

RAPPORT

BEHOVSANALYSE FOR ELTRANSMISSIONSNETTET 2021

Indhold

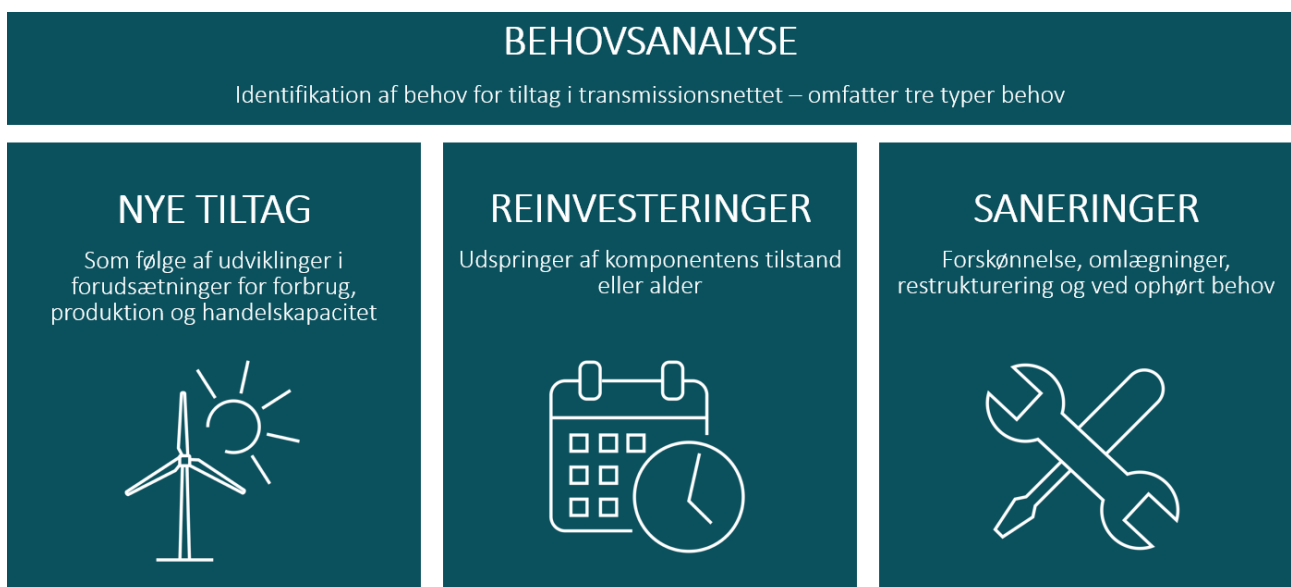
1. Introduktion	3
2. Sammenfatning	5
3. Grundlag for behovsanalysen	11
3.1 Netreferencen.....	11
3.2 Fremskrivning af udviklingen i energisystemet	13
4. Metode for identifikation af behov	22
5. Saneringsbehov	23
6. Reinvesteringsbehov	25
7. Behov for nye tiltag	27
7.1 Kortsigtede behov.....	27
7.2 Langsigtede behov	28
7.2.1 Samlet overblik over langsigtede behov	28
7.2.2 Vestjylland	31
7.2.3 Nordjylland.....	34
7.2.4 Østjylland.....	35
7.2.5 Horsens og Trekantområdet.....	38
7.2.6 Fyn	40
7.2.7 Sydjylland	42
7.2.8 Sydsjælland og Lolland-Falster	44
7.2.9 Midt- og Vestsjælland.....	47
7.2.10 Nordsjælland	50
7.2.11 Københavnsområdet	51
8. Bibliografi	54
9. Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen	56
10. Bilag 2 – Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker ..	58
11. Bilag 3 – Kendte mulige PtX-projekter brugt til dekomponering ..	59
12. Bilag 4 – Planlægningskriterier	59
13. Bilag 5 – Planlægningsbalancer og analyser	61
14. Bilag 6 – Reinvesteringsbehov	64
15. Bilag 7 - Overbelastningskort	65

1. Introduktion

Energinet er som systemansvarlig virksomhed forpligtet til at gennemføre en sammenhængende, helhedsorienteret planlægning af eltransmissionsnettet. Det udmøntes blandt andet gennem denne behovsanalyse, der kortlægger behov for tiltag i eltransmissionssystemet og en tilhørende [langsigtet netstruktur](#), der angiver et pejlemærke for udviklingen af eltransmissionsnettet.

Behovsanalysen for eltransmissionsnettet rækker frem til 2040 og omfatter behov for nye tiltag i eltransmissionssystemet, reinvesteringer og saneringer, Figur 1. Alle tre typer behov behandles for at skabe grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov. Behovsanalysen vedrører alene nettstilstrækkelighed og behandler således ikke f.eks. effekttilstrækkelighed eller behov for systemydelse.

Behovsanalysen omfatter det nationale eltransmissionsnet, hvor udviklingen i handelsforbindelserne er en rammebetingung. På baggrund af behovsanalysen er det muligt at undersøge potentielle løsninger på de identificerede behov – det kan f.eks. være en udbygning, en markedsløsning eller demontering af en luftledning.



Figur 1 Tre typer behov i behovsanalysen for eltransmissionsnettet.

Det primære forudsætningsgrundlag for Energinets arbejde er analyseforudsætninger til Energinet, som udgives af Energistyrelsen. Analyseforudsætningerne opdateres årligt, og den aktuelle version er [Analyseforudsætninger 2020](#) (AF20) [1]. Derudover behandler Energinet løbende konkrete henvendelser fra forbrugere eller producenter, der ønsker tilslutning til elnettet og analyserer eventuelle afledte behov for udvikling af eltransmissionsnettet.

1.1 Formål med behovsanalysen

Det overordnede formål med behovsanalysen er at afdække og tydeliggøre behov for udvikling af eltransmissionsnettet som følge af, at omverdenen ændrer sig og som følge af, at det eksisterende net efterhånden udtjenes. Herved skabes grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov med et pejlemærke for en [langsigtet netstruktur](#), der kan understøtte den grønne omstilling. Behovsanalysen differentierer mellem de drivere, der udløser behovene. Driverne for behov for nye tiltag er overordnet set sikring af elforsyning, indpasning af ny produktionskapacitet fra vedvarende energikilder og effektiv udnyttelse af handelsforbindelser. For reinvesteringer vil driveren

være udtjent levetid og for saneringer ofte politiske ønsker om forskønnelse eller tredjepartshenvendelser. Energinet arbejder løbende med en række forskellige tiltag og løsninger til håndtering af de identificerede behov. Dette berøres dog ikke i denne rapport, men eksempelvis i den [langsigtede netstruktur](#).

Denne behovsanalyse samt den langsigtede netstruktur understøtter gældende lovgivning om planlægning af eltransmissionsnettet [2] [3] [4]. Derudover leverer produkterne en ligeværdig og ensartet baggrund for Energinets samarbejde med de enkelte netselskaber i en koordineret planlægning af distributions- og eltransmissionsnettet. Målgruppen er alle eksterne aktører med interesse i eltransmissionsnettets udvikling og i særlig grad myndigheder og netselskaber. Behovsanalysen, i form af drivere og konsekvenser samt de efterfølgende forslag til nødvendige tiltag, er en del af Energinets grundlag for rettidig initiering af konkrete projekter, så de kan være afsluttede, når behovet opstår samt en prioritering af håndtering af de identificerede behov.

1.2 Læsevejledning

Efter denne indledning, der sætter rammerne for behovsanalysen, opsummeres rapportens vigtigste budskaber og konklusioner i afsnit 2 - *Sammenfatning*. Grundlaget for behovsanalysen beskrives i afsnit 3 - *Grundlag for behovsanalysen*. Grundlaget inkluderer blandt andet netreferencen og de forudsatte udviklinger i energisystemet. Dernæst beskrives de metoder, der anvendes til at identificere de forskellige typer behov i afsnit 4 - *Metode for identifikation af behov*. I afsnit 5 - *Saneringsbehov* kortlægges de identificerede saneringsbehov og tilsvarende for reinvesteringsbehovet i afsnit 6 - *Reinvesteringsbehov*. I afsnit 7 - *Behov for nye tiltag* gennemgås først de kortsigtede og dernæst de langsigtede behov for nye tiltag. For de langsigtede behov gennemgås behovene først overordnet og efterfølgende for forskellige delområder af nettet med fokus på robusthed, usikkerheder og udfaldsrum. I slutningen af dokumentet følger en række bilag, der beskriver forskellige metoder og resultater i yderligere detaljer.

2. Sammenfatning

Energinets behovsanalyse for eltransmissionsnettet kortlægger behov for tiltag i eltransmissionsnettet som følge af den grønne omstilling, nyt forbrug, et aldrende eltransmissionsnet og politiske ønsker om forskønnelse. Der præsenteres et samlet overblik over forskellige typer behov for at skabe grundlag for en langsigtet og koordineret tilgang til håndtering af de identificerede behov herunder et pejlemærke for den langsigtede netstruktur for transmissionsnettet.

2.1 Saneringsbehov

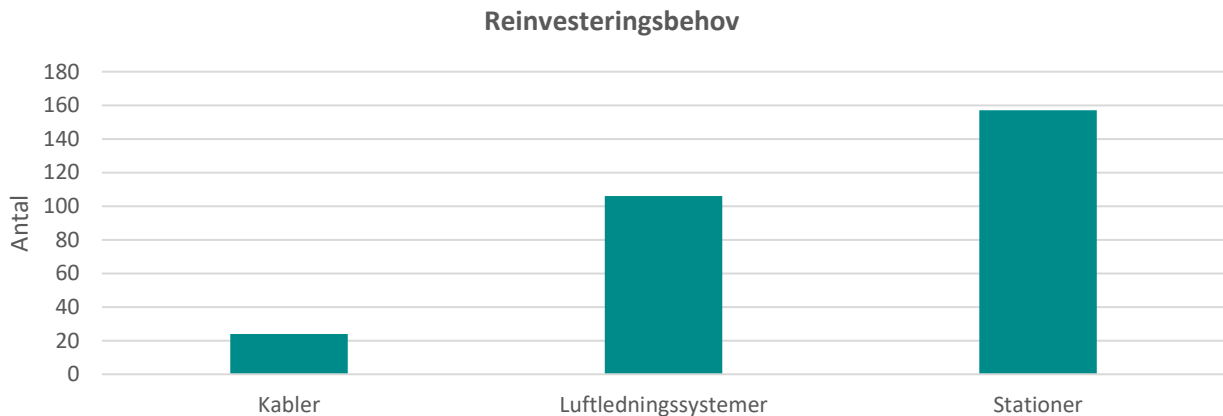
Saneringer i eltransmissionsnettet omfatter forskønnelser baseret på politiske ønsker, omlægninger initieret af tredje-parter, restruktureringer af transmissionsnettet samt demontering ved ophørt behov. Det aktuelle saneringsbehov er afledt af tre forskønnelsesprojekter, kompenserende kabellægning af 132-150 kV-luftledninger samt kabellægning i stedet for reinvestering af 132-150 kV-luftledninger.

- Forskønnelsesprojekterne består af tre tilbageværende projekter i 400 kV-højspændingsnettet fra [Energinets forskønnelsesrapport](#) fra 2009 [5]: Årslev Engsø, Roskilde Fjord og Kongernes Nordsjælland.
- Den kompenserende kabellægning berører blandt andet alle 150 kV-luftledningerne mellem Esbjerg og Struer, hvor der er truffet en politisk beslutning om, at alle 150 kV-luftledningerne, i de kommuner som berøres af den kommende nye 400 kV-luftledning mellem Idomlund og grænsen, skal fjernes. På den sydlige del af strækningen mellem Esbjerg og Kassø er den resulterende kabelstruktur for 150 kV-nettet fastlagt og behandles derfor ikke yderligere. På den nordlige del af strækningen mellem Esbjerg og Struer er der igangsat et projekt i Energinet med formål at fastlægge den endelige løsning.
- Med PSO-aftalen i 2016 [6] blev der afsat ca. 2,5 mia. kr. til forskønnelse af eltransmissionsnettet, hvor en nylig tillægsaftale [7] har fastsat, at de resterende midler udmøntes, efterhånden som 132-150 kV-luftledningerne står over for gennemgribende reinvestering eller som kompenserende kabellægning ved etablering af nye 400 kV-luftledninger. PSO-puljen indeholder ikke nok midler til kabellægning af alle 132-150 kV-luftledninger.

Saneringsbehovene er i høj grad styret af politiske ønsker om forskønnelse og omfanget af luftledninger i det danske landskab. De identificerede saneringsbehov vurderes sikre, men der kan potentielt opstå et større behov, hvis der er politisk ønske om det.

2.2 Reinvesteringsbehov

Hovedparten af det danske eltransmissionsnet er etableret i anden halvdel af 1900-tallet. Basislevetiden for størstedelen af højspændingskomponenterne er ca. 40 år, hvorfor det er naturligt, at store dele af eltransmissionsnettet i dag står over for et større reinvesteringsbehov. Omfanget af anlæg, der har forventet endt levetid inden for de kommende ca. 10 år, er præsenteret på Figur 2. Nogle af reinvesteringsprojekterne er ved at blive gennemført, mens de resterende skal sammentænkes og koordineres med de øvrige behov præsenteret i denne behovsanalyse.



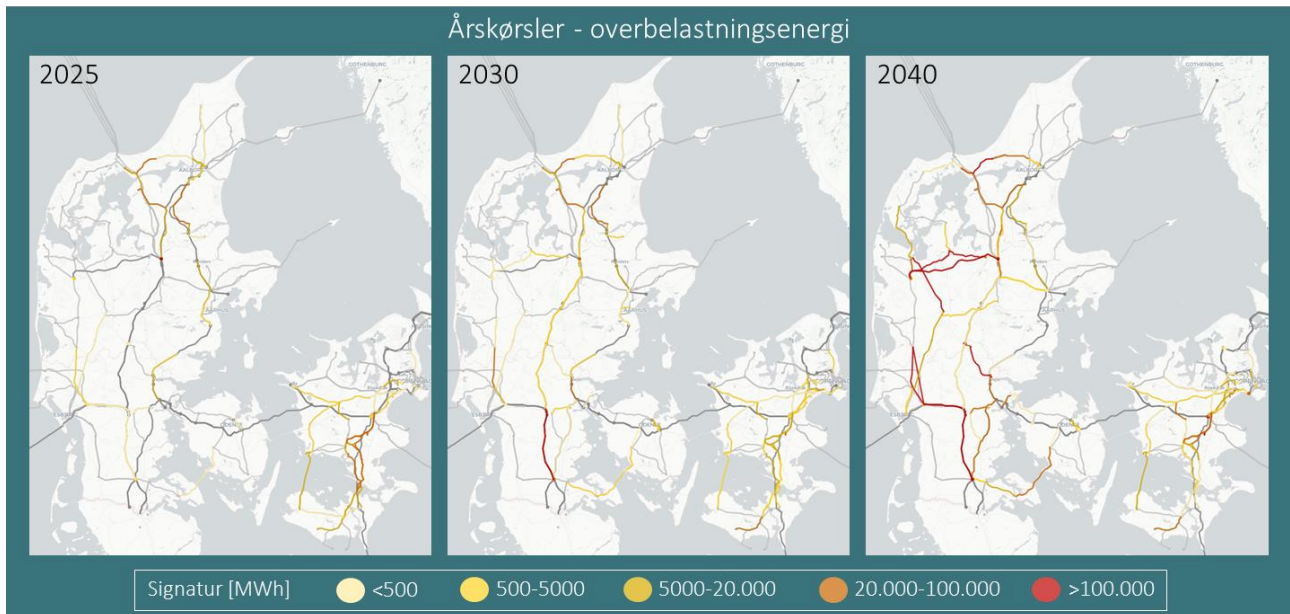
Figur 2 Reinvesteringsbehov i det danske eltransmissionsnet for de kommende ca. 10 år. Kabler kan være delstrækninger – f.eks. søkabler. Stationer omfatter alt elektrisk udstyr på en station – herunder f.eks. transformere. En stationsreinvestering kan således omfatte investering af en række komponenter.

Reinvesteringsbehovene beror på tilstandsvurderinger af de konkrete anlæg. Der er derfor ikke særlig stor usikkerhed forbundet med de identificerede behov. Reinvesteringsbehovet er dog meget omfangsrigt som følge af et aldrende eltransmissionsnet. En større del af investeringerne i 400 kV-nettet er systemkritiske investeringer forstået på den måde, at det har kritisk indflydelse på forsyningssikkerheden, når komponenten tages ud af drift. Derfor kan det være nødvendigt at igangsætte mitigerende tiltag, såsom netudbygninger og/eller reguleringer af markedet, for at kunne gennemføre investeringerne. De realistiske tidspunkter, hvor investeringerne kan gennemføres som følge af planlægning af udetider, ressourcer, indkøb, kobling til andre projekter etc. planlægges løbende, som projekterne igangsættes.

2.3 Behov for nye tiltag

Behovet for nye tiltag afhænger af udviklingen i forbrug, produktion og handel med naboer og afhænger således af, hvordan de politiske vedtagne målsætninger for den grønne omstilling realiseres. For at nå de politiske mål om 70 % CO₂-reduktion i 2030 og klimaneutralitet i 2050 skal der fart på omstillingen i energisystemet. De seneste år er det desuden blevet tydeligt, at udviklingen sker med hidtil uset hastighed og er præget af høj uforudsigelighed. Behovene for nye tiltag i eltransmissionsnettet er kortlagt, velvidende at vi ser ind i en meget usikker fremtid, da der kan være mange veje til at opnå de politisk bestemte klimamålsætninger.

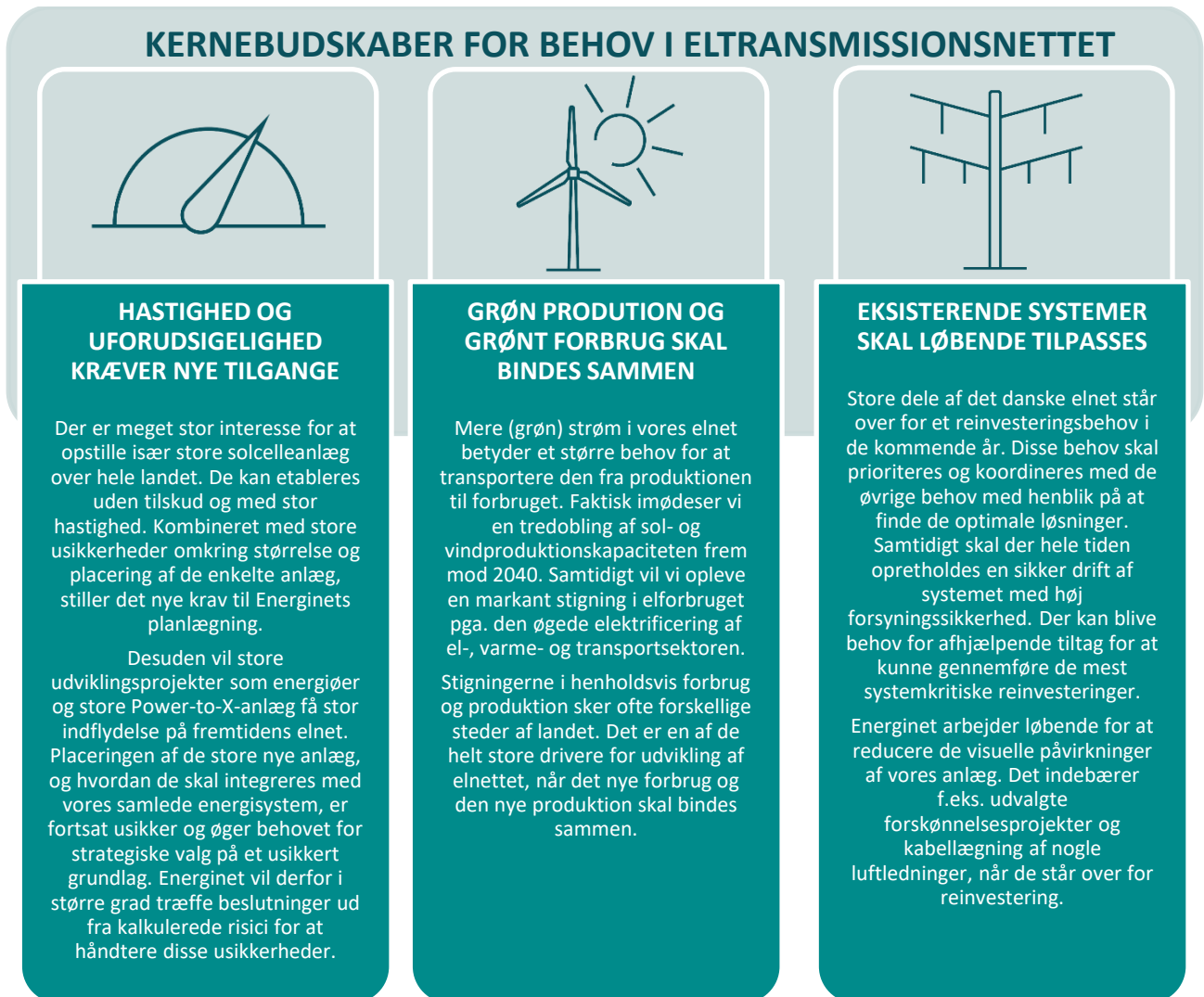
Udviklingen i [Analyseforudsætninger 2020](#) (AF20) [1] anvendes som det primære grundlag til at identificere behovene i eltransmissionsnettet afledt af særligt stigende forbrug og produktion. Analyserne viser, at der vil være behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet, efterhånden som både VE-produktion og elforbrug stiger. På Figur 3 ses et overblik over de komponenter, der overbelastes i perioden frem til 2040. Analyserne viser overordnet set, at der over tid opstår en række begrænsninger i eltransmissionsnettet, som afleder behov for nye tiltag.



Figur 3 Overbelastningsenergi affødt af AF20 under hensyntagen til de værste udfald i eltransmissionsnettet (N-1) tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup. Figuren findes i en forstørret version i Bilag 7 - Overbelastningskort.

På kort sigt er der identificeret områder med kapacitetsbegrænsninger, som tilskynder, at der igangsættes projekter. For nogle af områderne er der allerede igangsat konkrete planlægningsprojekter, hvis formål er at identificere den optimale løsning, der understøtter de identificerede behov. På kort sigt er der behov for tiltag i eltransmissionsnettet på Lolland-Falster og Sydsjælland samt i det såkaldte Køge-Roskilde-snit for at kunne aftage den stigende VE-produktion. Ligeledes er der brug for tiltag for at sikre forsyningen af forbrugere i Trekant- og Horsensområdet. For alle disse behov viser analyserne, at begrænsningerne vil stige fremadrettet. Konklusionen om, at det er nødvendigt med nye tiltag allerede på kort sigt, er altså temmelig sikker. Der er allerede igangsat projekter i Energinet, der skal undersøge løsningen på disse behov.

På lang sigt er der naturligt generelt større usikkerhed omkring de identificerede behov, idet de vil være mere afhængige af den politiske, teknologiske og markedsmæssige udvikling. På baggrund af analyserne er der identificeret tre overordnede kernebudskaber vedrørende behov for udvikling i eltransmissionsnettet, som præsenteres herunder.



Figur 4 Kernebudskaber for behov i eltransmissionsnettet

Herunder beskrives de primære drivere for behovene i delområder af eltransmissionsnettet, og de væsentligste usikkerheder fremhæves. For alle områderne gælder det, at der, ud over den udvikling der er forudsat i AF20-analyserne, er en række potentielle forbrugs- og produktionsprojekter, som kan medføre behov for tiltag, som ikke er afdækket af analyserne. Energinet behandler konkrete henvendelser fra forbrugere eller producenter, der ønsker tilslutning til elnettet og analyserer eventuelle afledte behov for udvikling af eltransmissionsnettet.

Vestjylland: Behovene i området er primært drevet af VE-udbygningen, og der identificeres betydelige begrænsninger i området i alle analyserede scenarier. Udbygning med distribueret VE er de primære drivere for begrænsningerne i 150 kV-nettet og 400/150 kV-transformere, mens udbygning med havvind især er drivere for begrænsningerne i 400 kV-nettet. Tilslutningspunkter for en energigør i Nordsøen vil ligeledes være afgørende for begrænsningerne, hvor tilslutning inden for det vestjyske område vil øge begrænsningerne på 400 kV-forbindelserne ud af området. Udbygning med PtX i området forventes modsat at kunne reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

Nordjylland: Det nordjyske område er generelt præget af at være et område med produktionsoverskud, og der forudsættes også en tilvækst med solceller løbende frem mod 2040. Derudover forudsættes en generel tilvækst i det klassiske forbrug. Den forudsatte udvikling i AF20-analyserne kan dog i høj grad håndteres inden for det eksisterende eltransmissionsnet. Yderligere væsentlige stigninger i forbruget, f.eks. ved tilslutning af PtX-anlæg eller andre store forbrugskunder, kan medføre kapacitetsudfordringer. Tilsvarende kan flere solcelleanlæg medføre øgede begrænsninger.

Østjylland: Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind, hvor der også er betydelige potentialer for udbygning ud over det, der er forudsat i analyserne. I og omkring Aarhus er behovene drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

Horsens og Trekantområdet: Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug som følge af elektrificering medfører begrænsninger. Ligeledes vil forbruget fra de forudsatte storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

Fyn: Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Der er dog kun identificeret få begrænsninger, idet den forudsatte udvikling i høj grad kan håndteres inden for det eksisterende net. Etablering af PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Tilsvarende kan flere solcelleanlæg medføre øgede begrænsninger.

Syddjylland: Behovene i området er meget afhængige af, hvilke tilslutningspunkter der vælges for energiøen i Nordsøen, samt hvordan produktionen herfra skal transporteres til nationalt forbrug eller eksport. Tilsvarende bliver indpasningen af den øgede mængde havvind efter energiøen afgørende.

Sydsjælland og Lolland-Falster: Behovene i området er drevet af VE-udbygningen; især den distribuerede VE men vil også afhænge af udviklingen i havvindmølleparker. I alle analyserede scenarier ses begrænsninger, men størrelsen af begrænsningerne vil være meget afhængig af udbygningen med havvind og sol. Etablering af lokal PtX kan bidrage til at reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

Midt- og Vestsjælland: Der konstateres begrænsninger i området omkring Køge-Roskilde-snittet, som er centralt placeret mellem et område med produktionsoverskud og et område med produktionsunderskud og eksportmuligheder. Det medfører, at begrænsningerne i området er følsomme over for en lang række usikre forudsætninger. Det gælder både udvikling i distribueret VE, tilslutningspunkt for energiøen ved Bornholm og udviklingen inden for PtX.

Nordsjælland: Udviklingen i det Nordsjællandske område er især præget af havvindmølleparken Hesselø, der er forudsat tilsluttet i station Hovegård. Derudover forudsættes en mere moderat tilvækst i solcelleanlæg end i andre dele af landet samt en generel stigning i forbruget. Disse udviklinger kan håndteres uden større ændringer i det eksisterende transmissionsnet udover de ændringer, der kræves for selve tilslutningen af Hesselø.

