlet	Indtil 2020	
400 kV-anlæg	5,588	3,837	6,117	4,045	4,269
Nye stationer og trans- formere	0,514	0,246	0,601	0,284	0,328
I alt	6,102	4,083	6,718	4,329	4,597
Forskønnelser	1,381	0,718	1,533	0,739	1,028
I alt inkl. forskønnelser	7,483	4,801	8,251	5,068	5,625

Tabel 21 Omkostninger til 400 kV-udbygninger og forskønnelser. Nutidsværdien er beregnet med en diskonterings-sats på 5 pct. og en nettoafgiftsfaktor på 1,17. De tilsvarende tal for Kabelhandlingsplan 2009 findes på side 18.

Omkostningerne til den danske del af søkablet over Øresund er på nuværende tidspunkt vurderet til at være af størrelsesordenen 500 mio. kr. Fordelingen mellem Energinet.dk og Svenska Kraftnät er endnu uafklaret, og beløbet indgår ikke i den økonomiske opgørelse af hensyn til sammenligning med 2009-referencen, side 18.

Omkostninger til mulige HVDC-anlæg til nabo-områderne og nettilslutning /ilandføring af kapaciteten fra havmøller samt reinvesteringer i stationer og luftledninger indgår heller ikke i de økonomiske opgørelser.

Fordeling af omkostninger ses i Figur 30.



Figur 30 De samlede omkostninger for 400 kV-anlæg fordelt på 5-års perioder.

Værdien af de forudsatte kabelpriser er usikre især på langt sigt og dermed også kabelhandlingsplanens samlede investeringsopgørelse. Med en usikkerhed på ± 10 pct. på omkostningerne til kabellægnings- og forskønnelsesprojekterne fås en ændring på investeringen af størrelsesordenen $\pm 0,4$ mia. kr. svarende til, at de samlede omkostninger vil ligge mellem ca. 7,1-7,9 mia. kr. En variation på +30 pct. giver en forøgelse på ca. 1,1 mia. kr. svarende til samlede investeringer af størrelsesordenen 8,6 mia. kr.

132 / 150 kV

Med det givne omfang af nye kabler og de givne forudsætninger om kabelpriser er de samlede omkostninger til kabelhandlingsplanen opgjort til 12,3 mia. kr. i faste 2012-priser, Tabel 22. Heraf er der indtil og med 2020 planlagt investeret 5,2 mia. kr. inklusive omkostninger af størrelsesordenen 1 mia. kr. til afsluttede og igangværende projekter, jf. Tabel 4. Det vil sige, der udestår investeringer af størrelsesordenen 4,2 mia. kr.

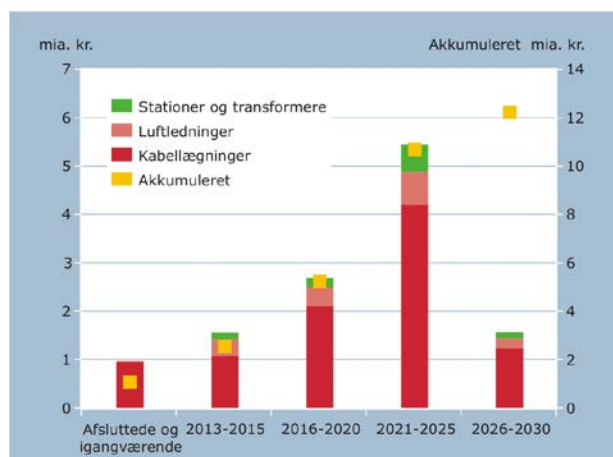
Aktivitet	Investering i mia. kr.				
	Fastpris 2012-niveau		Løbende priser		Nutidsværdi primo 2009
	Samlet	Indtil 2020	Samlet	Indtil 2020	
Kabelanlæg og projektering	9,621	4,157	11,352	4,456	6,276
Nye stationer og transformere	1,043	0,352	1,228	0,378	0,678
Reinvestering	0,109	0,099	0,120	0,107	0,082
Nedtagning af luftledninger	0,258	0,088	0,312	0,096	0,157
Reetablering af kabler	1,244	0,538	1,468	0,576	0,427
I alt	12,275	5,234	14,480	5,612	7,620

Tabel 22 Omkostninger i 132-150 kV kabelhandlingsplanen uden byggerenter. Nutidsværdien er beregnet med en diskonteringsrate på 5 pct. og en nettoafgiftsfaktor på 1,17. De tilsvarende tal for Kabelhandlingsplan 2009 findes side 18.

I de samlede omkostninger indgår omkostninger til reetablering, når kabelanlæggene på et tidspunkt er udtjente. Beløbet til at fjerne kablerne, når de er udtjente, er ca. 1,2 mia. kr. og medregnes i de samlede omkostninger og i tariffpåvirkningen.

Omkostningerne til demontering af de eksisterende 132-150 kV-luftledninger og reinvesteringer i luftledninger bidrager marginalt til de samlede omkostninger med 367 mio. kr. Hovedparten af reinvesteringsomkostningerne ligger indtil 2020 på grund af nødvendige levetidsforlængelser som følge af udskydelse af 400 km 132/150 kV-kabellængninger.

Fordeling af omkostninger ses i Figur 31.



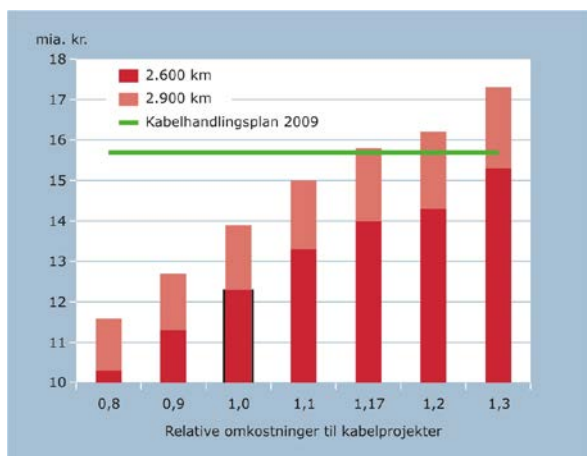
Figur 31 De samlede omkostninger fordelt på 5-års perioder. I omkostningerne til luftledninger indgår omkostninger til nedtagning, reinvestering og reetablering.

Værdien af de forudsatte kabelpriser er usikre især på langt sigt og dermed også kabelhandlingsplanens samlede investeringsopgørelse.

Betydningen for den samlede investering i forhold til usikkerheden på omkostninger til kabel-lægningerne fremgår af Figur 32. Kabelhandlingsplan 2013 er markeret og svarer til, at de relative kabellægningsomkostninger er 1,0, og omfanget er 2.600 km. Kabelhandlingsplan 2009 svarer til, at kabellægningsomkostningerne er 17 pct. større, og omfanget er 300 km større end Kabelhandlingsplan 2013.

Det ses, at en variation på ± 10 pct. på kabellægningsomkostningerne giver en ændring på investeringen i størrelsesordenen ± 1 mia. kr. svarende til, at kabelhandlingsplanens investeringsomfang vil ligge mellem 11,3 mia. kr. og 13,3 mia. kr. En variation på +30 pct. giver en forøgelse på ca. 3 mia. kr. svarende til samlede investeringer i størrelsesordenen 15,3 mia. kr.

Øges omfanget af kabellægningerne med 300 km, vil det have en virkning i størrelsesordenen 1,5-2 mia. kr., afhængigt af kabelpriserne.



Figur 32 Følsomhed på investeringen i faste 2012-priser ved ændringer i omkostningerne til kabelprojekterne og ved ændring i omfanget af kabellægninger med 300 km.

13.2 Tarifpåvirkning

400 kV

Med de givne forudsætninger om lånerente og de givne forudsætninger om kabelpriser er tarifpåvirkningen ved realisering af 400 kV-delen og uden forskønnelser 202 mio. kr. i 2020, Tabel 23.

Aktivitet	Tarifpåvirkning		
	Fastpris 2012-niveau	Løbende priser	
	Gennemsnit 2009-2032	2020	2020
	øre/kWh	mio. kr.	mio. kr.
400 kV-anlæg	0,45	194	225
Nye stationer og transformere	0,03	9	10
I alt	0,49	202	235
Forskønnelser	0,12	36	41
I alt inkl. forskønnelser	0,61	238	276

Tabel 23 Netudviklingsplanens tarifpåvirkning fra 400 kV-investeringer. De tilsvarende tal for Kabelhandlingsplan 2009 findes på side 18.

I Tabel 23 er også angivet den gennemsnitlige bruttotarifvirkning (øre/kWh) for perioden 2009 til 2032. Tarifvirkningen er beregnet i henhold til den forudsatte elforbrugsfremskrivning til 2032 for det ordinære elforbrug.

Tarifpåvirkningen er især afhængig af lånerenten. En usikkerhed på lånerenten på ± 1 procentpoint betyder, at bruttotarifvirkningen vil variere $\pm 0,09$ øre/kWh. Tarifpåvirkningen i 2020 på 238 mio. kr. vil tilsvarende variere med størrelsesordenen ± 35 mio. kr. En usikkerhed på omkostninger til kabellægninger og forskønnelser på ± 10 pct. betyder en variation på bruttotarifvirkningen på ca. 0,03 øre/kWh og ca. ± 8 mio. kr. på 2020-tarifpåvirkningen.

132/150 kV

Med de givne forudsætninger om lånerente og de givne forudsætninger om kabelpriser er tarifpåvirkningen ved realisering af kabelhandlingsplanen opgjort og fremgår af Tabel 24. I 2020 er tarifpåvirkningen 244 mio. kr.. Det svarer til målet efter energiforligets og solcelleaftalens besparelsesinitiativer er indregnet i kabelhandlingsplanen, jf. side 18.

