

RAPPORT

LANGSIGTET NETSTRUKTUR FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2021

ENERGINET

Indhold

1. Introduktion	3
1.1 Formål med den langsigtede netstruktur	3
1.2 Læsevejledning	4
2. Sammenfatning	5
3. Planlægningsgrundlag	10
3.1 Lovgrundlag og tilsyn	10
3.2 Tilgang til valg af løsninger	10
3.3 Plan- og projektproces	14
4. Løsninger i den langsigtede netstruktur	15
4.1 Overordnet eltransmissionsnet	17
4.2 Øvrige netændringer	20
4.3 Statiske spændingsregulerende komponenter	31
4.4 Systembærende egenskaber	32
5. Udmøntning af PSO-puljen	33
5.1 PSO-pulje kabellægninger	33
6. Bilag 1 – Netreferencen	37
7. Bilag 2 – Langsigtet Netstruktur 2030	38
8. Referencer	39

1. Introduktion

Som en del af planarbejdet for eltransmissionsnettet udarbejder Energinet en langsigtet netstruktur, der understøtter de behov, der er identificeret i [behovsanalysen](#). Den langsigtede netstruktur fungerer som et pejlemærke, når konkrete projekter skal udvikles, så det sikres, at der er overordnet sammenhæng mellem de løsninger, der vælges og den langsigtede udvikling. Den langsigtede netstruktur er det aktuelle bud på, hvorledes eltransmissionsnettet kan udvikle sig under de gældende rammer og tilgængelige tekniske muligheder for udbygning af eltransmissionsnettet. Den langsigtede netstruktur og behovsanalysen danner grundlaget for initiering af konkrete planlægningsprojekter, hvori løsninger undersøges i flere detaljer. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges også alternative løsningsmuligheder – herunder både alternative infrastrukturløsninger samt drifts- og markeds løsninger. Energinet arbejder derudover løbende på udvikling af markeds løsninger, der kan bidrage til at sikre det samfundsøkonomiske optimale niveau af netudbygninger. De endelige løsninger i de konkrete planlægningsprojekter samt nye markeds koncepter vil løbende indgå som en forudsætning for behovsanalysen og den langsigtede netstruktur, når disse opdateres.

Det primære forudsætningsgrundlag for den langsigtede netstruktur er analyseforudsætninger til Energinet, som udgives af Energistyrelsen. Analyseforudsætningerne opdateres årligt, og den aktuelle version er [Analyseforudsætninger 2020](#) (AF20) [1]. Strukturen er det aktuelt bedste bud på et pejlemærke for eltransmissionsnettet, der forventes at kunne understøtte de politisk vedtagne klimamålsætninger. Energinet har kendskab til en række potentielle stigninger i forbrug og produktion udover det, der er omfattet af analyserne bag denne langsigtede netstruktur. Energinet behandler løbende de konkrete henvendelser med ønske om tilslutning af nyt forbrug og produktion og analyserer eventuelle afledte behov for udvikling af eltransmissionsnettet. Når projekter igangsættes på baggrund af den langsigtede netstruktur, undersøges derudover løsninger, der er robuste over for potentielle lokale udviklinger.

Da de analyserede udviklingsforløb rækker frem til 2040, præsenteres i udgangspunktet en mulig langsigtet netstruktur i 2040. Strukturen kan dog etableres både hurtigere og langsommere og ændres afhængigt af, hvor hurtigt udviklingen i forbrug og produktion finder sted, og i hvilket omfang udbygningsbehovet påvirkes af andre løsninger eller tættere kobling af forbrug og produktion. Den langsigtede netstruktur 2021 præsenteret her erstatter den seneste offentliggjorte [netstruktur fra 2020](#).

Energinet skal fremover udvikle en langsigtet udviklingsplan (LUP) for eltransmissionsnettet hvert andet år – første gang i 2022. Frem til LUP'en udgør den langsigtede netstruktur det operationelle grundlag for Energinets arbejde med udvikling af transmissionsnettet. Som en af de første leverancer frem mod den første LUP er udarbejdet et [løsningskatalog](#), der på et overordnet niveau beskriver en række af de forskellige løsningsmuligheder, som Energinet arbejder med. Dette vil blive brugt som grundlag for dialog med Energinets interessenter om alternative løsningsmuligheder. Løsningskataloget, dialogen med interessenterne og den langsigtede netstruktur, der kortlægger infrastrukturløsninger, vil alle være elementer i at fastlægge den endelige LUP.

1.1 Formål med den langsigtede netstruktur

Formålet med en langsigtet netstruktur er at udstikke retning for udviklingen i eltransmissionsnettet, at bidrage til en rettidig og effektiv projekteksekvering samt at danne reference for studier af netmæssige konsekvenser ved potentielle ændringer i de aktuelle langsigtede mål og rammer. Ved at udstikke retning sikres en sammenhængende netstruktur, hvor løsninger også tænkes sammen med reinvesteringsbehovene. Løsninger etableres i henhold til den langsigtede retning, efterhånden som behovene opstår og på denne måde undgås, at der etableres suboptimale løsninger, der isoleret set har laveste omkostninger, men ikke vil være gunstige for den samlede langsigtede netstruktur.

Det er det samlede planarbejde i form af både behovsanalysen og den langsigtede netstruktur, der er Energinets grundlag for prioritering og initiering af projekter. Hvor den langsigtede netstruktur bidrager med viden om omfanget og dermed eksekveringstiden for potentielle løsninger, bidrager behovsanalysen med viden om omfanget og kritikaliteten af de behov, der skal håndteres. Derudover kan et tidligt bud på en mulig netløsning reducere det efterfølgende analysearbejde i detailplanlægningen og dermed den samlede projekteksekveringstid. I de konkrete planlægningsprojekter besluttet en endelig løsning, som også kan omfatte markeds- eller driftsrelaterede løsninger samt alternative netløsninger. Derudover leverer den langsigtede netstruktur input til Energinets samlede porteføljestyling.

Formålet med den langsigtede netstruktur er også at levere et ensartet og forankret samarbejds- og kommunikationsgrundlag til eksterne interessenter og Energinets samarbejdspartnere i planlægningen af elnettet, herunder:

- Det løbende samarbejde med netselskaber om optimal planlægning i grænsefladen mellem transmission og distribution. De fælles planlægningsopgaver er primært på det korte og mellemlange sigte, men kan også omfatte diskussioner om en mere langsigtet og sammenhængende struktur på tværs af spændingsniveauer.
- Den løbende orientering til myndighederne om planer for eltransmissionsnettets udvikling og konkrete projekters sammenhæng til det langsigtede mål.
- De løbende henvendelser fra eksterne der er interesserede i indikationer af Energinets planer med udbygninger og kabellægninger.

1.2 Læsevejledning

Efter denne indledning, der sætter rammerne for den langsigtede netstruktur, præsenteres en sammenfatning af rapportens vigtigste budskaber og konklusioner i afsnit 2 - *Sammenfatning*. Grundlaget for udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur beskrives i afsnit 3 - *Planlægningsgrundlag*. Dette inkluderer blandt andet den tilgang, der er til valg af løsninger i den langsigtede struktur. Den resulterende langsigtede netstruktur beskrives i afsnit 4 - *Løsninger i den langsigtede netstruktur*. Slutteligt præsenteres en status på udmøntningen af PSO-puljen i afsnit 5 - *Udmøntning af PSO-puljen*.

2. Sammenfatning

Den langsigtede netstruktur præsenteret i denne rapport er Energinets første bud på en udvikling i eltransmissionsnettet, der forventes at kunne understøtte de politisk vedtagne klimamålsætninger. Netstrukturen er baseret på de officielle Analyseforudsætninger 2020 (AF20) [1].

Eltransmissionsnettet har en nøglerolle i at binde den stigende produktion fra sol og vind sammen med det stigende forbrug som følge af især en øget elektrificering. For at understøtte de behov der er identificeret i [behovsanalysen](#), præsenteres et pejlemærke for den langsigtede netstruktur, som resulterer i ændringer i eltransmissionsnettet som vist på Figur 1. Det er kun ændringer, der medfører etablering af ny infrastruktur, der er vist på figuren. Derudover kommer således reinvestering og opgradering af eksisterende anlæg. De præsenterede forstærkninger drives især af en øget VE-produktion på Sydsjælland, Lolland-Falster og i Nord- og Vestjylland, der skal anvendes til forsyning af nationalt forbrug eller eksport til naboerområder. Derudover medfører elektrificeringen et øget elforbrug, der giver behov for forstærkninger ind mod forbrugsdominerede områder – det er især de store byer.

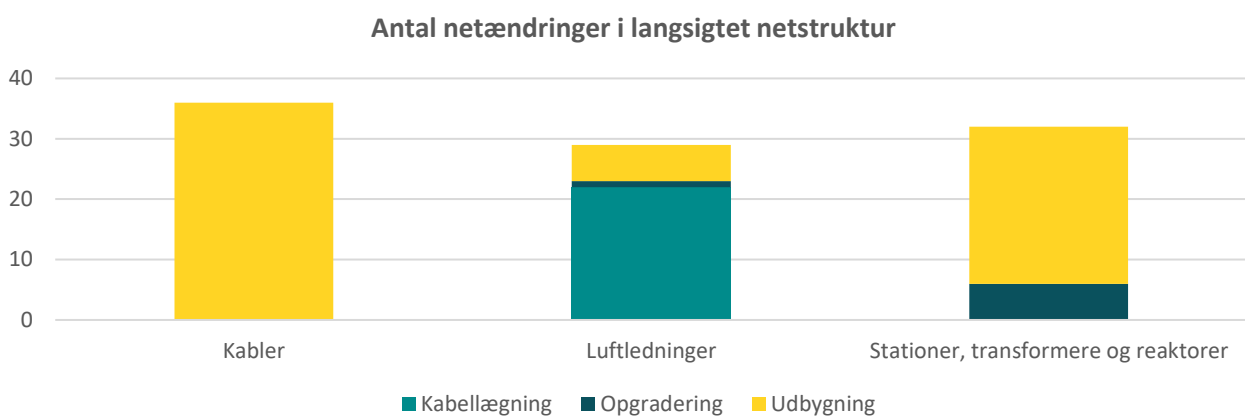
Den langsigtede netstruktur og behovsanalysen danner grundlaget for initiering af konkrete planlægningsprojekter, hvori løsningerne undersøges i flere detaljer. Konkrete investeringsbeslutninger baseres på de nyeste forudsætninger, der er tilgængelige på det pågældende tidspunkt, eller en vurdering af betydningen af de nyeste forudsætninger. Derudover anvendes viden om potentielle udviklinger i forbrug og produktion, der ikke direkte er omfattet af de gennemførte analyser. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges alternative løsningsmuligheder – herunder både alternative infrastrukturløsninger samt drifts- og markedsløsninger. Energinet arbejder derudover løbende på udvikling af markedsløsninger, der kan sikre det samfundsøkonomiske optimale niveau af netudbygninger. De endelige løsninger i de konkrete planlægningsprojekter samt nye markedskoncepter vil løbende indgå som en forudsætning for behovsanalysen og den langsigtede netstruktur, når disse opdateres.



Etablering af den mulige langsigtede netstruktur vil medføre ændringer til den nuværende netstruktur. Antallet af disse ændringer er opgjort på Figur 2 fordelt på følgende tre kategorier:

- Udbygning: Etablering af nye anlæg, som transformere eller transmissionsforbindelser.
- Opgradering: Opgradering af eksisterende anlæg, så de får en øget overføringsevne.
- Kabellægning: Kabellægning af eksisterende luftledninger.

Især på 132 kV- og 150 kV-forbindelserne er der en række ændringer. Det skyldes dels udbygninger men også en række kabellægninger. En stor del af kabellægningerne er en følge af den politiske beslutning om demontering af alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, der berøres af den nye 400 kV-luftledning mellem Idomlund og den dansk-tyske grænse samt fortsat udmøntning af PSO-puljen.



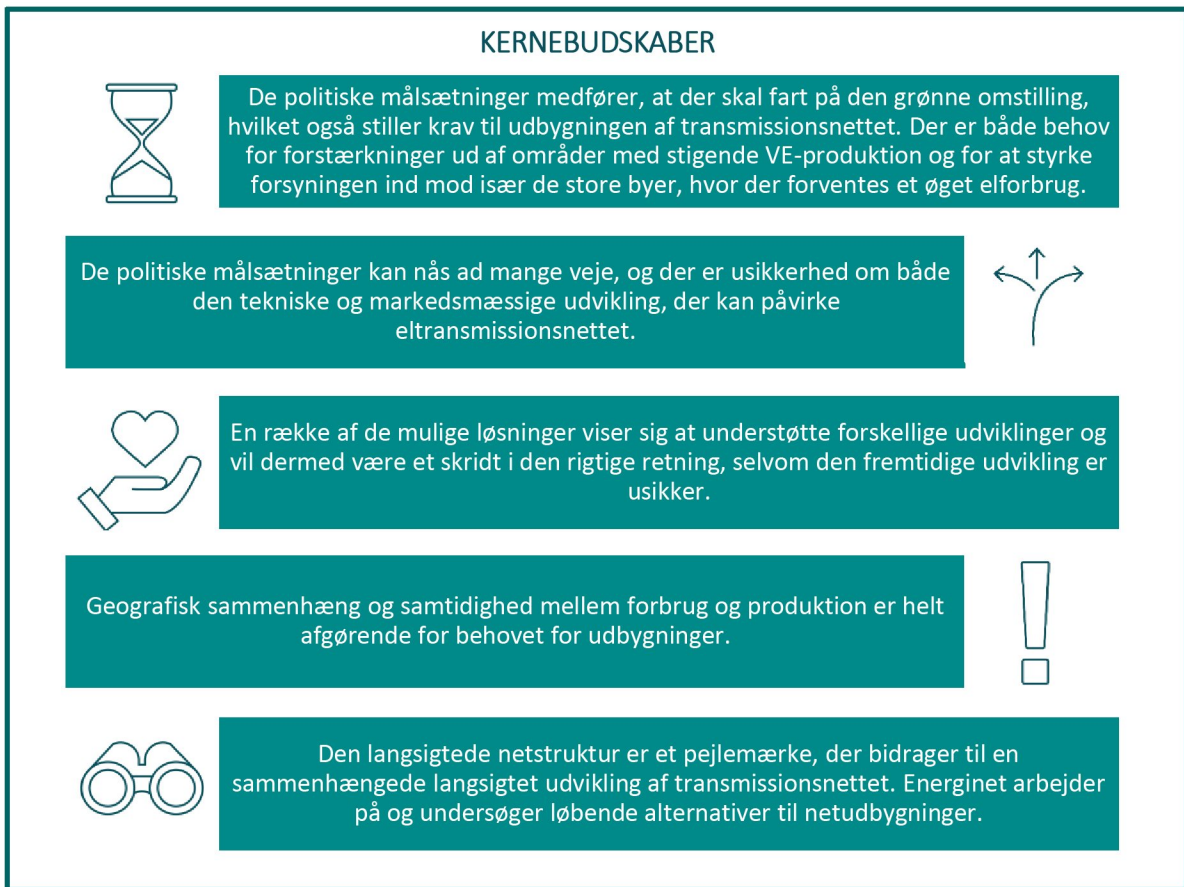
Figur 2 Antal ændringer til den langsigtede netstruktur. Inkluderer ikke igangværende projekter eller reinvesteringsprojekter, hvor der ikke er forudsat en opgradering.