Københavnsområdet: Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet, anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Tilslutning af energiøen ved Bornholm i Københavnsområdet kan bidrage med produktionskapacitet i et område med produktionsunderskud. Det vil dog være nødvendigt med nærmere analyser, om hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og vindproduktion. Der kan omvendt også være behov for eksport af overskydende vindproduktion væk fra Københavnsområdet, ligesom der kan opstå behov afledt af import eller eksport på udlandsforbindelsen.

3. Grundlag for behovsanalysen

Grundlaget for behovsanalysen udgøres af:

- Det aktuelle eltransmissionsnet og godkendte projekter (netreferencen)
- Fremskrivninger af forbrug og produktion i energisystemet
- Energinets netplanlægningskriterier
- Politisk bestemte saneringer og forskønnelser i det eksisterende eltransmissionsnet.

Energinets planlægningskriterier er beskrevet i *Bilag 4 – Planlægningskriterier* og anvendelsen heraf i behovsanalysen i afsnit 4 - *Metode for identifikation af behov*. Aktuelle politiske rammer for saneringer og forskønnelser præsenteres i afsnit 5 - *Saneringsbehov*. De øvrige emner beskrives mere detaljeret i de efterfølgende afsnit.

3.1 Netreferencen

Behovsanalysen tager afsæt i det eksisterende eltransmissionsnet og godkendte projekter, der endnu ikke er idriftsatte – herefter betegnet netreferencen. Indenfor perioden 1. marts 2020 til 1. marts 2021 er følgende større projekter afsluttet:

- Kriegers Flak CGS: en ny 400 MW udlandsforbindelse mellem Tyskland og Sjælland kombineret med nettilslutning af havvindmølleparken Kriegers Flak¹. [8] [9]
- Østkystforbindelsen mellem Jylland og Tyskland – øger handelskapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark med 800-1.000 MW. [10]
- Anlæg til tilslutning af i alt 350 MW kystnære vindmølleparker Vesterhav Nord og Vesterhav Syd herunder etablering af ny 150/60 kV-station Engbjerg. [11] [12] Vindmøllerne forudsættes fuldt idriftsat i 2023, og det er derfor først der, man vil se påvirkning af resultaterne i behovsanalysen.

Derudover er en række udbygnings-, reinvesterings- og saneringsprojekter afsluttet – se *Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen*.

Nye projekter i netreferencen skal være godkendt af alle relevante instanser, både i Energinet, ved Energistyrelsen og Klima-, Energi- og Forsyningsministeren. Disse omfatter følgende større projekter, hvor årstallet i parentes refererer til det første hele år, projektet forventes i drift:

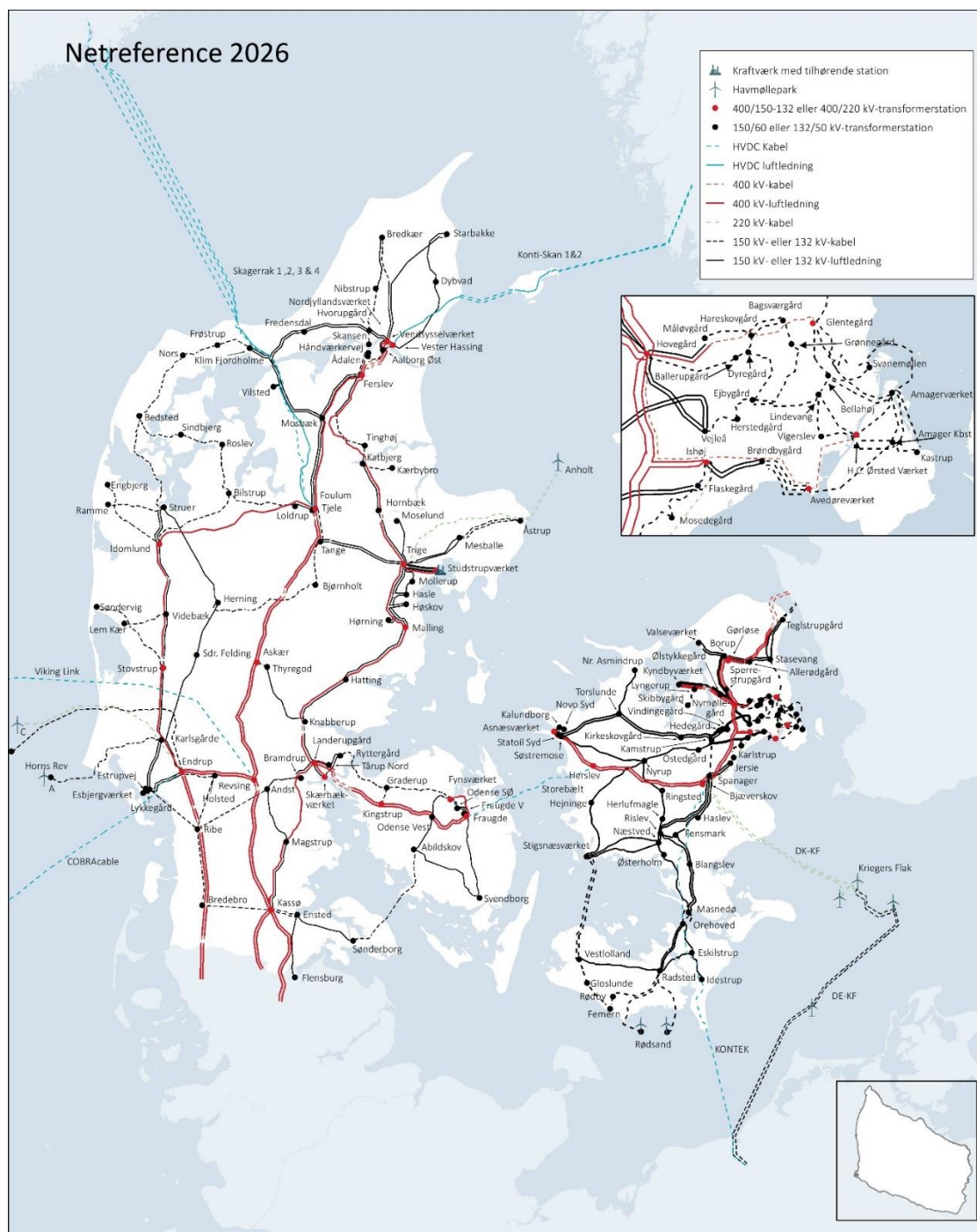
- Kabellægning af 132 kV Kamstrup-Spanager og opgradering af 400/132 kV-transformerkapacitet i Bjæverskov (2024)²
- Viking Link-forbindelsen mellem Jylland og England - 1.400 MW handelskapacitet (2024) [13]
- 400 kV-forbindelsen Endrup-Grænsen; øger handelskapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark med ca. 1.000 MW (2024) [14]
- 400 kV-forbindelsen Idomlund-Endrup med ny 400 kV-station i Stovstrup (2024) [15]
- Ny 150 kV-kabelstruktur som erstatning for luftledninger mellem Kassø og Lykkegård (2023-25) [16]

¹ Den kapacitet, der stilles til rådighed for markedet, vil afhænge af produktionen på havmøllerne ved Kriegers Flak.

² Projektet blev §4-godkendt i juni måned men er medtaget i netreferencen, fordi der var forventning om, at projektet ville blive godkendt inden offentliggørelse af behovsanalysen. Projektet indgår i analyserne i hele 2024 men forventes jævnfør seneste tidsplan først idriftsat i Q3 2024.

- 132 kV-tilslutning af forbrug fra Femern Bælt tunnel og etablering af ny 132 kV-station Gloslunde på Lolland (2025-2026)³

Derudover indgår der en række mindre igangværende projekter, som er præsenteret i *Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen*. Alle eksisterende anlæg antages som en del af netreferencen i hele perioden – også selvom de har endt levetid inden for perioden. Netreferencen er vist på Figur 5.



Figur 5 Netreferencen 2026 – Eltransmissionsnettet når alle godkendte projekter er gennemført.

³ Projektet blev §4-godkendt i juni måned men er medtaget i netreferencen, fordi der var forventning om, at projektet ville blive godkendt inden offentliggørelse af behøvsanalysen.

3.2 Fremskrivning af udviklingen i energisystemet

Behovet for både nye tiltag og for at opretholde det eksisterende eltransmissionsnet afhænger i høj grad af forventninger til udviklingen i det danske energisystem. Denne behovsanalyse baserer sig på udviklingen beskrevet i [Analyseforudsætninger 2020 \(AF20\)](#) [1]. Fremskrivningerne i AF20 repræsenterer et sandsynligt udviklingsforløb, hvor der tages højde for den forventede teknologiske udvikling og de politiske målsætninger. Fremskrivningerne er i tråd med klimaatalen af 22. juni 2020 og muliggør opnåelse af den politiske målsætning om 70 % drivhusgasreduktion i 2030 og netto-0 drivhusgasudledning i 2050.

De primære drivere for behov for nye tiltag som følge af udvikling i det energisystem, eltransmissionsnettet skal understøtte, er:

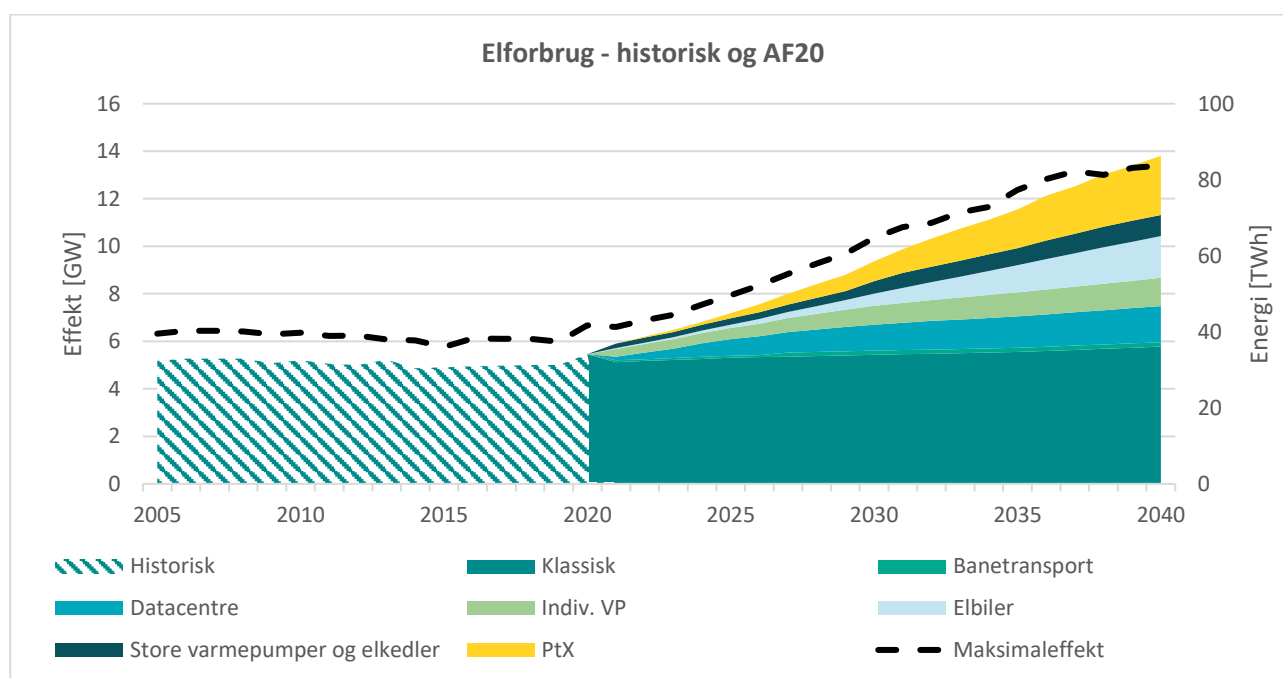
- Elforbrugsændringer
- Udvikling i VE-produktionskapacitet
- Nye handelsforbindelser.

For de nye traditionelle handelsforbindelser⁴, der idriftsættes de kommende år, gælder det, at de interne netforstærkninger, der er nødvendige for at kunne indpasse dem i det danske eltransmissionsnet, allerede er en del af netreferencen. Undtagelsen herfor er de udlandsforbindelser, der skal etableres i forbindelse med de energigøer, der er indgået politisk aftale om at undersøge. Forventninger til udviklingen i forudsætningerne beskrives overordnet i de efterfølgende afsnit. For yderligere detaljer henvises til materialet omkring AF20 på Energistyrelsens hjemmeside [1].

3.2.1 Forbrugsændringer

Af Figur 6 fremgår det, at der forventes et øget elforbrug frem mod 2040. De sidste 20 år har elforbruget været næsten konstant, men som følge af elektrificeringen ser vi ind i et markant skifte i udviklingen de næste 20 år. Mens det klassiske forbrug fra husholdninger og erhverv forventes at være næsten konstant, sker der en stigning i det øvrige forbrug som følge af en øget elektrificering af samfundet. Det gælder især en øget elektrificering af varme- og transportsektoren samt indirekte elektrificering gennem Power-to-X (PtX), hvor elektricitet omdannes til forskellige former for brændsler, der f.eks. kan anvendes i transportsektoren og industrien. Derudover forventes en markant stigning i elforbruget som følge af flere store datacentre i Danmark. Af Figur 6 fremgår det, at det både er energiforbruget og det maksimale forbrug – den så kaldte maksimaleffekt – der forventes at stige markant frem mod 2040.

⁴ Opgradering af kapaciteten mellem Tyskland og Vestdanmark på både vestkysten og østkysten, Kriegers Flak og Viking Link.



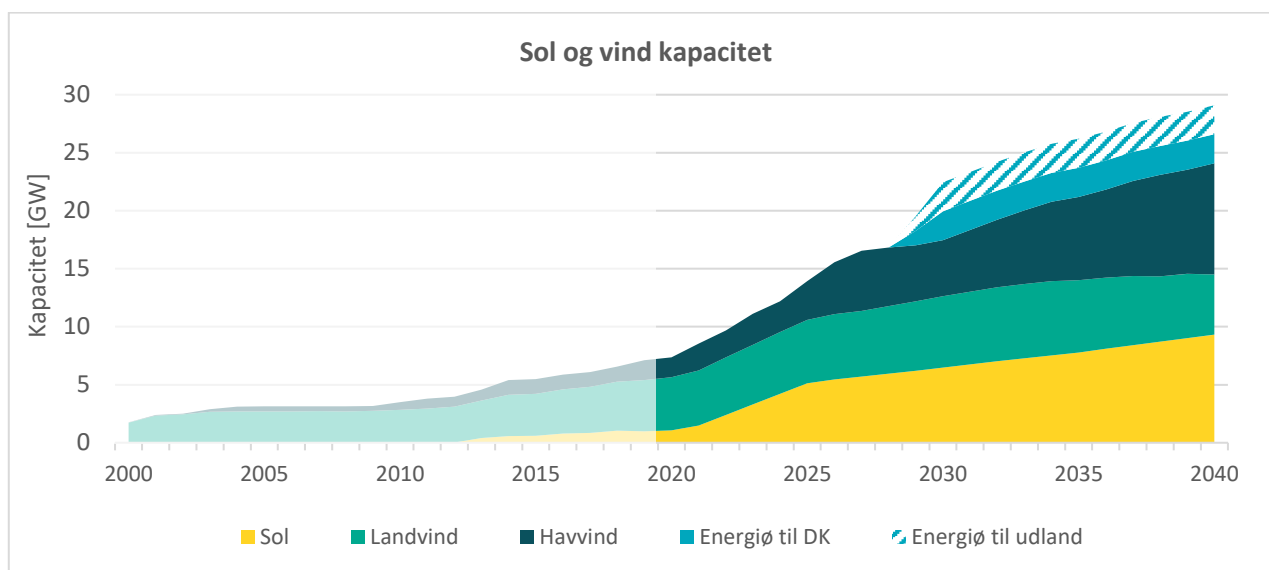
Figur 6 Bruttoelforbrug og maksimalt elforbrug historisk jævnfør Energinets markedssimuleringer af AF20. Områderne angiver energiforbrug og kan aflæses på den højre akse, strengen angiver maksimalt effektforbrug og kan aflæses på den venstre akse.

3.2.2 Udvikling i VE-produktionskapacitet

Det er udviklingen i vindmøller og solceller, der primært driver behovet for tiltag i eltransmissionsnettet afledt af udvikling i VE-produktionskapacitet. VE-baseret termisk kapacitet såsom biomasse-fyrede kraftvarmeverker forventes etableret på eksisterende kraftværkspladser, hvor de kommer til at erstatte eksisterende fossile anlæg. I mange tilfælde kommer de nye anlæg til at have lavere kapacitet end de eksisterende og vil derfor ikke umiddelbart give anledning til nye tiltag i eltransmissionsnettet.

Som det fremgår af Figur 7, forventes en markant stigning i sol- og vindkapaciteten de næste 20 år – en væsentligt større tilvækst end de sidste 20 år. Det stiller store krav til eltransmissionsnettet, når denne øgede produktion skal udnyttes.

Af analyseforudsætningerne fremgår de to energiøer i Nordsøen og ved Bornholm på henholdsvis 3 GW og 2 GW, som en del af klimaaftalen fra 2020 [17]. Der fremgår ligeledes en forventning om, at kapaciteten skal fordeles ligeligt mellem Danmark og et naboland. Forbindelserne mellem energiøerne og Danmark skal også fungere som handelsforbindelser, og udvekslingen mellem øerne og det danske eltransmissionsnet vil derfor være en blanding af handel med nabolande og ilandføring af havvind. I AF20 er energiøen i Nordsøen fuldt indfaset i 2030. Det er sidenhen blevet klart, at det vil være vanskeligt at tilslutte energiøen før 2033, hvilket dog ikke afspejles i analyserne i denne behovsanalyse.



Figur 7 Installeret kapacitet fra solceller og vindmøller. Faktisk installeret kapacitet frem til og med 2020 og herefter udvikling jf. AF20.

3.2.3 Balance mellem forbrug og produktion

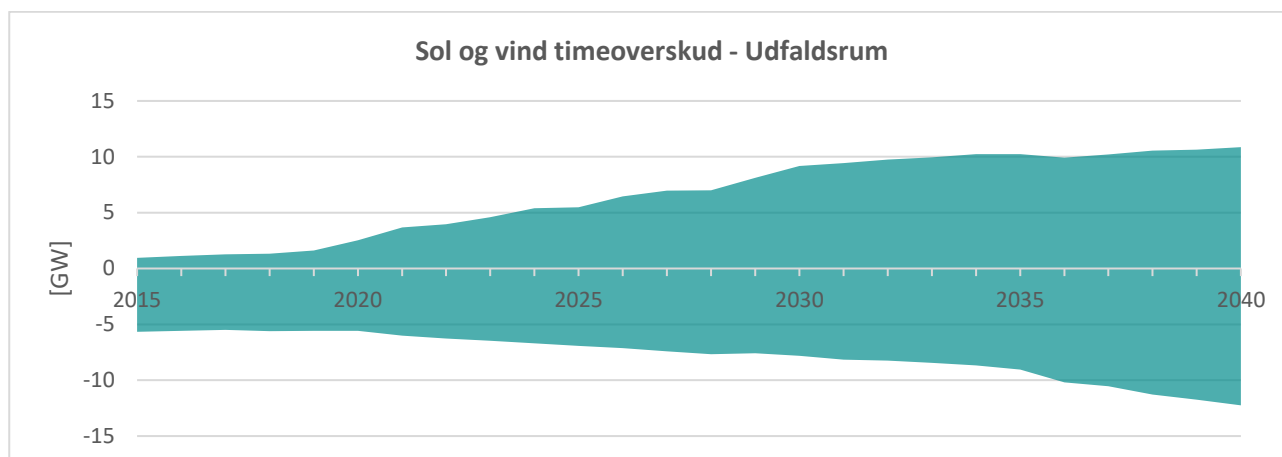
Hvad angår udfordringer i transmissionsnettet, er det ikke et stigende forbrug eller produktion i sig selv, der driver behovene men en geografisk og/eller tidsmæssig ubalance imellem forbruget og produktionen. I dette afsnit beskrives udviklingen i den tidsmæssige balance. Dette gøres på et overordnet niveau for hele Danmark. Den geografiske balance og udviklingen heri beskrives i afsnit 3.2.4 - Netplanlægningsforudsætninger.

Baseret på historiske målinger samt markedssimuleringer af AF20 opgøres, time for time, overskuddet af national sol- og vindproduktion i forhold til det nationale forbrug. Et overskud i en given time indikerer, at noget af den danske vind- og solproduktion eksporteres på udlandsforbindelserne. Modsat betyder et underskud, at termisk kapacitet og/eller import på udlandsforbindelserne bidrager til at dække det danske forbrug. På Figur 8 vises hvordan udfaldsrummet for denne opgørelse ændrer sig over tid frem mod 2040.

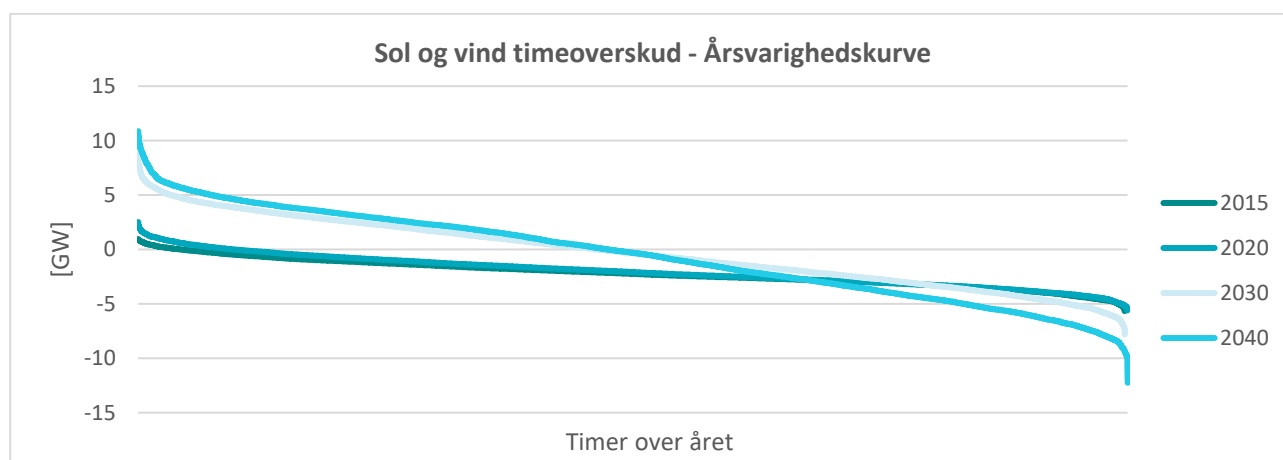
Det ses, at frem til omkring 2019 har udfaldsrummet været relativt fast. Det vil sige, at det maksimale produktionsoverskud har været på omkring 1 GW, mens det maksimale underskud har været omkring 5,5 GW, hvilket er lidt mindre end det maksimale danske forbrug. Opgørelserne viser, at det er en markant udvikling, vi ser ind i frem mod 2040, og at elsystemet fremadrettet vil blive præget af væsentligt større tidsmæssige ubalancer mellem nationalt forbrug og produktion. Det er en følge af sol- og vindproduktionens fluktuerende og ukontrollerbare karakteristika, der ikke altid falder sammen med forbruget. Opgøres den samlede energimængde over året, er der tilnærmet balance mellem nationalt forbrug og sol- og vindproduktion. Der ligger dog nogle store timemæssige udsving bag den betragtning. Det er blandt andet disse store udsving, der stiller nye krav til eltransmissionsnettet, når overskudsstrømmen skal transporteres væk fra produktionsstedet, og modsat strøm skal transporteres frem til forbrugerne, når der ikke er lokal produktion til at dække det.

Fordelingen inden for udfaldsrummet ses for udvalgte nedslagsår illustreret med en årsvarighedskurve nederst på Figur 9. Det ses generelt på tværs af årene, at de mest ekstreme situationer forekommer i relativt få timer. Særligt fra 2030

og frem er der markante spidser i begge ender af varighedskurven. Det er altså i relativt få timer om året, vi befinder os i den ydre del af udfaldsrummet på Figur 8.



Figur 8 Udfaldsrum for overskud af sol og vind i årets timer ud fra både historiske data og Energinets markedssimuleringer af AF20. Halvdelen af den energi, der produceres på energiøerne, indgår i opgørelsen – i praksis fordeles produktionen ikke nødvendigvis ligeligt mellem Danmark og nabolandet.



Figur 9 Varighedskurver for overskud af sol og vind i årets timer ud fra både historiske data og Energinets markedssimuleringer af AF20. Halvdelen af den energi, der produceres på energiøerne, indgår i opgørelsen – i praksis fordeles produktionen ikke nødvendigvis ligeligt mellem Danmark og nabolandet.

3.2.4 Netplanlægningsforudsætninger

For eltransmissionsnettet er det ikke kun de samlede forventninger til udviklingen i energisystemet, som beskrevet ovenfor, der er afgørende, men i mindst lige så høj grad den geografiske fordeling af forbrug og produktion, og i hvor høj grad forbrug og produktion udbygges geografisk tæt på hinanden.

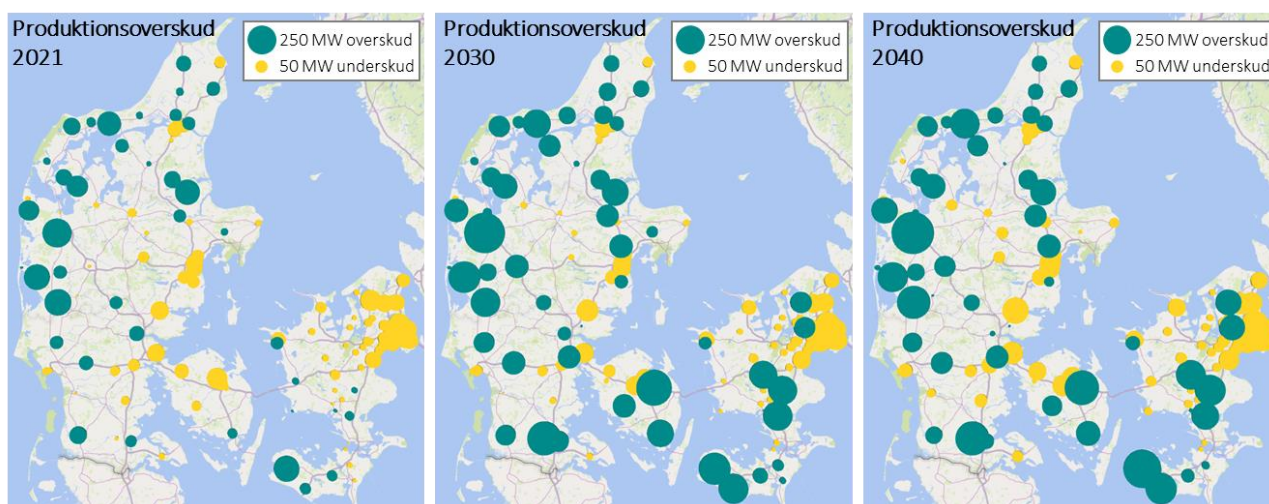
For at kunne anvende forudsætningerne til behovsanalysen for eltransmissionsnettet er der behov for en stor geografisk detaljeringsgrad. Derfor fastlægges, med udgangspunkt i fremskrivningerne i AF20, mere detaljerede lokale forhold til brug for netplanlægning. For hver enkelt station fastlægges aktuel og fremskrevet forbrug og produktion – herefter

omtalt som dekomponering. De metoder, der anvendes til dekomponeringen, er beskrevet i notatet *Fra Analyseforudsætninger til Netplanlægningsforudsætninger* som kan findes på [Energinets hjemmeside](#) [18]. I dette afsnit beskrives nøgleantagelser og resultater af dekomponeringen for udvalgte parametre.