Aktivitet	Tarifpåvirkning		
	Fastpris 2012-niveau	Løbende priser	
	Gennemsnit 2009-2032	2020	2020
	øre/kWh	mio. kr.	mio. kr.
Kabelanlæg	0,62	204	236
Nye stationer og transformere	0,07	17	20
Reinvestering	0,01	5	6
Nedtagning af luftledninger	0,01	4	5
Reetablering af kabler	0,04	14	16
I alt	0,75	244	283

Tabel 24 Netudviklingsplanens tarifpåvirkning fra 132/150 kV-investeringer. De tilsvarende tal for Kabelhandlingsplan 2009 findes på side 18.

I beregningerne af tarifpåvirkningen er der forudsat en investeringsprofil svarende til kabellægningstakten og nedtagningen af luftledninger, vist i Figur 29.

I Tabel 24 er også angivet den gennemsnitlige bruttotarifvirkning for perioden 2009 til 2032. Tarifvirkningen er beregnet i henhold til den forudsatte elforbrugsfremskrivning til 2032 for det ordinære elforbrug.

Tarifpåvirkningen er især afhængig af lånerenten. En usikkerhed på lånerenten på ± 1 procentpoint betyder, at bruttotarifvirkningen vil variere $\pm 0,10$ øre/KWh. Tarifpåvirkningen i 2020 på 244 mio. kr. vil tilsvarende variere med størrelsesordenen ± 30 mio. kr. En usikkerhed på omkostninger til kabellægninger og forskønnelser på ± 10 pct. betyder en variation på bruttotarifvirkningen på ca. 0,05 øre/kWh og ca. ± 20 mio. kr. på 2020-tarifpåvirkningen.

14. Transmissionsnettets robusthed

Med udgangspunkt i de givne forudsætninger om kapacitet på udlandsforbindelse og sammensætningen af produktionsapparatet vurderes nettets robusthed i tilfælde af, at udviklingen ændres markant.

14.1 Udlandsforbindelser / samkøringsforbindelser

Øget kapacitet

Øges kapaciteten mod nabo-områderne ved etablering af en forbindelse til England samt ved etablering af yderligere kapacitet mod Norden og Kontinentet, så vil der være behov for forstærkninger i 400 kV-nettet. Etablering af en ekstra forbindelse mellem Jylland/Fyn og Sjælland/Øerne vil også kræve forstærkninger. Behovet afhænger af tilslutningspunkter, hvor meget ekstra kapacitet der etableres, og hvordan forbindelserne markedsmæssigt vil blive drevet.

For at kunne udnytte forbindelserne tilstrækkeligt kan forstærkninger med 400 kV Endrup-Idomlund, 400 kV Ferslev-Vester Hassing og 400 kV Tjele-Trige i Jylland og med 400 kV Asnæsværket-Kyndby på Sjælland blive nødvendige.

Reduceret kapacitet

Hvis ikke 400 kV-forbindelsen på vestkysten fra Tyskland bliver en realitet, vil det få store konsekvenser for 150 kV-nettet i området, som så skal kabellægges. På grund af denne 400 kV-forbindelse har det været muligt at slanke 150 kV-nettet i området betragteligt uden konsekvenser for forsyning, produktion og marked. Uden 400 kV-forbindelsen skal såvel 400 kV- som 150 kV-nettet i området revurderes.

Derudover kan det blive relevant at vurdere behovet for yderligere en 400 kV-forbindelse til Endrup eksempelvis fra Idomlund for at kunne sikre udnyttelsen af vindkraften fra Horns Rev og udvekslingskapaciteten på COBRA, som i 2032 er forudsat at være henholdsvis 1.369 MW og 700 MW.

Hvis ikke der etableres en ny 400 kV Øresundsforbindelse, skal forsyningen til København eventuelt sikres med et ekstra 400 kV-system mellem H.C. Ørstedsværket og Avedøreværket. Derudover skal 132 kV-forbindelserne til Sverige reinvesteres.

14.2 Ændret 400 kV-struktur

I tilfælde af at den interne 400 kV-netstruktur ændres som følge af ændrede forudsætninger i forhold til eksempelvis forbindelser til nabo-områder, så skal 132/150 kV-nettet tilpasses til den opdaterede 400 kV-struktur.

- Etablering af 400 kV Endrup-Idomlund. Hvis forbindelsen etableres, før der er kabelagt i området (2025-2030), kan 150 kV-nettet slankes betragteligt. Hvis 150 kV-nettet allerede er kabelagt i området, når forbindelsen etableres, kan der eventuelt etableres en eller flere 400/150 kV-transformeringer, ved eventuelle 150 kV-forstærkningsbehov.
- Etablering af 400 kV Tjele-Trige forventes ikke at have betydning for 150 kV-nettet i området.
- Etablering af 400 kV Ferslev-Vester Hassing forventes ikke at have betydning for 150 kV-nettet i området.

- Hvis Asnæs-Kyndby etableres i stedet for Bjæverskov-Hovegård, forventes det ikke at have betydning for 132 kV-netstrukturen i området.

14.3 Kystnære møller

I Netudviklingsplanen er der forudsat etableret ca. 500 MW kapacitet på kystnære møller i 2020, og denne kapacitet er forudsat øget i årene derefter med udbygning på de samme 6 placeringer. I 2032 er der forudsat en indføddning hvert sted på ca. 230 MW, og at kapaciteten tilsluttes 132/150 kV-nettet.

I tilfælde af kapaciteten på de kystnære møller reduceres til under ca. 100 MW pr. område, kan tilslutningen blive på 50/60 kV-niveau. Ved tilslutning på 50/60 kV eller hvis de kystnære møller ikke realiseres, kan det have følgende betydning for 132/150 kV-nettet:

- Vesterhav Nord: 150 kV-forbindelsen Ramme-Idomlund bliver sandsynligvis overflødig.
- Vesterhav Syd: Har ingen konsekvenser for 150 kV-netstrukturen i området. Kabeldimensionerne skal detailplanlægges i forhold til det aktuelle behov for overføringskapacitet.
- Sæby: Har ingen konsekvenser for 150 kV-netstrukturen i området. Kabeldimensionerne skal detailplanlægges i forhold til det aktuelle behov for overføringskapacitet.
- Sejerø-Samsø Bælt. Har umiddelbart ingen konsekvenser for 132 kV-nettet i området.
- Smålandsfarvandet: Har ingen konsekvenser for 132 kV-netstrukturen i området. Kabeldimensionerne skal detailplanlægges i forhold til det aktuelle behov for overføringskapacitet.

14.4 Opdaterede analyseforudsætninger

De nye analyseforudsætninger fra april 2013 ser ind i en udvikling med en stram effektbalance, idet produktionskapacitet forventes reduceret betydeligt i forhold til de tidligere forventninger, se kapitel 6.2. Det gælder både forudsætninger vedrørende kraftvarmeproduktion og vindkraft. Også forbruget forventes reduceret i mindre grad.

Det 400 kV-net, der er foreslået i den langsigtede netstruktur, sikrer udnyttelsen af kapaciteten på udlandsforbindelserne nu og i fremtiden, samt tilslutning af VE-produktion på de store havmølleparker. Uanset om produktionskapaciteten internt i systemet forventes reduceret, vil der være behov for den overordnede transportkapacitet i systemet, og det vurderes, at den planlagte 400 kV-struktur vil være robust og tilpas – også i forhold til de nye forudsætninger.

Det vurderes endvidere, at den forventede reduktion i den installerede produktionskapacitet nationalt vil have marginal betydning for 132/150 kV-netstrukturen, men at den kan have stor betydning for kabelstrækningernes dimensioner. Kabeldimensionerne vil blive detailplanlagt i forhold til det aktuelle behov for overføringskapacitet.

14.5 Mølposelagte centrale kraftvarmeværker

Det kabellagte 132/150 kV-net er planlagt under forudsætning af, at Enstedværket, Nordjyllandsværkets blok 2 og Stignæsværkets blok 2 ikke føder ind i nettet på det lange sigt. Anlæggene er i dag mølposelagt og indregnes derfor ikke i netplanlægningen, ud over 3 år fra de mølposelægges. I tilfælde af at ejerne planlægger at tage anlæggene ud af mølpose om mere end 3 år, kan der ikke umiddelbart garanteres fuld udnyttelse med det planlagte net.

Hvis kabelprojekterne i området ikke er gennemført, når anlæggene meldes driftsklare, vil netstrukturen blive revurderet, så fuld udnyttelse i henhold til Energinet.dk's netdimensioneringskriterier garanteres. I tilfælde af at kabelprojekterne er gennemført, når anlæggene meldes driftsklare, igangsættes et nyt udviklingsprojekt for tilslutning og eventuel udbygning af 132/150 kV-nettet.

15. Perspektivering 2050

Energinet.dk har arbejdet med langsigtede visioner for energisystemet illustreret i fire udviklingsspor for el- og gassystemet frem til 2050. Disse fire spor tegner eksempler på forskellige modeller for omstilling af den danske energiforsyning til uafhængighed af fossile brændsler og kan studeres i detaljer i Ref. 10.

Ét af disse spor, det såkaldte Vindspor, beskriver en udvikling, hvor energiforsyningen baseres på vindkraft og anden fluktuerende elproduktion som den bærende energiforsyning. Derudover forudsættes supplement med biogas og biomasse i et omfang, hvor Danmark ikke bliver stærkt afhængig af disse energivarer. Vindsporet er vurderet at være en udvikling, der kan opnå bred opbakning til, og samtidigt vil det være en udvikling, der vil udfordre elsystemet markant. Den langsigtede netstruktur er testet i forhold til Vindsporets udvikling. Vindsporet kan studeres i detaljer i Ref. 11.

Det er vurderet, om den resulterede langsigtede netstruktur er hensigtsmæssig på vej mod en langsigtet omstilling af energisystemet hovedsageligt baseret på vindkraft. Vurderingen er baseret på overordnede analyser og en kvalitativ vurdering af resultaterne.

De øvrige spor er Biomasse-spor, CDM (Clean Development Mechanism)-spor og CCS (Carbon Capture Storage)-spor, som ikke er vurderet.