En stor del af det danske eltransmissionsnet står over for reinvestering de kommende år – det omfatter ca. 300 reinvesteringsprojekter som følge af komponenter med forventet endt levetid inden for de næste 10 år. Reinvesteringsprojekterne koordineres løbende med øvrige projekter. Reinvesteringer i 400 kV-nettet er typisk såkaldte systemkritiske reinvesteringsprojekter, hvor komponenten vurderes at have særligt afgørende betydning for forsyningssikkerheden. Energinet er i gang med at udarbejde en koordineret plan, der skal sikre, at de systemkritiske reinvesteringsprojekter kan gennemføres samtidig med at forsyningssikkerheden opretholdes. For gennemgribende reinvesteringsprojekter af 132/150 kV-luftledninger gælder det, at disse skal kabellægges, så længe der er penge i PSO-puljen.

I den langsigtede netstruktur er der identificeret en række forstærkninger, der vurderes robuste og nødvendige – selv med den uforudsigelige og usikre udvikling, vi ser ind i. Ligeledes er identificeret udbygninger, hvor behovet for dem er særligt følsomt over for usikkerheden i udviklingen inden for især følgende primære gamechangere: Udbygning med landvind og sol, etablering af og tilslutningspunkter for energigøer, udbygning med Power-to-X (PtX) og sammenspillet mellem forbrug og produktion. Herunder beskrives kort de primære drivere for de største udbygninger.

- **Endrup-Idomlund system 2 (400 kV):** Yderligere udbygning med havvind efter tilslutning af Thor samt stigende mængder VE på markedsvilkår i Vestjylland er udslagsgivende for forstærkningen, der også vil være nødvendig i en fremtid med energigøer og PtX. Det kan i første omgang realiseres uden udbygning med nye 400 kV-forbindelser ved at drive begge systemer ved 400 kV på den nye luftledning mellem Endrup og Idomlund. Anvendelse af begge systemer på 400 kV medfører behov for omstrukturering af 150 kV-nettet.

- **Landerupgård-Revsing (400 kV):** Den øgede VE-udbygning medfører overbelastninger af 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing, da en stor del af energien skal forsyne Trekantområdet og Fyn via 400 kV-forbindelserne fra Revsing til Kassø til Landerupgård eller eksporteres til Tyskland. Dette behov kan løses ved at etablere en ny 400 kV-forbindelse Landerupgård-Revsing. Dermed opnås en parallel forbindelse Revsing-Landerupgård-Kassø, som kan aflaste Kassø-Revsing.
- **Askær-Stovstrup (400 kV):** Behovet drives især af en øget VE-udbygning i Vestjylland efter Thor havvindmøllepark. Hvis havvind fra Nordsøen tilsluttes i Midt- eller Østjylland i stedet for i Vestjylland eller syd for Stovstrup, er det ikke sikkert, at der vil være behov denne forstærkning. Ligeledes kan PtX-udbygning i Vestjylland bidrage til at reducere behovet. Forbindelsen er således én af de mere usikre løsninger.
- **Ferslev-Tjele system 2 (400 kV):** VE-udbygningen i Nordjylland kombineret med sydgående transit giver udfordringer i nettet mellem Ferslev og Tjele. Dette kan løses ved at etablere system 2 på den eksisterende 400 kV-masterække på strækningen, hvis muligt, eller ved at udskifte masterne til en type, der kan håndtere to systemer. Behovet er meget afhængigt af VE-udviklingen i Nordjylland.
- **Tjele-Trige (400 kV):** Behovet drives især af forbrugsudviklingen i Aarhusområdet. I tilfælde af en begrænset forbrugsudvikling er det ikke sikkert, der er behov for en 400 kV-løsning. Udbygning med PtX i Aarhusområdet kan bidrage til at underbygge behovet for forstærkningen – afhængigt af tilslutningsbetingelserne for PtX-anlæggene. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb og er én af de mere sikre forstærkninger, mens den endelige løsning er mere usikker.
- **Opsamlingsnet sydlige Østdanmark (132 kV):** Udbygning med distribueret sol og landvind på Sydsjælland og Lolland-Falster driver behovet for udbygningerne. Den foreslåede løsning er fleksibel, idet de enkelte 132 kV-forbindelser kan etableres efterhånden, som behovet opstår. Allerede i dag observeres begrænsninger i området, og det er derfor sikkert, der er behov for første del af forstærkningerne. Der er et meget stort potentiale for VE-udbygning i området ud over det, der er inkluderet i analyserne. Dette kan medføre behov for yderligere forstærkninger end det, der ligger i den langsigtede struktur. Omvendt vil udbygning med lokal PtX kunne reducere behovet for nogle af forstærkningerne. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb, og er én af de mere sikre forstærkninger.
- **Bjæverskov-Hovegård (400 kV):** Behovet drives især af VE-udbygningen i den sydlige del af Østdanmark, der medfører et øget behov for transport af VE-produktionen nordpå til forbrug og eksport. Yderligere VE-udbygning og/eller tilslutning af havvind fra en energiø syd for forbindelsen kan øge behovet. Det skal undersøges i det konkrete projekt, om der er behov for en 400 kV- eller 132 kV-løsning. Strukturen understøtter således forskellige udviklingsforløb, og er en af de mere sikre forstærkninger, men den konkrete løsning er mere usikker.
- **Avedøreværket-Ejbygård-Hovegård (400 kV):** Den generelle elektrificering i det centrale København driver behovet for en forstærkning ind mod København. Derudover understøtter forstærkningen tilslutning af en stor mængde VE-produktion og eventuel PtX omkring Avedøreværket. Hvis ikke der skal tilsluttes store mængder produktion eller forbrug omkring Avedøreværket, kan man måske nøjedes med en mindre forstærkning mellem Ejbygård og Hovegård. Den strukturmæssige ændring mellem Ejbygård og Hovegård er dermed én af de mere sikre løsninger, mens den endelige løsning og forbindelsen til Avedøreværket er mere usikker.



Hvis der i den langsigtede netstruktur indgår en 400 kV-forbindelse, vil den fremstå som en luftledning. Jf. retningslinjerne i PSO-aftalen og tillægsaftalen hertil skal 400 kV-luftledninger kabellægges i det omfang, det er teknisk muligt [2]. Inden den endelige løsning fastlægges, vil det derfor, i det enkelte projekt, blive undersøgt, hvor meget det er muligt at kabellægge. Derudover undersøges også forskellige løsningsmuligheder – f.eks. løsninger på lavere spændingsniveau, markedsløsninger eller en kombination heraf. Som det fremgår af Energinets strategi, [Nye Vinde](#) [3], arbejder Energinet overordnet for at minimere antallet af nye luftledninger, således at en flerdobling af elforbruget ikke fører til en tilsvarende stigning i antallet af luftledninger.

Den samlede anlægssum for de mulige netforstærkninger og saneringer i den langsigtede netstruktur er cirka 12 mia. kr. Beløbet inkluderer ikke igangværende projekter, reinvesteringer, tilslutning af havvindmølleparker, energitår, distributionstransformere og tredjeparts projekter, ligesom beløbet ikke inkluderer udmøntningen af det fulde beløb i PSO-puljen. Beløbet er behæftet med en vis usikkerhed, idet der kan ske ændringer i det endelige løsningsvalg, ligesom omkostningerne fastlægges på et mere detaljeret grundlag, når de konkrete projekter gennemføres. Derudover vil de endelige løsninger og dermed også anlægssummen, som tidligere beskrevet, være meget afhængig af den konkrete udvikling i energisystemet, f.eks. udbygning, placering, fleksibilitet og tilslutningsbetingelser for PtX.

3. Planlægningsgrundlag

Fastlæggelsen af den langsigtede netstruktur tager udgangspunkt i den såkaldte netreference og de behov for tiltag, der er identificeret i behovsanalysen. Netreferencen omfatter det eksisterende eltransmissionsnet samt alle godkendte projekter. Netreferencen er vist i *Bilag 1 – Netreferencen*. Løsningsrummet til håndtering af de identificerede behov baserer sig på lovgivningsmæssige og politiske aftaler samt de tekniske og markedsmæssige rammer, der er for etablering af løsninger til håndtering af de identificerede behov. Løsningsvalget i den langsigtede netstruktur baserer sig på en række metoder, der har til formål at sikre den samfundsøkonomiske optimale langsigtede netstruktur og samtidigt sikre rettidig igangsætning af konkrete planlægningsprojekter.

3.1 Lovgrundlag og tilsyn

I 2022 skal Energinet for første gang udarbejde en langsigtet udviklingsplan (LUP). LUP'en skal give et samlet overblik over udviklingsbehovene for transmissionsnettet og planlagte og mulige løsninger. Ifølge [lov om Energinet](#) [4] skal et projekt, inden det kan godkendes af myndighederne, være beskrevet i en plan, der også skitserer den langsigtede udvikling. Planen skal sendes til ministeren, inden en udbygning kan påbegyndes, og udbygningen kan tidligst påbegyndes seks uger efter indsendelse af planen. Indtil den første LUP er udarbejdet, bidrager nærværende rapport sammen med [behovsanalysen for eltransmissionsnettet](#) til opfyldelsen af lovgivningen.

Energistyrelsen og Forsyningstilsynet fører tilsyn med Energinets planarbejde, jf. [Elforsyningslovens](#) § 51 [5], og dette administreres formelt ved afholdelse af tilsynsmøder efter offentliggørelse af planarbejdet. Derudover afholdes tilsynsmøder, hvor Energistyrelsen i samarbejde med Energinet aftaler, hvilke af de planlagte projekter, der skal indkaldes til godkendelse. Den egentlige projektgodkendelse foregår i planlægningsfasen på baggrund af detaljerede business cases.

3.2 Tilgang til valg af løsninger

Tilgangen til etablering af den langsigtede netstruktur og valget af løsninger til konkrete behov er styret af:

- Aktuelle retningslinjer og muligheder for anvendelse af kabler og luftledninger
- Elnettets funktionsprincip
- Kriterier for valg af løsning
- Koordinering mellem forskellige typer behov
- Mulige udbygninger, drifts- og markedsløsninger.

Disse elementer beskrives mere detaljeret herunder.

3.2.1 Brug af kabler og luftledninger

Myndighederne udstikker retningslinjer for, hvorledes eksisterende eltransmissionsnet skal tilpasses visuelle krav, og hvorledes nye løsninger skal vælges i forhold til brug af luftledninger og kabler. Retningslinjerne for kabellægning og udbygning af eltransmissionsnettet er givet i [PSO-aftalen](#) fra november 2017 [2] samt en [tillægsaftale](#) hertil fra den 23. oktober 2020 [6]:

- De seks konkrete projekter beskrevet i rapporten "Forskønnelse af 400 kV-nettet" fastholdes. Heraf er tre projekter allerede gennemført.
- Puljen til kabellægning, der blev aftalt med PSO-aftalen, anvendes til:
 - Kabellægning af eksisterende 132- og 150 kV-luftledninger i takt med at de står over for gennemgribende reinvesteringer.

- Kabellægning af 132- og 150 kV-luftledninger i kommuner, der berøres af nye 400 kV-luftledninger.
- Nye 400 kV-forbindelser kabellægges inden for det teknisk mulige.
- Nye 132-150 kV-forbindelser etableres med kabler.

Hvis der i den langsigtede netstruktur indgår en 400 kV-forbindelse, vil den som udgangspunkt fremstå som en luftledning. Analyse af, hvor stor en del af forbindelsen det vil være muligt at kabellægge, håndteres i de konkrete projekter, hvor det endelige omfang af kabellægninger fastlægges, jf. plan- og projektprocessen beskrevet i afsnit 3.3. Energinet arbejder fortsat med at analysere de tekniske muligheder for kabellægning på 400 kV-niveau. Tilsvarende vil den kompenserende kabellægning, på 132- og 150 kV-niveau, hvis der etableres 400 kV-luftledninger, også blive planlagt i det konkrete projekt.

Som det fremgår af Energinets strategi, [Nye Vinde](#) [3], arbejder Energinet overordnet for at minimere antallet af nye luftledninger så en flerdobling af elforbruget ikke fører til en tilsvarende stigning i antallet af luftledninger. Alternativer til 400 kV-luftledningsforbindelser, der undersøges i konkrete projekter, kan også være løsninger på lavere spændingsniveau og markeds løsninger eller kombinationer heraf.

Udmøntning af midlerne fra PSO-puljen

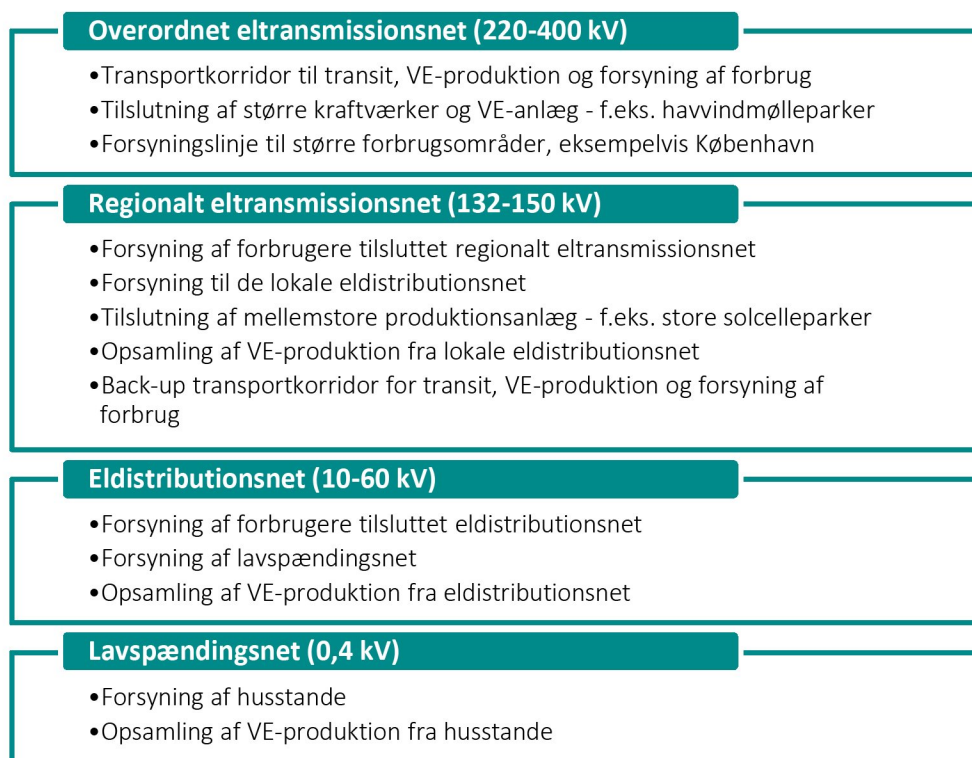
Luftledningernes reinvesteringsbehov indgår generelt set i den langsigtede planlægning af transmissionsnettet og kortlægningen af den langsigtede netstruktur. PSO-puljen giver mulighed for at en andel af disse luftledninger på 132 kV og 150 kV kan fjernes og erstattes med kabler i takt med at de står over for gennemgribende reinvesteringer.