Distribueret forbrug og produktion

Som et nøgletal, der kan bruges til at repræsentere dekomponeringen af en række af forudsætningerne, præsenteres udviklingen i produktionsoverskud på stationsniveau baseret på AF20 på Figur 10. Produktionsoverskuddet er her defineret som den installerede distribuerede VE-kapacitet fratrukket maksimaleffekten for det distribuerede forbrug. Det distribuerede forbrug omfatter det klassiske forbrug, individuelle varmepumper og vej- og søtransport, og den distribuerede VE-kapacitet omfatter sol og landvind. Maksimaleffekten henviser til det maksimale forbrug for hver enkelt kategori. Hvis produktionsoverskuddet er negativt (gul cirkel), betyder det, at eltransmissionsnettet i mange timer vil skulle transportere elektricitet ind til området, og det vil typisk være forbruget, der er dimensionerende for behovet i eltransmissionsnettet. Hvis produktionsoverskuddet er positivt (grøn cirkel), betyder det, at eltransmissionsnettet ofte vil skulle transportere produktion væk fra området, og det vil typisk være produktionen, der er dimensionerende i det område. Havvind påvirker eltransmissionsnettet anderledes end den generelle udvikling, da der er tale om store produktionskapaciteter, der typisk tilsluttes på 400 kV-niveau. Derfor behandles havvind separat senere i dette afsnit.

Af Figur 10 fremgår det, at der allerede i dag er områder, hvor der er væsentligt mere produktionskapacitet end maksimalt forbrug. Det gælder f.eks. Lolland og Nordvestjylland. Frem mod 2040 ses det, at det ligeledes er i disse områder, produktionsoverskuddet stiger, ligesom også Sydsjælland, Fyn og den nordøstlige del af Midtjylland får en øget forbrugsdækning over tid. Stigningen skyldes især den stigende solcellekapacitet, hvor en række VE-udviklere viser stor interesse for at opstille anlæg i områderne. Denne viden er anvendt i dekomponeringen af fremskrivningen fra AF20.



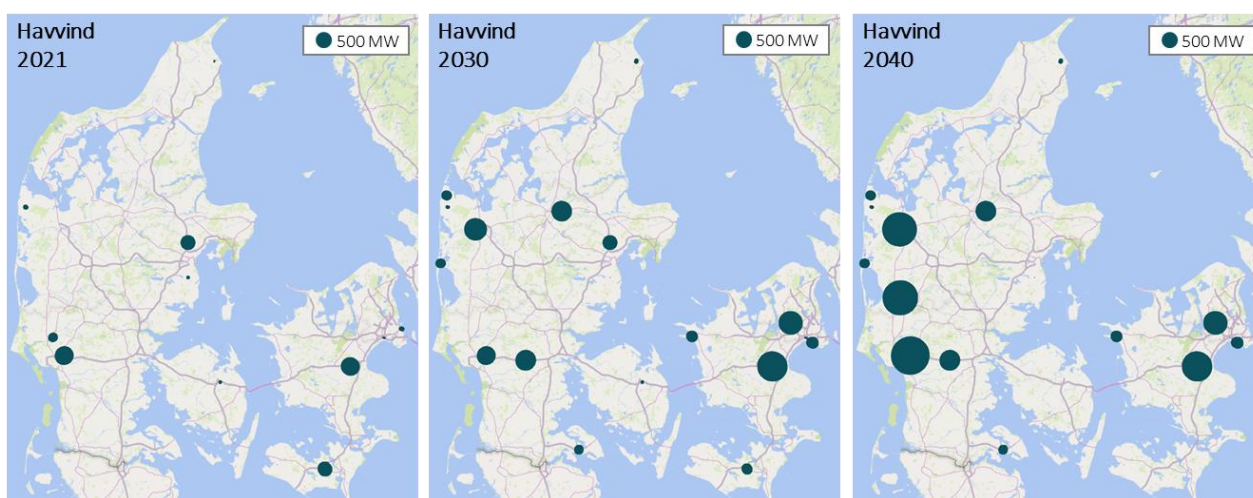
Figur 10 Produktionsoverskud på stationsniveau jf. dekomponering af AF20. Forbrugsdækning er her forstået som distribueret VE (sol og landvind) fratrukket summen af maksimaleffekt for distribueret forbrug (klassisk, vej- og søtransport og individuelle varmepumper). Cirklerne er farvet ud fra, om der er over- (grøn) eller underskud (gul) af produktionskapacitet på stationen. Cirklernes størrelse viser størrelsen af produktionsoverskuddet.

Havvind

Udover den distribuerede udvikling, som er illustreret på Figur 10, vil udviklingen af hav- og kystnær vind, hvor større produktionskapacitet tilsluttes i et punkt, også have betydning for de krav, der stilles til eltransmissionsnettet. På Figur 11 ses, hvordan kapaciteten og fordelingen heraf udvikler sig fra 2021 til 2040. Figuren viser de stationer, som kapaciteten antages tilsluttet i. Fra i dag og frem til 2030 er de største ændringer parkerne Thor og Hesselø og de to energiøer.

Energiøerne er medtaget med den ilandføringskapacitet, der er forudsat i AF20 med 1,5 GW og 1 GW fra henholdsvis Energiø Nordsøen og Bornholm. Siden udarbejdelsen af AF20 har det vist sig, at det kan blive vanskeligt at etablere energiøen i Nordsøen før 2033 – den indgår dog fortsat i analyserne fra 2030 jævnfør AF20. Det er endnu ikke afklaret, hvilke stationer energiøerne skal tilsluttes i. I basis-analyserne er Nordsø Energiøen forudsat tilsluttet delt imellem station Revsing og Tjele. Energiø Bornholm er i basis-analyserne tilsluttet i station Bjæverskov. I arbejdet med energiøerne undersøges dog også en række alternative tilslutningspunkter, og resultaterne for nogle af mulighederne præsenteres også i denne analyse. I behovsanalysen analyseres konsekvenserne ved tilslutning i eksisterende stationer. Det kan dog blive nødvendigt at etablere nye stationer for at kunne tilslutte energiøerne.

Efter etablering af energiøerne er den øvrige havvindsudbygning forudsat som traditionelle radialtilsluttede havvindmølleparker i Nordsøen og forudsat jævnt fordelt over de tre vestjyske 400 kV-stationer Endrup, Stovstrup og Idomlund. Det er fortsat usikkert, om denne havvindsudbygning alternativt bliver i relation til energiøen i Nordsøen. Tilsvarende skal der undersøges alternative muligheder for tilslutningen af parkerne, hvis eller når der bliver mere klarhed om dem – f.eks. alternative metoder til at få ført produktionen længere ind i landet.



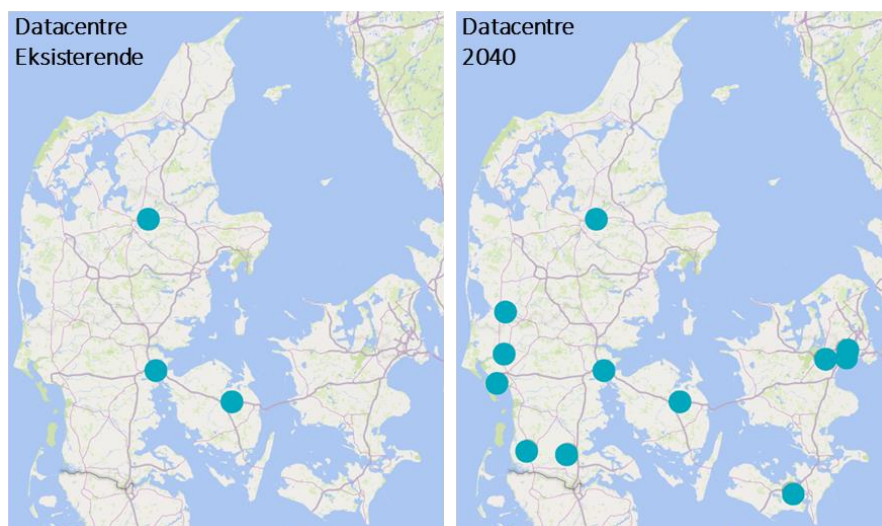
Figur 11 Hav- og kystnær vindkapacitet på stationsniveau jævnfør dekomponering af AF20. Cirklernes størrelse viser den installerede kapacitet.

For de kystnære vindmølleparker, der opstilles efter åben-dør-ordningen, er der en række potentielle projekter i pipeline [19]. Projekterne omfatter en betydeligt større kapacitet end den udvikling, der er forudsat i AF20. Ved dekomponeringen er kapaciteten i AF20 fordelt på nogle af de projekter, der er længst i åben-dør-processen. Kapaciteten er fordelt på projekterne Lillebælt Syd, Frederikshavn Havvindmøllepark, Aflandshage og Jammerland Bugt.

I Bilag 2 – Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker ses en liste over de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for hav- og kystnære vindmølleparker i AF20.

Datacentre

Jævnfør AF20 er der en forventning om en betydelig stigning i elforbruget fra store datacentre i det danske elsystem. Dekomponeringen baserer sig på Energinets viden om potentielle projekter og placeringer, der har været interesse for fra aktører eller kommuner. På Figur 12 ses de placeringer, der er anvendt som en forudsætning for behovsanalysen.



Figur 12 Datacentres placering på stationsniveau jævnfør dekomponering af AF20. Størrelserne er ikke angivet af hensyn til virksomhedsfuldsomme oplysninger.

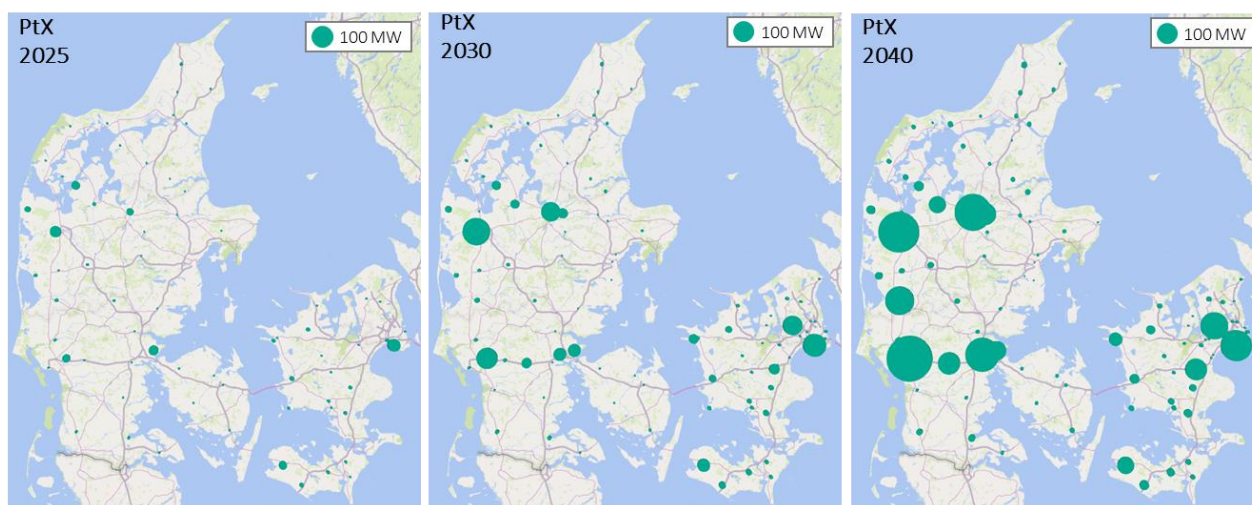
Power-to-X

Power-to-X (PtX) indgår for første gang i analyseforudsætningerne i AF20. Der er mange usikkerheder om, hvilke faktorer der bliver drivende for placeringen af anlæggene. Til dekomponeringen af PtX-fremskrivningen i AF20 er der anvendt tre overordnede fordelingsnøgler til hver sin delmængde af den samlede kapacitet:

- Kendte potentielle projekter som eksterne aktører har udmeldt ambitioner og planer om (se liste i "Bilag 3 – Kendte mulige PtX-projekter brugt til dekomponering")
- Tilslutningspunkter for havvind
- Installeret kapacitet af sol og landvind

De sidste to punkter bygger på en forudsætning om en høj grad af samplacering, der bidrager til, at VE-produktionen anvendes der, hvor den produceres. Der er stor usikkerhed forbundet med den antagelse, og analyserne kan derfor være optimistiske i forhold til PtX-udviklingens betydning for eltransmissionsnettet.

Resultatet af dekomponeringen kan ses på Figur 13. Den valgte tilgang til dekomponeringen vil på nogle områder give et optimistisk billede af belastningen på nettet. Dette skyldes, at en del af kapaciteten placeres steder med høj VE-produktion, hvor PtX-anlæggene kan bidrage til at reducere behovet for at transportere strøm væk fra området. Den effekt, PtX har på eltransmissionsnettet, vil i sidste ende være meget afhængig af den geografiske placering af anlæggene. PtX er desuden en ny type forbrug, der forventes at indgå i dimensioneringen af nettet på en anden måde end det klassiske forbrug. Der kan læses mere herom i *Bilag 4 – Planlægningskriterier*.



Figur 13 PtX-kapacitet på stationsniveau jævnfør dekomponering af AF20. Cirklernes størrelse viser den installerede kapacitet.

3.2.5 Følsomhedsanalyser

Analyseforudsætningerne repræsenterer det bedste bud til at opnå de politiske klimamålsætninger. Der er dog stadig en række usikkerheder i forhold til, hvordan udviklingen bliver. Det kan både handle om de specifikke udviklinger, der ligger i analyseforudsætningerne, men i lige så høj grad den geografiske fordeling af de forskellige fremskrivninger. I dette arbejde er der udvalgt enkelte følsomhedsanalyser, som vurderes at være aktuelle og kan have overordnet betydning for de behov, vi ser ind i. Derudover undersøger Energinet løbende, om ændringer i forbrug og produktion afføder nye behov. For eksempel i de tilfælde hvor der rettes henvendelse om tilslutning af et solcelleanlæg, som ikke er omfattet af den dekomponering, der er beskrevet i dette dokument.

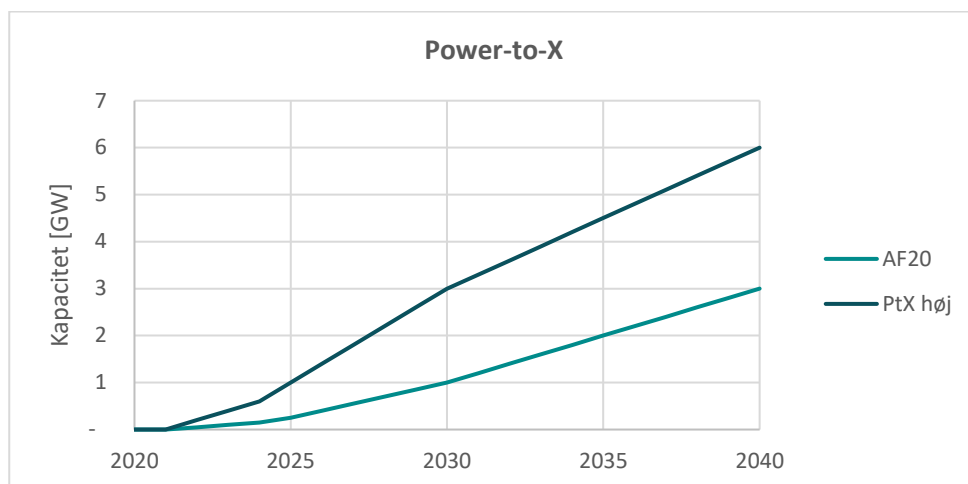
Power-to-X

Med den mængde PtX, der indgår i fremskrivningerne i AF20, er det ikke muligt at favne alle de ambitioner, forskellige selskaber har meldt ud omkring store PtX-anlæg i forskellige dele af landet. For at kunne perspektivere til betydningen af nogle af disse udmeldinger analyseres også på det høje forløb i det udfaldsrum, der præsenteres for PtX-udviklingen i baggrundsmaterialet til AF20 [20].

Den øgede kapacitet fordeles på følgende stationer med en resulterende samlet kapacitet på stationen i 2040:

- Endrup: 1,7 GW
- Tjele: 0,6 GW
- Landerupgård: 0,8 GW
- Avedøreværket: 1,2 GW

Fordelingen er lavet ud fra viden om områder, hvor der er interesse og potentiale fra forskellige kanter.



Figur 14 Power-to-X-kapacitet i henholdsvis AF20-forløbet og den høje del af udfaldsrummet fra AF20

Netanalyserne for det høje PtX-forløb gennemføres for nedslagsårene 2025, 2030, 2035 og 2040. Hvis der vises resultater for de mellemliggende år, vil det være ved interpolation imellem nedslagsårene.

Havvind i Østdanmark

I AF20 forudsættes det, at havvindmølleparker tages ud af drift efter 25 år. Denne antagelse er særligt afgørende i Østdanmark, hvor de to parker syd for Lolland, Nysted og Rødsand forudsættes taget ud af drift i henholdsvis 2029 og 2036. Tidligere har det været antaget, at vindmøllerne ville blive udskiftet med nye møller, når de havde udtjent deres levetid – det såkaldte repowering. Denne antagelse indgår dog ikke i AF20. Derudover er der en potentiel stor havvindmøllepark sydøst for Møn, der følger den såkaldte åben-dør-proces. Begge disse forhold repræsenterer udviklinger, der kan føde ind i en eksisterende problematik omkring transport af overskydende VE-produktion væk fra den sydlige del af Østdanmark. Derfor undersøges en variation, hvor yderligere 500 MW havvind fødes ind i station Radsted fra 2030 i forhold til det, der fremgår af AF20. Ligeledes undersøges en variation med de 500 MW i Radsted og 1.000 MW ekstra havvind tilsluttet i station Blangslev fra 2030.

Opsamling

I den resterende del af notatet omtales følsomhedsanalyserne med følgende navne:

- **+500 MW havvind:** 500 MW ekstra havvind i Radsted fra 2030
- **+1.500 MW havvind:** 500 MW ekstra havvind i Radsted og 1.000 MW ekstra havvind i Blangslev fra 2030
- **PtX høj:** den høje del af PtX-udfaldsrummet i AF20

Ud over de overordnede følsomheder på udvikling i forbrug og produktion analyseres også forskellige mulige tilslutningspunkter for energijørerne. Disse variationer beskrives løbende i de afsnit, hvor de bringes i spil.

Resultaterne af de forskellige følsomheder inddrages de steder, hvor de enkelte følsomheder vurderes særligt relevante for resultaterne. Følsomhedsanalyserne bruges i høj grad til at illustrere mulige udfaldsrum for udviklingen i forskellige områder. De udfaldsrum, der præsenteres, baserer sig udelukkende på de analyserede følsomheder. I praksis vil det reelle potentielle udfaldsrum sandsynligvis være større end vist. Det kunne f.eks. være i tilfælde med en kombination af flere af de analyserede følsomheder.

4. Metode for identifikation af behov

I dette afsnit beskrives de metoder, der anvendes til identifikation af de forskellige typer behov i behovsanalysen.

4.1 Identifikation af behov for nye tiltag

Behovet for nye tiltag baserer sig på en analyse af konsekvenserne ved fejl og mangler i eltransmissionsnettet i givne driftssituationer. De tilladelige konsekvenser i forskellige situationer er beskrevet i Energinets netplanlægningskriterier, som er beskrevet i *Bilag 4 – Planlægningskriterier*. Driftssituationerne analyseres ved en række planlægningsbalancer.

Energinet arbejder med to typer planlægningsbalancer:

- **Markedsbalancer:** baserer sig på Energinets simuleringer af elspotmarkedet i værktøjet SIFRE [21]. SIFRE simulerer spotmarkedet og giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller sammen time for time for et givent år. Herved opnås 8.760 markedsbalancer for hvert analyseår. En samlet netanalyse af disse kaldes en årskørsel.
- **Standardbalancer:** Standardbalancerne beskriver realistiske men mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling. I denne behovsanalyse anvendes standardbalancerne til at sikre nettilstrækkeligheden i forhold til forsyning af forbrug ved udfald af to komponenter i nettet (N-2).

De to typer planlægningsbalancer er beskrevet i flere detaljer i *Bilag 5 – Planlægningsbalancer og analyser*.

Markedsbalancerne anvendes til den primære behovsafdækning, fordi disse muliggør opgørelse af hyppigheden af de identificerede overbelastninger og dermed den energimængde, der ligger i de enkelte overbelastninger. Dette kan bruges til både at vurdere sandsynligheden for, at overbelastningen forekommer, og hvor kritisk den enkelte overbelastning er for systemet.

Behovsidentifikationen baserer sig på analyser af intakt net og under ét vilkårligt udfald i transmissionsnettet (N-1) for årskørslerne samt to vilkårlige udfald (N-2) for udvalgte standardbalancer. N-1 analyserne understøtter primært indpassning af VE, hvor N-2 analyserne understøtter forsyning af forbrug. Forskellen skyldes, at kravene til transmissionsnettet er større i forhold til forsyning af forbrugere end aftag af VE-produktion. De forskellige typer analyser er beskrevet i flere detaljer i *Bilag 5 – Planlægningsbalance*.

4.2 Identifikation af reinvesteringsbehov

Reinvesteringsbehov i eksisterende eltransmissionsnet identificeres på baggrund af de enkelte anlægs tilstand og restlevetid. Metoderne hertil indebærer, at vedligehold og reinvesteringer i højere grad prioriteres ud fra et anlægs konkrete tilstand og kritikalitet (vigtighed for elsystemet) end ud fra faste antagelser om levetider for forskellige anlæg. Det reinvesteringsbehov, der præsenteres i behovsanalysen, baserer sig således på konkrete tilstands- og reinvesteringsvurderinger for de enkelte komponenter. Reinvesteringsbehovet vises for de kommende 10 år, idet vurderinger af endt levetid herefter bliver meget usikre.

4.3 Identifikation af saneringsbehov

Saneringer i eltransmissionsnettet omfatter forskønnelser baseret på politiske ønsker, omlægninger initieret af tredjeparter, restruktureringer af transmissionsnettet samt demontering ved ophørt behov for en given komponent. Omlægninger initieret af tredjeparter kendes ikke på forhånd, og det er derfor vanskeligt at lave en langsigtet koordinering af

dette behov med andre behov. Henvendelserne håndteres i stedet efterhånden, som de kommer, og koordineres med andre projekter, hvis det er muligt. De kan dermed også ændre på den prioritering, der foretages af de øvrige projekter.

Forskønnelser baseret på politisk ønske er afhængig af de aktuelle politiske ønsker og retningslinjer for kabellægninger samt de tekniske muligheder for kabellægning.

4.4 Øvrige behov

De foregående beskrevne tre typer behov omfatter størstedelen af de behov, Energinet ser ind i. Der kan dog også være andre typer behov, der kan medføre iværksættelse af nye tiltag. Det gælder f.eks.:

- Reaktiv kompensering
- Sektionering af stationer
- Beredskabsmæssige tiltag

Behov for denne nye type tiltag vurderes løbende og løsningerne herpå vil blive inddraget i den langsigtede netstruktur efterhånden som løsningerne identificeres.

Udover disse andre typer behov kan de tekniske krav der stilles til funktionaliteten af transmissionsnettet også medføre en anden type behov, der skal håndteres i løsningsvalg. Det gælder f.eks. opretholdelse af det rigtige kortslutningsniveau, som stiger, i takt med at transmissionsnettet udbygges for at indpasse voksende forbrug og produktion.

5. Saneringsbehov

I dette afsnit beskrives de aktuelle saneringsbehov.

5.1 Forskønnelse af eksisterende 400 kV-net

[Energinets forskønnelsesrapport](#) fra 2009 [5] præsenterede seks forskønnelsesprojekter i 400 kV-højspændingsnettet med henblik på at gøre landskabet mere harmonisk. Forskønnelserne skulle gennemføres ved enten at erstatte eksisterende luftledninger med kabler i jorden over kortere strækninger ved naturområder af national betydning eller ved at justere den eksisterende linjeføring over kortere afstande. De områder, der indgik i forskønnelsesplanen, var:

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



Figur 15 Seks områder blev i 2009 udpeget til forskønnelse [5].

Forskønnelserne blev i 2009 planlagt gennemført over en periode på fem år. Forskønnelsesprojekt Lillebælt er afsluttet i 2014, Aggersund i 2015 og Vejle Ådal i 2017. De tre øvrige projekter blev, som en del af solcelleaftalen fra 2012, udsat til efter 2020.

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 og eventuelle kabellægninger i 132-150 kV- og 400 kV-nettet. Herudover skal eventuelle tekniske problemstillinger vedrørende kabellægning af de pågældende strækninger analyseres på samme måde som i den [tekniske redegørelse](#) [22], der kortlægger det mulige omfang af kabler på den nye 400 kV-forbindelse mellem den dansk-tyske grænse og Idomlund.

5.2 Kabellægning jævnfør PSO-aftalen

De gældende retningslinjer for kabler og luftledninger er fastlagt i den [politiske aftale](#) om afskaffelse af PSO-afgiften fra den 17. november 2016 [6] samt en [tillægsaftale](#) hertil fra den 23. oktober 2020 [7]. Af tillægsaftalen fremgår retningslinjer for udmøntning af de ca. 2,5 mia. kr., der blev aftalt med PSO-aftalen i 2016. Følgende saneringer gennemføres, efterhånden som behovene opstår, så længe der er penge tilbage i puljen:

- Eksisterende 132-150 kV-luftledninger kabellægges, i takt med at de står over for gennemgribende reinvesteringer.
- 132-150 kV-luftledninger i nærheden af nye 400 kV-luftledninger kabellægges.
- 132-150 kV-luftledninger kan prioriteres til kabellægning, hvis de bliver begrænsende inden for mindre end 5 år.

Eventuelt behov for øget kapacitet i forbindelse med kabellægningen finansieres ikke af PSO-puljen.