15.1 Forudsætninger

Elforbrug

Frem mod 2050 forventes i Vindsporet en markant omlægning af transportsektoren, opvarmning og procesvarme over mod højere grad af elbaseret forsyning. Det vil sige, at elforbruget antages at vokse betydeligt med en fordobling på ca. 38 TWh i 2032 til ca. 75 TWh i 2050 inklusive nettab.

	Forbrug 2050 TWh	Forbrug 2032 TWh
Klassisk og industri/service	51	36
Opvarmning varmepumper mv.	4	1
Transport	11	1
Elektrolyse osv.	9	0
I alt	75	38

Tabel 25 Elforbrug antaget i Vindsporet i 2050.

Elforbrug er generelt antaget fordelt proportionalt i forhold til det eksisterende klassiske elforbrug. Dog er elektrolyse placeret på strategiske knudepunkter, Figur 33. Det maksimale effektforbrug til elektrolyse er i Jylland/Fyn 2.300 MW og på Sjælland/Øerne på 570 MW. Forbrug til opvarmning, transport og elektrolyse er forudsat fleksibelt.

Elproduktionskapacitet

Elproduktionskapaciteten fra vedvarende energi forventes at vokse markant for at dække det øgede elforbrug, og her er særligt vindkraft og solceller væsentlige.

Samlet for Danmark forudsættes 17 GW offshore og landbaseret vindkraft. I 2030 forudsættes det tilsvarende tal ca. 10 GW. I perioden fra 2030-2050 er det alene i Jylland og på Fyn, at tilgangen af vindkraft forudsættes installeret. Forudsætningerne for produktionskapaciteten i Jylland og Fyn ses i Tabel 26 og for Sjælland og øerne i Tabel 27 sammenholdt med 2032-forudsætningerne.

	2050	2032	Forskel
Horns Rev	2.260 MW	1.569 MW	691 MW
Ringkøbing Fjord og i Nordsø i øvrigt	6.750 MW	800 MW	5.950 MW
Jammerbugten	1.900 MW	400 MW	1.500 MW
Anholt	400 MW	400 MW	0
I alt havvind	11.310 MW	2.769 MW	8.141 MW
Landvind	3.200 MW	3.703 MW	-503 MW
Kystnære møller	0 MW	665	-665 MW
Solceller ²	2.540 MW	0	2.540 MW
Bølgekraft	986 MW	0	986 MW

Tabel 26 Elproduktionskapacitet fra vindkraft, solceller og bølgekraft antaget i Vindsporet i 2050 i Jylland/Fyn sammenholdt med forudsætningerne for 2032.

	2050	2032	Forskel
Kriegers Flak mv.	1.200 MW	600 MW	600 MW
Rødsand	366 MW	373 MW	-7 MW
Kystnær og Middelgrunden mv.	200 MW	0	200 MW
I alt havvind	1.766 MW	973 MW	793 MW
Landvind	800 MW	1.045 MW	-245 MW
Kystnære møller	0 MW	570 MW	-570 MW
Solceller ²	1.690 MW	0	1.690 MW
Bølgekraft	0	0	0

Tabel 27 Elproduktionskapacitet fra vindkraft, solceller og bølgekraft antaget i Vindsporet i 2050 på Sjælland/øerne sammenholdt med forudsætningerne for 2032.

Det forudsættes, at produktionen fra solcellerne er jævnt fordelt ud over hele landet. Placering af vindkraft er baseret på de placeringer, der også er forudsat i 2032. Områder som Læsø og øget udbygning ved Rødsand er således ikke taget med i perspektiveringen på grund af den relativt lavere årsproduktion, men det vil også være en mulighed på langt sigt at etablere vindkraft i disse områder.

Udlandsforbindelser

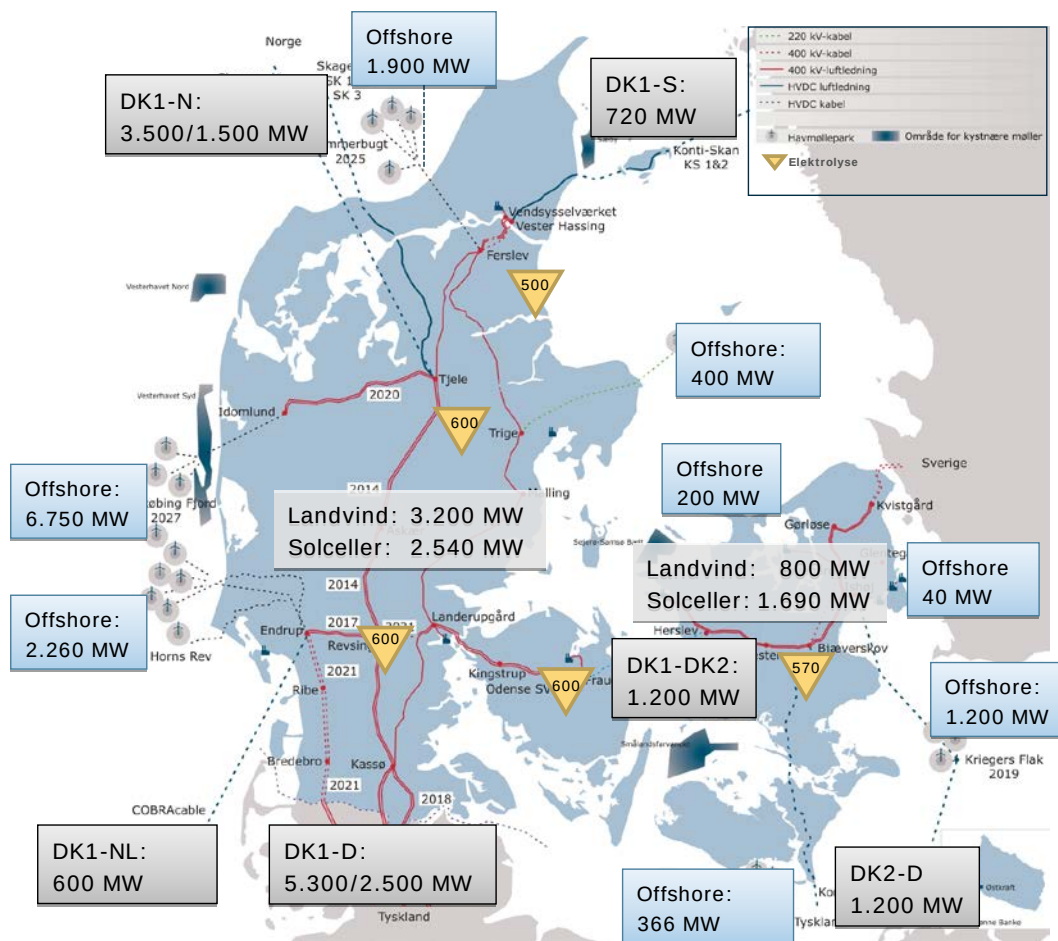
Der er undersøgt to udviklinger i forhold til kapacitet på forbindelserne til nabo-områderne. I det ene udfaldsrum forudsættes ca. samme kapacitet som i 2032, med undtagelse af en forudsætning om yderligere en forbindelse mellem Vest- og Østdanmark på 600 MW.

I den anden udvikling forudsættes en markant udbygning fra Jylland mod Norge og Tyskland og tilsvarende en udbygning fra Sjælland mod Tyskland og Sverige, Tabel 28.

² Solceller var ikke en del af netplanlægningsforudsætningerne i 2012. Pr. 1. januar 2013 er der etableret ca. 400 MW samlet set i Danmark.

	Jylland/ Fyn	Sjælland/ øerne	Norge	Sverige	Tyskland/ Holland
Jylland/Fyn		1.200 MW	3.500 MW	720 MW	6.000 MW ³
Sjælland/øerne	1.200 MW			2.200 MW	1.200 MW

Tabel 28 Kapacitet på forbindelser til nabo-områder ved en høj integration af elkapacitet til udlandet.



Figur 33 Kapacitet af forbindelser mellem prisområder, vindkraft og solceller i analysen 2050.

På længere sigt er der en række muligheder for at kombinere HVDC-VSC multiterminal-løsninger, så en øget kapacitet til udlandet kombineres med et DC-net, der fordeler indføringen af vindkraften strategisk i en række knudepunkter.

³ Potentielt som forbindelse via HVDC-VSC multiterminal-ilandføring af vindkraft.

Drift af nettet

Der arbejdes overalt i den industrialiserede verden på at udvikle og indføre mere intelligens i elsystemerne, end de nuværende driftssystemer råder over. Formålet er nogenlunde samstemmende overalt, nemlig at kunne håndtere stadigt større mængder intermitterende fornybar energi i systemerne ved blandt andet aktivering af alle typer regulerbare produktions- og forbrugsapparater på alle spændingsniveauer (høj, mellem og lav). Det antages, at denne udvikling vil fortsætte til et niveau, hvor det danske elsystem vil være fuldstændig automatiseret på den lange udviklingshorisont – altså 30-50 år.

Som konsekvens heraf antages det i perspektiveringen af den langsigtede netudvikling, at alle spændingsniveauer på transmissionsniveau samt højeste distributionsniveau i videst muligt omfang vil blive drevet, så alle aktive spændingsregulerende apparater holdes i deres reguleringsmidtpunkt, alene af stabilitetshensyn, ved intelligent automatisk regulering af alle passive reaktive ressourcer. Det antages også, at al udveksling af reaktiv effekt mellem spændingsniveauer konstant søges minimeret med dedikeret automatik.

Analysemetode

De fremtidige flowmønstre og flaskehalse i systemet vurderes i vindsporet. Analyserne gennemføres med DC-load flow-beregninger. At dette er tilstrækkeligt, er en konsekvens af forudsætningen om, at elsystemet til den tid er udstyret med fuldautomatisk online regulering af en optimal høj spændingsprofil på alle transmissionsniveauer i enhver normal driftssituation.