Udmøntningen af PSO-puljen vil i høj grad ske i takt med at 132- og 150 kV-luftledninger står over for gennemgribende reinvesteringer. Tilstandsvurderinger for luftledningerne revideres løbende, hvorefter luftledninger med et gennemgribende reinvesteringsbehov indgår i planlægningen af de næste luftledninger, der skal kabellægges.

I denne langsigtede netstruktur præsenteres første fase af de luftledninger, der planlægges kabellagt – projekter der som minimum er påbegyndt modningsprocessen i Energinet. Læs mere herom i afsnit 5 - *Udmøntning af PSO-puljen*. Der vil således kunne kabellægges flere luftledninger inden for puljen, end det der præsenteres. Planen for de næste luftledninger der kabellægges opdateres og offentliggøres en gang om året.

3.2.2 Elnettets funktionsprincip

Det danske elnet består af flere spændingsniveauer, som ideelt set har hvert deres funktionsprincip, se Figur 3.



Figur 3 Ideelle funktionsprincipper for de forskellige spændingsniveauer i det danske elnet.

400 kV-nettet udgør den overordnede transportkorridor for store effekter i både Vest- og Østdanmark. Med et stigende transportbehov er den fortsatte udvikling af eltransmissionsnettet baseret på, at de store effekttransporter sker via 400 kV-nettet af hensyn til både økonomiske, tekniske, belastningsmæssige og tabsmæssige forhold. Funktionen i 132-150 kV-nettene bliver derved primært opsamling af VE og forsyning af de lokale eldistributionsnet. Dog kan 132-150 kV-net anvendes som alternativ til 220-400 kV-løsninger ved begrænsede effekttransporter. 220 kV-løsninger anvendes i begrænset omfang. Hvis der introduceres et nyt spændingsniveau i et formasket net, vil de første forbindelser blive udnyttet i mindre grad og vil dermed ikke aflaste det øvrige net lige så meget som en løsning på et allerede eksisterende spændingsniveau. 220 kV-løsninger anvendes derfor i stedet primært som radialer, f.eks. ved tilslutning af havvindmølleparker.

Det ideelle funktionsprincip kan sammenholdes med, hvordan det danske elnet drives i dag, hvilket ikke helt følger de ideelle funktionsprincipper, da der i 132-150 kV-nettet er tilsluttet både handelsforbindelser og centrale kraftværker. Dette skyldes, at 132-150 kV-nettet tidligere har været det højeste spændingsniveau og dermed det naturlige tilslutningspunkt for disse enheder. I takt med at de ældre kraftværker og handelsforbindelser udfases eller reinvesteres, forventes der fremadrettet en gradvis reduktion af disse tilslutninger, så elsystemet nærmer sig de ideelle funktionsprincipper.

3.2.3 Kriterier for valg af løsning

Den langsigtede planlægning skal sikre, at der til enhver tid er etableret et tilstrækkeligt eltransmissionsnet til at understøtte den daglige drift. De netdimensioneringskriterier, der ligger til grund for at teste, om konkrete løsninger og en sammenhængende langsigtet netstruktur er tilstrækkelige, er de samme som anvendes til identifikation af behov for tiltag i eltransmissionsnettet jf. [behovsanalysen](#). Balancen mellem konsekvens, risiko og samfundsøkonomi ved alternative løsninger bliver dog nøje analyseret inden endeligt valg af løsning.

De løsninger, der vælges til at fjerne identificerede begrænsninger samt reinvesterings- og saneringsbehov, fastlægges således ud fra tekniske og samfundsøkonomiske betragtninger, hvor valget mellem alternative teknisk tilstrækkelige løsninger skal være den samfundsøkonomisk optimale. I den samfundsøkonomiske vurdering indgår anlægs- og drifts-omkostninger samt markedsgevinster. Derudover indgår en kvalitativ eller kvantitativ værdisætning af betydning for forsyningssikkerheden, mulighed for indpasning af VE, risiko, robusthed, visuelle hensyn, tid for etablering, image m.m. Med robusthed menes her en løsnings evne til at understøtte forskellige potentielle udviklingsveje.

Hvad angår risici og robusthed ved forskellige løsninger anvendes forskellige variationsstudier til at undersøge, hvordan forskellige udviklingsveje vil påvirke et givent behov samt hvilken løsning, der vil være den optimale på baggrund af forskellige forudsætninger. De anvendte variationsstudier er beskrevet i [behovsanalysen](#). En afvejning af usikkerheder, sandsynlige udviklingsveje, risici, omkostninger og gevinster vil ligge til grund for løsningsvalget i den langsigtede netstruktur.

3.2.4 Koordinering mellem forskellige typer behov

Behovsanalysen identificerer overordnet set tre typer behov: Saneringsbehov, reinvesteringsbehov og behov for nye tiltag som følge af udvikling i forbrug, produktion eller handelsforbindelser. I fastlæggelsen af den langsigtede netstruktur sker der en koordinering af håndtering af de forskellige typer behov.

Reinvesteringsbehov i eksisterende eltransmissionsnet for de kommende 10 år indgår i udarbejdelse af den langsigtede netstruktur. I nogle tilfælde kan et behov for øget kapacitet håndteres ved at opgradere en komponent i forbindelse med en reinvestering. Ofte vil det være muligt at opnå øget overføringsevne ved en relativt lille meromkostning. Dette kan, ud over håndtering af et identificeret behov, bidrage med robusthed i en usikker fremtid og medvirke til, at behovet for andre forstærkninger udsættes.

Som beskrevet i behovsanalysen skal der gennemføres en række større reinvesteringer i 400 kV-nettet i de kommende år. En række af disse er karakteriseret som værende systemkritiske reinvesteringer, da det har en kritisk indflydelse på forsyningssikkerheden i eltransmissionssystemet, når komponenten tages ud af drift. For at reducere denne risiko kan der derfor være behov for at gennemføre mitigerende tiltag, forinden de systemkritiske reinvesteringer kan igangsættes. Mitigerende tiltag kan eksempelvis være investeringer i netudbygning og/eller nedreguleringer af markedet. Det kan have betydning for prioriteringen af de projekter, der sættes i gang. Denne koordinering og planlægning håndteres løbende efter udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur. Energinet er i gang med at udarbejde en koordineret plan, der skal sikre, at de systemkritiske reinvesteringer kan gennemføres samtidig med at forsyningssikkerheden opretholdes.

3.2.5 Mulige udbygninger, markeds- og driftsløsninger

Behovene identificeret i eltransmissionsnettet kan dækkes ved alternative netforstærkninger samt drifts- og markeds-løsninger. Den endelige løsning vælges ud fra samfundsøkonomiske kriterier og tekniske forhold, herunder mulighed for kabellægning og sanering af hensyn til det visuelle miljø. Energinet arbejder løbende for at optimere kriterierne, så de

understøtter udviklingen i energisystemet og forsat sikrer effektive investeringer. På den kortere bane, hvor der kan være behov for tiltag, og det ikke er muligt tidsmæssigt at etablere eltransmissionsnet, kan driftstiltag være den eneste reelle løsningsmulighed. En driftsløsning kan være en permanent løsning men vil i nogle tilfælde være midlertidig, indtil der er etableret en mere permanent løsning.

Energinet arbejder løbende, i samarbejde med andre aktører, med andre typer løsninger end infrastrukturløsninger, f.eks. nye markedsløsninger. Disse løsninger har ofte generel karakter, der kan påvirke elsystemet bredt frem for at løse et specifikt behov i eltransmissionsnettet. Disse markedstiltag vil løbende blive indarbejdet i de planlægningsrammer, Energinet anvender, når de er modne nok og vil derved påvirke både behovsanalysen og den langsigtede netstruktur. Derudover undersøges alternative løsninger, herunder også markedsløsninger, når der på baggrund af planarbejdet igangsættes et konkret planlægningsprojekt jf. afsnit 3.3 - *Plan- og projektproces*.

I udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur inddrages ikke direkte nye markedsløsninger, da det kan få konsekvenser for porteføljestyling og rettidig initiering af projekter. Energinet arbejder dog med en samfundsøkonomisk tilgang i planlægningen. Der præsenteres derfor ikke nødvendigvis netløsninger, der fjerner alle begrænsninger i nettet. Hvis f.eks. en begrænsning forekommer i meget få timer, vurderes det ikke at være samfundsøkonomisk optimalt at udbygge nettet. Derudover er det, jf. beskrivelsen i [behovsanalysen](#), forudsat, at store elkedler og varmepumper vil være afbrydelige af hensyn til netbegrænsninger ved N-2. Denne form for fleksibilitet kan potentielt understøttes af nye typer markeder i fremtiden, der også kan bidrage til at prissætte den forudsatte fleksibilitet, så omkostningerne direkte kan holdes op imod f.eks. en udbygning.

Omvendt kan der i udformningen af den langsigtede netstruktur også vælges mere robuste løsninger, hvis det vurderes at understøtte sandsynlige lokale udviklinger. Det faktiske behov for ekstra kapacitet i et område vil blive endelig afdækket i det efterfølgende planlægningsprojekt, hvor også alle relevante alternative løsninger vil blive undersøgt.

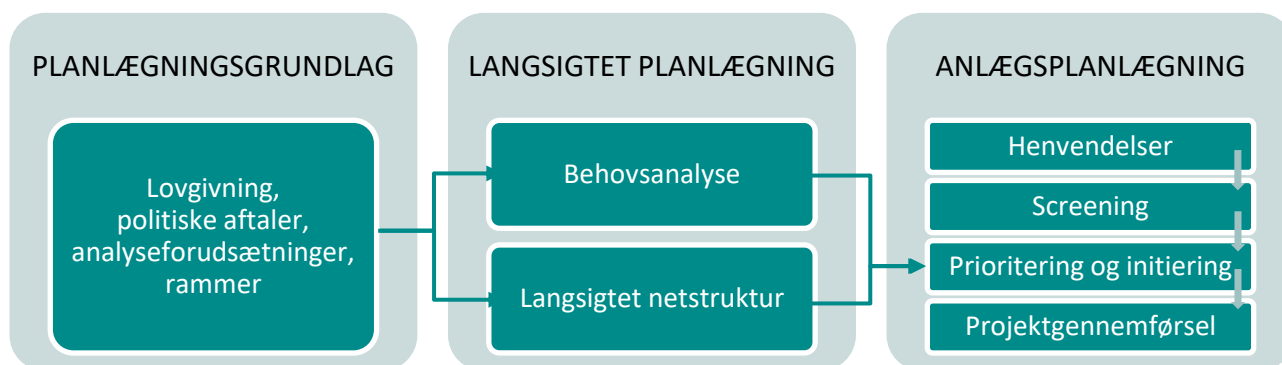
3.3 Plan- og projektproces

Planarbejdet er et vigtigt element i Energinets efterfølgende projekteksekvering. De overordnede funktioner i plan- og projektprocessen fremgår af Figur 4. Via behovsanalysen og den tilhørende afhjælpende netstruktur leveres input til Energinets projektportefølje, hvor igangsætning af projekter prioriteres og initieres sammen med øvrige projekter, der kan komme fra eksterne henvendelser. Disse kan komme fra f.eks. VE-udviklere og forbrugere, der ønsker at tilslutte sig eltransmissionsnettet, pålæg fra myndigheder og projekter i Energinet, der kan være udløst af eksempelvis nye reinvesteringer, der ikke var kendte under planprocessen.

Fra planarbejdet leveres både redegørelser over behovet for tiltag i eltransmissionsnettet og det bud på en netløsning, der passer ind i en sammenhængende og langsigtet netstruktur. Ved eksterne henvendelser, der afviger fra de gældende planlægningsrammer, vil der være behov for projektspecifikke screeninger af behov og netløsninger, som skal koordineres med løsningerne i den langsigtede netstruktur. Disse eksterne henvendelser kan således både give anledning til opdatering af planlægningsrammer og opdatering af den langsigtede netstruktur.

Projektinitieringen og prioriteringen baseres på kriterier, der blandt andet omfatter det tidsmæssige behov, betydning for forsyningsikkerhed, VE-indpasning, understøttelse af markedsfunktion, ressourcer og udetidsplanlægning. Energinet er i gang med at udvikle de endelige prioriteringskriterier, der skal bidrage til at sikre en databaseret og transparent prioritering. I de konkrete planlægningsprojekter undersøges alternative løsningsmuligheder, herunder både alternative infrastrukturløsninger samt drifts- og markedsløsninger.

Konkrete investeringsbeslutninger baseres på de nyeste forudsætninger, der er tilgængelige på det pågældende tidspunkt, eller en vurdering af betydningen af de nyeste forudsætninger. Derudover anvendes viden om potentielle udviklinger i forbrug og produktion, der ikke direkte er omfattet af de gennemførte analyser.



Figur 4 De overordnede funktioner i plan- og projektprocessen i Energinet.

4. Løsninger i den langsigtede netstruktur

For at understøtte de identificerede behov fra behovsanalysen præsenteres et pejlemærke for den langsigtede netstruktur, som er vist på Figur 5. De mulige løsninger beskrives i de efterfølgende afsnit. Først beskrives ændringerne i det overordnede eltransmissionsnet, hvorefter de mindre lokale ændringer beskrives for forskellige delområder. Der gives en overordnet beskrivelse af driverne for de forskellige forstærkninger. For flere detaljer herom henvises til behovsanalysen.