Retningslinjerne svarer til den politiske beslutning om at demontere alle 150 kV-luftledninger i de kommuner, der berøres af den nye 400 kV-luftledning fra Idomlund til den dansk-tyske grænse. På den sydlige del af strækningen mellem Esbjerg og Kassø er den resulterende kabelstruktur for 150 kV-nettet fastlagt og indgår som en del af netreferencen. På den nordlige del af strækningen mellem Esbjerg og Struer er der dog forsat et saneringsbehov, idet der ikke er udarbejdet en endelig løsning til håndtering af behovet. Der er igangsat et projekt i Energinet, der er i gang med at fastlægge løsningen på dette behov. Yderligere saneringsbehov vil opstå, hvis der etableres nye 400 kV-luftledninger, mens der er penge tilbage i puljen, og ellers efterhånden som 132-150 kV-luftledninger står over for gennemgribende reinvesteringer.

6. Reinvesteringsbehov

Hovedparten af det danske eltransmissionsnet er etableret i anden halvdel af 1900-tallet. I perioden 1950-1970 var det overordnede spændingsniveau 132-150 kV. Den teknologiske udvikling har sidenhen gjort, at det overordnede spændingsniveau i Danmark i dag er 400 kV. Basislevetiden for størstedelen af højspændingskomponenterne er ca. 40 år, hvorfor det er naturligt, at store dele af eltransmissionsnettet i dag står over for et større reinvesteringsbehov. På Figur 16 vises reinvesteringsbehovet for de kommende ca. 10 år for både luftledninger, stationer og transformere baseret på konkrete tilstands- og reinvesteringsvurderinger for de enkelte komponenter. Der er ikke taget højde for ressourcer i Energinet og i markedet til at gennemføre projekterne, ligesom der løbende skal laves en vurdering af risici for forsyningssikkerheden i anlægsperioden.

Reinvesteringsbehovet efter 2030 analyseres ikke, da vurderingen af resterende levetid bliver meget usikker på den lange bane. Efterhånden som komponenterne nærmer sig deres tekniske levetid, laves grundigere tilstandsvurdering, og end-of-life vurderingen er derfor også mest nøjagtig de første fem år. Nogle af reinvesteringsprojekterne er ved at blive gennemført, mens de resterende skal sammentænkes og koordineres med de øvrige behov præsenteret i denne behovsanalyse. Reinvesteringsbehovet kan ses opdelt på luftledninger, kabler og stationer i *Bilag 6 – Reinvesteringsbehov*.



Figur 16 Reinvesteringsbehov for de kommende ca. 10 år for luftledninger, kabler, stationer og transformere. Komponenterne er markeret ud fra deres status 1. april 2021.

Frem mod 2030 vil der være et stort reinvesteringsbehov i både 132/150 kV- og 400 kV-nettet, hvorfor porteføljen vil indeholde en stor mængde reinvesteringsprojekter. Reinvesteringsbehovet for luftledningsanlæg er kortlagt på baggrund af en vurdering af tilstanden af følgende hovedkomponenter: Fundamenter, master, fasetråd, jordtråd, ophæng og isolatorer. På Figur 16 er markeret alle luftledninger, der er i så dårlig stand, at de burde reinvesteres. Der er i figuren dog ikke taget højde for koordinering til de øvrige behov. I Vestjylland er som beskrevet i afsnit 5.2 - *Kabellægning jævnfør PSO-aftalen* et politisk bestemt behov for at demontere 150 kV-luftledningerne. Reinvesteringsbehovet for disse forbindelser er derfor ikke vist på Figur 16. Reinvesteringsbehovet i stationer er vurderet ud fra de reinvesteringsanalyser, der løbende gennemføres, ligesom det for transformere bygger på en konkret vurdering af den enkelte transformers stand.

En større del af de kommende reinvesteringer i 400 kV-nettet er systemkritiske reinvesteringer. For systemkritiske reinvesteringer er det gældende at, når stækninger/komponenter tages ud af drift, har det en kritisk indflydelse på forsyningssikkerheden i eltransmissionssystemet. 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.

De steder, hvor tilstandsvurderingen for det underliggende 132/150 kV-net er dårlig, kan det være nødvendigt at gennemføre reinvesteringer af disse strækninger/stationer, forud for at 400 kV-nettet kan reinvesteres. Herved vil en stor del af de eksisterende 132/150 kV-luftledninger, der står overfor gennemgribende reinvestering, blive kabellagt i forbindelse med reinvestering. Når en luftledning reinvesteres som et kabel, reduceres behovet for udetid under reinvesteringen betydeligt, og det giver muligheder for at gennemføre flere projekter samtidigt. Der kan derfor være behov for at gennemføre både netforstærkninger og reinvesteringer i 132/150 kV-nettet forud for reinvesteringer i 400 kV-nettet. De steder, hvor tilstandsvurderingen for 400 kV-nettet er dårlig, kan der være et behov for at levetidsforlænge disse strækninger.

De mange projekter i eltransmissionsnettet giver udfordringer i forhold til at få mulighed for at få udetid til projekterne. Udetid er, når en komponent kobles ud, mens der arbejdes på den, hvorved den samlede tilgængelige kapacitet i transmissionsnettet reduceres. De systemkritiske reinvesteringer og forudgående mitigerende tiltag vil i den forbindelse blive prioriteret. Arbejdet med både de systemkritiske reinvesteringer og det øvrige omfattende reinvesteringer medfører derudover et stort behov for koordinering og samarbejde med distributionselskaberne for at kunne gennemføre de nødvendige reinvesteringer.

7. Behov for nye tiltag

I dette afsnit præsenteres de identificerede behov, hvor der kræves nye tiltag for at afhjælpe dem. Der analyseres på alle behov for nye tiltag i eltransmissionsnettet som følge af begrænsninger i nettilstrækkeligheden, dog med undtagelse af transformere i skillefladen mellem eltransmissions- og distributionsnettet. Behovet for disse vil være afhængigt af konkrete udviklinger i distributionsnettene og håndteres løbende i tæt samarbejde med det relevante distributions-selskab.

Der sondres mellem kortsigtede behov (1-5 år) og langsigtede behov (5-20 år). På kort sigt er usikkerhederne omkring de identificerede behov mindre end for de langsigtede. Derudover vil løsningsrummet for de kortsigtede behov være et andet end for de langsigtede, idet det f.eks. er meget begrænset, hvilke nye infrastrukturløsninger der kan bringes i spil inden for 5 år ud over det, der allerede indgår i netreferencen.

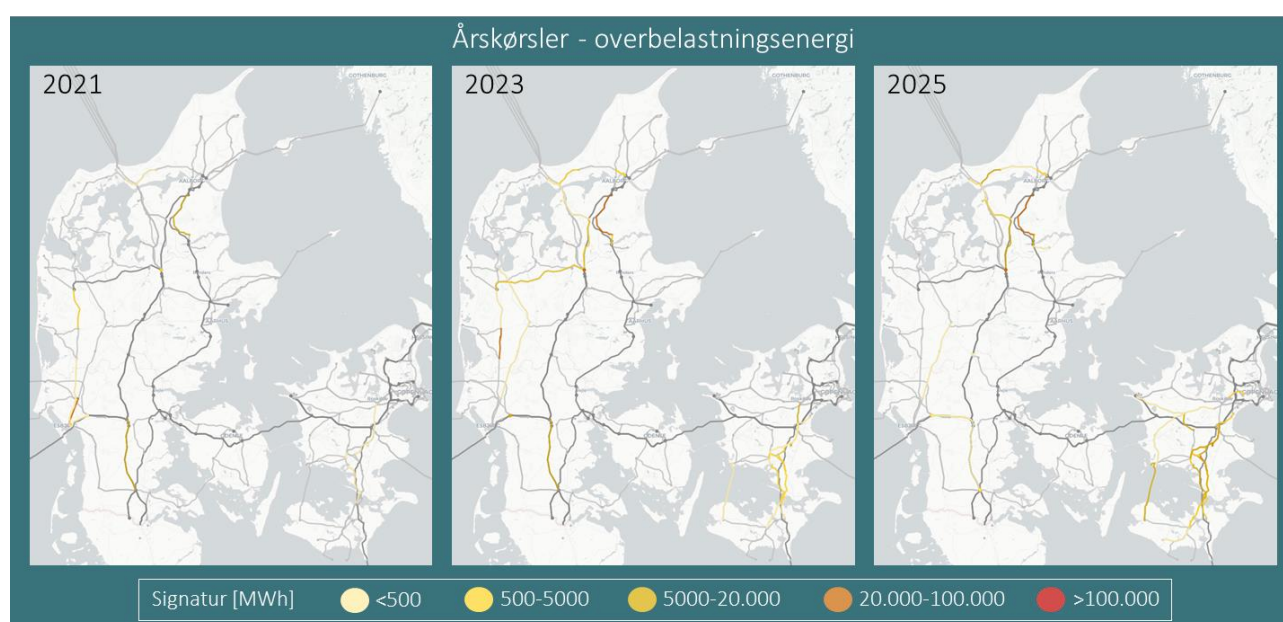
Indledningsvist præsenteres de kortsigtede behov på et overordnet niveau. Dernæst gennemgås de langsigtede behov – først på et overordnet niveau og derefter i flere detaljer for områder i eltransmissionsnettet.

7.1 Kortsigtede behov

På Figur 17 ses overbelastningsenergien under hensyntagen til en N-1 situation affødt af udviklingen i AF20 frem mod 2025. Det er kun overbelastede komponenter, der er markeret på kortene. Heraf fremgår det, at der allerede på den korte bane er en række behov, der skal håndteres. I Vestjylland ses det, at en del af begrænsningerne i 2021 er afhjulpet i 2025, når den nye 400 kV-forbindelse på Vestkysten forventeligt er taget i drift. I praksis udmønter begrænsningerne i Vestdanmark sig i mindre omfang i dag, end analyserne viser, som følge af specialregulering, hvor blandt andet

danske vindmølleejere betales for at nedregulere produktionen for at afhjælpe flaskehalse internt i det tyske transmissionsnet. I Østdanmark konstateres en række begrænsende forbindelser på Sydsjælland og mellem Sydsjælland og Lolland-Falster. Det er i overensstemmelse med, at det i få timer er nødvendigt, allerede i dag, at nedregulere noget af VE-produktionen på Lolland-Falster som følge af manglende kapacitet i eltransmissionsnettet til at transportere det væk fra området. Der er et projekt i gang i Energinet, der undersøger, hvordan mulighederne for at aftage VE-produktion i området kan øges.

De kortsigtede behov opstår hovedsageligt i situationer med overskud af VE-produktion i forhold til den tilgængelige kapacitet i nettet til at transportere det væk fra overskudsområdet. Der er brug for løsninger til at håndtere dette overskud allerede i dag og i stigende grad inden for den nærmeste årrække.



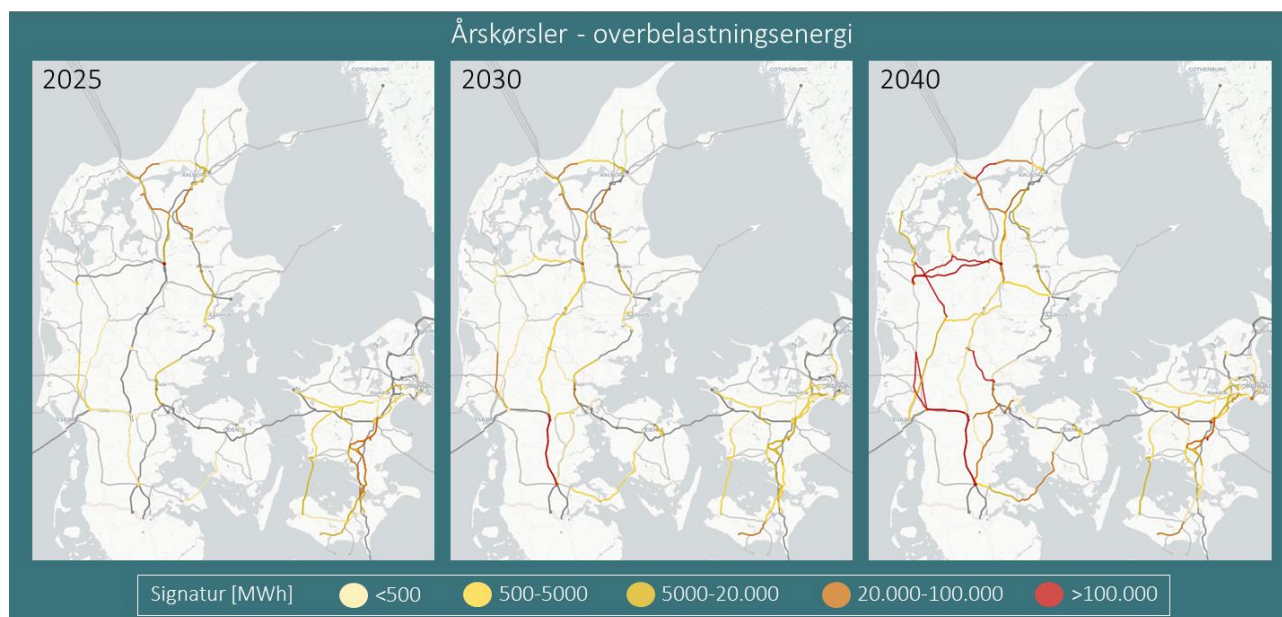
Figur 17 Overbelastningsenergi affødt af AF20 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Opgørelsen er lavet ud fra 15-minutters-belastningsgrænsen svarende til tilgangen i driften af systemet. Figuren findes i en forstørret version i Bilag 7 - Overbelastningskort.

7.2 Langsigtede behov

Til at analysere de langsigtede behov anvendes de forskelle forudsætninger beskrevet i afsnit 3.2 - *Fremskrivning af udviklingen i energisystemet* i kombination. Indledningsvist præsenteres et overblik over de identificerede behov, hvorefter der laves en mere detaljeret analyse af behovene i forskellige delområder.

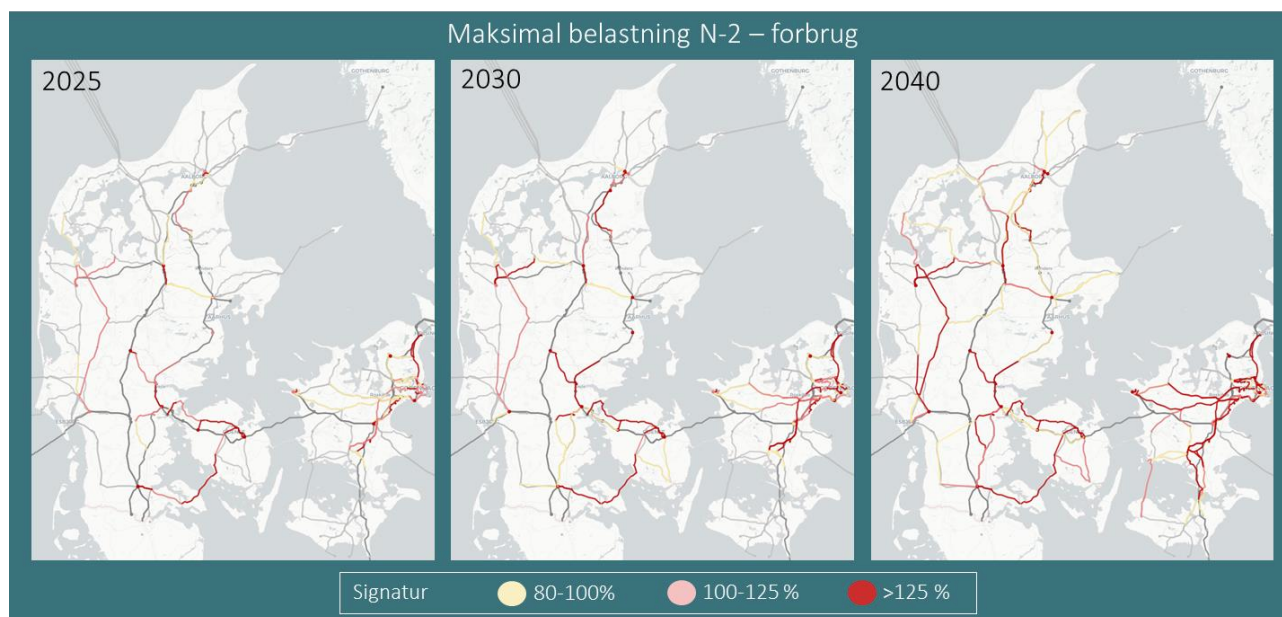
7.2.1 Samlet overblik over langsigtede behov

Som nævnt er det årskørslerne, der bruges til den primære behovsafdækning. Her kan både intakt net og N-1 situationer være udslagsgivende for et behov. I de fleste tilfælde vil det dog være en N-1 situation, der afføder det største behov. På Figur 18 ses overbelastningsenergien for komponenter, der belastes over deres belastningsevne i en årskørsel baseret på udviklingen i AF20, hvor der tages hensyn til N-1. Af kortene fremgår tydeligt en stigning i behovene over tid, efterhånden som både forbruget og VE-produktionskapaciteten stiger. Udover de begrænsninger, der er identificeret her, kan der løbende opstå behov for etablering af nye stationer til tilslutning af nyt forbrug og produktion.



Figur 18 Overbelastningsenergi affødt af AF20 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup. Figuren findes i en forstørret version i Bilag 7 - Overbelastningskort.

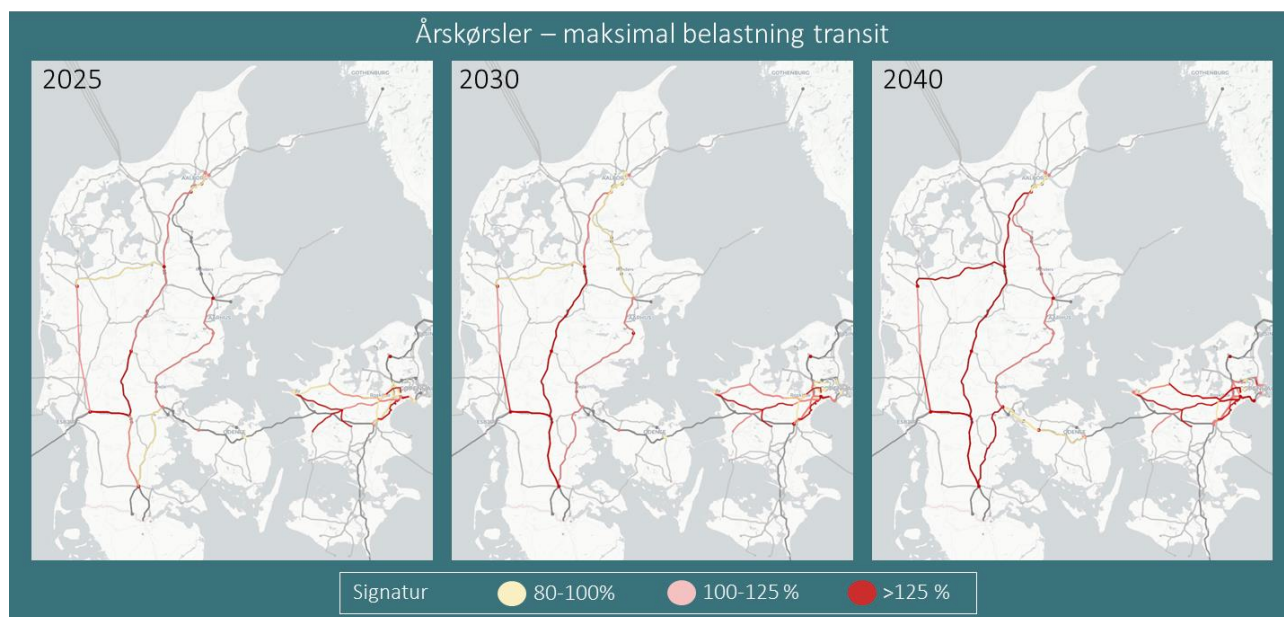
For forsyning af forbrug vil det typisk være hensynet til N-2, der er dimensionerende og dermed også afføder de største begrænsninger. På Figur 19 er komponenter illustreret, der belastes mere end 80 % af deres belastningsevne ved forsyning af forbrug i en N-2 situation. Der findes allerede i dag nogle håndtag i driften, der kan tages i brug i en N-2 situation, som ikke er inkluderet i de anvendte netanalyser. Disse håndtag vil kunne afhjælpe nogle af de viste begrænsninger. Dette behandles nærmere under de enkelte områder, hvor det er relevant. Generelt konstateres stigende behov, efterhånden som elektrificeringen øges. Det er især i Københavnsområdet, på Fyn og langs den østjyske kyst, at forsyning af forbrug giver begrænsninger. Det stemmer overens med, at det er disse områder, der har det største produktionsunderskud jævnfør Figur 10 på side 17.



Figur 19 Begrænsninger affødt af AF20 med henblik på forsyning ved N-2 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Figuren findes i en forstørret version i Bilag 7 - Overbelastningskort.

Transit igennem systemet skal kunne opretholdes ved en fejl i transmissionsnettet. For at kunne det skal der være tid til at reagere på fejl nummer to, hvis nettet er i en N-1 situation. Derfor undersøges det, om 15-minutters belastningsevnen kan overholdes ved udfald af to komponenter. Dette gøres med udgangspunkt i årskørslerne, hvor udfald af komponenter, der er afgørende for transitten, undersøges. På Figur 20 er de komponenter markeret, der kan være afgørende i transitsituationer, hvis de belastes over 80 % i løbet af året. De særligt afgørende komponenter er typisk 400 kV-forbindelser og transformere og derudover 132 kV-forbindelser på Midtsjælland.

Da analyserne er lavet på årskørslerne, er det vanskeligt entydigt at sige, om overbelastningerne skyldes transit eller f.eks. aftag af VE-produktion. Ligeledes kan der være nogle specifikke driftshåndtag, der kan tages i brug i de analyserede udfaldssituationer til at afhjælpe overbelastningerne, som ikke er medtaget i disse analyser. Det kræver derfor en nærmere analyse af de enkelte overbelastninger at vurdere, om der skal iværksættes nye tiltag for at håndtere dem, og hvad disse i så fald skal være. Analyserne tegner dog et klart billede af øget belastning af systemet, hvilket er i overensstemmelse med det billede af øget transit, der tegnes på Figur 9.



Figur 20 Begrænsninger affødt af AF20 med henblik på understøttelse af markedsfunktion og transit under hensyntagen til N-2 situationer. Belastningen er opgjort relativt til komponenternes 15 minutters belastningsevne jf. tilgangen beskrevet i afsnit 4 - Metode for identifikation af behov. Det er kun komponenter, der er vurderet afgørende for at understøtte transitten, der er markeret på kortene. Figuren findes i en forstørret version i Bilag 7 - Overbelastningskort.

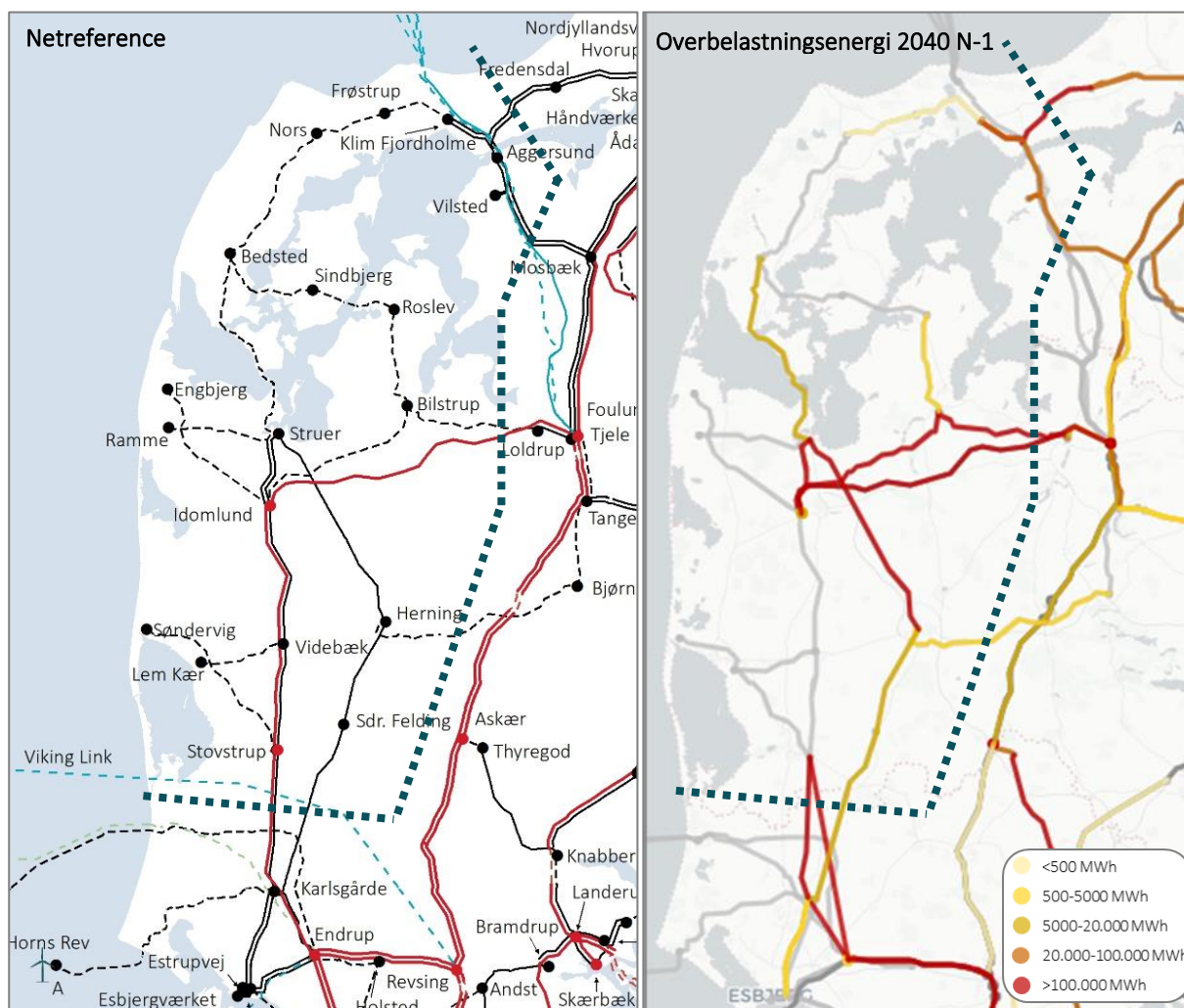
I de efterfølgende afsnit analyseres behovene mere detaljeret i de enkelte områder af nettet. Dette gøres til dels på et overordnet niveau for det enkelte område og til dels ved at fremhæve nogle af komponenterne med den største begrænsning i området og lave en dybdegående analyse af disse behov.