Der er gennemført analyse af 8.760 driftstimer for et gennemsnitsår, og virkningen på 400 kV-transmissionsnettet er vurderet med intakt net. Ved belastning af nettet er det antaget, at de meget store mængder fleksibelt forbrug kan udkobles i tilfælde af udfald af en transmissionslinje og dermed indgå som netreserve. Herved kan nettets transmission øges ganske betragteligt, hvilket er væsentligt i forhold til håndtering af den langsigtede markante forøgelse af elproduktion og forbrug.

15.2 Overordnede 2050-analyser

Load flow-analyserne viser meget store belastninger i 400 kV-nettet ved intakt net. Overbelastningerne kan reduceres ved yderligere udbygninger i 400 kV-transmissionsnettet og ved udkobling af fleksibelt forbrug. Overordnet set vurderes det, at den langsigtede 2032-netstruktur er utilstrækkelig for 2050-sporet, men at det vil være en struktur med udviklingspotentiale, der også vil kunne fungere på det lange sigt.

Sjælland og øerne

For Sjælland og øerne er udviklingen i forhold til 2032 primært et meget højere elforbrug, hvilket giver anledning til overbelastninger på 400 kV-strækninger, specielt omkring København. Det drejer sig om Avedøre-Ishøj og Avedøre-H.C. Ørstedsværket, som belastes betragteligt med intakt net.

En væsentlig del af forbruget er dog fleksibelt, og det vil være en afvejning, i hvilket omfang behovet for forstærkning løses med fleksibelt elforbrug eller netforstærkning.

Jylland og Fyn

Som det fremgår af Tabel 26, sker den meget markante vindkraftudbygning primært i Jylland og på Fyn.

Ved intakt net overbelastes 400 kV-nettet betragteligt, og værst er Idomlund-Tjele, Malling-Trige og Ferslev-Tjele. Forstærkning med 400 kV Idomlund-Endrup og Tjele-Trige vil bidrage til aflastning af 400 kV-nettet i Jylland.

15.3 Konklusion

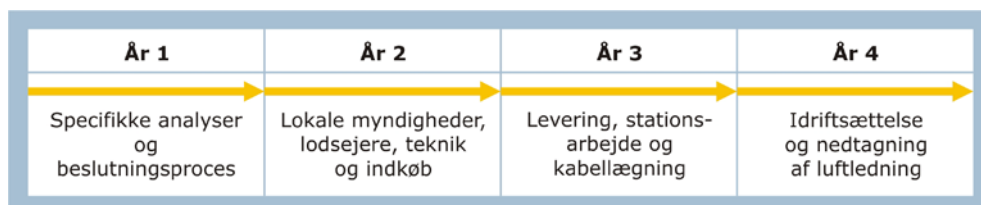
Analysen viser, at den fastlagte langsigtede netstruktur er hensigtsmæssig på vejen hen mod en omstilling af et energisystem til markant øgede mængder vindkraft. Der vil dog blive behov for yderligere netforstærkninger for at kunne håndtere de store mængder vindkraft.

Derudover vil der være behov for tiltag, der kan håndtere store mængder fluktuerende el-produktion og forbrug, for eksempel:

- Ilandføring af offshore vindkraft i samspil med multiterminaler (DC-grid) kan være en del af løsningen og effektfordelingen på det lange sigt
- Mulighed for drift af nettet med effektiv flowcontrol, og hvor n-1 reserve leveres af fleksibelt forbrug, så intakt net kan lægges til grund for driften af systemet.

16. Implementering af kabelhandlingsplan

Figur 34 viser en mulig tidslinje fra beslutning om en konkret kabellægning til nedtagningen af en luftledning. Der er i basisplanen ikke taget hensyn til forsinkelser i denne proces.



Figur 34 Tidslinje fra beslutning om kabel til nedtagning af en luftledning.

Specifikke analyser og beslutningsproces

Inden den egentlige kabellægning af en forbindelse eller i et område kan påbegyndes, skal der gennemføres specifikke analyser med henblik på at finde den teknisk/økonomisk optimale løsning herunder det præcise omfang af kompensering og kablets dimensioner og længder. Kabelprojektet optages i Energinet.dk's anlægsrapport og godkendes i Energinet.dk's ledelse og bestyrelse og afhængigt af projektets størrelse også af Energistyrelsen/ministeren.

Når kabelanlægget er godkendt i disse fora, påbegynder den konkrete projektering af anlægget, som omfatter to dele:

- Myndigheder og lodsejere
- Teknik og indkøb.

Myndigheder og lodsejere

Når der er truffet beslutning om etablering af et nyt kabelprojekt udlægges et 200 m bredt projektområde, hvor kabelforbindelsen skal etableres indenfor. Når kabelanlægget er færdig-etableret, indsnævres projektområdet til et servitútbælte til beskyttelse af selve kabelsystemet.

Et projektområde fastlægges under størst mulig hensyntagen til naturområder, planlægningsmæssige interesser, beboelser, fredede arealer, skove og skovrejsningsområder, eksisterende tekniske anlæg, råstofinteresser, internationale beskyttelsesområder mv.

Det er Naturstyrelsen, der ved en såkaldt "screening" afgør, om etablering af et kabelprojekt er VVM-pligtigt, jf. VVM-bekendtgørelsen (VVM står for **V**urdering af **V**irkningerne på **M**iljøet.). Dette gælder både for nye kabelanlæg og for kabelanlæg, som er erstatning for en eksisterende luftledning. Naturstyrelsen varetager udarbejdelse af VVM-redegørelse og kommunepantillæg med miljøvurderinger samt VVM-processen. Hvis et kabelprojekt ikke er VVM-pligtigt, overgår den videre behandling af projektet til den eller de kommuner, hvor projektet skal etableres.

Når der er fastlagt et konkret forslag til linjeføring for kabelforbindelsen inden for projektområdet, skal der indgås aftaler med de berørte lodsejere om den endelige placering af kabelanlægget på deres ejendom. Der opnås oftest frivillige aftaler om dette, men i visse tilfælde er det nødvendigt at gennemføre en ekspropriation. Ved frivillig aftale fastsættes erstatningen til lodsejeren på baggrund af en aftale (benævnt Landsaftalen) mellem Fødevarer & Er-

hverv, Dansk Energi og Energinet.dk. Hvis der kan opnås enighed om kabelanlæggets placering, men ikke om erstatningen herfor, kan erstatningsspørgsmålet afgøres af en voldgift.

Når kabelforbindelsens endelige placering er fastlagt, skal der søges om dispensation til at krydse beskyttede områder. Oftest er det ved de kommuner, hvor kabelanlægget skal etableres. Hvis kabelanlægget placeres i offentlige veje, vil kabelforbindelsen komme til at ligge efter gæsteprincippet i henhold til vejlovens bestemmelser. Herudover skal der ansøges om krydsninger af veje og jernbaner mv.

Teknik og indkøb

Energinet.dk's transmissionsafdeling forestår projekteringen af det enkelte kabelanlæg. Projekteringen omfatter de tekniske forhold omkring kabelanlægget samt etablering af kompenseringsanlæg.

Der skal indgås leverancekontrakt med leverandører af kabel og øvrige tekniske komponenter. Endvidere skal der indgås en kontrakt med den entreprenør, der skal forestå nedlægningen af kablerne.

Levering, stationsarbejde og kabellægning

Leveringstiden er meget svingende og afhængig af verdensmarkedet. Typisk ligger leveringstiderne på 12-30 måneder.

Kabellægning foretages normalt i perioden marts-oktober. Der kabellægges typisk 1.000-1.500 tracé-meter/uge i åbent land. I byområder er forholdene mere komplekse og den udlagte mængde meget mindre.

Kablerne kommer normalt direkte fra leverandøren til udtrækningsstedet for at undgå unødigt transport.

Der foretages de nødvendige ændringer på stationen for at klargøre stationen til kabler frem for luftledninger. Nødvendigt kompenseringsudstyr installeres.

Idriftsættelse og nedtagning af luftledning

Efter idriftsættelse af et kabelanlæg, hvor en luftledning direkte erstattes med et kabelanlæg, kan nedtagningen af luftledning umiddelbart påbegyndes.

Afhængigt af længden af luftledningen og det område, luftledningen er placeret i, vil arbejdet med nedtagningen typisk strække sig over en periode på 3-6 måneder.

Bilag – oversigt

1. Lovgrundlag for planlægning af transmissionsnet

Systemansvarsbekendtgørelsen BEK nr. 891 af 17/08/2011, Kapitel 5, § 12

Energinet.dk skal gennemføre en sammenhængende, helhedsorienteret planlægning, som kan danne grundlag for en vurdering af de aktuelle og fremtidige markedsforhold, forsyningssikkerhed, systemdrift, forsknings- og udviklingsaktiviteter, som er nødvendige for en fremtidig miljøvenlig og energieffektiv transmission og distribution af elektricitet, samt vurdering af behovet for ændringer, demontering og nyanlæg af elforsyningsnet over 100 kV og alle udlandsforbindelser.