Transformere i skillefladen mellem eltransmissions- og eldistributionsnet behandles kun der, hvor der forventes at være behov for etablering af nye stationer. Behov for øget transformeringsskapacitet er helt afhængigt af konkrete forbrugs- og produktionsprojekter og håndteres løbende i tæt samarbejde med det relevante distributionsselskab. Disse projekter håndteres efterhånden, som behovene opstår og skal koordineres med andre projekter.

De tre tilbageværende forskønnelsesprojekter Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland forudsættes gennemført. Da der er gået noget tid, siden projekterne blev besluttet, skal der foretages en ny teknisk vurdering af blandt andet løsningsdesign set i sammenhæng med kommende reinvesteringer, udbygninger, eventuelle kabellægninger i 132-150 kV- og 400 kV-nettet samt de øvrige behov i områderne. Herudover skal eventuelle tekniske problemstillinger vedrørende kabellægning af de pågældende strækninger analyseres på samme måde som i den [tekniske redegørelse](#), der blev udarbejdet i forbindelse med projektet vedrørende 400 kV-luftledningen fra Idomlund til den dansk-tyske grænse [7].

Som tidligere nævnt understøtter den langsigtede netstruktur den udvikling, der er forudsat i AF20. Af AF20 fremgår blandt andet de to energiøer i Nordsøen og ved Bornholm på henholdsvis 3 GW og 2 GW. Der er endnu ikke truffet beslutning om tilslutningspunkter for energiøerne i det danske net. I arbejdet med den langsigtede netstruktur er undersøgt en række mulige tilslutningspunkter. Løsningerne i den langsigtede netstruktur vurderes robuste over for forskellige valg af tilslutningspunkter. Valg af tilslutningspunkt kan dog have betydning for hvornår der bliver behov for forstærkningerne.

På baggrund af udviklingen i AF20 er det vurderet, hvilke udbygninger der vil være behov for inden 2030. Denne struktur kan ses i *Bilag 2 – Langsigtet Netstruktur 2030*.

4.1 Overordnet eltransmissionsnet

Det overordnede eltransmissionsnet skal sikre de store transporter af energi på tværs af landet mellem handelsforbindelser, produktionsenheder og forbrugsområder. Der forudsættes en markant stigning i produktion fra VE-anlæg, både fra distribuerede anlæg og fra store havmølleparker. Nettotilgangen er særlig koncentreret i Nord- og Vestjylland samt i den sydlige del af Sjælland og på Lolland-Falster. Herudover tilsluttes der inden for de kommende år flere nye handelsforbindelser i Vestdanmark, ligesom der sker en generel stigning i elforbruget. Samlet set medfører de nye handelsforbindelser, den øgede mængde VE og øget forbrug en generel stigning i effektflowet i det overordnede eltransmissionsnet.

De større mulige forstærkninger, der vil medføre strukturelle ændringer i eltransmissionsnettet, beskrives enkeltvis i de efterfølgende afsnit. Forstærkningerne er illustreret på Figur 1.

4.1.1 400 kV-system 2 Endrup-Idomlund

Ved integration af yderligere havvind efter tilslutningen af Thor i station Idomlund er der behov for at sikre forstærkning af 400 kV-nettet i Vestjylland i form af yderligere en 400 kV-forbindelse til at transportere den stigende mængde VE ud af området. Det kan i første omgang realiseres uden udbygning med nye 400 kV-forbindelser ved at drive begge systemer ved 400 kV på den nye luftledning mellem Endrup og Idomlund¹. Anvendelse af begge systemer på 400 kV medfører behov for omstrukturering af 150 kV-nettet. Dette er behandlet nærmere i afsnit 4.2.1.

4.1.2 400 kV-forbindelse Landerupgård-Revsing

Den øgede VE-udbygning medfører overbelastninger af 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing da en stor del af energien skal forsyne Trekantområdet og Fyn via 400 kV-forbindelserne fra Revsing til Kassø til Landerupgård eller eksporteres til Tyskland. Hvis flaskehalsen i systemet ikke fjernes, er der behov for at nedregulere store mængder vedvarende energi. For at imødekomme dette behov er der brug for at forbedre forbindelsen mellem det østlige 400 kV-system mellem Kassø og Landerupgård og det vestlige system mellem Kassø og Revsing. Energinet er desuden ved at planlægge en stor reinvestering af 400/150 kV-forbindelsen, der løber mellem de store byer i Østjylland, fra Trige ved Aarhus til Kassø ved Aabenraa. Denne reinvestering medfører, at forbindelsen tages ud af drift i en periode, hvilket vil påvirke forsyningsikkerheden i Østjylland og på Fyn negativt, hvis der ikke gennemføres mitigerende tiltag.

Disse behov kan løses ved at etablere en ny 400 kV-forbindelse Landerupgård-Revsing. Dermed opnås en parallel forbindelse Revsing-Landerupgård-Kassø, som kan aflaste Kassø-Revsing.

4.1.3 400 kV-forbindelse Askær-Stovstrup

Den øgede VE-udbygning i det vestjyske område, herunder de 2,2 GW havvind der er forudsat tilsluttet i Stovstrup og 2,1 GW havvind tilsluttet Idomlund i AF20 analyserne, medfører behov for aflastning af 400 kV-nettet på langt sigt. Dette kan løses ved etablering af en 400 kV-tosystemluftledning mellem Askær og Stovstrup. Ilandføring af en energiløb i Nordsøen i det vestjyske område vil medføre forstærket behov for udbygningen. Omvendt vil det reducere behovet for forstærkningen, hvis noget af den forudsatte havvind i Vestjylland tilsluttes i det centrale eller østlige Jylland. Ligeledes vil et øget elforbrug fra f.eks. PtX i det vestjyske område kunne bidrage til at reducere behovet.

¹ Det igangværende projekt vedrørende etablering af en ny 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund etableres som en 400 kV-tosystemluftledning, hvor det ene system drives ved 150 kV.

4.1.4 400 kV-system 2 på Ferslev-Tjele

Ved udfald af Ferslev-Tjele observeres der store overbelastninger i 150 kV-nettet mellem Ferslev og Tjele på grund af sydgående transit fra Sverige og VE-udbygning i Nordjylland. Dette kan løses ved at etablere system 2 på den eksisterende masterække, hvis muligt, eller ved at udskifte masterne til en type der kan håndtere to systemer. Dette vil kræve kabellægning af dele af 150 kV-nettet på strækningen, som ikke er behandlet her. Behovet afhænger i høj grad af VE-udviklingen i Nordjylland, og der er betydelig usikkerhed om, hvornår og hvorvidt behovet opstår, men forventes på mellemlang sigt.

4.1.5 400 kV-forbindelse Tjele-Trige

Ved udfald af 400 kV-forbindelsen Ferslev-Trige samt ét yderligere udfald, observeres der utilladelige belastninger i driftssituationer med meget forbrug som følge af den generelle forbrugsstigning i Aarhus-området. Ligeledes observeres udfordringer ved høj VE-produktion i det nordjyske, hvor der forudsættes øget VE-kapacitet. Dette kan løses ved udbygning med en ny 400 kV-forbindelse mellem Tjele og Trige. Behovet for forbindelsen ses først på langt sigt, og det vil derfor være tjenligt at afvente forbrugsudviklingen i Aarhus-området, hvor en af de helt store usikkerheder er PtX-anlæg. Etablering af PtX-anlæg i Aarhus-området kan bidrage til at øge behovet for udbygningen. Hvis PtX-anlæg derimod tilsluttes under vilkår, der gør, at de ikke skal have samme forsyningssikkerhed som øvrigt forbrug, er det ikke sikkert, det vil have betydning for behovet.

4.1.6 400 kV-forbindelse Ejbygård-Hovegård og Avedøreværket-Ejbygård

Forbruget i København forventes at være stigende som følge af især en øget elektrificering af transport- og varmesektoren. Grundet det øgede forbrug og nedlukning af en række kraftværker forventes forsyningen ind til København at være utilstrækkelig i udfaldssituationer. Dette kan løses ved en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Ejbygård, hvorved forsyningen ind til København forstærkes.

På sigt vil Avedøreværket kunne bruges som tilslutningspunkt for større mængder forbrug og VE-produktion. Det nuværende net omkring Avedøreværket vil være utilstrækkeligt til håndtering af store mængder forbrug og VE-produktion. Nettet kan forstærkes til at kunne håndtere dette ved at forlænge 400 kV-forbindelsen fra Ejbygård til Avedøreværket. Dette vil ligeledes bidrage til at styrke forsyningssikkerheden i Københavnsområdet. Tilslutning af Energiø Bornholm i Avedøreværket kan medføre yderligere behov for forsætninger i området. Dette afhænger især af sammenspillet med PtX, og hvilke tilslutningsbetingelser eventuelle anlæg tilsluttes under.

4.1.7 132 kV-forbindelse Spanager-Vejleå eller 400 kV-forbindelse Hovegård-Bjæverskov

Begrænsningerne i det midtsjællandske eltransmissionsnet præges i høj grad af Energiø Bornholm og overskydende VE-produktion fra Lolland-Falster og Sydsjælland, som skal transporteres nordpå til forbrugere i Københavnsområdet eller eksporteres til naboområder. Den begrænsede overføringsevne findes mellem Køge og Roskilde – i det såkaldte Køge-Roskilde snit. I forbindelse med den langsigtede netstruktur er der behandlet to løsningsalternativer som mulige netforstærkninger til Køge-Roskilde snittet. I det ene alternativ etableres en 132 kV-kabelforbindelse mellem Spanager og Vejleå. I det andet alternativ etableres en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og en ny station Bjæverskov Vest. Forstærkning på 132 kV-niveau vil kunne understøtte de effektransporter, der opstår som følge af analyseforudsætningerne. Afvigelser fra disse, kan medføre behov for yderligere forstærkninger. Forstærkning på 400 kV-niveau vil være robuste overfor større ændringer i forudsætningerne. Grundet den centrale placering i det østdanske system er behovet i snittet følsomt over for udviklingen i en lang række parametre, herunder udbygning med distribueret VE, tilslutningspunkt for Energiø Bornholm samt udviklingen inden for PtX.

Overordnet set vil øget produktion syd for snittet og/eller øget forbrug nord for snittet øge behovet, og omvendt vil øget produktion nord for snittet og/eller øget forbrug syd for snittet reducere behovet. Desuden står hele 400 kV-nettet fra Asnæsværket til Hovegård over for en gengribende reinvestering, og det skal i den forbindelse undersøges, om der skal etableres forstærkninger for at muliggøre denne reinvestering, særligt i Køge-Roskilde snittet. En nærmere vurdering af den endelige løsning vil ske i forbindelse med planlægningsprojektet og vil i høj grad afhænge af, hvor stor robusthed der ønskes for usikkerheder i de anvendte forudsætninger.

4.1.8 132 kV-opsamlingsnet mellem Lolland-Falster, Sydsjælland og Midtsjælland

Den stigende VE-produktion på Sydsjælland og Lolland-Falster medfører begrænsninger i 132 kV-nettet mellem Syd- og Midtsjælland. Dette kan løses ved en 132 kV-kabelstruktur med tre nye forbindelser samt opgraderinger i forbindelse med reinvesteringer af de eksisterende 132 kV-luftledninger i området. Udbygning med 132 kV-kabelforbindelser bevirker at der kan udbygges løbende, efterhånden som behovet opstår.

I første etape foreslås en 132 kV-kabelforbindelse fra en ny station Vordingborg Nord til Spanager, hvor den flyttede² stationen Haslev Øst sløjfes ind undervejs. Den eksisterende luftledning mellem Haslev og Spanager reinvesteres som kabel og nettet forstærkes med endnu en kabelforbindelse, således at der etableres to 132 kV-kabler mellem Haslev Øst og Spanager. Både Vordingborg Nord og Haslev Øst benyttes som opsamlingsstationer for VE-produktionsanlæg, se afsnit 4.2.7. For at kunne håndtere effekttransporten fra Lolland og Sydsjælland er det ligeledes nødvendigt med ekstra 400/132 kV-transformerkapacitet på Midtsjælland, så effekten kan føres op i 400 kV-nettet. Dette kan løses ved at etablere en ny station, Ørslevvester, med ekstra transformerkapacitet, se afsnit 4.2.8. På baggrund af ovenstående foreslås i anden etape en 132 kV-kabelforbindelse mellem den nye station Ørslevvester og endnu en ny opsamlingsstation Dal-mose. Behovet for sidstnævnte forbindelse er primært drevet af VE-udviklingen på Sydsjælland.

Der forudsættes en stor nettotilgang af produktion fra VE-anlæg på Lolland, hvilket også giver begrænsninger i snittet mellem Sydsjælland og Lolland-Falster. Dette kan løses ved en forstærkning med et 132 kV-kabel mellem Orehoved og Vordingborg Nord. Behovet i snittet mellem Lolland og Sydsjælland er meget følsomt over for VE-udviklingen på Lolland, særlig repowering af Rødsand og Nysted kan, kombineret med den øvrige VE-udbygning, udløse yderligere netforstærkninger.

Ved ovenstående løsningsforslag forsøges der at tage højde for de store usikkerheder, der er forbundet med udbygningen af VE-produktionsanlæg i området, idet de enkelte 132 kV-kabler kan etableres, efterhånden som behovet opstår. Hvis VE-udbygningen bliver tilstrækkeligt stor, og/eller fordelingen bliver anderledes end forudsat, kan en 220 kV- eller 400 kV-løsning vise sig at være den optimale. Det er dog meget usikkert, om VE-udbygningen bliver stor nok til at berettiggigg disse løsninger, og derfor foreslås 132 kV-løsningen. Etablering af PtX på Lolland vil ligeledes kunne reducere eller udskyde behovet for etablering af de enkelte forbindelser.