7.2.2 Vestjylland

Udviklingen i det vestjyske område er præget af en stor tilvækst i produktionskapaciteten fra VE-anlæg. Det omfatter både de kommende kystnære vindmølleparker Vesterhav Nord og Syd, en markant tilvækst i store solcelleanlæg samt øget mængde havvind i Nordsøen. Udover havvindmølleparken Thor, der tilsluttes i station Idomlund, er der i AF20 forudsat fem havvindmølleparker i Nordsøen frem mod 2040, der antages tilsluttet i Stovstrup, Idomlund og Endrup.

Udover den store tilvækst i VE-kapacitet i området er der i AF20-analyserne forudsat op mod 1 GW tilvækst i PtX, hvor der blandt andet er tilsluttet 400 MW i både Endrup og Idomlund. Der er derudover potentiale til yderligere mængder PtX i området. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF20-udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 21.

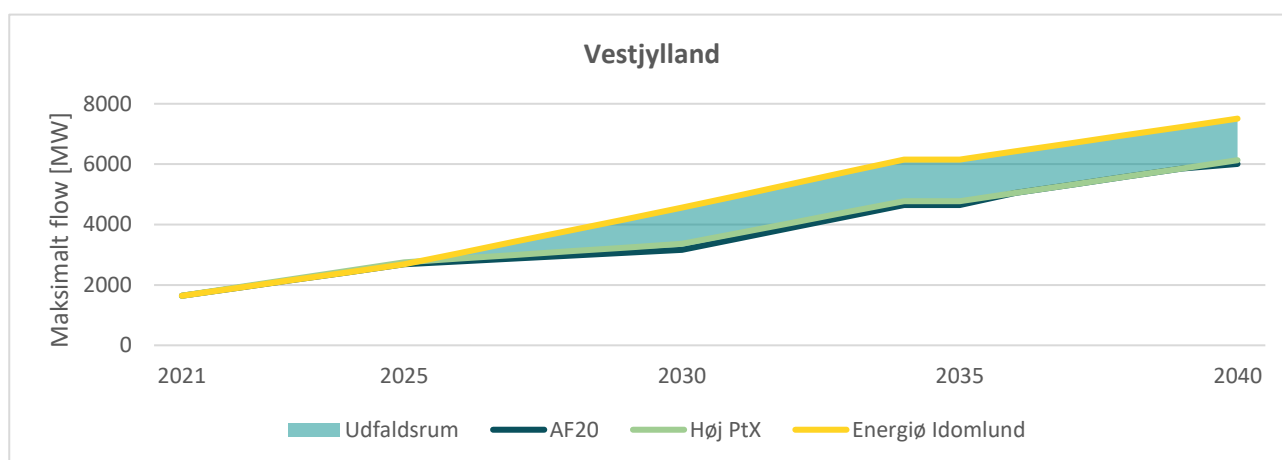
I netreferencen indgår den eksisterende 150 kV-netstruktur i området. Som beskrevet i afsnit 5.2 - *Kabellægning jævnfør PSO-aftalen* er Energinet blevet pålagt at demontere 150 kV-luftledningerne imellem Idomlund og Endrup. Den endelige løsning på dette saneringsbehov er endnu ikke fastlagt, men løsningen vil have betydning for de øvrige behov i området. Der er et projekt i gang i Energinet, der skal fastlægge den endelige løsning på behovet.



Figur 21 Netreferencen i Vestjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18. Den nye, men godkendte 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Idomlund er tegnet ind som lige streger mellem stationerne og repræsenterer ikke det forventede trace.

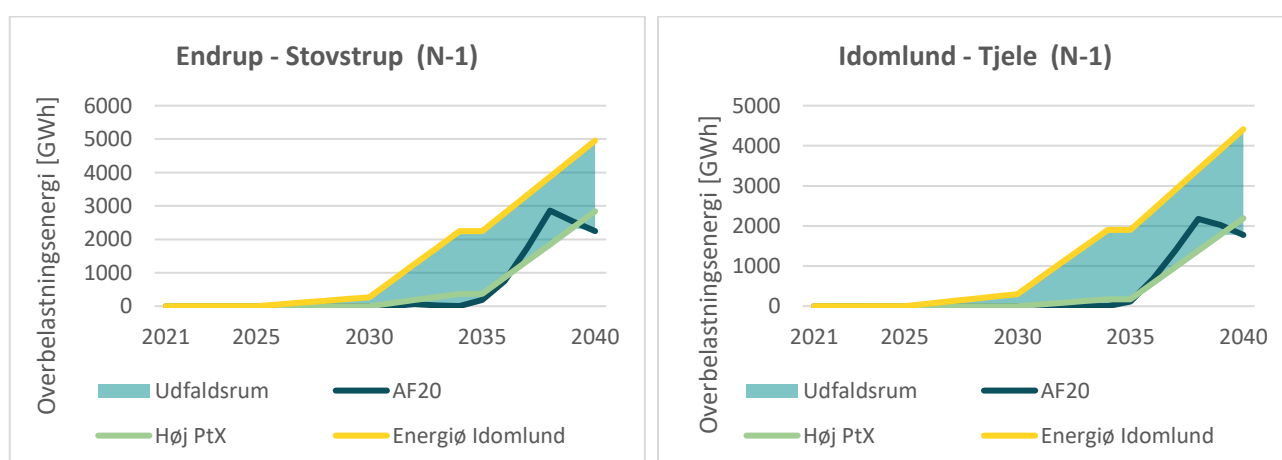
Der observeres betydelige begrænsninger i området mellem Idomlund og Tjele samt mellem Endrup og Stovstrup, hvor der i netreferencen indgår et 400 kV-system. På Figur 22 ses, hvordan det maksimale flow over det snit, der er tegnet ind på Figur 21 (stiplet mørkeblå linje), udvikler sig over tid under forskellige forudsætninger. Da området karakteriseres af stort effektoverskud, viser figuren den maksimale effekt, der skal eksporteres ud af det vestjyske område. Generelt ses en klar stigende tendens, og det maksimale flow flerdobles fra ca. 1,6 GW i dag til ca. 6-7,5 GW under de analyse-rede forudsætninger. Denne stigning er drevet af VE-udviklingen i området. Scenariet med mere PtX har et sammenligneligt forløb med AF20. Det hænger sammen med, at den øgede mængde PtX i det scenarie er placeret uden for det indtegnede område. Øget forbrug fra f.eks. PtX inde i det vestjyske område kan bidrage til at reducere flowet.

En variation, hvor energiøen tilsluttes i Idomlund ('Energiø Idomlund'), bidrager dog til et øget flow ud af området svarende til kapaciteten på ilandføringsforbindelserne fra energiøen. Tilslutningspunktet for energiøen vil derfor have stor betydning for flowet i det vestjyske net, i og med store dele af effekten fra øen skal transporteres ud af området.



Figur 22 Maksimalt flow gennem snittet Vestjylland tegnet ind på Figur 21 – altså den maksimale effekt der skal transporteres ud af det vestjyske område.

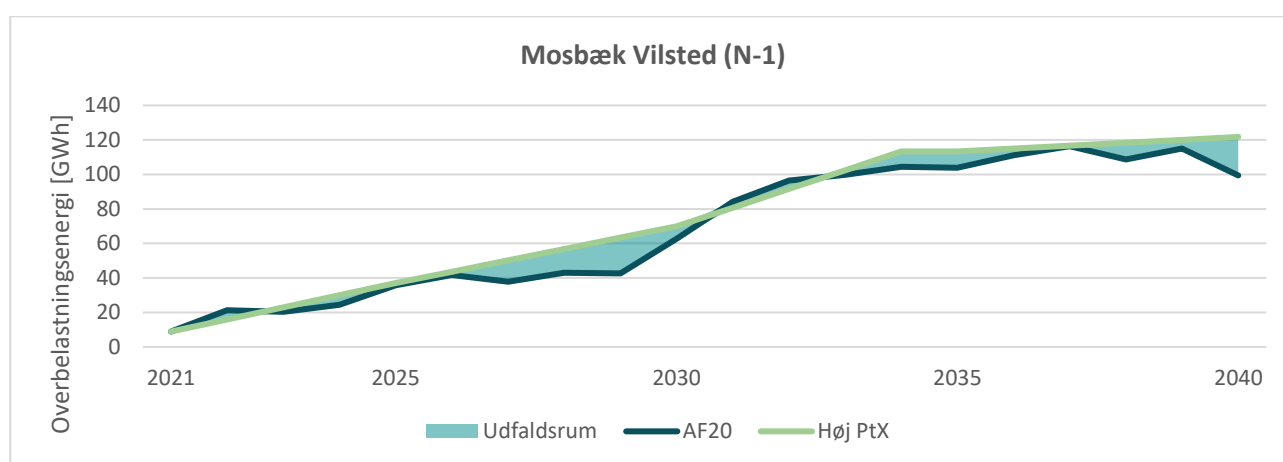
Af Figur 21 fremgår det, at nogle af de største begrænsninger i området opstår på 400 kV-forbindelsen Idomlund-Tjele og strækningen mellem Endrup og Stovstrup. Disse begrænsninger er illustreret på Figur 23 ved overbelastningsenergien for Endrup-Stovstrup og Idomlund-Tjele under hensyntagen til N-1. Den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup⁵ udnyttes til grænsen, allerede når Thor Havmøllepark idriftsættes i 2026. Frem mod 2030 overbelastes forbindelse kun i få timer. Efter 2030, hvor der forudsættes tilslutning af yderligere havvindanlæg, overskrides belastningsniveauet dog betydeligt. Den samme tendens ses for forbindelsen mellem Idomlund og Tjele. Forbindelserne fungerer som transportkorridorer for VE, der skal transporteres ud af området og udnyttes i højere grad, efterhånden som der kommer mere VE i det vestjyske område. Dette bekræftes i scenariet, hvor energiøen tilsluttes i Idomlund ("Energiø Idomlund"), hvor overbelastningsenergien stiger yderligere for de to forbindelser. Begge forbindelser bliver begrænsende i alle tre scenarier, dog højere i Energiø-scenariet, da yderligere VE skal transporteres ud af området. I AF20-scenariet observeres et fald i overbelastningsenergien fra 2038 til 2040. Det skyldes, at der ikke er forudsat yderligere VE-udbygning i området omkring Stovstrup og Idomlund i den periode, samtidig med at der fortsat sker en jævn stigning i forbruget.



Figur 23 Overbelastningsenergi i 400 kV-forbindelserne Endrup-Stovstrup og Idomlund-Tjele under hensyntagen til N-1.

⁵ 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.

En række 150 kV-forbindelser i området overbelastes ligeledes. Som eksempel herpå ses overbelastningsenergien i Mosbæk-Vilsted under hensyntagen til N-1 på Figur 24. Også her ses en stigende belastning frem mod 2040, om end den er mindre markant end stigningen for 400 kV-forbindelserne. Analyserne viser, at der allerede i dag er situationer, hvor belastningen forventeligt vil overstige belastningsevnen, dog i relativt få timer. Som beskrevet i afsnit 7.1 - *Kortsigtede behov* medfører specialregulering, at udfordringerne sjældent reelt opstår i dag. Frem mod 2040 vil forbindelsen dog blive begrænsende i en større andel af året som følge af den stigende VE-produktion i området, ligesom der ikke kan planlægges efter brug af specialregulering i fremtiden. Scenariet med høj PtX giver ikke anledning til væsentlige ændringer i overbelastningsenergien, da den ekstra PtX ikke er placeret i et område, der berører Mosbæk-Vilsted i særlig grad.



Figur 24 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Mosbæk-Vilsted under hensyntagen til N-1.

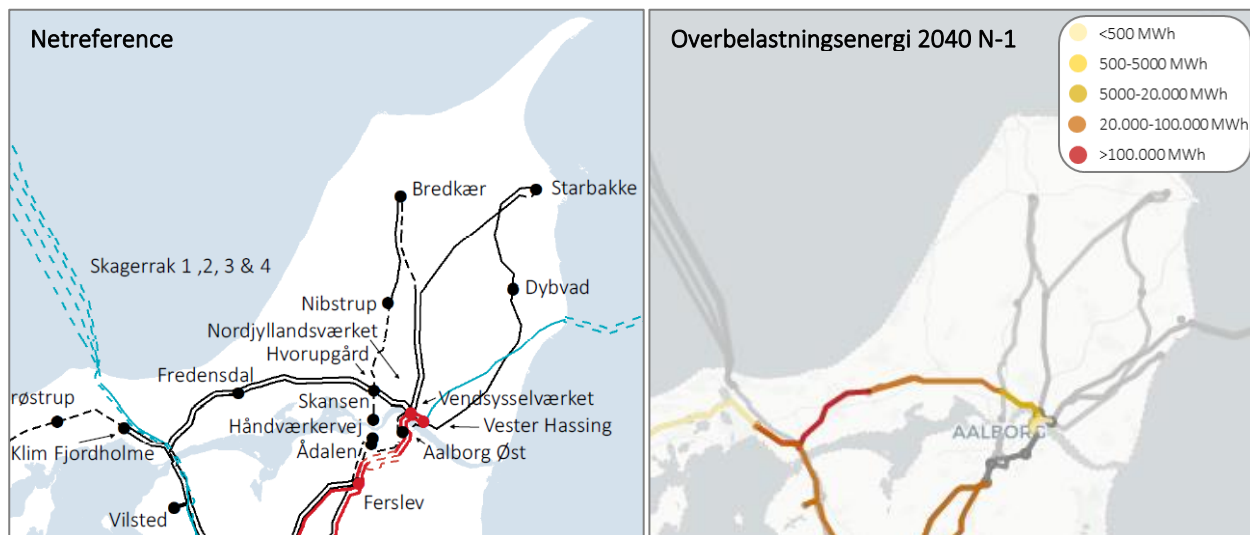
Opsummering

Behovene i området er primært drevet af VE-udbygningen, og der identificeres betydelige begrænsninger i området i alle analyserede scenarier. Udbygning med distribueret VE er de primære drivere for begrænsningerne i 150 kV-nettet og 400/150 kV-transformere, mens udbygning med havvind især er drivere for begrænsningerne i 400 kV-nettet. Tilslutningspunkter for en energiø i Nordsøen vil ligeledes være afgørende for begrænsningerne, hvor tilslutning inden for det vestjyske område vil øge begrænsningerne på 400 kV-forbindelserne ud af området. Udbygning med PtX i området forventes modsat at kunne reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt graden af fleksibilitet, som anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

7.2.3 Nordjylland

Det nordjyske område er generelt præget af at være et område med produktionsoverskud, og der forudsættes også en tilvækst med solceller løbende frem mod 2040. Derudover forudsættes en generel tilvækst i det klassiske forbrug. Den forudsatte udvikling i AF20-analyserne kan dog i høj grad håndteres inden for det eksisterende net. Derfor observeres ikke nogen større overbelastninger på Figur 25, hvor netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF20-udviklingen i 2040 er illustreret. Det er primært i nettet ind mod Aalborg, der observeres enkelte begrænsninger. I den nordlige del, fra Nordjyllandsværket og op mod Bredkær og Starbakke, er behovene udelukkende drevet af udviklingen i dette område. Der er således ingen transit gennem området, f.eks. i form af opsamlet VE fra omkringliggende områder, som kan bidrage til et øget behov. Udover den udvikling der er forudsat i AF20-analyserne er der et større potentiale for både flere solceller og mere forbrug. Konkret er der kendskab til potentielle større forbrugsprojekter i

områder, der favner, f.eks. datacentre, ladeanlæg til el-færger og andet, som kan medføre behov for tiltag, som ikke er afdækket af denne analyse, men som vil blive afdækket, hvis de konkrete projekter skrider frem.

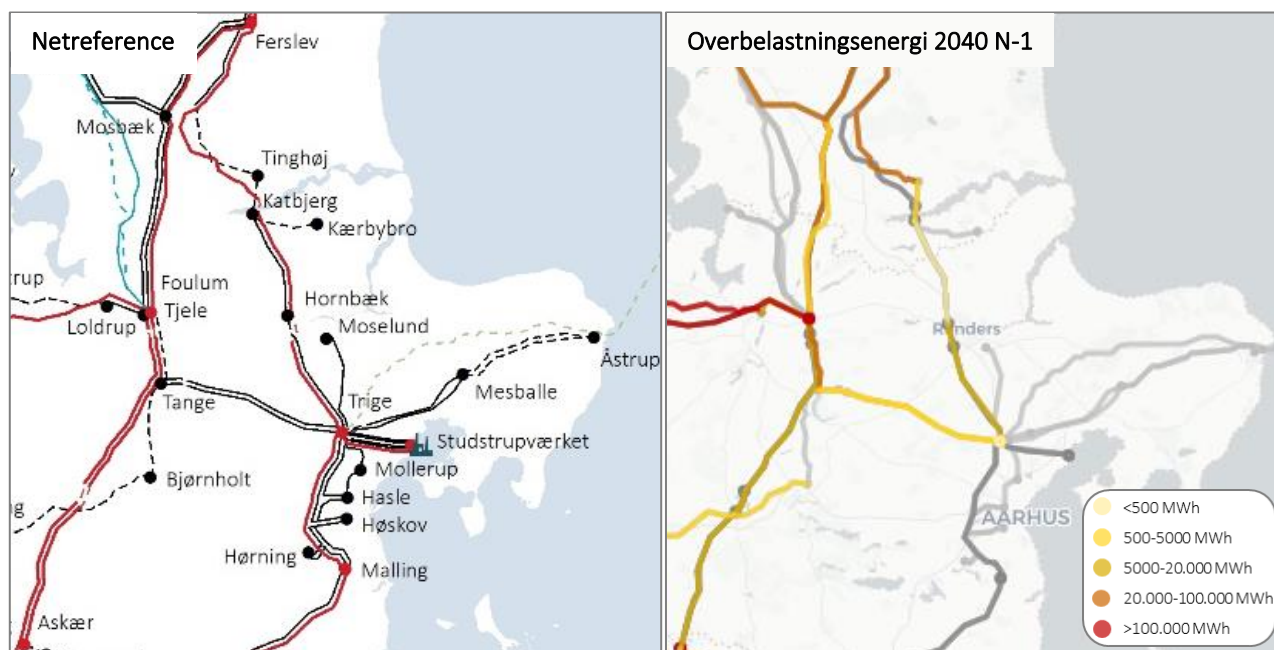


Figur 25 Netreferencen i Nordjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

7.2.4 Østjylland

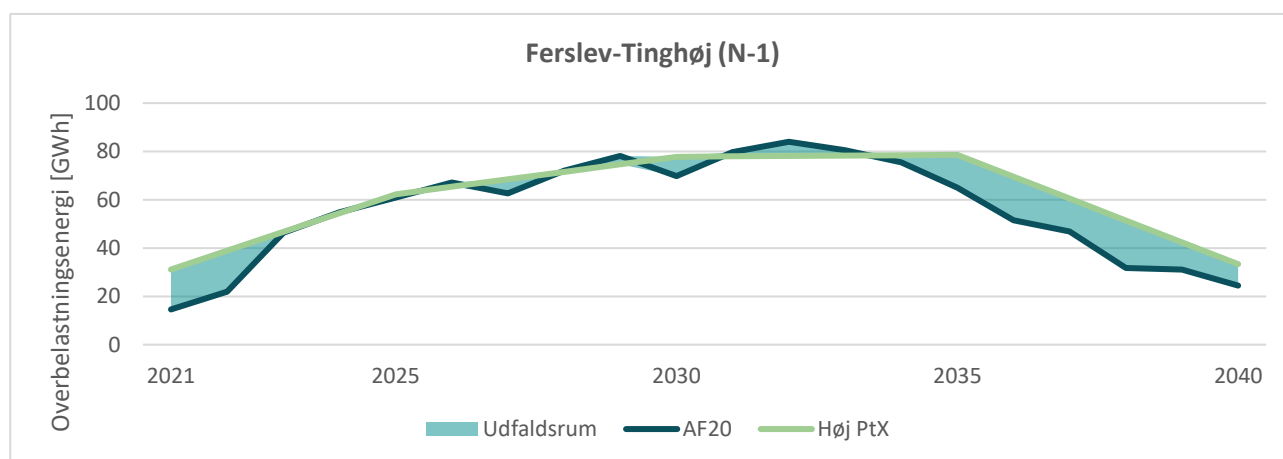
Området nord for Aarhus er præget af vækst i VE-kapaciteten. På den korte bane er der en række konkrete sol- og vindprojekter undervejs i området, ligesom der på den længere bane forudsættes en betydelig tilvækst af især solcellekapacitet. Ud over den udvikling der er forudsat i området, er der især på Djursland en række konkrete potentielle solcelleprojekter, der kan bidrage yderligere til tilvæksten. Det vil kunne medføre større behov end identificeret i disse analyser.

I Aarhus området er forudsat en generel forbrugsstigning som følge af øget elektrificering kombineret med et fald i kraftværkskapaciteten. Overbelastningsenergien, affødt af AF20-udviklingen i 2040, er illustreret på Figur 26.



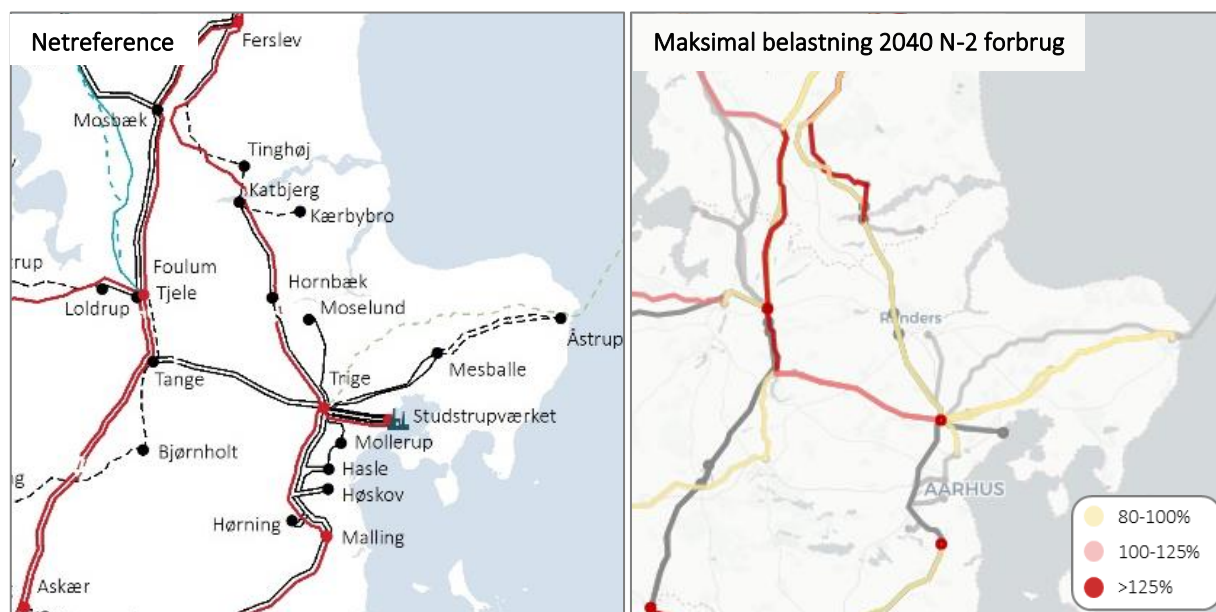
Figur 26 Netreferencen i Østjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

En af de hårdest belastede forbindelser i området, med henblik på aftag af VE-produktion, er 150 kV-forbindelsen mellem Ferslev og Tinghøj. Udviklingen i overbelastningsenergien for denne forbindelse er illustreret på Figur 27, hvor det ses, at der observeres begrænsninger på forbindelsen allerede i 2021 analyserne. Frem mod omkring 2030-2035 ses generelt en stigende tendens for begrænsningen af forbindelsen, hvilket hænger sammen med stigende VE-kapacitet. På den helt lange bane frem mod 2040 ses et fald i begrænsningen, som hænger sammen med et forudsat fald i landvindskapaciteten i området omkring forbindelsen samtidig med, at der generelt forventes stigende elforbrug.



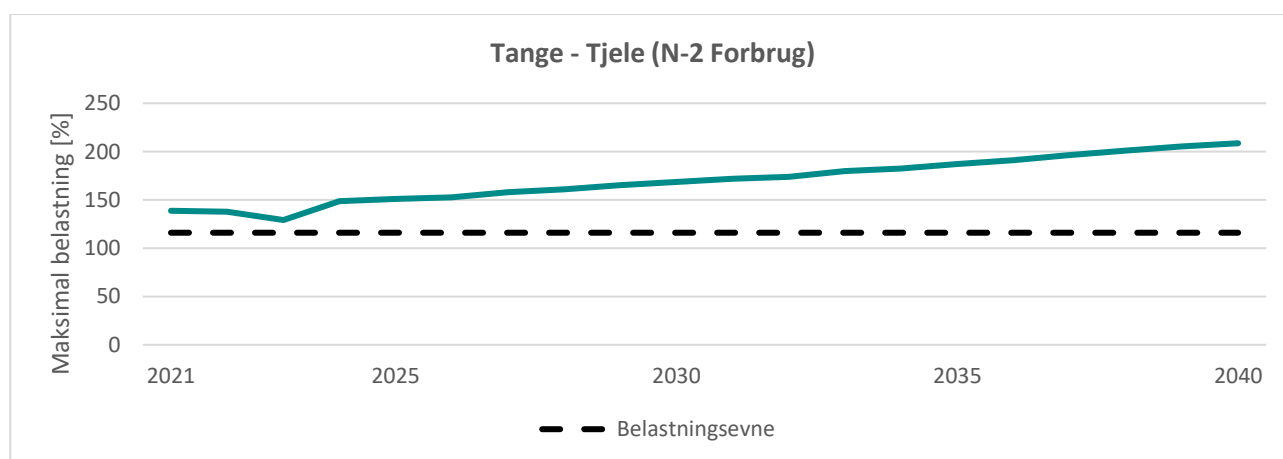
Figur 27 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Ferslev-Tinghøj under hensyntagen til N-1.

Udover indpasning af VE er eltransmissionsnettet i området også præget af forsyning af forbrug i især Aarhusområdet. Derfor er det også relevant at undersøge nettet i N-2 ved forsyning af forbrug, illustreret på Figur 28. Det ses, at der opstår begrænsninger i en række transformere og forbindelser i området.