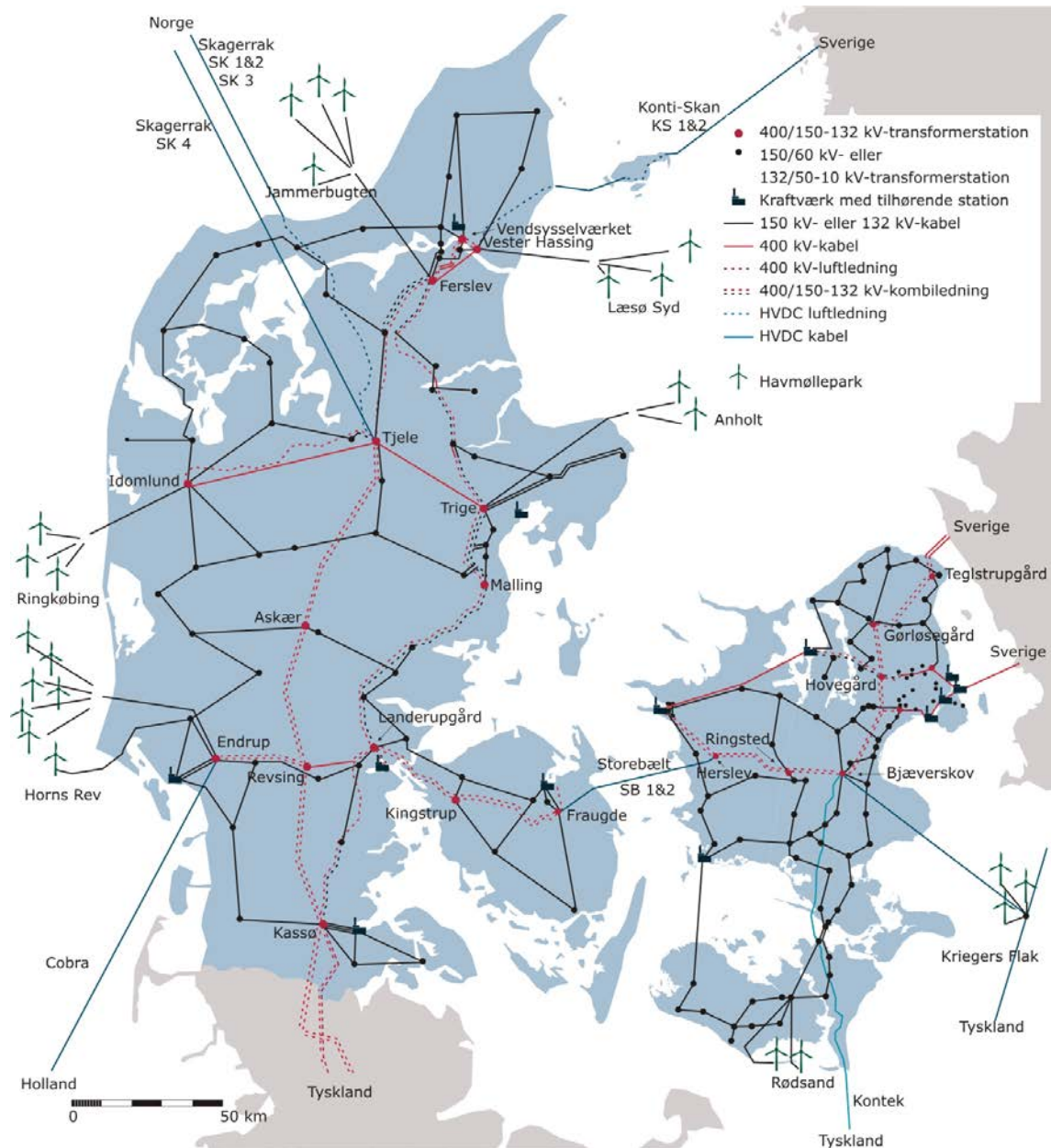
- *Stk. 2.* Planlægningen udføres med en tidshorisont på mindst 10 år og kan belyse alternative udviklingsforløb.
- *Stk. 3.* Planlægningen vedrørende elforsyningsnettet over 100 kV og alle udlandsforbindelser, skal foregå efter fastlagte og offentliggjorte dimensioneringskriterier. Dimensioneringskriterierne kan blandt andet omfatte en afvejning imellem samfundsøkonomi, niveau for forsyningssikkerhed, størrelse af elforbrug i berørte forsyningsområder, landskabelige hensyn, indpasning af vedvarende energi, elmarkedsfunktion, etc.
- *Stk. 4.* Planlægningen udmøntes i én eller flere årlige planer, som indsendes til Energistyrelsen.
- *Stk. 5.* Hvert andet år udarbejder Energinet.dk endvidere 10-årige netudviklingsplaner, der indsendes til både Energistyrelsen og Energitilsynet.
- *Stk. 6.* Energinet.dk offentliggør planerne og stiller dem til rådighed for brugerne af nettet.

Lov om Energinet.dk LBK nr. 1097 af 08/11/2011, Kapitel 2, § 4

Etablering af nye transmissionsnet og væsentlige ændringer i bestående net kan ske, hvis der er et tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsyningssikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi, eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg i medfør af stk. 6.

- *Stk. 2.* Udbygning i henhold til stk. 1 skal forinden påbegyndelse være belyst i en plan, som samtidig skitserer det fremtidige behov for transmissionskapacitet. Planen skal indsendes til klima-, energi- og bygningsministeren, inden udbygning i henhold til stk. 1 kan påbegyndes. Udbygning kan tidligst påbegyndes 6 uger efter planens indsendelse.
- *Stk. 3.* Klima-, energi- og bygningsministeren kan bestemme, at udbygningen i henhold til stk. 1 kræver godkendelse af klima-, energi- og bygningsministeren.
- *Stk. 4.* Klima-, energi- og bygningsministeren kan i forbindelse med godkendelse efter stk. 3 fastsætte vilkår for udbygningen, herunder vedrørende bortskaffelse eller sanering af anlæg.
- *Stk. 5.* Klima-, energi- og bygningsministeren kan bestemme, at Energinet.dk forpligtes til at dække de meromkostninger, som andre eltransmissions- og netvirksomheder bliver påført, når de efter påbud efter lov om elforsyning skal gennemføre kabellægninger og saneringer i forbindelse med Energinet.dk's etablering af 400 kV-eltransmissionsnet. Klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte nærmere regler herom.
- *Stk. 6.* Klima-, energi- og bygningsministeren kan pålægge Energinet.dk at anlægge, udbygge og drive eltransmissionsanlæg samt søledningsanlæg til varetagelse af elforsynings sikkerheden på mindre øer.

2. Den langsigtede netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009



Figur 35 Den langsigtede netstruktur fra Kabelhandlingsplan 2009.

3. Analyseforudsætninger

3.1 Maksimalt effektforbrug

	Jylland/Fyn MW	Sjælland/øerne MW
2017	3.894	2.757
2022	4.022	2.848
2032	4.295	3.040

Tabel 29 Det forudsatte maksimale elforbrug i Jylland/Fyn og på Sjælland/øerne baseret på 10-års vintre.

3.2 Centrale anlæg

Der forudsættes samme installerede kapacitet på de centrale enheder alle årene

	P _{max} [MW]
Fynsværket B7 (FVO_400)	372
Nordjyllandsværket B3 (NVV_400)	380
Skærbækværket B3 (SVS_400)	392
Studstrupværket B3 (MKS_150)	359
Esbjergværket B3 (LYK_150)	377
Studstrupværket B4 (MKS_400)	357
Sum	2.237

Tabel 30 Forudsat installeret central produktionskapacitet i Vestdanmark.

	P _{max} [MW]
Amagerværket B1 (AMV_132)	68
Amagerværket B3 (AMV_132)	263
Asnæsværket B5 (ASV_400)	640
Avedøreværket B1 (AVV_132)	250
Avedøreværket B2 (AVV_400)	565
H.C. Ørstedsværket s2 (HCV_030)	40
H.C. Ørstedsværkets B7 (HCV_030)	75
H.C. Ørstedsværkets B8 (HCV_030)	23
Kyndbyværkets Blok21 (KYV_132)	260
Kyndbyværkets Blok22 (KYV_132)	260
Kyndbyværket B41+GT50 (KYV_132)	20
Kyndbyværket B51+B52 (KYV_132)	126
Sum	2.590

Tabel 31 Forudsat installeret central produktionskapacitet i Østdanmark.

Nordjyllandsværkets blok 2 og Enstedværket, som i øjeblikket er mølposelagt, indgår i planlægningen tre år frem efter mølposelægning. Det vil sige, de er indregnet frem til og med 2014 og 2015 henholdsvis.

MKS B4 er betinget driftsklar. Den indregnes i netplanlægningen i vinterperioden 1. december til 31. marts og kan i dette tidsrum være i drift samtidig med MKS B3. Om sommeren er kun MKS B3 i drift.

Det forudsættes som udgangspunkt at ASV B5 er i drift fra 2014, mens ASV B2 er skrottet på grund af miljøkrav. Stignæsværkets blok 2 er i øjeblikket mølposelagt. Blokken indregnes i netplanlægningsforudsætningerne frem til og med 2015.

3.3 Decentral kraftvarme

I Vestdanmark forudsættes alle årene installeret 1.992 MW og i Østdanmark 640 MW.

3.4 Havmøller

	Rødsand	Horns Rev	Anholt	Kriegers Flak	Rønne Banke	Jammer-bugt	Ring-købing	Sum
Tilslutning	RDS 132	EDR150 (169 MW) EDR400	TRI400	ISH400	Sverige	FER400	IDU400	
2017	373	369	400					1.142
2022	373	769	400	600				2.142
2032	373	1.569	400	600	400	400	800	4.542

Tabel 32 Forudsat installeret havvindkraft (MW) primo årene.

3.5 Kystnære og landbaserede møller

	Landvind			Kystnære møller			Landvind + kystnære	
	Sjælland/ørerne	Jylland/Fyn	Sum	Sjælland/ørerne	Jylland/Fyn	Sum	Sjælland/ørerne	Jylland/Fyn
2017	765	3.003	3.768	120	140	260	885	3.143
2022	865	3.253	4.118	270	315	585	1.135	3.568
2032	1.045	3.703	4.748	570	665	1.235	1.615	4.368

Tabel 33 Forudsat udvikling i kapaciteten (MW) på vindmøller på land og kystnært primo året.