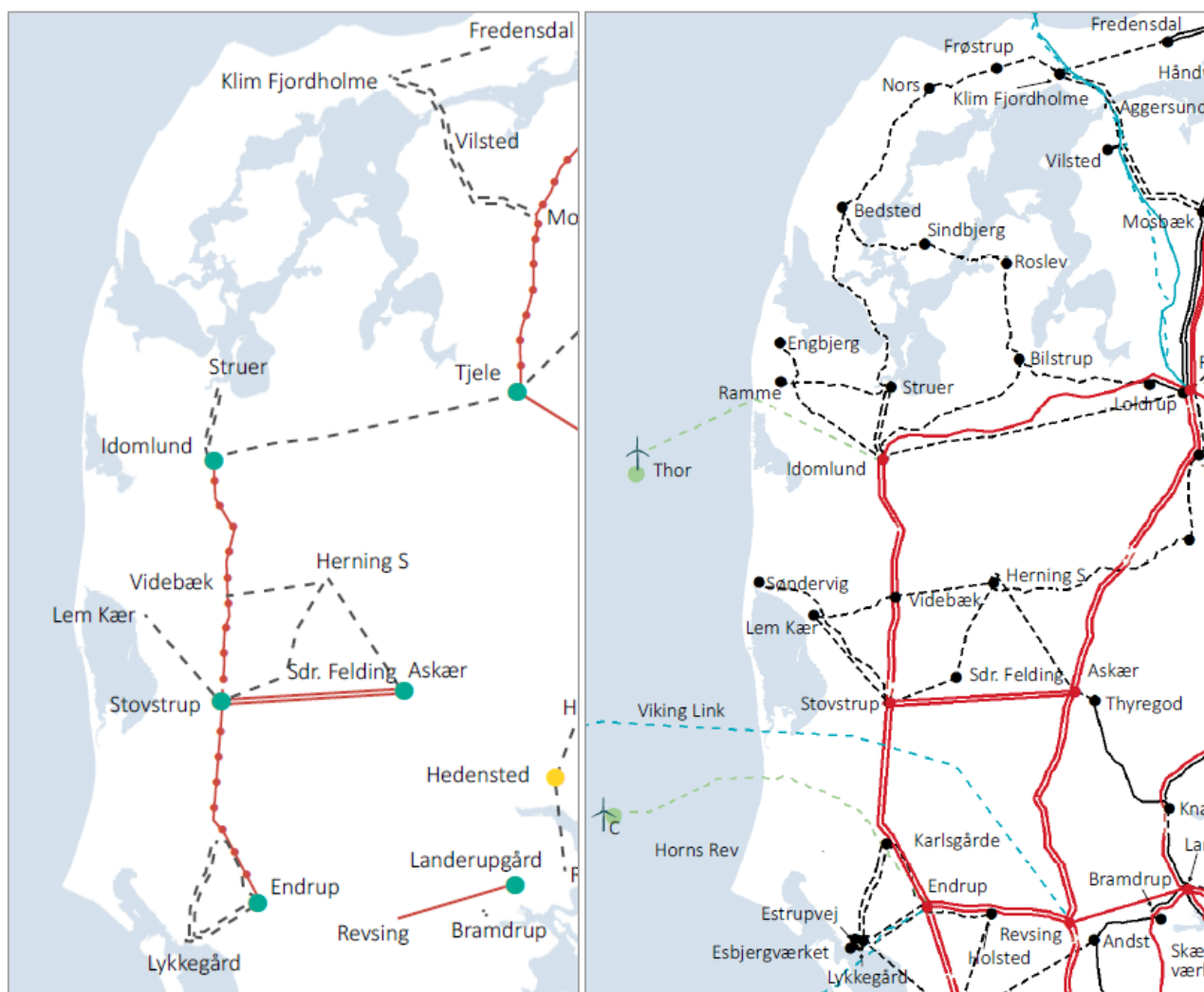
² Station Haslev flyttes til Haslev Øst i forbindelse med reinvestering af stationen.

4.2 Øvrige netændringer

I dette afsnit beskrives de mindre og mere lokale netudbygninger for delområder af eltransmissionsnettet. Nordsjælland beskrives ikke, da der ikke indgår nogle netudbygninger i det område i den langsigtede netstruktur udover de ændringer der affødes af forskønnelsesprojektet Kongernes Nordsjælland som tidligere nævnt.

4.2.1 Vestjylland

Der forudsættes en stor nettotilgang af VE-produktion i det vestjyske område. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 6.



Figur 6 Netændringer i Vestjylland og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Der er pt. et igangværende projekt i området med etablering af en 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund. Som følge af den politiske beslutning om at kabellægge alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, der berøres af den nye 400 kV-luftledning, skal eksisterende luftledninger mellem Struer og Esbjerg kabellægges³. 400 kV-luftledningen mellem Endrup og Idomlund etableres som tosystemluftledning, hvor det ene system fra start drives ved 150 kV. Herved sikres en

³ 150 kV-luftledningerne mellem Endrup og grænsen er også omfattet af den politiske aftale. Dette projekt er dog igangsat og er derfor omfattet af netreferencen.

150 kV-forbindelse fra Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup, som betyder, at eksisterende master på strækningen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde kan demonteres. 150 kV-luftledningerne Idomlund-Struer-Herning-Sdr. Felding-Karlsgårde kan demonteres ved at etablere to 150 kV-kabelforbindelser mellem Idomlund og Struer, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Herning og Videbæk samt en 150 kV-kabelforbindelse Herning-Sdr. Felding-Stovstrup. 150 kV-luftledningerne mellem Endrup-Lykkegård-Karlsgårde kan demonteres ved tilsvarende at etablere to 150 kV-kabelforbindelser mellem Endrup og Lykkegård samt to 150 kV-kabelforbindelse mellem Lykkegård og Karlsgårde. 150 kV-luftledningen mellem Lykkegård og Estrupvej kan demonteres ved at etablere en 150 kV-kabelforbindelse på samme strækning.

Som tidligere beskrevet i afsnit 4.1.1 skal begge systemer på den nye 400 kV-luftledning Endrup-Idomlund drives ved 400 kV-niveau, når der tilsluttes med havvind i Vestjylland efter Thor havmøllepark. Dette betyder, at 150 kV-forbindelsen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup udgår. Som erstatning for denne gennemføres en omstrukturering, hvor 150 kV-nettet opdeles, så der ikke opstår regulær paralleldrift mellem 400 kV- og 150 kV-nettet. Herved kan de store effektransporter holdes i 400 kV-nettet i henhold til det tidligere beskrevne funktionsprincip i afsnit 3.2.2 – *Elnettets funktionsprincip*. Konkret kan 150 kV-nettet opdeles mellem Idomlund og Videbæk samt mellem Karlsgårde og Stovstrup. Denne opdeling og erstatning for 150 kV-forbindelsen Idomlund-Videbæk-Stovstrup-Karlsgårde-Endrup kan gennemføres ved en 150 kV-kabelforbindelse mellem Stovstrup og Lem Kær, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Askær og Herning, en 150 kV-kabelforbindelse mellem Endrup og Karlsgårde samt 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup som beskrives herunder.

Der er behov for aflastning af eksisterende 400/150 kV-transformere i området for at kunne transportere energien fra den stigende VE-produktion i 150 kV-nettet videre op i 400 kV-nettet. Dette kan løses med etablering af 400/150 kV-transformere i Idomlund, Stovstrup og Endrup. I Idomlund kan behovet løses ved etablering af en ny transformer udover de to eksisterende. I Stovstrup kan behovet løses ved etablering af en ny transformer – udover den transformer, der etableres i det igangværende projekt for 400 kV-luftledningen mellem Endrup og Idomlund. I Endrup kan behovet løses ved etablering af en ny transformer og ved sammenkobling med 400/150 kV-transformeren der benyttes til tilslutning af Horns Rev 2.

Hovedparten af de overbelastninger, der observeres på baggrund af forudsætningerne i den nordlige del af Vestjylland, opstår i nettet mellem Mosbæk – Klim Fjordholme – Fredensdal. Et led i den fuldendte løsning er ved etablering af ny 150 kV-forbindelse mellem Mosbæk – Klim Fjordholme, hvortil Mosbæk – Fredensdal forbindelsen nedtages.

Herudover kabellægges følgende forbindelser:

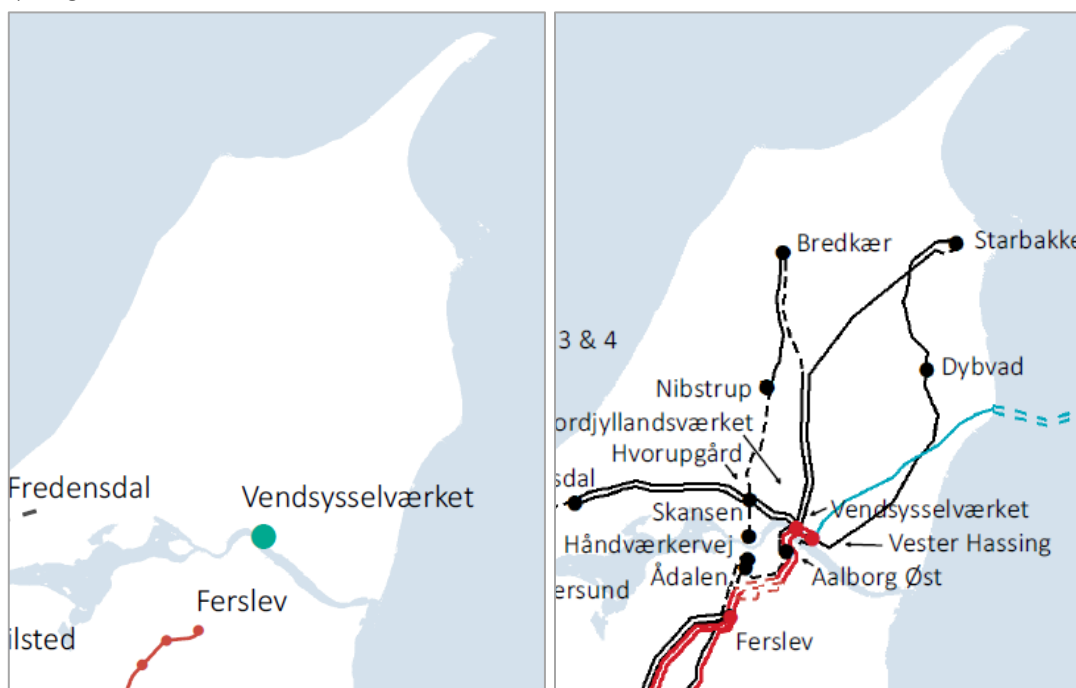
- Mosbæk – Vilsted
- Klim Fjordholme - Vilsted
- Fredensdal - Klim Fjordholme

Ydermere opgraderes de eksisterende kabler under Limfjorden ved station Aggersund.

I det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne og øvrige henvendelser fra udviklere i området er der konstateret en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyserne. Dette kan give anledning til etablering af yderligere transformere i området og potentielle yderligere forstærkninger i 150 kV-nettet. Herudover kan det have betydning for den hastighed, hvormed de enkelte behov opstår.

4.2.2 Nordjylland

I forudsætningerne er der forudsat væsentlig tilvækst i VE-kapaciteten, særligt drevet af solcelleudviklingen. Derudover forudsættes en generel tilvækst i forbrug, hvori det klassiske forbrug samt store elkedler og varmepumper driver udviklingen. Den forudsatte udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 7.



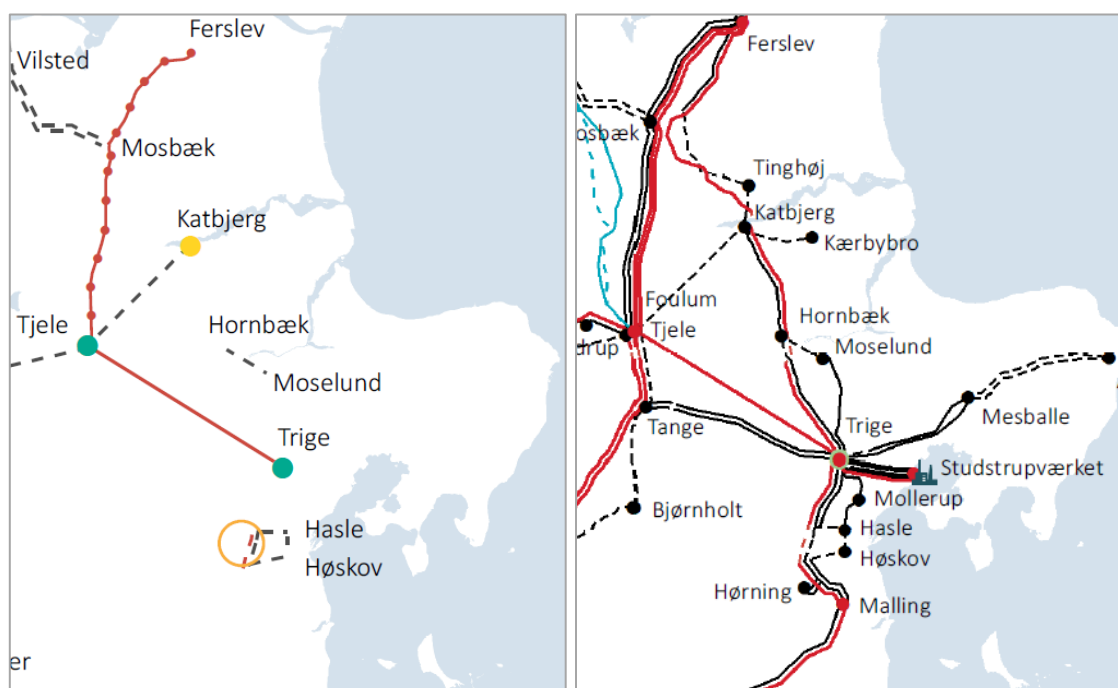
Figur 7 Netændringer i Nordjylland og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Den øgede mængde VE i det nordjyske område medfører behov for aflastninger af eksisterende 400/150 kV-transformere i området for at kunne transportere energien fra 150 kV-nettet og videre op i 400 kV-nettet. Dette kan løses med etablering af en ny transformer i station Nordjyllandsværket, der også vil være et understøttende element i eltransmissionsnettet i Aalborg i tilfælde af uplanlagte udkoblinger og driftshændelser. Ydermere opgraderes eksisterende luftledninger mellem Bredkær og Vendsysselværket.

Udover den udvikling, der er forudsat i analyserne, er der et større potentiale for både flere solceller og mere forbrug. Konkret er der kendskab til potentielle større forbrugsprojekter i området. De omfatter f.eks. datacentre, ladeanlæg til el-færger og andet, som kan medføre behov for yderligere forstærkninger. Dette vil blive afdækket, hvis og når de enkelte projekter søsættes.

4.2.3 Østjylland

Der forudsættes en vis tilvækst i VE-kapaciteten i området nord for Aarhus samt en moderat forbrugsstigning i Aarhus-området som følge af øget elektrificering. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 8.