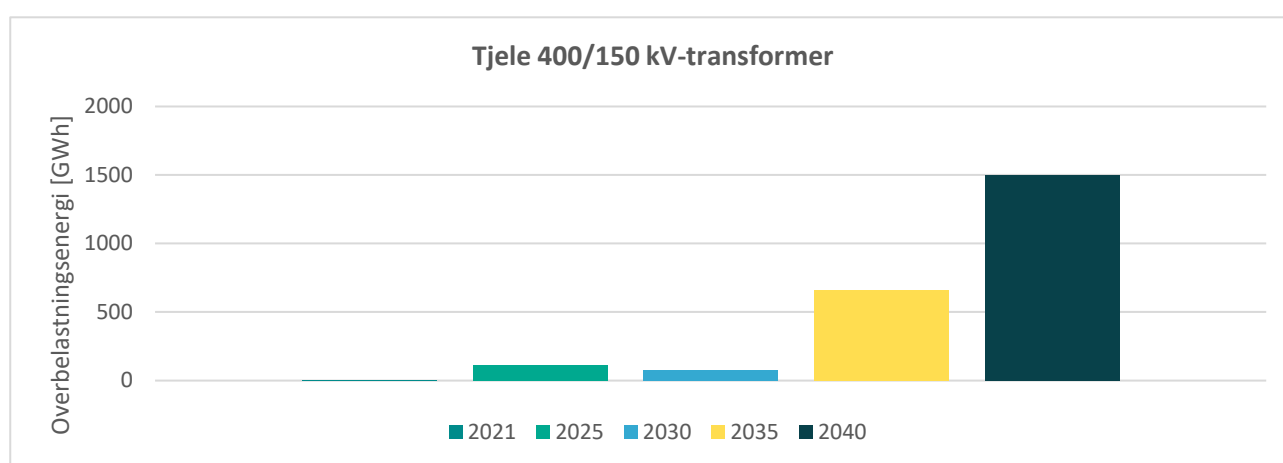
Figur 28 Netreferencen i Østjylland sammenstillet med maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF20 2040 - udklip fra Figur 19.

En af de hårdest belastede forbindelser ved N-2 i området er 150 kV-kablet mellem Tange og Tjele, hvis maksimale belastning ses på Figur 29. Belastningen stiger generelt efterhånden, som elforbruget i især Aarhusområdet stiger. Etablering af PtX i området kan ligeledes føre til større begrænsninger. Det vil dog være afhængigt af, hvilken forsyningssikkerhed eltransmissionsnettet skal levere til den type forbrug. Umiddelbart observeres allerede i dag overbelastninger på forbindelsen. N-2 analyserne beror som nævnt på standardbalancerne, der repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og transit, end det der observeres i markedssimuleringerne. Derudover kan der være nogle tiltag i driftsøjeblikke, som ikke er inkluderet i disse analyser. Det vil derfor bero på en nærmere analyse af, hvornår udfordringerne bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til at afhjælpe dem.



Figur 29 Maksimal belastning for 150 kV-forbindelsen Tange-Tjele ved forsyning af forbrug jf. AF20 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med forbindelsens belastningsevne.

Af Figur 30 fremgår det, at 400/150 kV-transformeren i Tjele i området er begrænsende - illustreret ved overbelastningsenergien i AF20 frem mod 2040. Overbelastningsenergien falder lidt fra 2025 til 2030 og stiger herefter voldsomt mod 2040, hvilket er affødt af store mængder VE, der skal transporteres til det voksende forbrug i områderne omkring Trige og Ferslev samt eksport til Sverige via Konti-Skan. Overbelastningerne observeres især ved udfald af 400 kV-forbindelsen Ferslev – Tjele, da 150 kV-nettet i denne situation vil blive en af de primære forsyningsveje for transport af VE-produktion fra resten af Vestdanmark og import mod de to forsyningsområder. VE-produktion fra eksempelvis Vestjylland skal derfor transporteres via 400/150 kV-transformeren i Tjele og via 150 kV-strækningen Tjele-Foulum-Mosbæk-Ferslev for at forsyne det nordjyske forbrug samt understøtte eksport til Sverige. Samtidig belastes transformeren af forsyning af forbrug i Aarhus-området via 150 kV-strækningen Tjele-Tange-Trige. På den korte og mellemlange bane observeres også overbelastninger allerede ved intakt net.



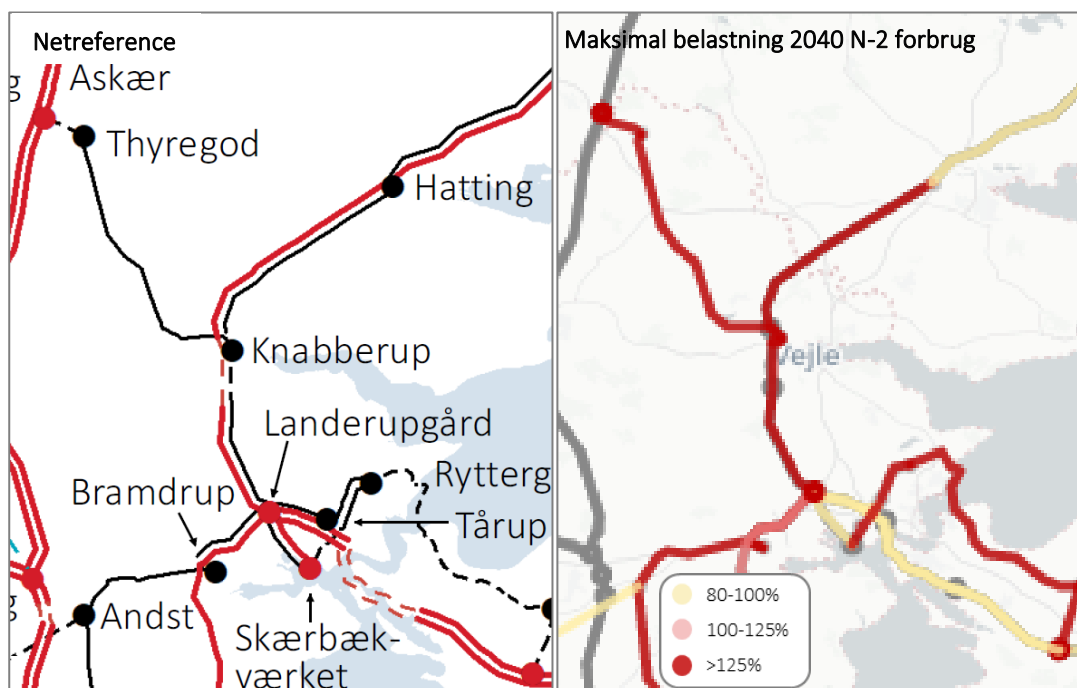
Figur 30 Overbelastningsenergi i 400/150 kV-transformeren i Tjele AF20 under hensyntagen til N-1.

Opsummering

Behovene i den nordlige del af området er primært drevet af den generelle VE-udbygning med sol og landvind, hvor der også er betydelige potentialer for udbygning, udover det der forudsat i analyserne. I og omkring Aarhus er behovene drevet af stigningen i elforbruget som følge af øget elektrificering. En øget eller hastigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i Aarhusområdet kan ligeledes øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

7.2.5 Horsens og Trekantområdet

Området omkring både Horsens og Trekantområdet er præget af forsyning af forbrug, og forbruget i området forventes også at stige fremover. Dette gælder både generelle forbrugsstigninger som følge af øget elektrificering, men også som følge af storforbrugere der forudsættes tilsluttet i eltransmissionsnettet i området. Eksempelvis arbejder [HySynergy](#)-projektet på etablering af elektrolyse i Fredericia – i de første faser op til 300 MW, men med ambition om op mod 1 GW anlæg på sigt [23]. De langsigtede ambitioner er ikke omfattet af AF20 analyserne. Da området er præget af stort forbrug, vil det typisk være N-2 situationer, der giver de største begrænsninger. Disse ses illustreret sammen med netreferencen på Figur 32. Overordnet set ses det, at en række forbindelser i området vil være begrænsende ved forsyning af forbrug i 2040.

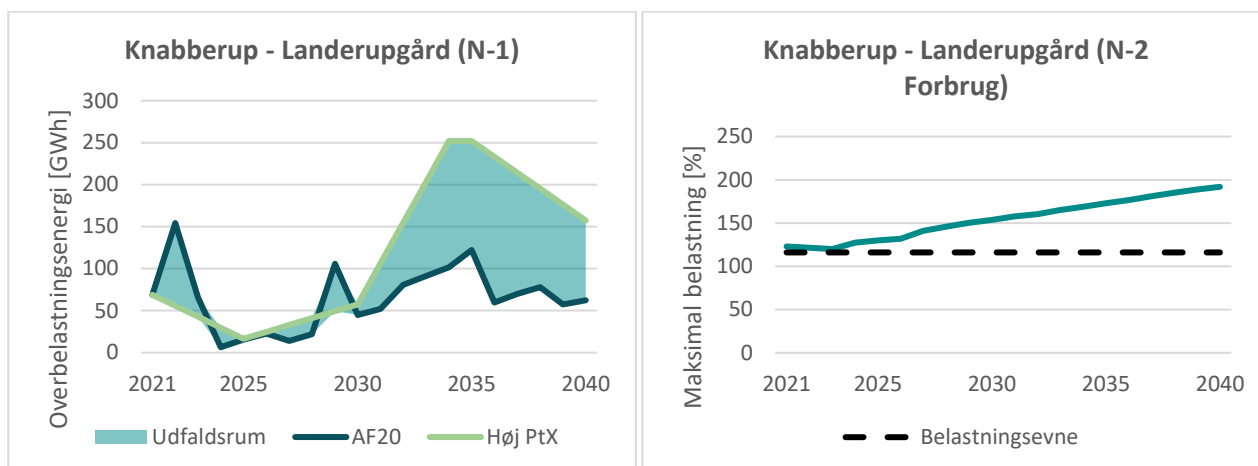


Figur 31 Netreferencen i Trekant- og Horsensområdet sammenstillet med maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF20 2040 - udklip fra Figur 19.

Der observeres også begrænsninger i området af hensyn til N-1, f.eks. for 150 kV-forbindelsen mellem Knabberup og Landerupgård, Figur 32. De største begrænsninger i området opstår med henblik på forsyning af forbrug i en N-2 situation – illustreret på Figur 32, hvor belastningen på samme forbindelse er illustreret i en N-2 forbrugssituation. I begge tilfælde observeres begrænsninger allerede i 2021-beregningerne. Dette håndteres i dag inden for eksisterende driftshåndtag. Efterhånden som forbruget stiger, bliver belastningen dog også større og vil kræve nye afhjælpende tiltag, og der er igangsat et projekt i Energinet, der skal sikre forsyningen af området.

I det høje PtX-forløb observeres større begrænsninger frem mod 2035 og 2040, hvilket hænger sammen med, at der i det forløb er placeret en betydeligt mængde PtX i Landerupgård. Generelt gælder det, at den faktiske placering af eventuelle PtX-anlæg vil have stor betydning for begrænsningerne i eltransmissionsnettet. Ligeledes vil det have stor betydning, hvilken forsyningssikkerhed eltransmissionsnettet skal levere til PtX-anlæg.

I N-1 analyserne varierer overbelastningsenergien meget år for år. Det hænger sammen med, at forbindelsen i forskellige udfaldssituationer forsyner et meget stort område, der omfatter både Fyn, Fredericia, Kolding og dele af Sydjylland. Der er derfor mange faktorer og udvikling i mange områder.



Figur 32 Overbelastningsenergi i 150 kV-forbindelsen Knabberup-Landerupgård under hensyntagen til N-1 for (venstre) og maksimal belastning ved forsyning af forbrug jf. AF20 i en N-2 situation (højre). N-2 belastningen sammenholdes med forbindelsens belastningsevne.

Den generelle forbrugsstigning samt den forudsatte forbrugsstigning fra storforbruger omkring Fredericia medfører store begrænsninger i 400/150 kV-transformeren i Landerupgård, der belastes med 280 % af dens tilladelse i en N-2 forbrugssituation i 2040.

Opsummering

Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Det øgede forbrug, som følge af elektrificering, medfører begrænsninger. Ligeledes vil forbruget fra de forudsatte storforbrugere i området være afgørende for de identificerede begrænsninger. PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

7.2.6 Fyn

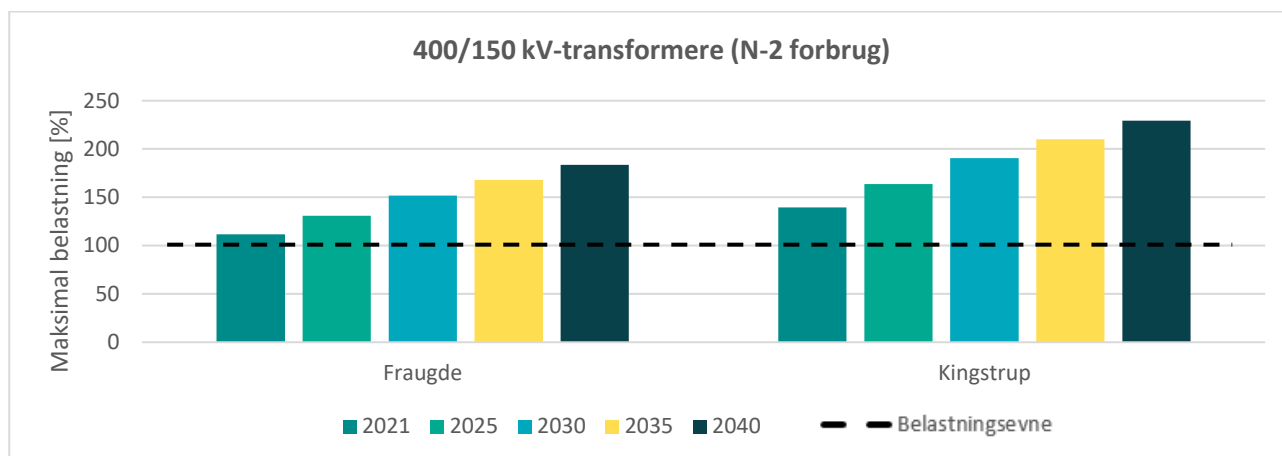
Området er præget af en generel stigning i forbruget. På den korte og mellemlange bane forventes der f.eks. et øget forbrug fra gartnerier i området samt i området omkring nyt Odense Universitets Hospital (OUH) og Syddansk Universitet. På den længere bane skyldes forbrugsstigningen generelle forventninger om øget elektrificering i form af individuelle varmepumper og elbiler. Selv med en markant reduktion i kapaciteten på Fynsværket ses dog også samlet set en stigning i produktionskapaciteten på Fyn som følge af udviklingen i solceller. Også her kan tilvæksten i solceller potentielt blive større end forudsat i analyserne. Netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF20-udviklingen i 2040, er illustreret på Figur 33.



Figur 33 Netreferencen på Fyn sammenlignet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

På Fyn konstateres relativt begrænsede behov for afhjælpende tiltag frem mod 2040. Umiddelbart bemærkes begrænsninger på 150 kV-forbindelserne mellem Fyn og Jylland – Abildskov-Sønderborg og Graderup-Ryttergård. I Abildskov er der allerede i dag en fasedrejtransformer, der kan bruges i driften til at fordele flowet på forbindelserne mellem Jylland og Fyn mere hensigtsmæssigt. Dette driftshåndtag er der ikke taget højde for i de analyser, der ligger bag overbelastningsenergien på Figur 33, hvorfor de reelle overbelastninger vil være mindre end det umiddelbart forekommer. Derudover konstateres mindre begrænsninger på forbindelserne ind mod Odense. Udfordringerne på Fyn er generelt meget afhængige af flowet på storebæltsforbindelsen i forhold til, hvordan transitten spiller sammen med forbrug og produktion i området.

Den generelle stigning i forbruget på Fyn medfører begrænsninger i 400/150 kV-transformere, som ses illustreret på Figur 34 ved den maksimale belastning ved N-2 i forsyningssituationer. Umiddelbart observeres allerede i dag overbelastninger på transformerne. N-2 analyserne beror som nævnt på standardbalancerne, der repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og transit, end det der observeres i markedssimuleringerne. Den forsyningssituation, der giver anledning til overbelastningerne, forekommer ikke i dag. Det vil derfor bero på en nærmere analyse af, om driftssituationen kan forventes at forekomme i fremtiden, samt hvornår udfordringerne bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til af afhjælpe dem.



Figur 34 Maksimal belastning for 400/150 kV-transformere på Fyn ved forsyning af forbrug jf. AF20 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med transformernes belastningsevne.

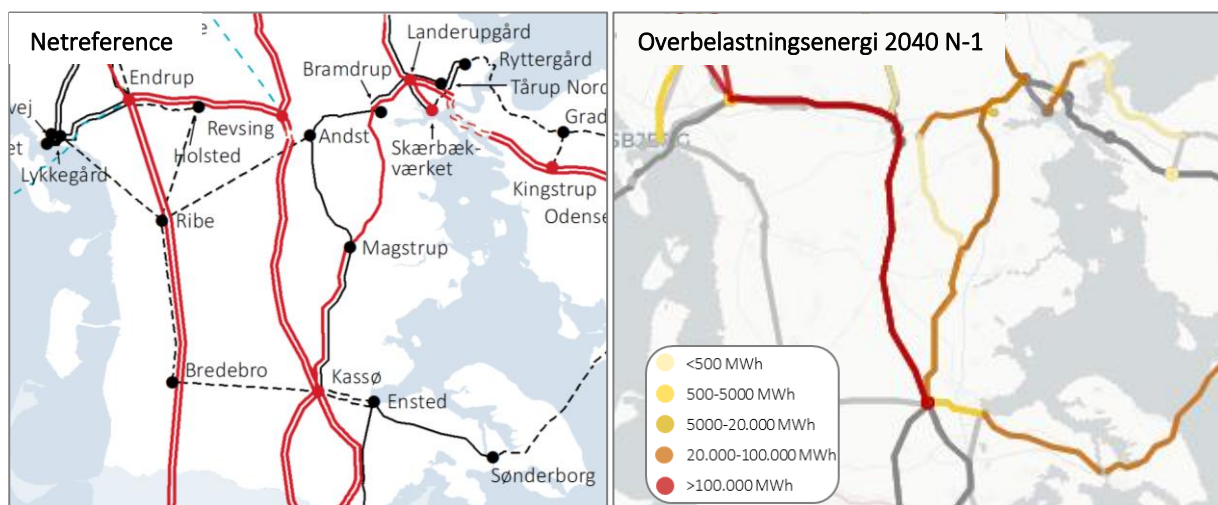
Opsummering

Behovene i området er primært drevet af forbrugsudviklingen. Der er dog kun identificeret få begrænsninger. Etablering af PtX-anlæg i området kan øge begrænsningerne afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Tilsvarende kan flere solcelleanlæg medføre øgede begrænsninger.

7.2.7 Syddjylland

Det sydjyske område er præget af stigninger i både forbrug og produktion. Udover den generelle solcelleudbygning der forudsættes, er der en kystnære havvindmøllepark, Lillebælt Syd, under udvikling ud for Als, der i analyserne er forudsat tilsluttet i station Sønderborg.⁶ 400 kV-stationerne i området kunne være mulige tilslutningspunkter for en energilø i Nordsøen. Der forudsættes desuden store forbrugsstigninger omkring Kassø som følge af storforbrugere tilsluttet i el-transmissionsnettet. Netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF20-udviklingen i 2040, er illustreret på Figur 35.

⁶ På nuværende tidspunkt forventes det, at parken vil blive tilsluttet i en ny station, der sløjes ind på kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Denne forskel vil dog have begrænset betydning for de observerede flows.



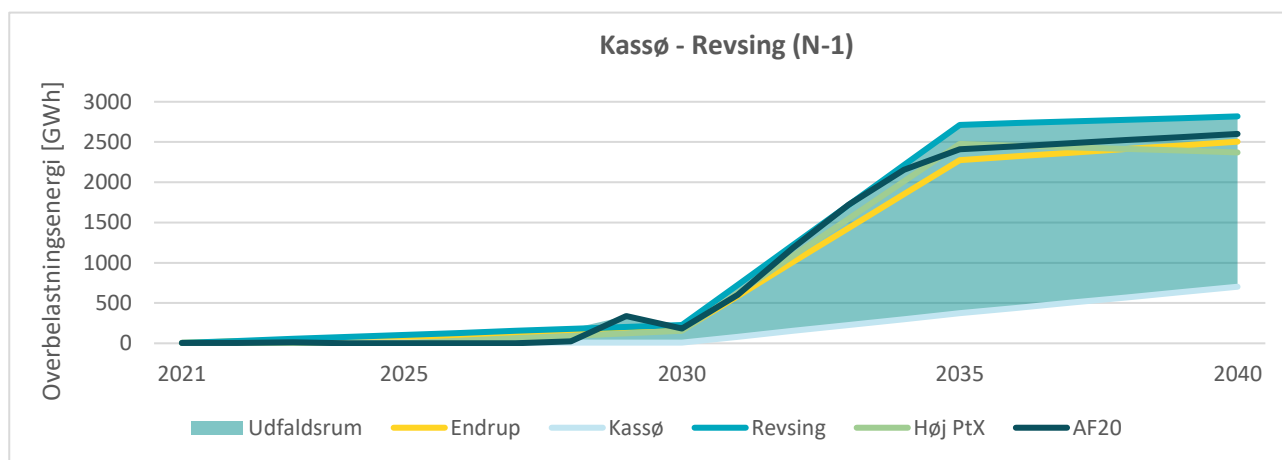
Figur 35 Netreferencen i Sydjylland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund - udklip fra Figur 18.

Den generelle VE-udbygning i Vestdanmark samt øget transit fører til et øget flow i især 400 kV-forbindelserne i området, som det også fremgår af Figur 35. Forbindelsen mellem Endrup og Revsing begrænses af stationskomponenter på forbindelsen, og overføringsevnen vil muligvis kunne opgraderes ved en relativt begrænset investering. 400 kV-systemet mellem Kassø og Revsing begrænses ligeledes af stationskomponenter i de gennemførte analyser. Det vil dog ikke være muligt at fjerne begrænsningen på forbindelserne udelukkende ved en eventuel opgradering af stationskomponenter. Overbelastningsenergien på Figur 36 vil være mindre end angivet, når stationskomponenterne er opgraderet.⁷ Generelt ses dog en betydelig stigning i overbelastningsenergien frem mod 2040 – også en stigning der ikke kan håndteres alene ved opgradering af stationskomponenter.

På Figur 36 er udover AF20-scenariet angivet overbelastningsenergien på Kassø-Revsing ved nogle af de muligheder, der undersøges for tilslutning af energiøen. I AF20-scenariet, hvor energiøen er delt mellem Revsing og Tjele, ses en kraftig stigning i overbelastningsenergien fra 2030 og frem, hvor først energiøen er forudsat indpasset og sidenhen flere havvindmølleparker langs den jyske vestkyst. I AF20-scenariet ses et markant fald i overbelastningsenergien fra 2035 til 2036, hvorefter den stiger igen. Dette skyldes en markant fald i eksport til Tyskland i Energinets markedsmodel som følge af et ændret prisbillede. De øvrige variationer fra energiøen er kun analyseret for nedslagsårene 2030, 2035 og 2040 – overbelastningsenergien i de mellemliggende år er interpoleret imellem nedslagsårene. Man må derfor forvente, at man vil se lignende tendenser i 2036 for de andre forløb. Det giver derfor i dette tilfælde mest mening at sammenligne resultaterne i nedslagsårene. Generelt er resultaterne med tilslutning i Endrup og Revsing sammenlignelige med AF20-forløbet. Det hænger sammen med, at der i mange timer er eksport til Tyskland gennem Kassø-Revsing forbindelsen nærmest uanset, hvor i landet energiøen tilsluttes. Undtagelsen herfor er tilslutning i station Kassø, hvor overbelastningsenergien naturligt nok er noget lavere, fordi energiøen tilsluttes på "den anden side" af Kassø-Revsing i forhold til flow mod Tyskland. Dette forhold skal blandt andet afvejes med, at det vil være dyrere at tilslutte energiøen i Kassø grundet den lange afstand. Det er nogle af de mange forhold, der skal afvejes, før der træffes beslutning om tilslutningspunkt for energiøen.

I det høje PtX-forløb ses generelt mindre begrænsninger på forbindelsen. Det skyldes, at det øgede PtX-forbrug medfører, at en større del af den danske VE-produktion aftages af dansk forbrug. Der er derfor mindre eksport til Tyskland, hvorfor overbelastningsenergien på Kassø-Revsing falder.

⁷ Der er et projekt i gang vedrørende opgradering af stationskomponenterne på hele strækningen mellem Kassø og Tjele.



Figur 36 Overbelastningsenergi i 400 kV-forbindelsen Kassø-Revsing under hensyntagen til N-1. I AF20-scenariet er energiøen forudsat tilsluttet delt mellem Revsing og Tjele og i "Kassø", "Endrup" og "Revsing" er den fulde kapacitet tilsluttet i de stationer. For AF20 er resultaterne interpoleret mellem 2035 og 2040.

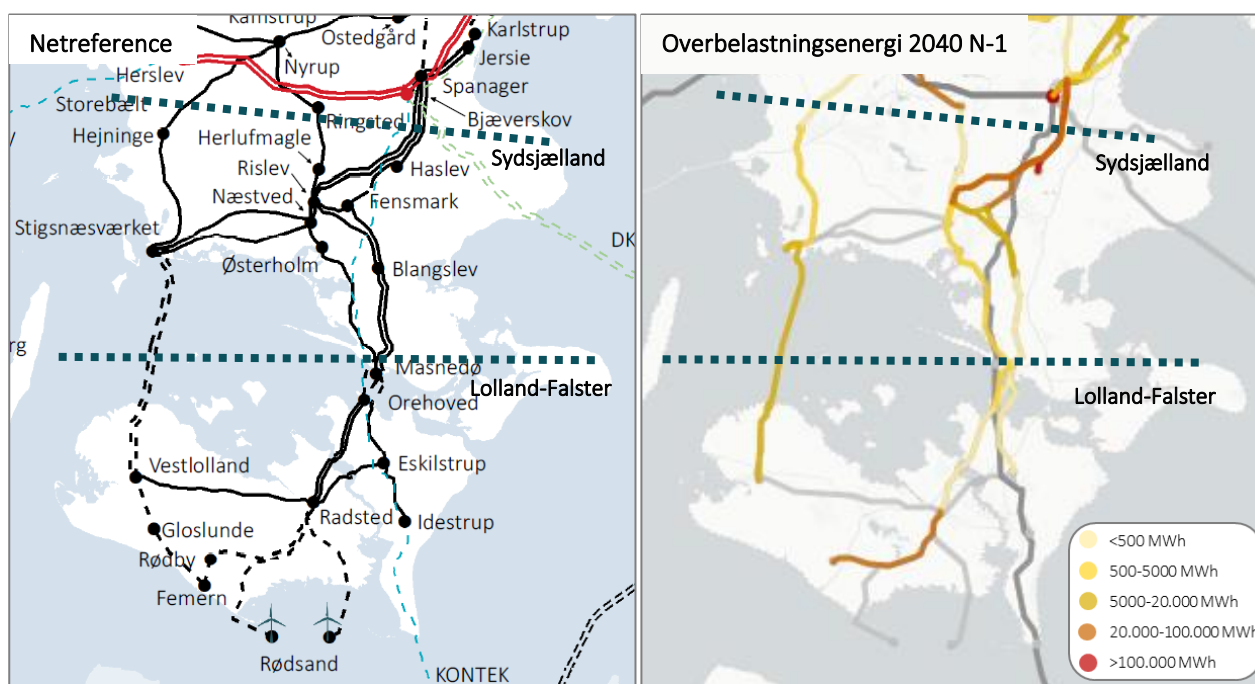
Den forudsatte store stigning i forbruget fra storforbrugere i Kassø medfører desuden en betydelig begrænsning i 400/150 kV-transformerne i Kassø. I en N-2 forbrugssituation belastes de med op mod 300 % af den tilladelige belastning i 2040.