Der forudsættes installeret 50 MW kystnært vind ved Rønne Banke. Denne kapacitet indgår ikke i planlægningen af det interne danske transmissionsnet. Den øvrige kapacitet er forudsat tilsluttet følgende stationer, med en ligelig fordeling af kapaciteten:

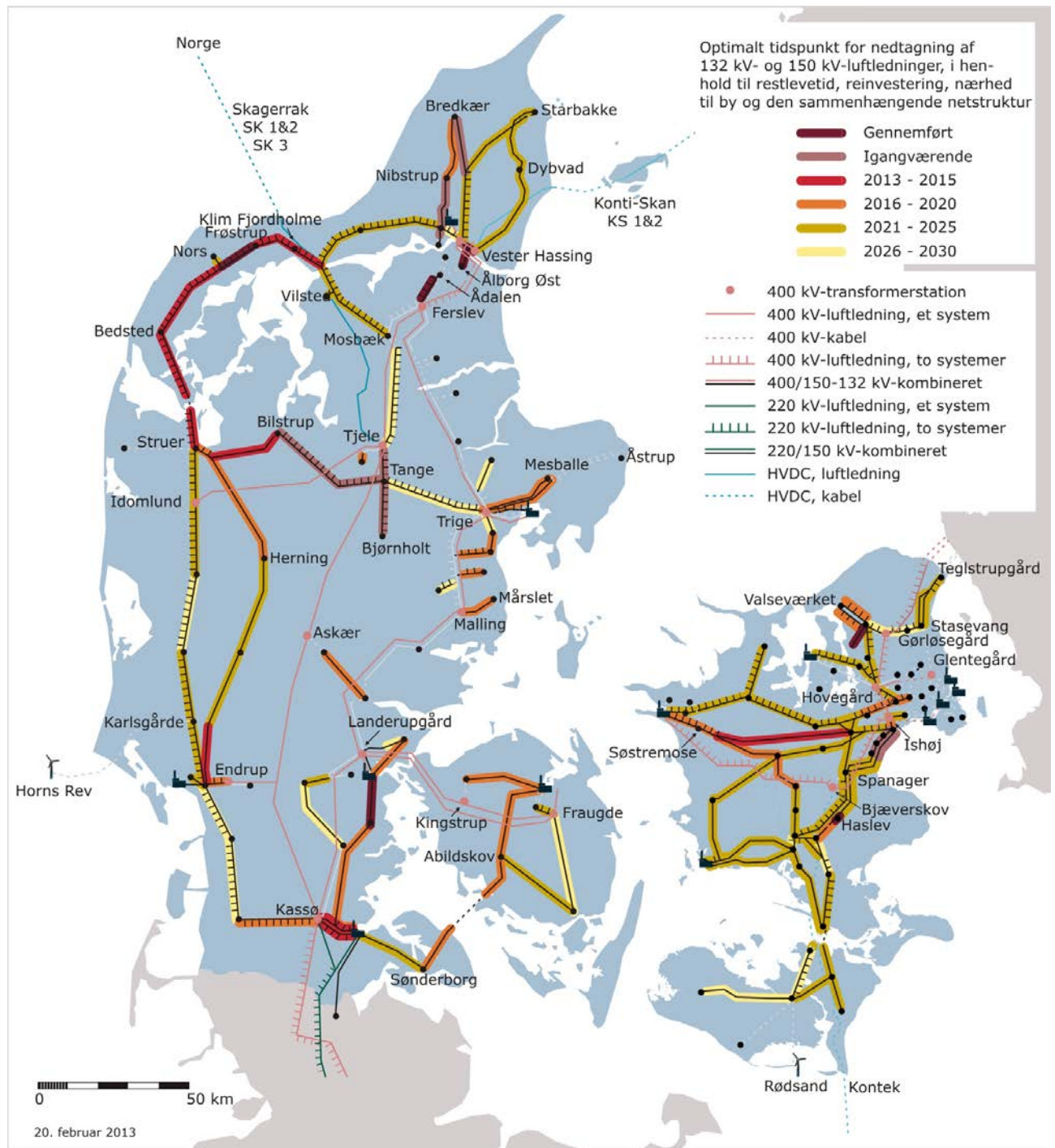
- 150 kV Ramme
- 150 kV Lem Kær
- 150 kV Dybvad
- 132 kV Asnæsværket
- 132 kV Stignæsværket

3.6 Udveksling

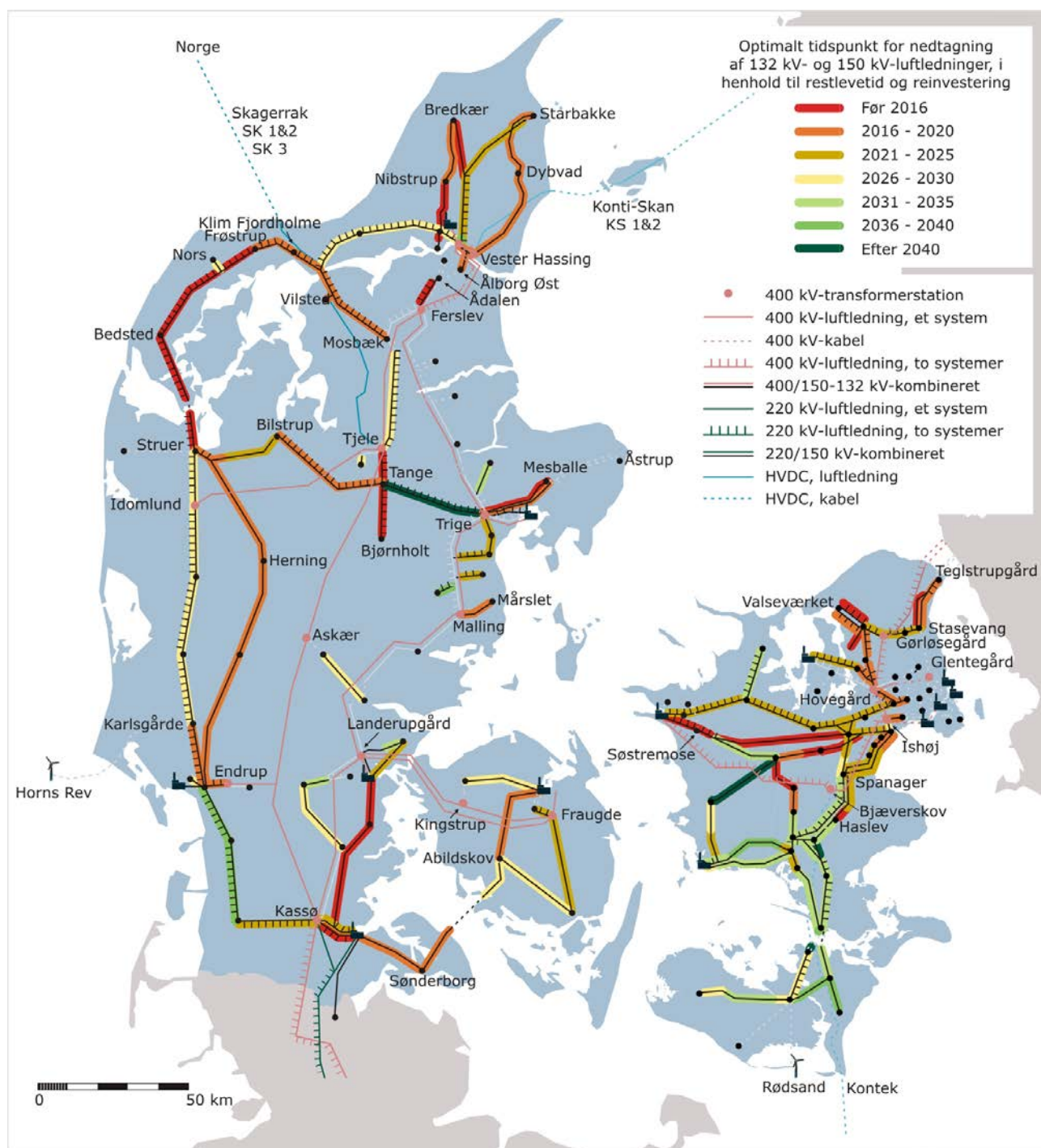
		Øresund	Kontek	Kriegers Flak	Skagerrak	Konti-Skan	DK1-DE	COBRACable	DK1-DK2
2017	Eksport	1.700	600	0	1.700	740	2.000	700	600
	Import	1.300	600	0	1.700	740	1.500	700	600
2022	Eksport	1.700	600	600	1.700	740	2.500	700	600
	Import	1.300	600	600	1.700	740	2.500	700	600
2032	Eksport	1.700	600	600	1.700	740	3.000	700	600
	Import	1.300	600	600	1.700	740	3.000	700	600

Tabel 34 Kapaciteter for eksisterende udvekslingsforbindelser og mulige udbygninger frem til 2032 primo året.

4. Nedtagning af luftledninger



Figur 36 Tidspunkt for nedtagning af luftledninger i Netudviklingsplan 2013.



Figur 37 Optimale nedtagningstidspunkter fra Kabelhandlingsplan 2009.