Figur 8 Netændringer i Østjylland og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

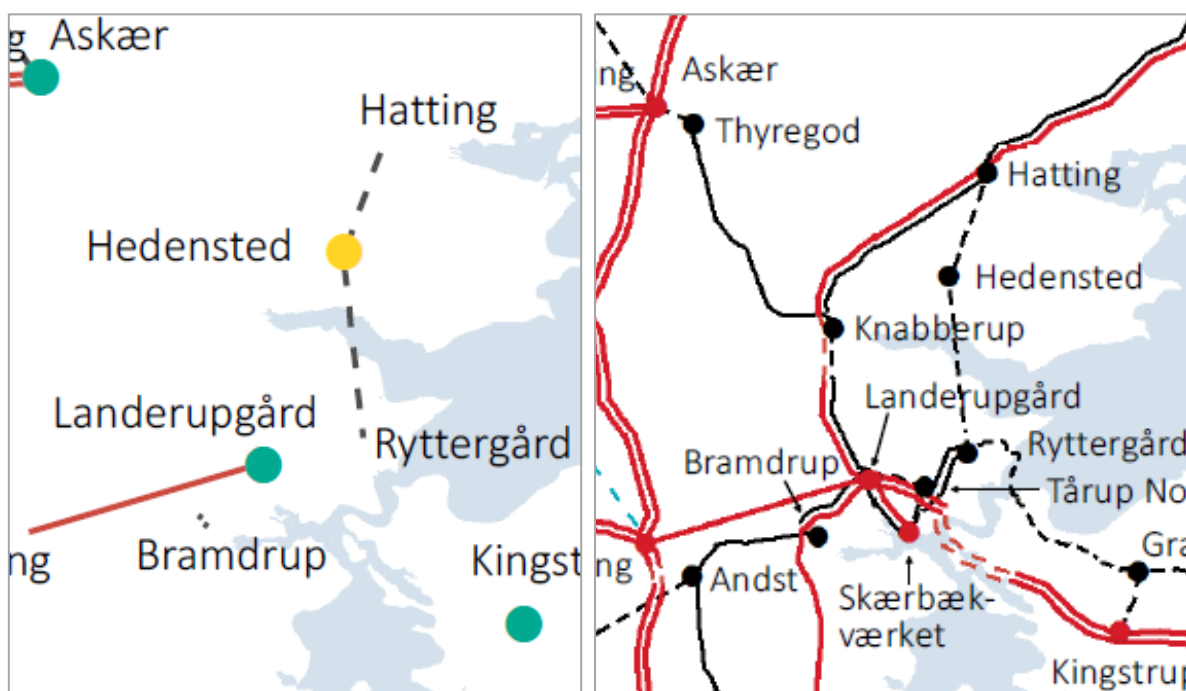
Området omkring Randers og Hobro forsynes i dag via 150 kV-forbindelser fra Ferslev i nord og Trige i syd. Der er adskillige større potentielle VE-projekter i området, som forventes tilsluttet inden for de kommende år og kan skabe begrænsninger i eltransmissionsnettet i området. Den øgede VE-udbygning medfører først og fremmest et behov for aflastningen af 150 kV-luftledningen mellem Hornbæk-Trige, som kan løses ved at etablere et 150 kV-kabel fra Hornbæk til Moselund. Dermed opnås to parallelle forbindelser mellem Hornbæk og Trige. Yderligere VE-udbygning vil medføre behov for aflastning af strækningen Ferslev-Tinghøj-Katbjerg. Dette kan løses ved at etablere et nyt 150 kV-kabel fra Tjele til Katbjerg-området. Da det ikke er muligt at udvide station Katbjerg yderligere, er det nødvendigt med en ny 150 kV-station i området. Den nærmere placering for denne er endnu ikke fastlagt og vil bero på en vurdering af synergierne med eldistributionsnettet og kommende VE-anlæg, der ønskes tilsluttet.

Der er konstateret behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i Tjele, Askær og Trige, både af hensyn til aftag af VE og forsyning af forbrug. I Tjele og Askær kan behovet løses med en opgradering af de eksisterende transformere, mens der i Trige er behov for at etablere en ny transformator udover den eksisterende.

Der er kendskab til en større delmængde solcelleprojekter på Djursland, som ikke er medtaget i behovsanalysen. Hvis disse realiseres, kan det medføre behov for udbygning af eltransmissionsnettet i området. Disse vil blive behandlet, hvis eller når de konkretiseres.

4.2.4 Trekant- og Horsensområdet

Der forudsættes et stigende forbrug i området som følge af øget elektrificering, øget forbrug fra storforbrugere og PtX-anlæg i området. Denne udvikling kan understøttes med de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 9.



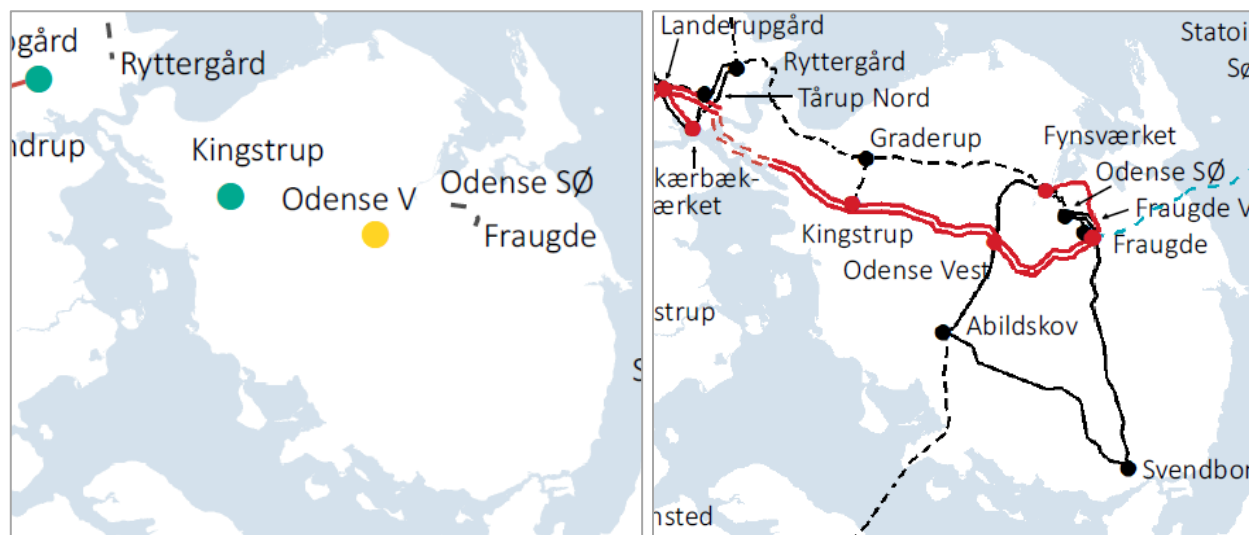
Figur 9 Netændringer i Trekant- og Horsensområdet og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Som følge af det stigende forbrug er der behov for at aflaste det eksisterende 150 kV-net i området. Til forsyning af Horsens kan det løses ved at etablere en 150 kV-forbindelse fra Hatting til Ryttergården. Af hensyn til forbrugsstigning i området og for at sikre forsyning af forbrugere ved udfald af station Hatting, foreslås det at forberede forbindelsen således, at det er muligt at etablere en ny 150 kV-station ved Hedensted med 150/60 kV-transformering.

På mellemlang sigt ses et behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 150 kV-nettene i området af hensyn til forsyning af forbrug. Dette kan løses ved at etablere yderligere en transformer i Landerupgård samt opgradere den eksisterende transformer.

4.2.5 Fyn

Der forudsættes en generel stigning i forbruget på Fyn men også en markant udbygning med solceller. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 10.



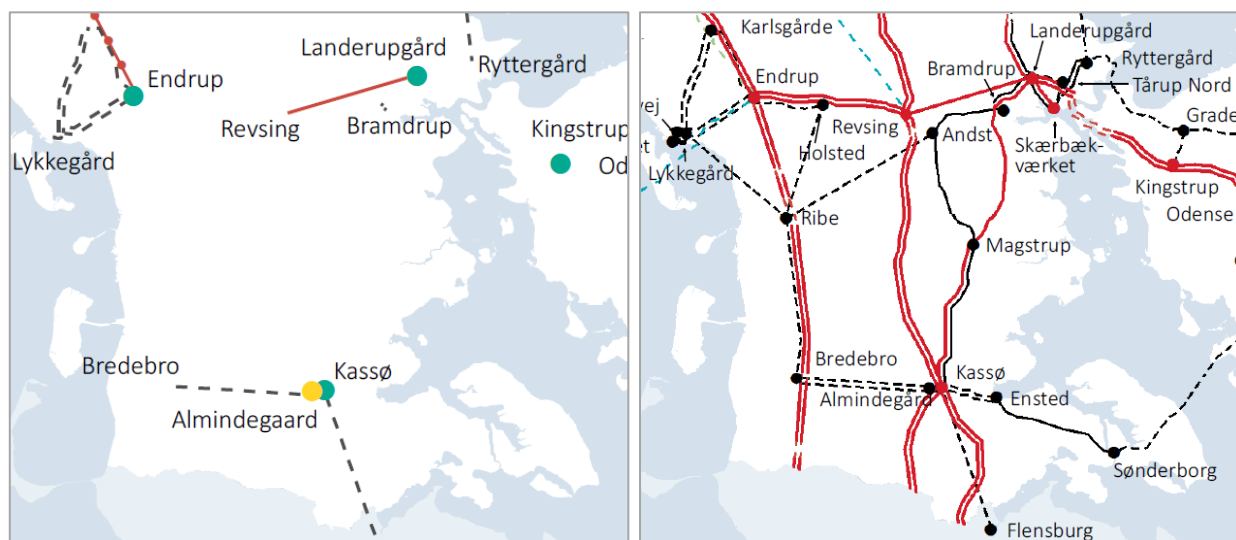
Figur 10 Netændringer på Fyn og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Generelt er der en god struktur i 150 kV-nettet på Fyn med mulighed for at øge kapaciteten ved at opgradere forbindelserne. Begrænsninger på forbindelserne i det østlige Odense kan løses ved at etablere yderligere et 150 kV-kabel mellem Fraugde og Fraugde Vest.

Som følge af forbrugsstigninger omkring Odense er der behov for øget 150/60 kV-transformering. Der er et projekt i gang, hvor dette behov løses ved at etablere en ny 150 kV-station Odense Vest med 150/60 kV-transformering, som sløjfes ind på den eksisterende 150 kV-luftledning mellem Abildskov og Fynsværket. Odense Vest kan på mellemkort sigt være et bærende element for forsyningssikkerheden på Fyn ved at etablere 400/150 kV-transformering, som sløjfes ind på Fraugde – Landerupgård-forbindelsen. Alternativt kunne der etableres yderligere en transformere i Fraugde. Det kan dog give nogle beredskabs- og forsyningssikkerhedsmæssige udfordringer at have tre transformere i denne station blandt andet i forbindelse med revisioner. Det skal undersøges nærmere, om placering i Fraugde er et reelt alternativ. Udover transformeren i Odense Vest er der behov for at opgradere transformeren i Kingstrup.

4.2.6 Syddjylland

Der forudsættes en moderat VE-udbygning i det sydjyske område samt store forbrugsstigninger omkring Kassø som følge af storforbrugere tilsluttet i eltransmissionsnettet. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 11.



Figur 11 Netændringer i Syddjylland og den resulterende langsigtede netstruktur i 2040. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

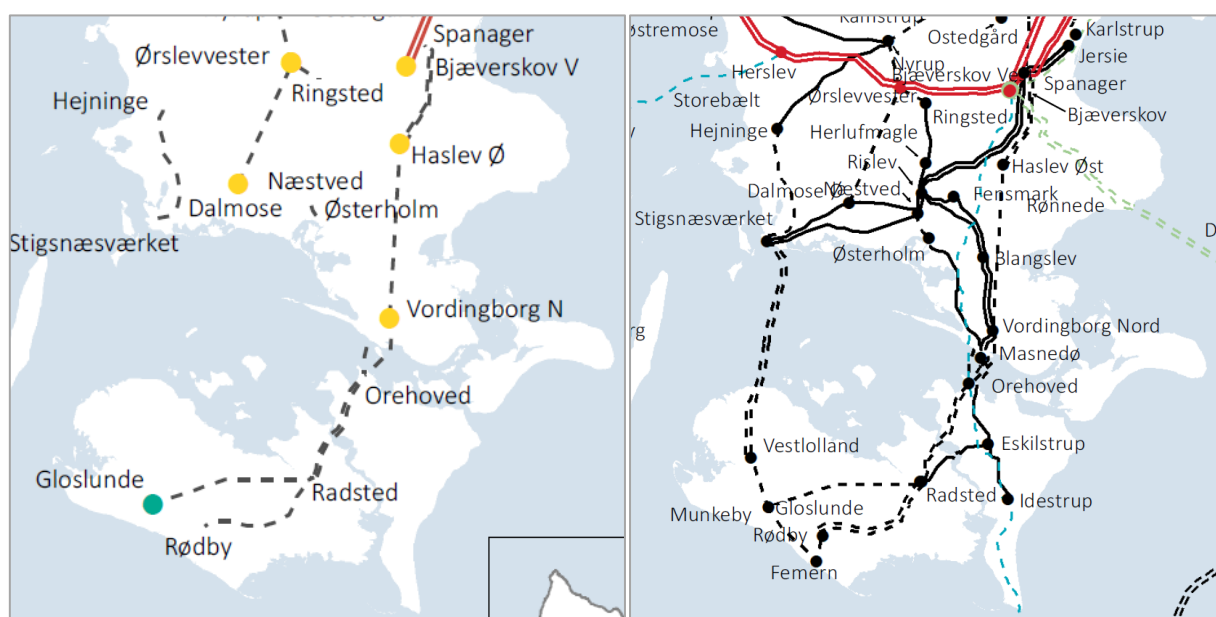
Den nye 150 kV-kabelstruktur i området er godkendt og forberedt til at kunne håndtere både øget forbrug og VE-produktion. Her er 150 kV-kabelforbindelserne mellem Kassø og Lykkegård, samt Holsted – Ribe og Andst – Ribe igangværende projekter, sammen med 400 kV-forbindelsen Endrup – Grænsen.

Der vil være behov for øget 400/150 kV-transformerkapacitet i Kassø som følge af øget forbrug fra storforbrugere. Dette kan løses ved at etablere to nye transformere i en ny station i Almindegaard, som etableres på forbindelserne mellem Bredebro og Kassø samt opgradere de to eksisterende transformere. I normal drift vil forbindelserne mellem Kassø og Almindegaard være afkoblet af hensyn til kortslutningsniveauet men kan kobles sammen i en eventuel fejlsituation. Derudover er der potentiale for betydelig forbrugsstigning fra storforbrugere i Bredebro, hvilket vil udløse behov for yderligere et 150 kV-kabel mellem Bredebro og Kassø.

I forbindelse med opgradering af kapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland på den jyske østkyst demonteres de eksisterende 220 kV-luftledninger, hvilket også medfører demontering af 150 kV-luftledningen fra Ensted til Flensburg, der anvendes som forsyningsben til Flensburg. Afklaring af den fremtidige forsyning af Flensburg foregår i samarbejde med Stadtwerke Flensburg.