Opsummering

Behovene i området er meget afhængige af, hvilke tilslutningspunkter der vælges for energiøen i Nordsøen, samt hvordan produktionen herfra skal transporteres til nationalt forbrug eller eksport. Tilsvarende bliver indpasningen af den øgede mængde havvind efter energiøen afgørende.

7.2.8 Sydsjælland og Lolland-Falster

Området er præget af forventning om en markant tilvækst i landbaseret VE-kapacitet – især solcelleanlæg. Aktuelt er der en række konkrete solcelleprojekter under udvikling i området, ligesom der også forventes en markant tilvækst på den lange bane. Der forudsættes i AF20, at de to havvindmølleparker syd for Lolland, Nysted og Rødsand tages ud af drift i henholdsvis 2029 og 2036. At parkerne ikke bliver repoweret er en væsentlig ændring i forhold til tidligere analyseforudsætninger. Derudover er der aktuelt to potentielle havvindmølleparker under udvikling i området, Omø Syd og Kadet Banke, som ikke er inkluderet i analyserne. Ydermere forudsættes der forbrug fra et datacenter i området samt en aktuel tredjepartstilslutning af Femern-Bælt forbindelsen. Netreferencen i området og overbelastningsenergien af født af AF20-udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 37.

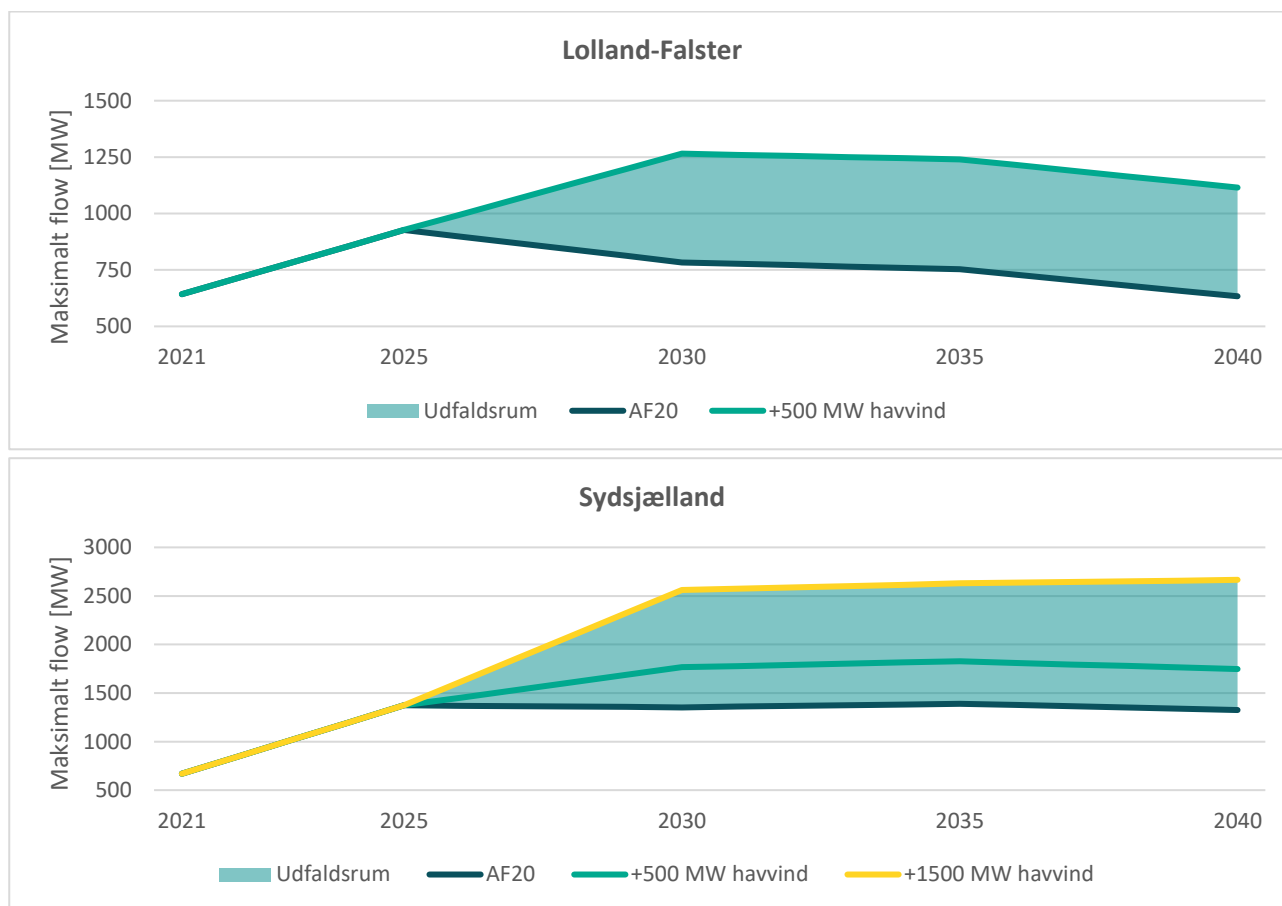


Figur 37 Netreferencen i Sydsjælland og Lolland-Falster sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

På Figur 38 ses udviklingen i flowet over de to snit, der er tegnet ind på Figur 37 (stiplede mørkeblå linjer). Aktuelt er der en række store solcelleanlæg på vej i hele området, som bidrager til et øget behov for opsamling og transport af VE ud af området med henblik på eksport eller forbrug i Midt- og Nordsjælland. På den korte bane forudsættes der en stor tilvækst af solcelleanlæg på Lolland, hvilket bidrager til behov for afhjælpende tiltag. På den lange bane forudsættes der forbrugsstigninger, samt at havvindmølleparkerne Nysted og Rødsand tages ud af drift. Dette bevirker, at flowet gennem Lolland-Falster-snittet er aftagende efter 2025 ved AF20. Betragtes variationen med +500 MW havvind i Radsted observeres det, at flowet i Lolland-Falster-snittet stiger med knap 500 MW.

Der forudsættes en endnu større tilvækst af solcelleanlæg på Sydsjælland. Denne tilvækst, samt behov for transport af overskydende VE-produktion fra Lolland, medfører en markant stigning i flowet gennem Sydsjællands-snittet på den korte bane, hvorefter udviklingen stabiliseres. Der vil derfor være behov for afhjælpende tiltag. Ved at betragte variationerne +500 MW havvind og +1.500 MW havvind observeres der en markant stigning i flowet, hvilket vil give anledning til stigende behov for afhjælpende tiltag, såfremt der tilsluttes en større mængde havvind på Lolland-Falster og Sydsjælland. Fordelingen af VE-udbygningen mellem Lolland-Falster og Sydsjælland vil være afgørende for flowet gennem Lolland-Falster-snittet.

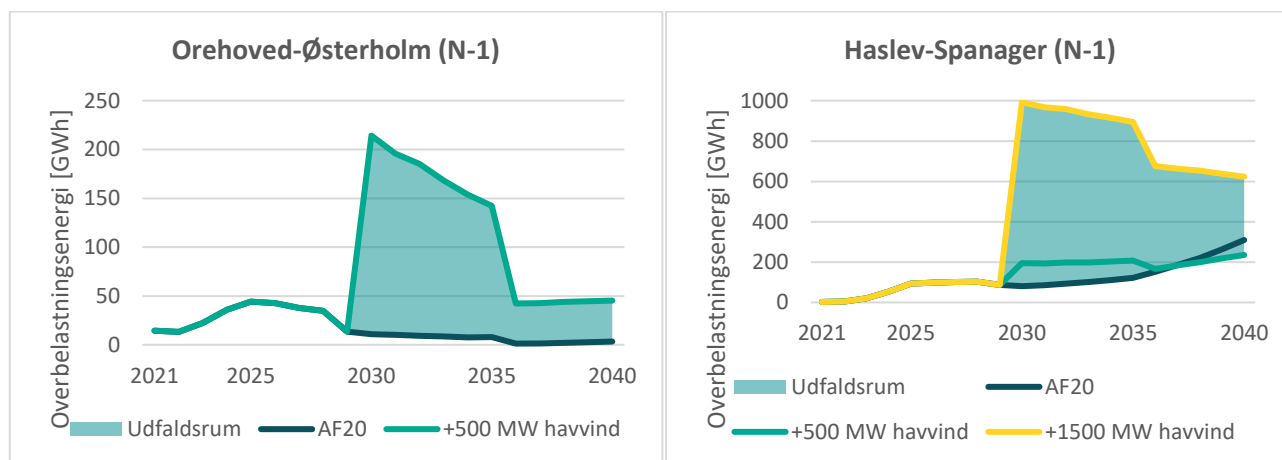
Generelt giver de to havvindscenarier en indikation af, at behovet er meget følsomt over for udbygning med mere VE i området. Tilsvarende vil det gælde at øget produktion fra f.eks. solceller vil bidrage til et større flow igennem snittene.



Figur 38 Maksimalt flow gennem snittene Lolland-Falster og Sydsjælland jf. Figur 37.

132 kV-forbindelserne Orehoved-Østerholm og Haslev-Spanager er de mest begrænsende komponenter i de to snit. Disse begrænsninger er illustreret på Figur 39 ved overbelastningsenergien for forbindelserne. Begge forbindelser er begrænsende allerede i dag, hvilket stemmer overens med, at der allerede i dag er timer, hvor Energinet er tvunget til at begrænse produktionen i området, som følge af flaskehalse i eltransmissionsnettet. Overbelastningsenergien på forbindelsen Orehoved-Østerholm er stigende på den korte bane, hvilket er drevet af solcellekapaciteten på Lolland. På den lange bane falder overbelastningsenergien i takt med, at Nysted og Rødsand tages ud af drift samt en general forbrugsstigning i takt med elektrificeringen.

Der ses en tydelig tendens til en stigende begrænsning for forbindelsen Haslev-Spanager, som primært er drevet af etablering af solcelleanlæg. Der forefindes dog på den lange bane i AF20 nogle driftssituationer, hvor forsyning af forbrug ligeledes giver anledning til overbelastningsenergi på forbindelsen. Dette skyldes en tilpas stor forbrugsstigning på Lolland og Sydsjælland, samt at havvindmølleparkerne Nysted og Rødsand tages ud af drift. Det observeres at +500 MW havvindsscenarioet afhjælper overbelastningsenergiene ved forsyningen af forbrugerne, hvilket kommer til udtryk i scenariet af en mindre mængde overbelastningsenergi i 2040 sammenholdt med AF20-basisanalyserne. Ikke desto mindre er det overskydende VE-produktionen, som er dimensionerende for forbindelsen Haslev-Spanager. Der vil derfor være behov for afhjælpende tiltag i Sydsjællands-snittet, hvor forbindelsen indgår, således VE-produktionen kan transporteres til Midt- og Nordsjælland, med henblik på eksport eller forbrug. Det bemærkes, at der forefindes store overbelastningsenergi ved havvindsscenarioerne for begge forbindelser. Det understreger konklusionen om, at behovene i området er meget følsomme overfor udbygningen/repowering med især havvind.



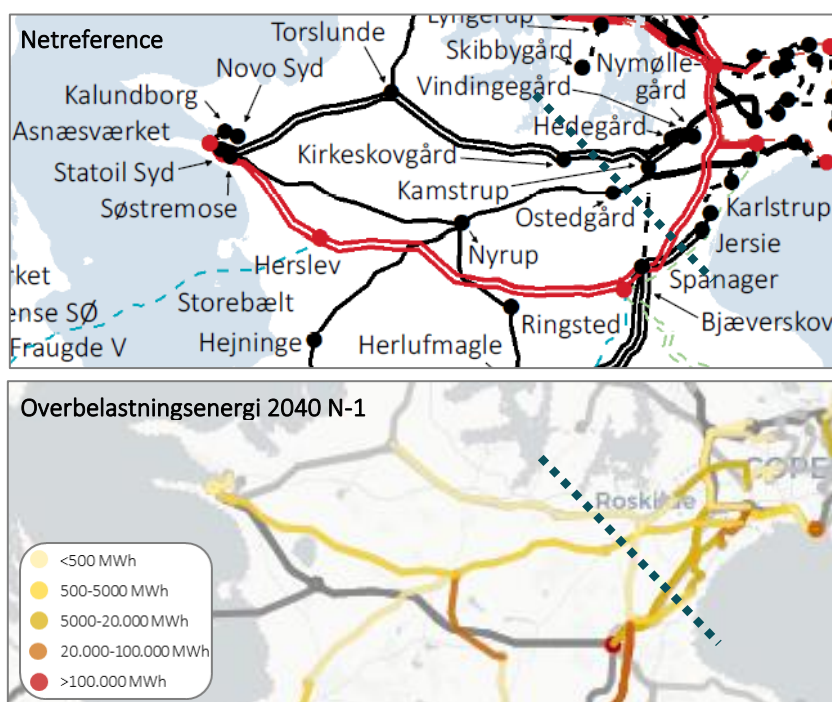
Figur 39 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelserne Orehoved-Østerholm og Haslev-Spanager under hensyntagen til N-1.

Opsummering

Behovene i området er drevet af VE-udbygningen – især den distribuerede VE, men vil også afhænge af udviklingen i havvindmølleparker. I alle analyserede scenarier ses begrænsninger, men størrelsen af begrænsningerne vil være meget afhængig af udbygningen med havvind og sol. Etablering af lokal PtX kan bidrage til at reducere begrænsningerne som følge af VE. Hvorvidt udbygning med PtX i sig selv giver anledning til begrænsninger vil afhænge af samtidigheden med VE-produktion i området samt graden af fleksibilitet, som anlæggene har i forhold til transmissionsnettet.

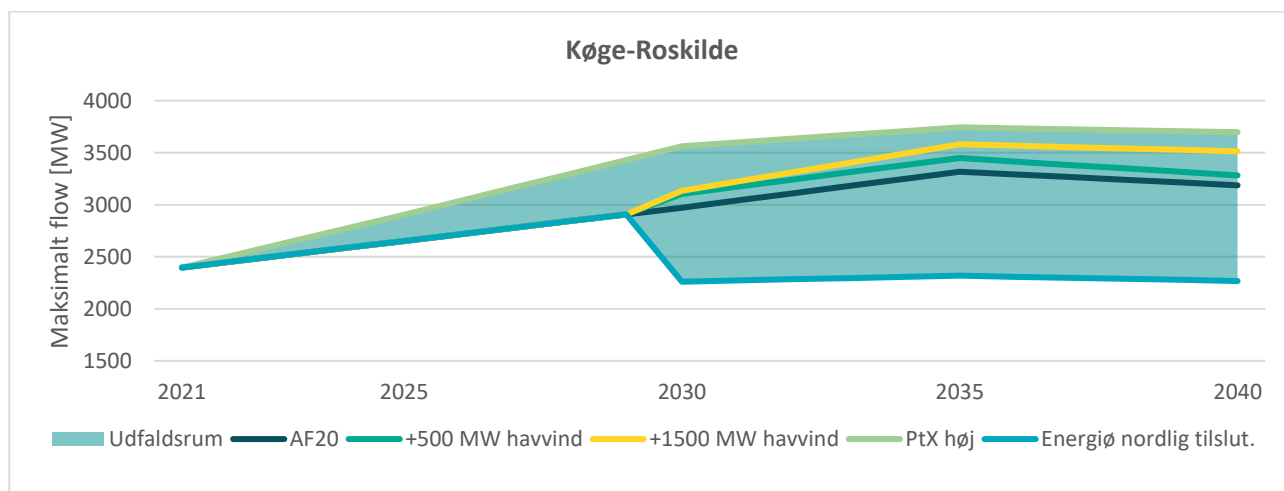
7.2.9 Midt- og Vestsjælland

I AF20 sker der en større udvikling af forbrug og produktion i det midt- og vestsjællandske område. Det distribuerede forbrug stiger i takt med elektrificeringen, og der etableres PtX-anlæg. Der sker en vis tilvækst i solcellekapacitet især i det vestsjællandske område, ligesom der er en kystnær havvindmøllepark, Jammerland Bugt, under udvikling, som er forudsat tilsluttet i station Asnæsværket. Energiø Bornholm er i AF20-analyserne forudsat tilsluttet i station Bjæverskov med 1.000 MW import/eksport. Ydermere tilsluttes havvindmølleparken Hesselø, på 1.000 MW nord for området. Flowet i området domineres i høj grad af Energiø Bornholm samt overskydende VE fra Sydsjælland og Lolland-Falster. Netreferencen i området og overbelastningsenergien affødt af AF20-udviklingen i 2040 er illustreret på Figur 41.



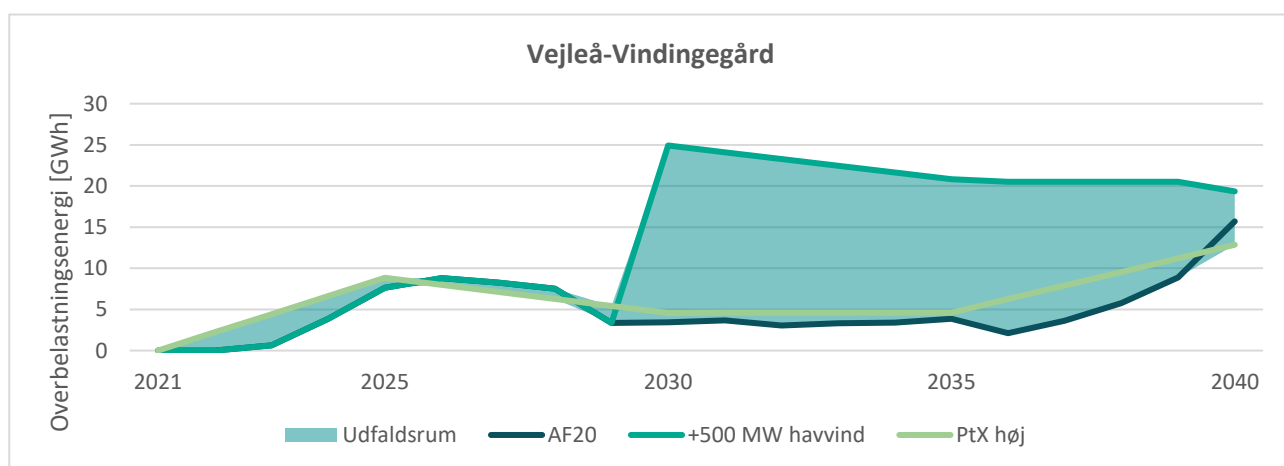
Figur 40 Netreferencen i Midt- og Vestsjælland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

Der bliver især overført store energimængder i det såkaldte Køge-Roskilde-snit. Snittet er tegnet ind på Figur 41 (stiplet mørkeblå linje). Snittet belastes hårdt, når der importeres fra energiøen, og overskydende VE-produktion fra Lolland-Falster og Sydsjælland skal transporteres til forbrugere i København og Nordsjælland eller længere nordpå og eksporteres til Sverige. Udviklingen i belastningen i snittet er derfor også følsomt over for den generelle VE udvikling i den sydlige del af Østdanmark – se Figur 41. Dette fremgår tydeligt af havvindsvariationerne (+500 og +1.500 MW havvind), hvor der konstateres et maksimalt flow igennem Køge-Roskilde snittet på ca. 3,5 GW. Tilslutningspunktet af Energiø Bornholm har også meget betydning for snittet. I AF20 basis-analyserne tilsluttes energiøen i station Bjæverskov. Ved tilslutning af energiøen nord for Køge-Roskilde-snittet falder det maksimale flow igennem snittet til ca. 2,3 GW. Sammenholdt med basis-analyserne, giver det en reduktion på ca. 1 GW. Hvis der tilsluttes tilstrækkelig produktionskapacitet nord for snittet, kan det blive den sydgående flowretning, der bliver dimensionerende i stedet for den nordgående, som det er tilfældet i dag. Hvis forbruget øges nord for snittet, men produktionen tilsluttes syd for snittet, vil det øge belastningen af snittet. Dette fremgår af PtX-scenariet (PtX høj) illustreret på Figur 41, hvor det største nordlige flow igennem Køge-Roskilde-snittet realiseres. I dette scenarie er der i 2040 en installeret effekt på 1,3 GW ved Avedøreværket. Flowet i snittet vil derudover være meget afhængigt af samspillet mellem øget forbrug og produktion og flowet på handelsforbindelserne i Østdanmark.



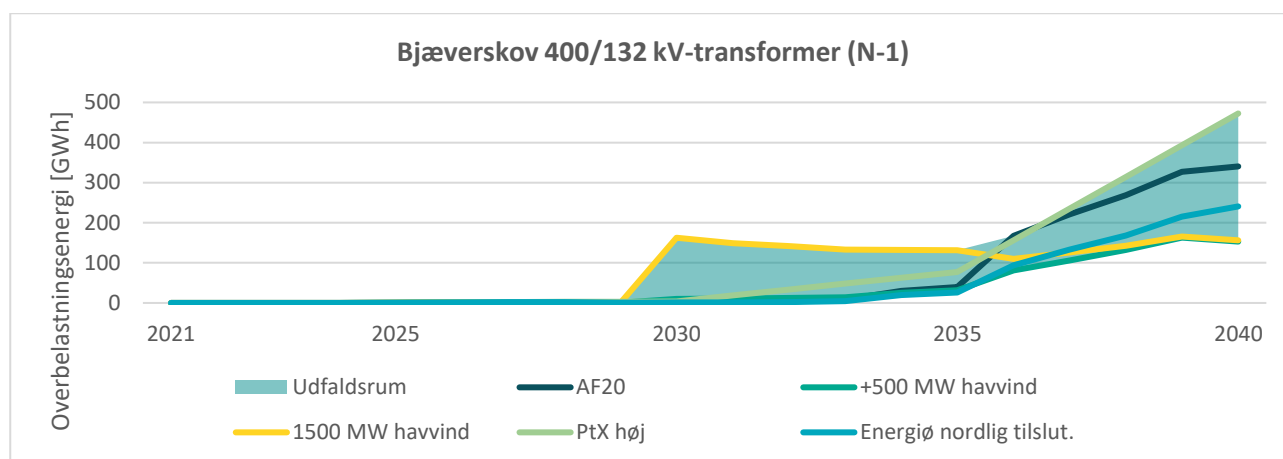
Figur 41 Maksimalt nordlig flow gennem Køge-Roskilde-snittet jf. Figur 41. Bemærk at akse ikke starter i nul.

På den korte bane øges VE-indføringen syd for snittet. Dette sker i høj grad på 132 kV-niveau, og er primært drevet af solproduktion fra Lolland og Sydsjælland. Denne udvikling giver anledning til et mindre behov for afhjælpende tiltag i nogle markedsbalancer. Det konstateres på baggrund af AF20, at der er en relativ god fordeling af flowet i Køge-Roskilde-snittet på den lange bane. De store flows transporteres i 400 kV-nettet, hvilket skyldes, at Energiø Bornholm er forudsat tilsluttet på 400 kV-niveau i Bjæverskov. Samtidig er der et fald i overskydende VE-indføding syd for snittet. Dette skyldes bl.a. lokale forbrugsstigninger, samt at havvindmølleparkerne Nysted og Rødsand udgår. Ydermere forstærkes 132 kV-nettet i Køge-Roskilde-snittet i analyserne i 2024, da forbindelsen Kamstrup-Spanager som i dag er en begrænsende faktor i snittet kabellægges. I forbindelse med kabellægningen af Kamstrup-Spanager øges belastningsniveauet, hvilket bevirker, at begrænsningerne flyttes nord på til forbindelsen Vejleå-Vindingegård. Disse begrænsninger fremgår af overbelastningsenergiene på Figur 42. Der konstateres meget store begrænsninger i forbindelserne med +1.500 MW havvindsscenarioet. Overbelastningsenergien er ca. 8 gange så stor som i AF20. Disse resultater er holdt ude af Figur 42, da de vanskeliggør tolkningen af de øvrige resultater. Store dele af Køge-Roskilde-snittet står over for en gennemgribende reinvestering, i den nærmeste fremtid. Der vil formentlig være behov for afhjælpende tiltag, hvis flowet igennem snittet skal opretholdes ved reinvestering af systemkritiske komponenter. Behovet for aflastning ved reinvesteringerne i Køge-Roskilde-snittet, er ligeledes følsomme over Energiø Bornholms tilslutningspunkt.



Figur 42 Overbelastningsenergi i 132 kV-forbindelsen Vejleå-Vindingegård under hensyntagen til N-1.

En del af den overskydende VE-produktion fra den sydlige del af Østdanmark, skal eksporteres og derved transformeres til 400 kV-nettet. Det medfører begrænsninger på 400/132 kV-transformeren i Bjæverskov på den korte bane, illustreret på Figur 43. På den korte og mellemlange bane observeres også overbelastninger allerede ved intakt net. På den lange bane sker der et skift i takt med, at energiøen etableres, og havvindmølleparkerne Rødsand og Nysted udgår af forudsætningerne. Dette skift medfører, at meget af effekten indføres i 400 kV-nettet, og derved opstår der et stigende behov for transformering ned til 132 kV-nettet. I de timer, hvor solenergien er dominerende, vil der stadig være behov for transformering fra 132 kV-nettet til 400 kV-nettet. Der vil derfor være behov for ekstra 400/132 kV-transformering i området. Størrelsen af behovet for ekstra transformering afhænger meget af udviklingen i havvind og energiø Bornholms placering.



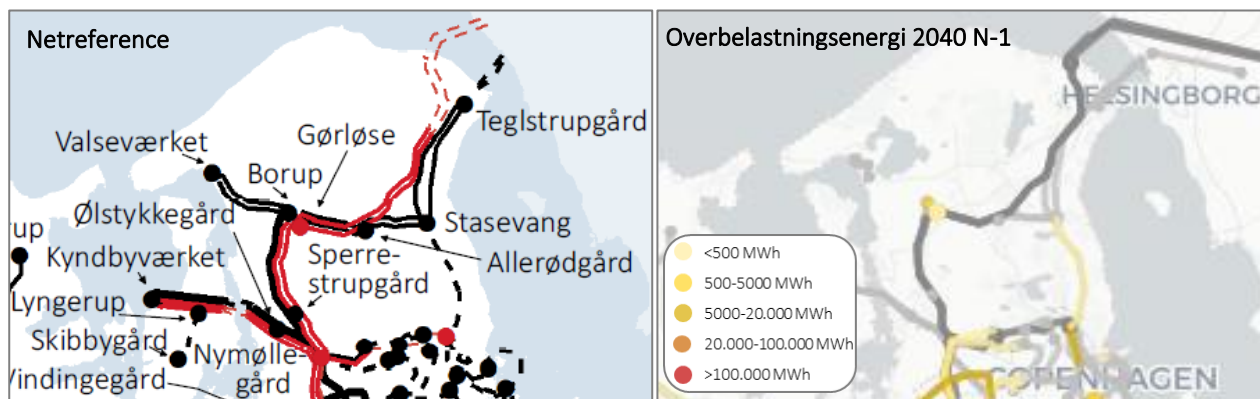
Figur 43 Overbelastningsenergi i 400/132 kV-transformeren i Bjæverskov under hensyntagen til N-1.