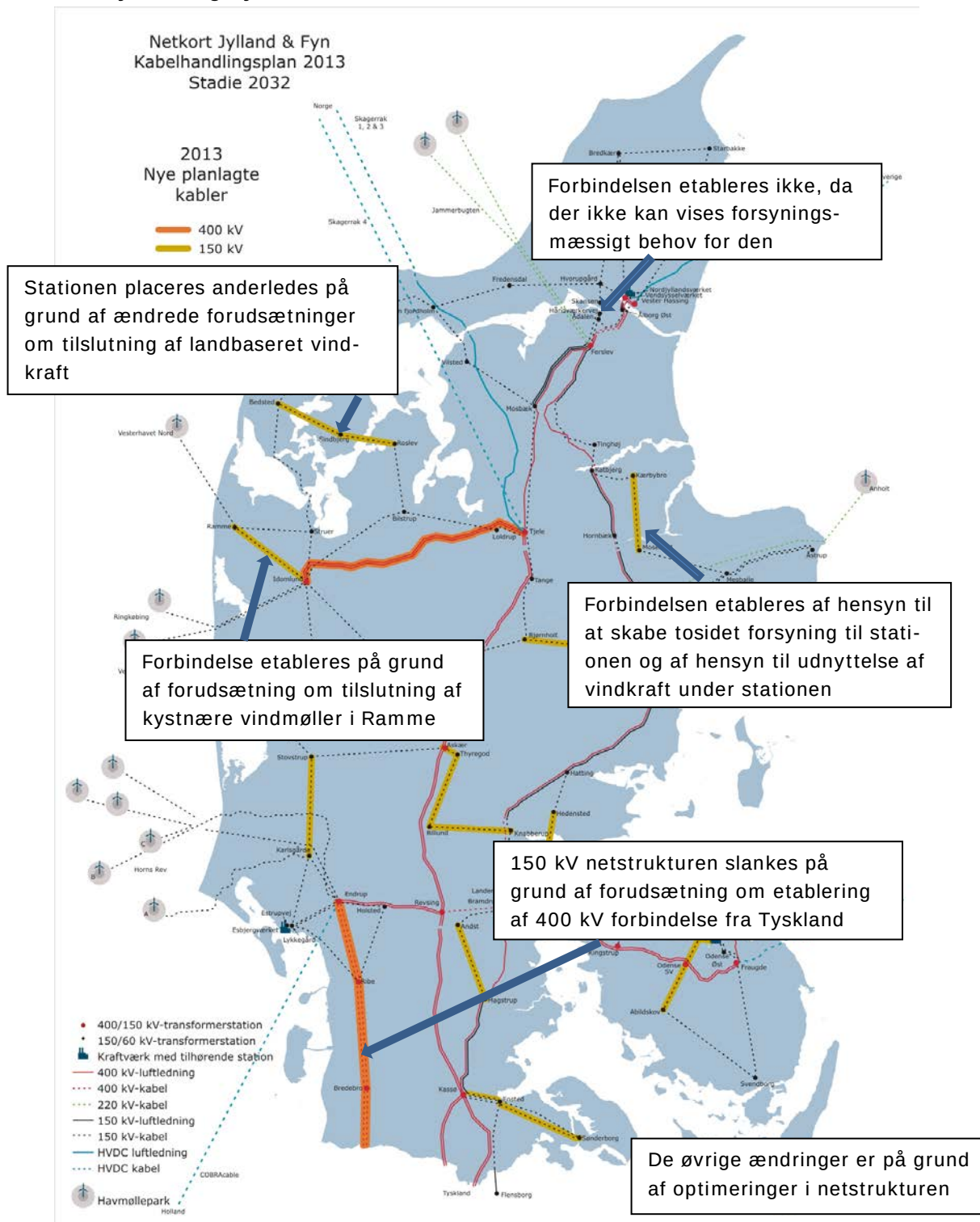
5. Prioritering af byområder

Byområde	Strækningsnavn	Zone 1 Antal boliger	Zone 2 Antal boliger	Dellængde i byområde kilometer	Antal berørte boliger pr. kilometer i byområde
>100					
Helsingør	Teglstrupgård – Guldgravergård	331	55	1	386
Struer	Struer – Herning	351	82	1,5	289
Struer	Struer – Bilstrup	351	82	1,5	289
Struer	Struer – Idomlund	346	95	1,7	259
Odense	Fynsværket – Abildskov	360	88	1,8	249
Struer	Struer – Bedsted	185	23	1,9	109
Struer	Struer – Bedsted	185	23	1,9	109
50 - 100					
Odense	Fraugde - Svendborg	88	8	1,1	87
Herning	Herning – Struer	314	36	4,3	81
Esbjerg	Lykkegård – Karlsgårde	335	39	4,6	81
Esbjerg	Lykkegård - Herning	270	14	3,5	81
Århus	Hasle - Møllerup	435	97	6,8	78
Næstved	Østerholm – Vordingborg	84	12	1,5	64
Århus	Høskov-Hørning	440	0	7,4	59
< 50					
København	Ishøj - Brøndbygård	254	7	6,1	43
Århus	Hasle – Malling	183	42	6,1	39
Svendborg	Svendborg – Abildskov	59	6	1,8	36
Herning	Herning – Sdr. Felding	84	18	2,9	35
København	Flaskegård - Mosedegård	289	31	9,1	35
København	Vejleå - Kamstrup	607	86	20,8	33
Roskilde	Kamstrup - Vejleå	607	86	20,8	33
Helsingør	Teglstrupgård – Stasevang (øst)	250	56	10,7	29
Esbjerg	Lykkegård – Estrupvej	63	12	3	25
Svendborg	Svendborg - Fraugde	70	5	3	25
Esbjerg	Lykkegård - Bredebro	12	4	0,75	21
København	Flaskegård – Kamstrup	57	14	3,8	19
København	Ishøj – Flaskegård	39	1	2,5	16
Odense	Fynsværket - Fraugde	68	13	6	14
Helsingør	Teglstrupgård – Stasevang (vest)	123	18	10,7	13
Næstved	Rislev – Fensmark	63	11	6,8	11
Esbjerg	Lykkegård - Endrup	12	2	1,4	10
Roskilde	Kamstrup - Østedgård	60	6	6,8	10
Odense	Fynsværket - Graderup	16	5	2,7	8
Åbenrå	Enstedværket – Sønderborg	33	3	4,8	7
Åbenrå	Enstedværket – Kassø	29	2	4,8	7
Åbenrå	Enstedværket - Tyrstrup	29	2	4,8	7
Næstved	Næstved – Østerholm	33	7	5,6	7
København	Vejleå – Hovegård	43	7	10,2	5
Næstved	Rislev – Blangslev	53	6	11,3	5
Næstved	Næstved – Rislev	17	4	3,9	5
Roskilde	Kamstrup - Søstermose	28	2	7,5	4
København	Vejleå – Ejbygård	27	6	7,5	4
Næstved	Næstved – Stignæsværket N	32	4	8,9	4
Århus	Møllerup - Trige	8	0	2,2	4
Næstved	Næstved – Stignæsværket	23	8	10,6	3
Roskilde	Kamstrup – Kirkeskovgård	17	4	6,8	3
Roskilde	Kamstrup – Spanager	8	0	3	3

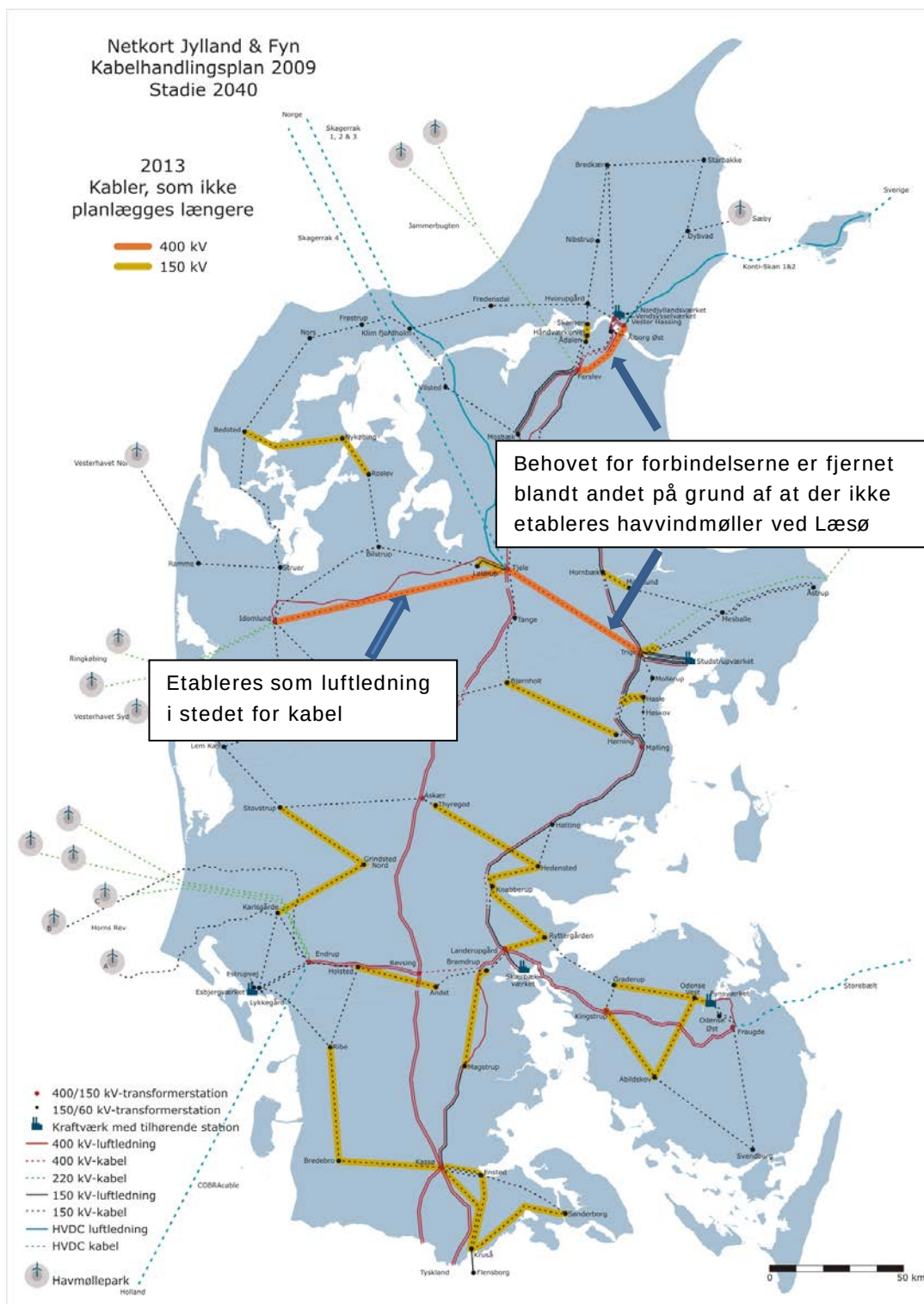
Tabel 35 Kategorisering af luftledninger med nærhed til bebyggelse af hensyn til prioritering.