4.2.7 Sydsjælland og Lolland-Falster

Der forudsættes en stor tilgang af produktion fra VE-anlæg, særligt solcelleanlæg, i Sydsjælland og på Lolland-Falster. Ydermere forudsættes, at de to havvindmølleparker syd for Lolland, Nysted og Rødsand, tages ud af drift. Derudover er der en række konkrete VE-projekter under udvikling, som forventes tilsluttet inden for den nærmeste årrække. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtet netstruktur, som er illustreret på Figur 12.



Figur 12 Netændringer på Sydsjælland og Lolland-Falster og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Der er p.t. et igangværende projekt, som muliggør tilslutningen af nye VE-anlæg på Lolland, da der i dag ses begrænsede muligheder herfor på distributions- og transmissionsniveau. Løsningen samtænkes med etablering af nettilslutningen for Femern-forbindelsen. Projektet omfatter etablering af en ny 132 kV-station nær Gloslunde med 132/50 kV-transformering, flytning og udbygning af 132 kV-station Rødby og etablering af 132 kV-kabelforbindelse fra Femern til Gloslunde og videre til Vestlolland.

For at reducere belastningen på forbindelsen mellem station Vestlolland og Stignæsværket kan der installeres en tværspejndingstransformer, som kan styre effektflowet i 132 kV-nettet. Det ville være nærliggende at placere denne tværspejndingstransformer på forbindelsen Vestlolland-Stignæsværket i enten station Vestlolland eller Stignæsværket. Der observeres dog en del pladsudfordringer i netop disse to stationer og derfor foreslås tværspejndingstransformerer placeret i den nye 132 kV-station Gloslunde. Denne løsning giver en begrænset funktionalitet af tværspejndingstransformerer på den korte bane, som dog viser sig at være tilstrækkelig. For at opnå fuld funktionalitet af tværspejndingstransformerer på den lange bane, omlægges luftledningen mellem Radsted og Vestlolland i forbindelse med reinvestering til en 132 kV-kabelforbindelse mellem Radsted og Gloslunde.

For at kunne håndtere den voksende mængde VE på Lolland er der behov for at aflaste det eksisterende 132 kV-kabel mellem Rødby og Radsted. Dette kan løses ved at supplere forbindelsen med yderligere et 132 kV-kabel. På grund af begrænset overføringsevne på det eksisterende 132 kV-kabel mellem Radsted og Rødby indsættes en seriereaktor på denne forbindelse, så den ikke overbelastes.

Derudover forudsættes en større mængde tilslutning af VE-produktionsanlæg på Sydsjælland, hvilket kan muliggøres ved etablering af to nye 132 kV-stationer. Den ene station etableres nord for Vordingborg for bl.a. at aflaste underliggende net samt 132 kV-stationen Blangslev. Den anden station forudsættes etableret midt på Sydsjælland nær 50 kV-station Dalmose med henblik på at opsamle VE-produktion i området. Ydermere reinvesteres 132 kV-stationen Haslev øst for den eksisterende station, og i den forbindelse nedtages luftledningen mellem Fensmark og den gamle station Haslev. Alt dette imødekommer ligeledes tilslutning af yderligere VE-produktionsanlæg.

Grundet overbelastninger ved hensyntagen til udfaldssituationer vurderes det nødvendigt at hæve overføringsevnen på de eksisterende luftledningsforbindelser Herlufmagle-Rislev og Herlufmagle-Ringsted, når denne skal reinvesteres. Denne opgradering vil i samspil med udbygningen ved Ørslevvester, som er beskrevet i afsnit 4.2.8, udskyde behovet for yderligere 132 kV-net mellem Midtsjælland og Sydsjælland.

I det løbende koordineringsarbejde med netselskaberne og øvrige henvendelser fra udviklere i området er der konstateret en større portefølje af mulige tilslutninger af VE-anlæg end forudsat i analyserne. Dette kan give anledning til etablering af yderligere transformere i området og potentielle yderligere forstærkninger i 132 kV-nettet. Herudover kan det have betydning for den hastighed, hvormed de enkelte behov opstår.

4.2.8 Midt- og Vestsjælland

Der forudsættes en stor tilgang af produktion fra VE-anlæg på Midtsjælland. Eltransmissionsnettet i området præges i høj grad af EnergiØ Bornholm og overskydende VE-produktion fra Lolland-Falster og Sydsjælland, som skal transporteres nordpå til forbrugere i Københavnsområdet eller eksporteres til naboerområder. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 13.





Figur 13 Netændringer på Midt- og Vestsjælland og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

Der er et igangværende projekt, som har til formål at øge kapaciteten i det såkaldte Køge-Roskilde snit. Projektet omfatter en opgradering af 400/132 kV-transformeren i Bjæverskov samt kabellægning af den eksisterende luftledning mellem Kamstrup og Spanager.

Ved hensyntagen til udfaldssituationer opstår der yderligere begrænsninger i det såkaldte Køge-Roskilde snit, hvor det ofte er den eksisterende luftledning mellem Vejleå og Vindingegård, der er den begrænsende forbindelse i snittet. Gennem sanering af 132 kV-luftledningen mellem Vejleå og Vindingegård og i stedet etablering af et 132 kV-kabel kan der opnås en øget kapacitet i snittet samlet set.

En række af luftledningerne i Køge-Roskilde snittet står over for reinvestering i de kommende år. Ved at demontere dele af disse luftledninger og udbygge med enkelte kabler vil der være mindst lige så meget kapacitet som i det eksisterende net, men med færre forbindelser. Dette kan opnås ved at etablere 132 kV-kabelforbindelserne Kirkeskovgård-Nyrup, Kirkeskovgård-Ostedgård og Kamstrup-Ostedgård. Derved kan følgende luftledninger nedtages: Nyrup-Ostedgård, Flaskegård-Ostedgård, Flaskegård-Kamstrup og Kamstrup-Kirkeskovgård.

Forskønnelsesprojektet ved Roskilde Fjord, som er nævnt i afsnit 4, foreslås realiseret, således at der opnås endnu en gevinst ud over selve forskønnelsen, nemlig øget kapacitet i Køge-Roskilde snittet. Dette kan opnås ved at etablere en 132 kV-kabelforbindelse hen over Hornsherred imellem Kirkeskovgård og Lyngerup. 132 kV-luftledningerne Kirkeskovgård-Torslunde og Kirkeskovgård-Vejleå forbindes og sløjfes ind i Vindingegård, således at der skabes en ny 132 kV-luftledningsforbindelse mellem Torslunde og Vindingegård. Formålet er at frigive koblingsfelter i 132 kV-stationen Kirkeskovgård, da det er vurderet vanskeligt at udvide stationen. Desuden nedtages luftledningsanlæggene over Roskilde Fjord⁴ og erstattes af 132 kV-kabelforbindelserne Lyngerup-Ølstykkegård og Hovegård-Ølstykkegård. 132 kV-forbindelsen Sperrestrupgård-Ølstykkegård forbindes i Hovegård i stedet for Ølstykkegård.

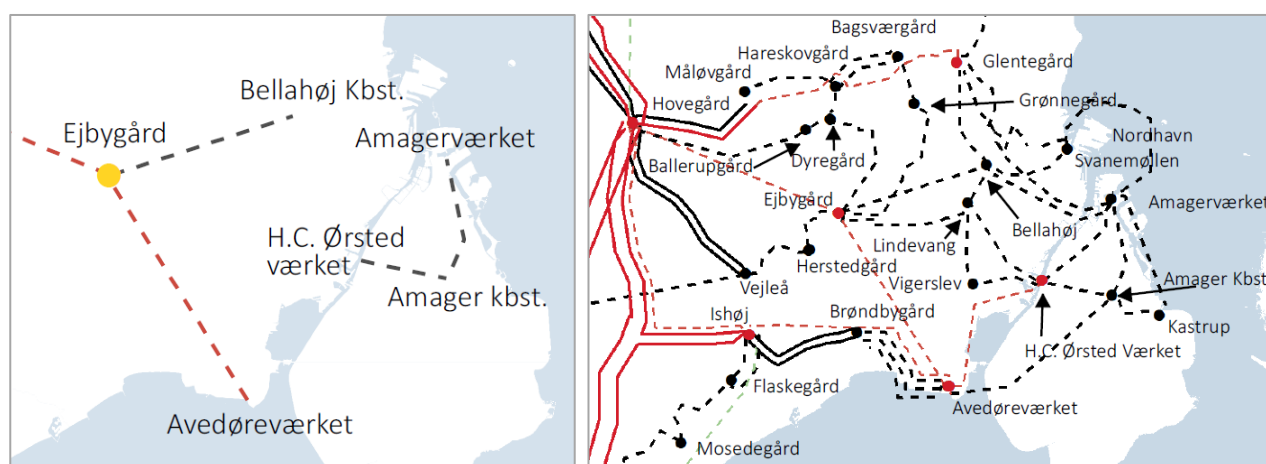
Som nævnt i afsnit 4.1.7 skal det i det konkrete planlægningsprojekt undersøges, om eltransmissionsnettet i det såkaldte Køge-Roskilde snit skal forstærkes på 400 kV- eller 132 kV-niveau. Forstærkningerne kan medføre forskellige behov for det øvrige 132 kV-net i området. Hvis der vælges en 400 kV-løsning, skal det sikres, at energien også føres op i 400 kV-nettet.

⁴ Som en del af forskønnelsesprojektet Roskilde Fjord saneres luftledningerne på strækningen mellem Lyngerup og Hovegård, hvilket omfatter følgende luftledningsforbindelser: Hovegård-Kyndbyværket1, Hovegård-Kyndbyværket2, Kyndbyværket-Ølstykkegård og Hovegård-Lyngerup.

Der er konstateret behov for øget transformerkapacitet mellem 400 kV- og 132 kV-nettet i Midtsjælland af hensyn til at kunne aftage den store mængde VE-produktion fra Lolland, Syd- og Midtsjælland. Dette kan løses ved at etablere en ny 400 kV-station med dobbelt 400/132 kV-transformering i Ørslevvester syd for station Nyrup. 132 kV-forbindelsen Nyrup-Ringsted sløjfes ind i denne nye station og kabellægges. En ny 400/132 kV-station i Ørslevvester vil desuden lette fremtidige udbygninger. På den lange bane vil der være behov for yderligere transformerkapacitet i forsyningsituationer, hvor energien skal transporteres fra 400 kV-nettet ned til 132 kV-nettet. Dette behov kan imødekommes ved at etablere endnu en ny 400/132 kV-transformer i station Bjæverskov.

4.2.9 Københavnsområdet

Der forudsættes forbrugsstigninger i Københavnsområdet i forbindelse med en større grad af elektrificering af transport- og varmesektoren samt en generel stigning i elforbruget. Denne udvikling kan understøttes af de netændringer og resulterende langsigtede netstruktur, som er illustreret på Figur 14.



Figur 14 Netændringer i Københavnsområdet og den resulterende langsigtede netstruktur. Udklip fra Figur 1 og Figur 5.

På den korte bane er der et igangværende projekt, som omfatter en opgradering af 132 kV-kablet mellem Ejbygård og Lindevang og etablering af en tværspændingstransformer i station Ejbygård. Den eksisterende forbindelse mellem Ejbygård og Lindevang bliver taget ud af drift, og den eksisterende tværspændingstransformer på Lindevang station bliver skrottet i forbindelse med idriftsættelse af den opgraderede linje.

Som følge af det øgede forbrug opstår begrænsninger i 132 kV-nettet i København. Dette kan i første omgang løses ved at hæve overføringsevnen på den eksisterende forbindelse mellem Bellahøj koblingsstation og Lindevang. Denne opgradering vil udskyde behovet for etablering af yderligere 132 kV-net i København i nogle år. På den længere bane kan forsyningsikkerheden i området sikres ved at etablere en 132 kV-kabelforbindelse fra Bellahøj koblingsstation til Ejbygård.

I afsnit 4.1.6 er beskrevet en 400 kV-forbindelse mellem Hovegård og Ejbygård, der vil kræve etablering af en 400 kV-station i Ejbygård. Ved at etablere to 400/132 kV-transformere i stationen og opgradere en af 400/132 kV-transformerne i Hovegård kan der opnås tilstrækkelig transformerkapacitet i området, ligesom det vil bidrage til at aflaste 132 kV-nettet i Københavns Vestegn.

Af hensyn til kortslutningsniveauet i Københavnsområdet er det nødvendigt at adskille det centrale København fra Københavns Vestegn. Den foreslåede løsning er at opdele sameskinnerne i Ejbygård således, at der opnås en adskillelse af 132 kV-nettet mellem København og Københavns Vestegn. Ydermere er det nødvendigt at opdele 132 kV-nettet på

strækningen fra Ishøj via Brøndby til Avedøreværket. Dette kan gøres ved enten at udkoble forbindelserne mellem Ishøj og Brøndby eller udkoble forbindelserne mellem Brøndby og Avedøreværket eller opdele 132 kV-station Avedøreværket. I dette arbejde er valgt den første mulighed. 132 kV-forbindelsen Glentegård-Stasevang udkobles ligeledes for at kontrollere kortslutningsniveauet i København. Brøndbygård-Ishøj og Glentegård-Stasevang forbindelserne skal herefter agere reserveforbindelser for forsyningen af København i udfaldssituationer. Opsplitningen af nettet kan sandsynligvis først foretages efter etablering af 400 kV-forstærkningen Ejbygård-Hovegård, som det tidligere er beskrevet i afsnit 4.1.6.

Store dele af kablerne i det københavnske net står over for reinvestering i de kommende år. Ved at anvende nye kabler med en højere overføringssevne end de eksisterende og optimere kabelstrukturen er det muligt samlet set at reducere antallet af kabler i området. Helt konkret er det muligt at erstatte to gamle oliekølede kabler med et nyt kabelsystem på strækningerne Amager koblingsstation-H.C. Ørstedværket, Amager koblingsstation-Amagerværket og Bellahøj-Svanemølleværket. Som en del af disse reinvesteringer og restrukturering kan der etableres en ny forbindelse mellem Amagerværket og Glentegård med en ny station, Nordhavn. Denne nye station vil kunne understøtte forbrugsstigninger i området som følge af byudvikling.

4.3 Statiske spændingsregulerende komponenter

Statiske spændingsregulerende komponenter omfatter komponenter, som kan levere eller aftage reaktiv effekt for at kunne opretholde eltransmissionsnettets reaktive effektbalance og dermed sikre en tilfredsstillende spændingsregulering. Energinet undersøger løbende behovet for reaktiv kompensering i forbindelse med ændringer i eltransmissionsnettet.

4.3.1 Mvar-ordning

Energinet anmeldte primo 2019 en revision af Teknisk Forskrift 2.1.3, Krav for udveksling af reaktiv effekt (Mvar) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne [8] til Forsyningstilsynet. Revisionen, der er udfærdiget i samarbejde med aktører og interessenter, fastsætter nye krav til udveksling af reaktiv effekt i skillefladen mellem eltransmissionsystemerne (150 eller 132 kV) og distributionssystemerne (60-10 kV). Konkret fastsætter den nye revision grænseværdier for udveksling af reaktiv effekt, der maksimalt må antage ± 15 Mvar pr. eltransmissionstilslutningspunkt, her defineret som en 150-132/60-10 kV-station. Dette opgøres på baggrund af den beregnede 50 %-fraktile af årsvarighedskurven for den udvekslede reaktive effekt for det foregående kalenderår.

Baseret på den tekniske forskrift opgør Energinet årligt, om Mvar-udvekslingen mellem de eltransmissionstilsluttede distributionssystemer og eltransmissionssystemet overholder de grænser, der er fastlagt i forskriften. Den seneste opgørelse viser, at i alt 14 stationer i Vestdanmark og 1 station i Østdanmark overskrider grænseværdien på 15 Mvar. På baggrund af dette skal netselskaberne udarbejde en redegørelse for, hvorledes overskridelserne vil blive håndteret.

Energinet har erfaret, at de konkrete tiltag i eldistributionsnettene, som følge af den reviderede Teknisk Forskrift 2.1.3, forventes at slå igennem i 2022. Det skyldes, at størstedelen af de indmeldte tiltag fra distributionselskaberne forventes effektueret i løbet af 2021. På baggrund af dette afventes igangsættelsen af reaktorer i station Mesballe samt Bredkær, som der blev identificeret behov for i RUS-plan 2017.

4.3.2 Reaktor bestykning

Foruden de spændingsregulerende tiltag der er beskrevet i det foregående afsnit, er der observeret behov for statisk kompensering. Reaktorerne bidrager med optag af reaktiv effekt, som bidrager til en stabil spænding og understøtter nettet i fejlsituationer. Derudover vil en reaktor kunne understøtte dynamiske kompenserende netkomponenter med

et optimalt arbejds punkt og derved sikre, at disse anvendes optimalt. På 400 kV-niveau planlægges at etablere en reaktor i hhv. station Fraugde og Vester Hassing grundet ændret filterdrift på HVDC-anlæggene Storebælt og Konti Skan. Derudover forventes det, at der skal installeres en reaktor i den kommende 400 kV-station Ørslevvester for at optimere og understøtte driften af systemet.

Der vil løbende opstå behov for kompensering i forbindelse med etablering af nye kabler eller kabellægning af eksisterende forbindelser – det gælder f.eks. de tre tilbageværende forskønnelsesprojekter og PSO-pulje-kabellægningerne. Disse behov behandles som en del af de kabelprojekter, der medfører kompenseringsbehovet.

4.4 Systembærende egenskaber

Begrebet "systembærende egenskaber" omfatter de tekniske egenskaber, der er nødvendige for at opretholde en sikker og stabil drift af elsystemet, som f.eks. spændingsregulering og kortslutningseffekt. Systembærende egenskaber leveres af nye vindmøller, netkomponenter, effektelektroniske komponenter, synkronkompensatorer og kraftværker. Energinet udarbejder årligt en beskrivelse af behovet for denne type ydelser – senest i [Behovsvurdering for Systemydelser 2021](#) [9].

5. Udmøntning af PSO-puljen

PSO-puljen, som blev fastsat i PSO-aftalen fra 2016, var oprindeligt på i alt DKK 2.922 mio. (2018 priser) og skulle finansiere kabellægninger i natur og by og kompenserende kabellægninger nær nye 400 kV-luftledninger. Meromkostningen til den besluttede kabellægning i Syd- og Vestjylland var estimeret til ca. 1.122 mio. kr. i 2018-priser, hvor 592 mio. kr. finansieres fra puljen fra PSO-aftalen. PSO-pulje til disponering i forhold til den nye tillægsaftale er, i 2018 priser, herefter på samlet 2.330 mio. kr. Puljens saldo vil løbende blive pristalsreguleret⁵, hvormed meromkostningerne opgøres i løbende priser. Ultimo 2021 er puljen foreløbigt beregnet til 2.468 mio. kr. efter pristalsregulering. Det er disse DKK 2.468 mio. kr., der skal udmøntes jf. retningslinjerne beskrevet i afsnit 3.2.1.

5.1 PSO-pulje kabellægninger

I dette afsnit præsenteres et overblik over de første forventede kabellægninger fra PSO-puljen. Der præsenteres kun de projekter, der enten er besluttet eller i modning. Modning vil sige, at Energinet er ved at undersøge den præcise løsning. Det er således ikke udmøntningen af den fulde PSO-pulje, der præsenteres. Den resterende del af PSO-puljen vil løbende blive udmøntet, efterhånden som 132- og 150 kV-luftledningerne f.eks. står over for gennemgribende reinvesteringer. Der kan også være kabellægninger, der fremgår af den langsigtede netstruktur i kapitel 4, som ikke fremgår af dette afsnit. Det kan være andre behov, der driver de kabellægninger – f.eks. et kapacitetsbehov eller et teknisk behov for omstrukturering af nettet. Hvis disse kabellægninger gennemføres, vil det blive vurderet, om de skal finansieres delvist af PSO-puljen. På Figur 15 ses de luftledninger, der på nuværende tidspunkt enten er besluttet eller planlagt at demontere.

I Tabel 1 ses et overblik over hvor mange km luftledninger, der er i det danske system i dag, og hvor mange km det er besluttet eller planlagt at kabellægge.

	<i>Luftledninger – tracé km⁶</i>
<i>Nuværende 132-150 kV-luftledninger</i>	1694
<i>Demontering af luftledninger i Syd- og Vestjylland</i>	-243
<i>Demontering af luftledninger – Indstilles i 2021</i>	-119
<i>Tilbageværende luftledninger</i>	1.332

Tabel 1 – Overblik over omfanget af besluttede og planlagte demontering af luftledninger og tilbageværende luftledninger.

⁵ Pristalsregulering i forhold til vægtet gennemsnit af Lønindeks (ILON15) og nettoprisindeks, D Energiforsyning.

⁶ Tracé-km udtrykker masterækkernes længde, mens system-km udtrykker den samlede ledningsmængde. Hvis der f.eks. er to luftledningssystemer på de samme master, vil antallet af system-km være dobbelt så højt som antallet af tracé-km.



Figur 15 Markering af luftledninger der demonteres ved brug af midler fra PSO-puljen. Planlagte projekter repræsenterer projekter der er påbegyndt modning i Energinet. Planlagte projekter er projekter med en godkendt business case. Kortet repræsenterer ikke den fulde udmøntning af PSO-puljen.

Luftledningerne erstattes ikke nødvendigvis 1-1 af kabler i samme tracé – det kan f.eks. være i tilfælde, hvor det er muligt at optimere netstrukturen, eller hvor der er behov for at øge overføringskapaciteten. På Figur 16 ses de kabler, der forventes etableret som erstatning for de luftledninger, der demonteres.

Opgørelsen af forbruget af midler fra PSO-puljen omfatter meromkostningen ved en 1-1 kabellægning og omfatter ikke eventuelle ekstra omkostninger forbundet med et ændret trace eller en øget kapacitet. I Tabel 2 ses en foreløbig opgørelse af forbruget af midlerne fra PSO-puljen med de besluttede og planlagte projekter. De nuværende omkostninger baserer sig på generiske vurderinger og budgetter i business cases. Når projekterne er afsluttet, og det endelige projektregnskab er godkendt, beregnes den faktiske meromkostning, og det vil være dette beløb, der udmøntes fra PSO-puljen.

	<i>2018-priser</i>	<i>2021-priser</i>
<i>Midler fra PSO-puljen</i>	2.922 mio. kr.	
<i>Demontering af luftledninger i Syd- og Vestjylland</i>	-592 mio. kr.	
<i>Efter Syd- og Vestjylland</i>	2.330 mio. kr.	2.468 mio. kr.
<i>Demontering af luftledninger – Indstilles i 2021</i>		-545 mio. kr.
<i>Tilbageværende midler</i>		1.923 mio. kr.

Tabel 2 – Foreløbig opgørelse af forbruget af midlerne i PSO-puljen med de projekter, der er beskrevet her.

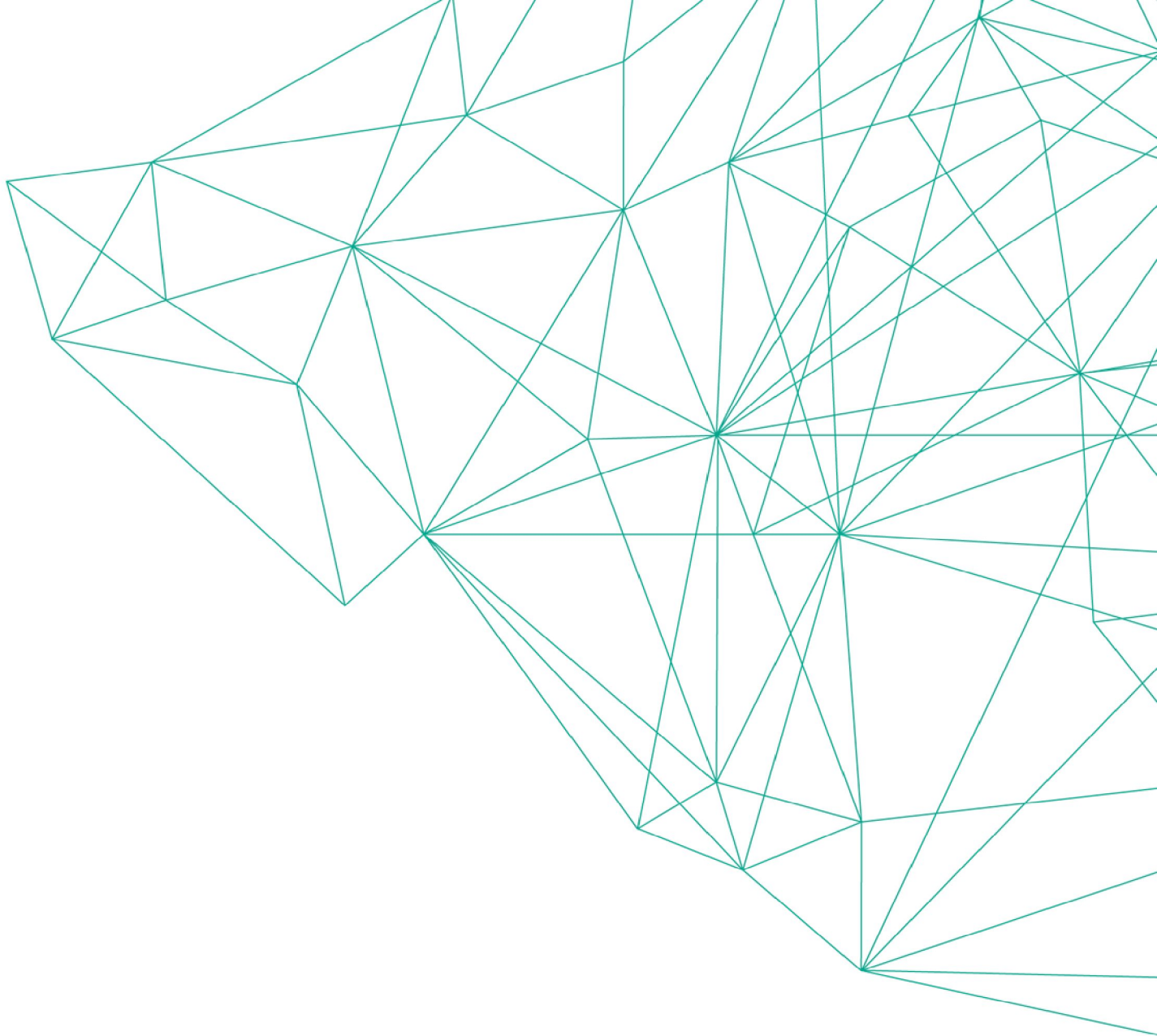
Som det fremgår af Tabel 1, er der fortsat 1332 tracé km luftledninger, som det endnu ikke er planlagt at kabellægge. Af Tabel 2 fremgår det dog også, at der er ca. 1.923 mio. kr. tilbage i PSO-puljen, som skal udmøntes. Disse vil løbende blive udmøntet, efterhånden som 132- og 150 kV-luftledninger står over for gennemgribende reinvesterings- og projekter gennemføres.



Figur 16 Markering af nye kabler der etableres som erstatning for de luftledninger der demonteres ved brug af midler fra PSO-puljen. Planlagte projekter repræsenteres projekter der er påbegyndt modning i Energinet. Planlagte projekter er projekter med en godkendt business case. Kortet repræsenterer ikke den fulde udmøntning af PSO-puljen.

8. Referencer

- [1] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet,« [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
- [2] Energi-, Forsynings- og klimaministeriet, »Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften,« 2016. [Online]. Available: <https://kefm.dk/media/7023/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>.
- [3] Energinet, »Strategi - Nye Vinde,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/17DDD9C8181E42EEBFC118E89E950D92.pdf>.
- [4] Lov om Energinet, »Bekendtgørelse af lov om Energinet (LBK nr. 118 af 06/02/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/118#idf890e313-5848-45ea-8891-5176d92afe4e>.
- [5] Elforsyningsloven, »Bekendtgørelse af lov om elforsyning (LBK nr. 984 af 12/05/2021),« 2021. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/984>.
- [6] Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, »Tillægsaftale om kabellægning til PSO-aftalen,« [Online]. Available: <https://kefm.dk/Media/1/E/Till%C3%A6gsaftale%20om%20kabell%C3%A6gning%20til%20PSO.pdf>.
- [7] Energinet, »Teknisk Redegørelse: op til 15 procent af 400 kV elforbindelse kan graves i jorden,« 2018. [Online]. Available: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/10/01/Teknisk-redegørelse-Op-til-15-procent-af-400-kV-elforbindelse-kan-graves-i-jorden>.
- [8] Energinet, »Teknisk forskrift 2.1.3 Krav for udveksling af reaktiv effekt (Mvar) i skillefladen mellem transmissions- og distributionssystemerne,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/D18A988B171549D7A413FA1EF1EB797E.pdf?la=da>.
- [9] Energinet, »Behovsvurdering for Systemydelser 2021,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/5A1B09F29DE749B3967EB17CEC4AA616.PDF?la=da&hash=3761939CD0B84476CEC225A78CE086E1A2FDE734>.



Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten. Det betyder, at de publikationer m.v., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne. Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

KOLOFON

Forfatter: MEO/RBL/JRG
Dato: 8. september 2021