6. Ændringer i netstrukturen i forhold til Kabelhandlingsplan 2009

6.1 Jylland og Fyn

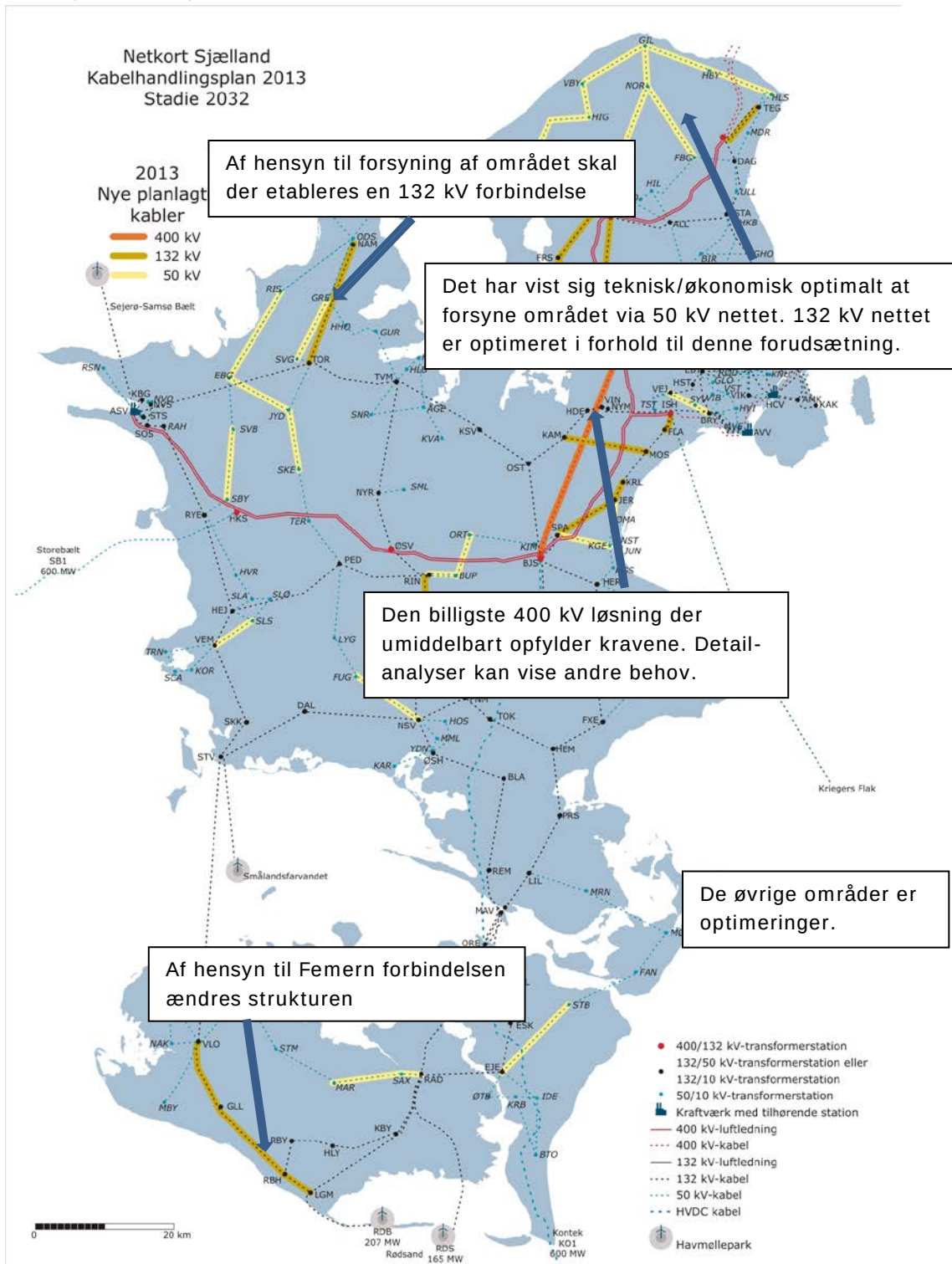


Figur 38 Det langsigtede 150 kV-kabellagte transmissionsnet fra Netudviklingsplan 2013 for Jylland og Fyn, med nye planlagte kabellægninger i forhold til 2009.

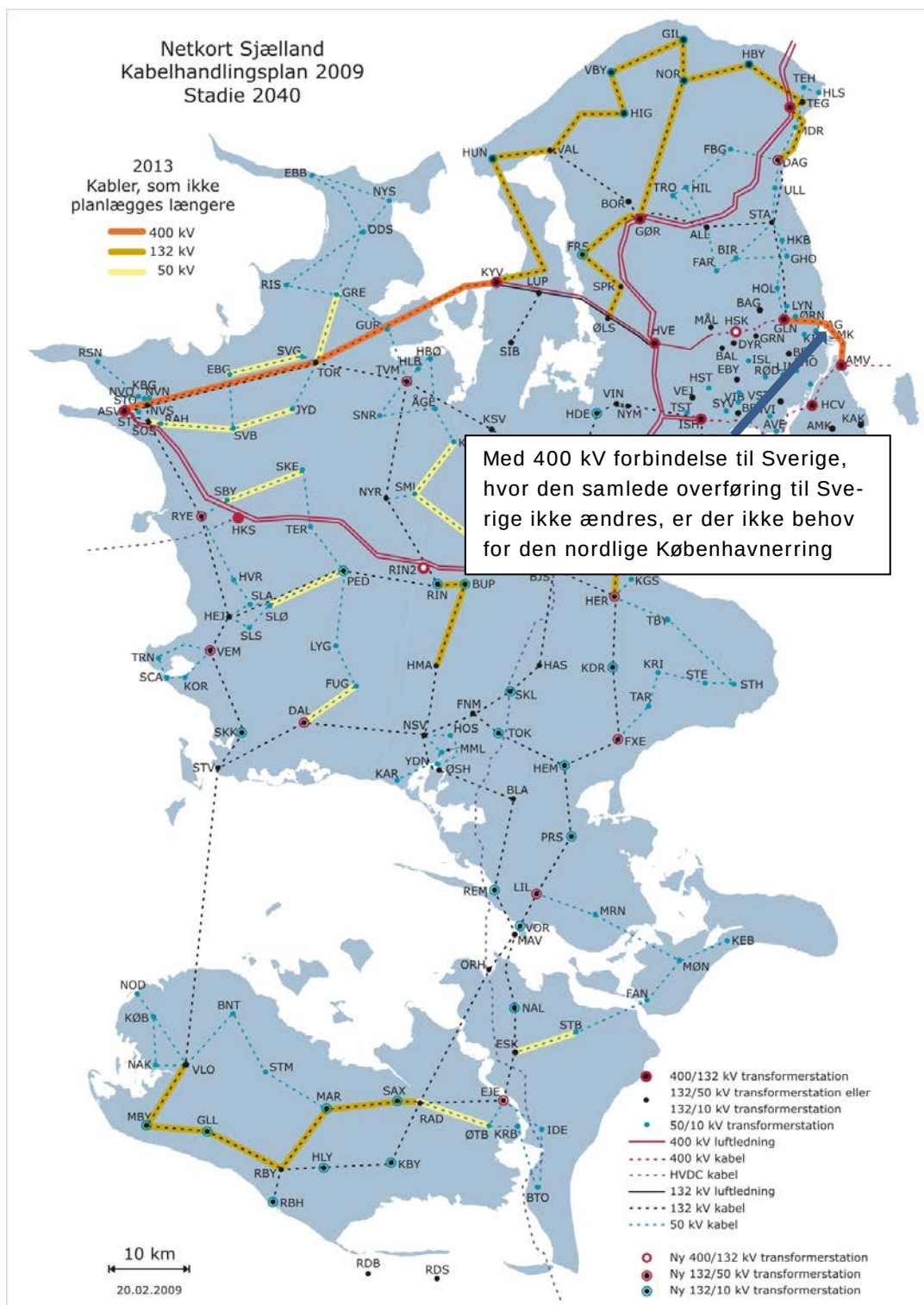


Figur 39 Det langsigtede kablet 150 kV-transmissionsnet fra Kabelhandlingsplan 2009 for Jylland og Fyn, hvor de kabler, der ikke længere planlægges med, er markerede.

6.2 Sjælland og øerne



Figur 40 Det langsigtede 132 kV-kabelagte transmissionsnet fra Netudviklingsplan 2013 for Sjælland og øerne, med nye planlagte kabellægninger i forhold til 2009.



Figur 41 Det langsigtede kabellagte 132 kV-transmissionsnet fra Kabelhandlingsplan 2009 for Sjælland og øerne, hvor de kabler, der ikke længere planlægges med, er markerede.

Referencer

- Ref. 1 Kabelhandlingsplan 2013, Maj 2013, Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 2 [Systemansvarsbekendtgørelsen](#), BEK nr. 891 af 17/08/2011, www.retsinformation.dk
- Ref. 3 [Lov om Energinet.dk](#), LBK nr. 1097 af 08/11/2011, www.retsinformation.dk
- Ref. 4 [Nye retningslinjer for kabellægning og udbygning af transmissionsnettet](#), 8. oktober 2008, Energistyrelsen, www.ens.dk
- Ref. 5 [Kabelhandlingsplan 132-150 kV](#), marts 2009, Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 6 [Forskønnelse af 400 kV nettet](#), marts 2009, Energinet.dk og By og Landskabsstyrelsen, www.energinet.dk
- Ref. 7 [Teknisk redegørelse om fremtidig udbygning og kabellægning i eltransmissionsnettet](#), april 2008, Elinfrastrukturudvalget, www.energinet.dk
- Ref. 8 [Energinet.dk's analyseforudsætninger 2012-2035](#), juli 2012, Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 9 [Landsaftalen for elanlæg på landbrugsjord](#), 2011, Aftale mellem Dansk Energi, Dansk Landbrug og Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 10 [Energi 2050. Udviklingspor for energisystemet](#), September 2010, Energinet.dk, www.energinet.dk
- Ref. 11 [Energi 2050 Vindspor](#), januar 2011, Energinet.dk, www.energinet.dk