Opsummering

Der konstateres begrænsninger i området omkring Køge-Roskilde-snittet, som er centralt placeret mellem et område med produktionsoverskud, og et område med produktionsunderskud og eksportmuligheder. Det medfører, at begrænsningerne i området, er følsomme over for en lang række usikre forudsætninger. Det gælder både udvikling i distribueret VE, tilslutningspunkt for energiøen ved Bornholm og udviklingen inden for PtX. Der konstateres dog behov for øget 400/132 kV-transformer kapacitet i alle analysescenarierne.

7.2.10 Nordsjælland

Udviklingen i det Nordsjællandske område er især præget af havvindmølleparken Hesselø, der er forudsat tilsluttet i station Hovegård. Derudover forudsættes en mere moderat tilvækst i solcelleanlæg end i andre dele af landet samt en generel stigning i forbruget. Disse udviklinger kan håndteres uden større ændringer i det eksisterende transmissionsnet udover de ændringer, der kræves for selve tilslutningen af Hesselø. Derfor observeres ikke nogen større overbelastninger på Figur 44, hvor netreferencen i området og overbelastningsenergien, affødt af AF20-udviklingen i 2040, er illustreret.

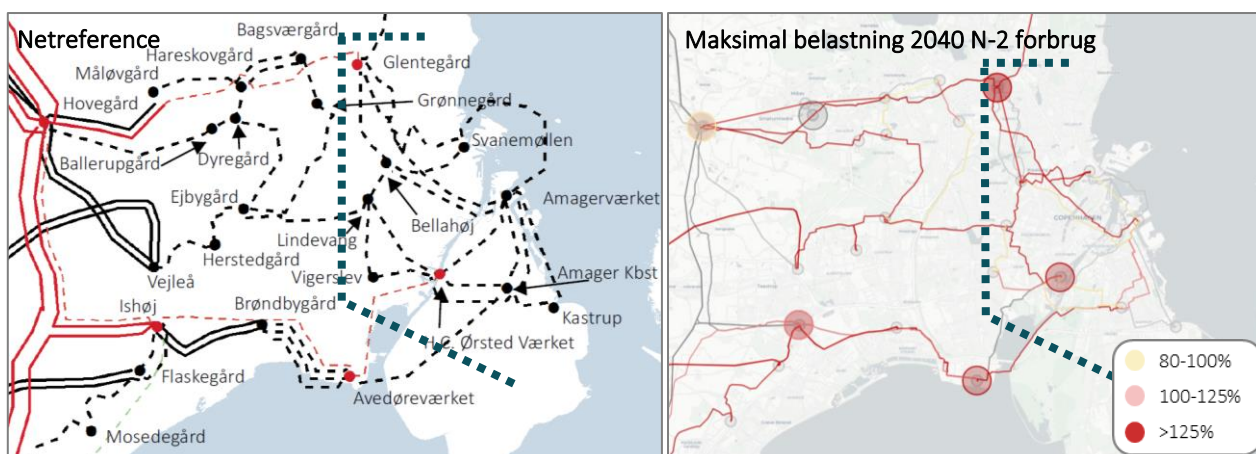


Figur 44 Netreferencen Nordsjælland sammenstillet med overbelastningsenergien under hensyntagen til N-1 i AF20 2040 - udklip fra Figur 18.

7.2.11 Københavnsområdet

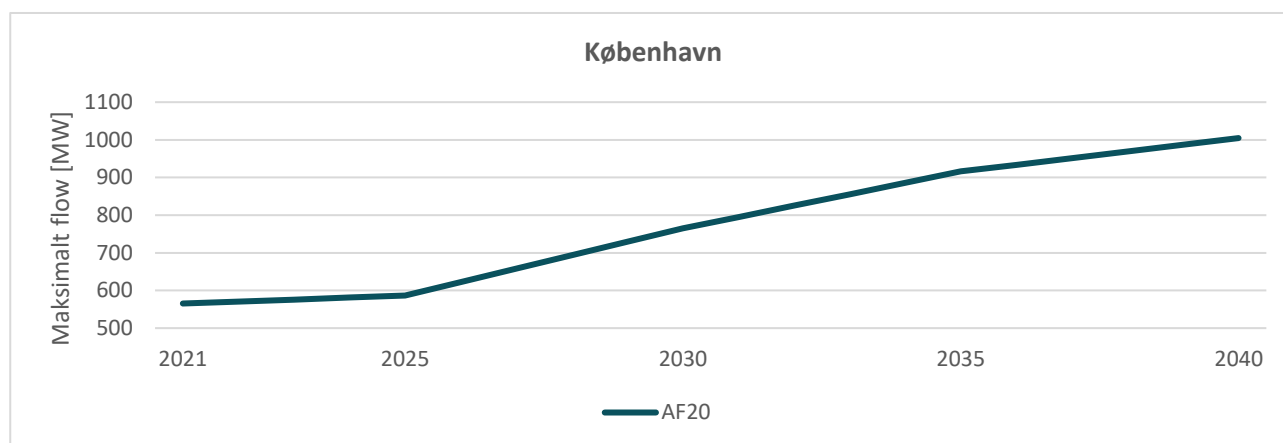
Københavnsområdet er præget af forsyning af forbrug. Forbruget i området forventes at stige fremover. Det skyldes især de generelle forbrugsstigninger som følge af både byudvikling og øget elektrificering. Der forventes et fald i den termiske produktionskapacitet i området. Samtidig er der to potentielle kystnære havvindmølleparker under udvikling i området, Aflandshage og Nordre Flint, der begge indgår i Københavns kommunes klimaplan. Kun Aflandshage indgår som en del af forudsætninger, og er forudsat tilsluttet i Avedøreværket. Tilslutningspunkt for en energiø ved Bornholm, kan ligeledes være meget betydende for flowet i eltransmissionsnettet i området. Samtidig har en række danske virksomheder indgået et [partnerskab](#), med en vision om at etablere storskala elektrolyse i Storkøbenhavn – i første omgang 10 MW, men på sigt op mod 1,3 GW [24]. De langsigtede ambitioner er ikke omfattet af AF20-analyserne.

Da området er præget af stort forbrug, vil det typisk være N-2 situationer, der giver de største begrænsninger. Disse ses illustreret sammen med netreferencen på Figur 45. Overordnet ses det, at en lang række forbindelser og transformere i området vil være begrænsende ved forsyning af forbrug i 2040.



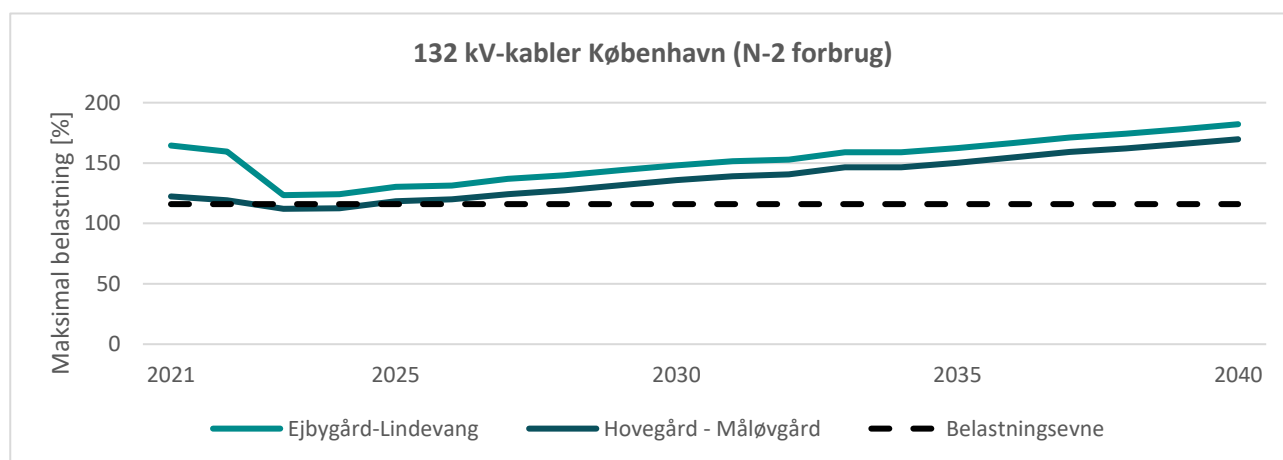
Figur 45 Netreferencen i København sammenstillet maksimal belastning ved forsyning af forbrug ved N-2 i AF20 2040 - udklip fra Figur 19.

Der er en tydelig tendens til et stigende flow ind mod det centrale København. Flowet gennem snittet, der er tegnet ind på Figur 45 (stiplet mørkeblå linje), ses på Figur 46. Stigningen skyldes det stigende forbrug i området, og kan også påvirkes af den reducerede termiske kapacitet, der i nogle situationer kan øge behovet for at transportere effekt ind til forbrugerne. Analyserne inkluderer ikke den kystnære park Nordre Flint, der kan øge produktionskapaciteten i området. Forbruget skal dog fortsat kunne forsynes, når det ikke blæser, hvorfor parken forventes at have begrænset betydning for det maksimale flow, men vil have betydning for den samlede energimængde, der skal transporteres.



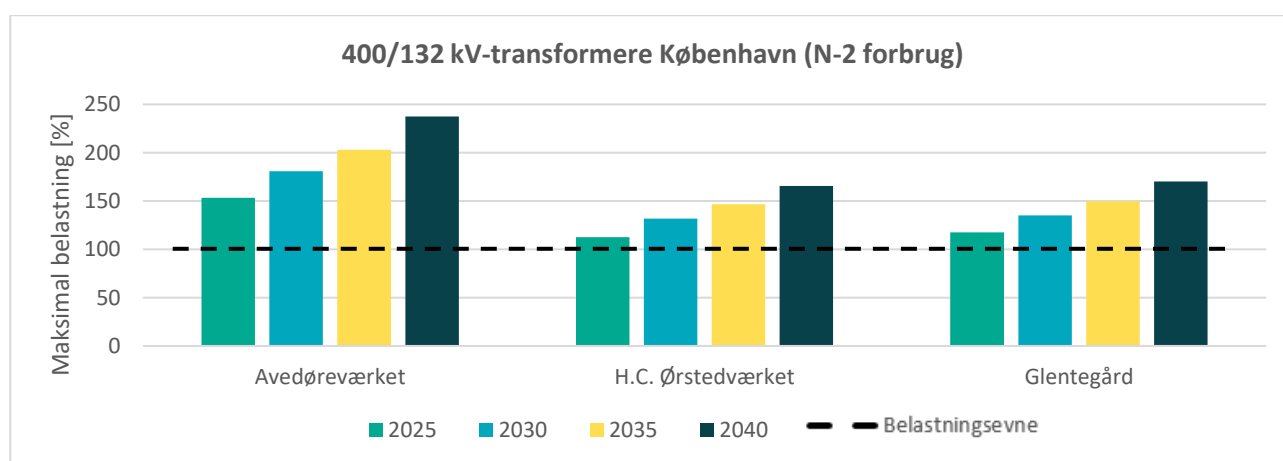
Figur 46 Maksimalt flow gennem snittet København jf. Figur 45. Bemærk, at aksen ikke starter i nul.

To af de hårdest belastede forbindelser ved N-2 i københavnsområdet er 132 kV-kablerne Ejbygård-Lindevang og Hovegård-Måløvsgård, hvis belastning er illustreret på Figur 47. Begge forbindelser udgør forsyningsveje ind mod København, der belastes hårdere og hårdere, efterhånden som forbruget i området stiger. Analyserne viser, at Ejbygård-Lindevang allerede i dag er overbelastet. Der er aktuelt et godkendt projekt på at forstærke Ejbygård-Lindvang-forbindelsen, som forventes idriftsat i 2023. Denne forstærkning er et skridt på vejen mod den langsigtede forsyning af København og indgår som en del af forudsætningerne for analyserne. Derfor falder belastningen i 2023, hvorefter belastningen stiger frem mod 2040. Der er nogle driftshåndtag, som kan bruges til at afhjælpe begrænsningerne på forsyningen ind mod København, men inden længe vil disse håndtag ikke være tilstrækkelige.



Figur 47 Maksimal belastning for 132 kV-forbindelserne Ejbygård-Lindevang og Hovegård-Måløvsgård ved forsyning af forbrug jf. AF20 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med forbindelsernes belastningsevne.

Den generelle stigning i forbruget i København medfører begrænsninger i 400/132 kV-transformere, som ses illustreret på Figur 48, ved den maksimale belastning ved N-2 i forsyningsituationer. Umiddelbart observeres allerede i dag overbelastninger på transformerne. N-2 analyserne bygger som nævnt på standardbalancerne, der repræsenterer mere ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og transit, end det der observeres i markedssimuleringerne. Derudover er der en række fasedrejetransformere i Københavnsområdet, der kan bruges til at fordele flowet mere hensigtsmæssigt, og dermed reducere de identificerede begrænsninger. Der observeres ikke overbelastninger på transformerne i dag. Der vil være behov for en nærmere vurdering af, hvornår udfordringerne bliver kritiske nok til at give anledning til at iværksætte tiltag til at afhjælpe dem.



Figur 48 Maksimal belastning for 400/132 kV-transformere i Københavnsområdet ved forsyning af forbrug jf. AF20 i en N-2 situation. Belastningen sammenholdes med transformernes belastningsevne.

Opsummering

Behovene i området er drevet af stigningen i elforbruget, som følge af øget elektrificering. En øget eller hurtigere elektrificering vil således øge de identificerede begrænsninger. Et PtX-anlæg i området kan ligeledes øge begrænsningerne, afhængigt af graden af fleksibilitet anlæggene har i forhold til transmissionsnettet. Tilslutning af energiproduktion ved Bornholm i Københavnsområdet, kan bidrage med produktionskapacitet i et område med produktionsunderskud. Det vil dog være nødvendigt med nærmere analyser, om hvorvidt det reelt vil reducere behovene relateret til forsyning af forbrug, idet der ikke nødvendigvis vil være sammenfald mellem højt forbrug og vindproduktion. Der kan omvendt også være behov for eksport af overskydende vindproduktion væk fra Københavnsområdet, ligesom der kan opstå behov afledt af import eller eksport på udlandsforbindelsen.

8. Bibliografi

- [1] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet,« [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
- [2] Elforsyningsloven, »Bekendtgørelse af lov om elforsyning (LBK nr. 119 af 06/02/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/119>.
- [3] Systemansvarsbekendtgørelsen, »Bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (BEK nr. 652 af 18/05/2020),« 2020. [Online]. Available: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/652>.
- [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] Energinet, »Forskønnelse af 400 kV-nettet,« 2009. [Online]. Available: <http://www.e-pages.dk/energinet/128/html5/>.
- [6] Energi-, Forsynings- og klimaministeriet, »Aftale om afskaffelse af PSO-afgiften,« 2016. [Online]. Available: <https://kefm.dk/media/7023/elementer-i-aftale-om-pso.pdf>.
- [7] 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>.
- [8] Energinet, »Kriegers Flak: Nettilslutning af Havmøllepark,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/KriegersFlakAC#Anlag>.
- [9] Energinet, »Kriegers Flak - Combined Grid Solution: Elforbindelse til Tyskland,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/KriegersFlakCGS>.
- [10] Energinet, [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Kassoe-Froeslev>.
- [11] Energinet, »Vesterhav Nord: Landanlæg til kystnær havmøllepark,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Vesterhav-Nord>.
- [12] Energinet, »Vesterhav Syd: Landanlæg til kystnær havmøllepark,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Vesterhav-Syd>.
- [13] Energinet, »Viking Link: Elforbindelse til Storbritanien,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Viking-Link>.
- [14] Energinet, »Endrup-Grænsen: Elforbindelse til Tyskland,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Endrup-Graensen>.
- [15] Energinet, »Endrup-Idomlund: Forstærkning af elnettet,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Endrup-Idomlund>.
- [16] Energinet, »Kassø-Lykkegaard - kabellægning og nedtagning af luftledninger,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/Kassoe-Lykkegaard>.
- [17] Folketinget, »Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020,« [Online]. Available: <https://fm.dk/media/18085/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020.pdf>.
- [18] Energinet, »Fra Analyseforudsætninger til Netplanlægningsforudsætninger,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Forudsætninger>.
- [19] Energistyrelsen, »Havvindmøller og projekter i pipeline,« [Online]. Available: <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/havvindmoeller-og-projekter-i-pipeline>.
- [20] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet 2020 - Power-to-X (PtX),« [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Hoeringer/af20_-_baggrundsnotat_-_power-to-x.pdf.

- [21] Energinet, »SIFRE,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Beregningsmodeller>.
- [22] 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-redegorelse-Op-til-15-procent-af-400-kV-elforbindelse-kan-graves-i-jorden>.
- [23] Fredericia Avisen, »Everfuel planlægger: 300 MW HySynergy II elektrolyse i Fredericia,« [Online]. Available: <https://fredericiaavisen.dk/everfuel-planlaegger-300mw-hysynergy-ii-elektrolyse-i-fredericia/>.
- [24] Københavns Lufthavne, A.P. Møller - Mærsk, DSV Panalpina, DFDS, SAS og Ørsted, »Faktaark: Fremtidens bæredygtige brændstoffer,« [Online]. Available: <https://presscloud.com/file/87/878111115400554/Faktaark.pdf>.
- [25] Energinet, »Overblik over netdimensioneringskriterier 2017,« 2018. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/0B17BCF5921F4905B41B5070BC58C00D.pdf?la=da&hash=C787B2B19F77CB2D9A8838EFB45EBFD3B6DCC1F7>.
- [26] Energinet, »Netdimensioneringskriterier for net over 100 kV,« 2013. [Online]. Available: <https://energinet.dk/-/media/F737881B1E724E15B0EA64CC8410232E.pdf?la=da&hash=7D2F40D242F94F7D0CCFBB27C541CFEB2438465F>.
- [27] Energinet, »Energinet udsender to nye netprodukter i høring fra 18. december 2019 til 4. februar 2020,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Horinger/Afsluttede-horinger/2019-12-Begraenset-og-midlertidigt-begraenset-netadgang-dec-2019>.
- [28] Energinet, »Metode til opstilling af standardbalancer,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/El/Eltransmissionsnettet/Forudsætninger>.

9. Bilag 1 – Status på eltransmissionsnettet og netreferencen

Dette bilag giver en status på udviklingen i eltransmissionsnettet ved at præsentere idriftsatte projekter samt projekter i anlægsfasen, hvor alle nødvendige godkendelser er opnået. Idriftsatte projekter er opgjort i perioden Behovsanalysen 2020 (1. marts 2020) og indtil 1. marts 2021. Omfanget af projekter i anlægsfasen er opgjort pr. 1. marts 2021.

I det følgende gives en status for alle idriftsatte projekter samt igangværende projekter i anlægsfasen. Opgørelsen er opdelt på investeringer, udbygninger og saneringer.

9.1 Reinvesteringer

Reinvesteringsprojekterne omfatter investeringer i luftledninger, kabler, stationer og stationskomponenter.

REINVESTERINGER	
Idriftsatte	Anlægsfasen
<ul style="list-style-type: none"> • Udskiftning af det ene af 400 kV-kablerne (det svenske) under Øresund mellem Sjælland og Sverige. • Reinvestering af 132 kV-kabler Borup-Valseværket. • Fase 1 af investeringer i København. • Reinvestering af reaktor i 400 kV-station Hovegård. • Reinvestering i 132 kV-stationer, Ringsted og H.C. Ørstedsværket • Reinvestering i 150 kV-luftledninger, Ensted-Sønderborg og Vilsted-indsløjfning. • Reinvestering af 150/60 kV-transformer i Bredebro samt i 132/50 kV-transformere i Blangsløv, Ringsted og Svanemølle Koblingsstation. • Reinvestering i det gamle 132 kV-NESA-net – herunder Reinvestering i 132 kV-afbrydere i Nordsjælland. • Udskiftning af AIS-komponenter 0-3 år i hele landet. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reinvestering i 132-150 kV-stationerne: Sdr. Felding, Lykkegård, Karlsgårde, Herning, Idomlund, Stovstrup, Videbæk, Skærbækværket, Kingstrup, Graderup, Svanemøllen, Måløvgård (inkl. Trf), Ejbygård, Masnedø (inkl. Trf), Spanager (inkl. Trf), Glentegård og Hareskovgård, Kirkeskovgård, Brøndbygård, Fraugde (inkl. Trf), Fynsværket (inkl. Trf), Magstrup (inkl. Trf), Hejninge (inkl. Trf), Vindingegård, Vejleå og Kamstrup. Relæer investeres i: Fraugde, Odense Sydøst, Høskov, Hørning, Malling og Trige. • Reinvestering af 400 kV-relæer i: Fraugde, Hornbæk, Trige, Malling og Landerupgård, • Reinvestering af 132-150 kV-luftledningerne: Mesballe-Trige, Trige-Åstrup, Vester Hassing-Starbakke og Statoil Syd-Kamstrup-Vejleå. • Reinvestering af 400 kV-luftledningen Fraugde-Landerupgård. • Reinvestering af 150/60 kV-transformer i Thyregod, Videbæk og Loldrup samt investering i 132/50 kV-transformer i Stignæsværket, Nr. Asmindrup og Vestlolland. • Reinvestering af 132-150 kV-kabler: Bellahøj-Lindevang, Lindevang-Vigerslev, H.C. Ørstedsværket-Vigerslev, Amagerværket-Svanemølle 2, Ejbygård-Lindevang, Guldborgsund og Aggersund.

9.2 Saneringer

De afsluttede og igangværende saneringsprojekter omfatter en række omlægninger som følge af tredjeparts behov.

SANERINGER	
Idriftsatte	Anlægsfasen
<ul style="list-style-type: none"> • Kabellægning af dele 150 kV-luftledning Tange-Trige nord for Hinnerup. • Omlægning af 132 kV-kabler Bellahøj-Svanemølleværket og Amagerværket-Svanemølleværket. • Partiel kabellægning af 150 kV-luftledningerne Landerupgård-Tårup og Ryttergård-Skærbækværket. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tilpasninger i eltransmissionsnettet i hovedstadsområdet i forbindelse med etablering af letbane i Ringvej O3. • Kabellægning af 132 kV-luftledningen Stasevang-Teglstrupgård. • Kompenserende kabellægning i Syd- og Vestjylland i forbindelse med Vestkysten. • Omlægning af 150 kV-kabel Katbjerg-Kærbybro. • Tilpasninger i eltransmissionsnettet i forbindelse med jernbane mellem Vordingborg og Rødby.

9.3 Udbygninger

Siden Behovsanalysen 2020 er følgende udbygningsprojekter afsluttet:

- [Østkystforbindelsen mellem Tyskland og Jylland](#). De eksisterende 220 kV-forbindelser Kassø/Ensted og Flensburg opgraderes til en ny 400 kV-forbindelse mellem Kassø og Handewitt i Tyskland. Opgraderingen vil øge overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland med 800-1.000 MW.
- [Kriegers Flak CGS](#). En ny 400 MW-udlandsforbindelse mellem Tyskland og Sjælland via Kriegers Flak. Projektet hænger sammen med ilandføringsanlægget til Kriegers Flak.
- [Tilslutning af 600 MW-havmøller ved Kriegers Flak](#), som omfatter 220 kV-ilandføringsanlæg til Bjæverskov og Ishøj og en 400 kV-kabelforbindelse mellem Ishøj og Hovegård.
- Tilslutning af i alt 350 MW kystnære mølleparker ved [Vesterhav Nord](#) og [Vesterhav Syd](#), og etablering af en 400/150 kV-transformer i Idomlund. I forbindelse med den nye station i Engbjerg etableres en 150/60 kV-transformer til at aftage vindkraft fra landmøller i området.
- Tilslutning af ny blok på Amagerværket.
- Tilslutning af 80 MW elkedel i 132 kV-station Grønnegård.
- Etablering af 150 kV-transformer i Engbjerg og Kærbybro.
- Stationsopgradering af 150 kV-station Tårup Nord.
- Tilslutning af storforbruger i 150 kV-station Fraugde Vest.

UDBYGNINGER - ANLÆGSFASEN		
Handelsforbindelser	Havvind	Tredje parter
<ul style="list-style-type: none"> • Viking Link. Der etableres en 1.400 MW HVDC-forbindelse mellem England og Jylland med tilslutningspunkt i 400 kV-station Revsing. 	<ul style="list-style-type: none"> • Forundersøgelser for Thor og Hesselø. • Forundersøgelser for Energi Østersøen og Nordsøen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tilslutning af 180 MW solcellepark i 150 kV-station Idomlund.

<ul style="list-style-type: none"> • Vestkystforbindelse mellem Tyskland og Jylland. Overføringskapaciteten mellem Tyskland og Jylland øges med ca. 1.000 MW ved at etablere 400 kV-luftledningsforbindelse fra Endrup til den dansk-tyske grænse. • 400 kV-luftledning mellem Endrup og Idomlund med ny 400/150 kV-station i Stovstrup. 		
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

Herudover har Energinet en række andre igangværende projekter:

- Etablering af 132-150 kV-transformere i stationerne: Idomlund, Stovstrup, Nors og Klim Fjordholme.
- Opgradering af driftsspændingen fra 20 kV til 60 kV på søkablet mellem Jylland og Læsø i forbindelse med tilslutning af solcelleanlæg på Læsø.
- Etablering af 132 kV-reaktor i Radsted Reaktor.
- Etablering af 150 kV-station Odense Vest.
- Etablering af Dynamic Line Rating komponenter på luftledninger.
- Etablering af 132 kV-station Gloslunde og 132 kV-kabel Gloslunde-Vestlolland samt ombygning af Rødby station.⁸
- Etablering af 132 kV-kabel Kamstrup-Spanager og 400 kV-transformer i Bjæverskov.⁷
- Etablering af diverse måleudstyr på stationer i hele landet.

10. Bilag 2 – Dekomponering af kystnære- og havvindmølleparker

I tabellen herunder ses de forudsatte placeringer og tilslutningspunkter for nye kystnære- og havvindmølleparker, jf. den udvikling der er fremskrevet i AF20. Udover nedenstående er Energiø Nordsøen forudsat delt tilsluttet mellem 400 kV-stationerne Revsing og Tjele, og Energiø Bornholm er forudsat tilsluttet i 400 kV-stationen Bjæverskov.

Placering	Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Vesterhav Nord	DK1	Engbjerg 150 kV	180	2023
Vesterhav Syd	DK1	Søndervig 150 kV	170	2023
Thor	DK1	Idomlund 400 kV	900	2025-2026
Lillebælt Syd (Åben dør)	DK1	Sønderborg 150 kV ⁹	160	2025-2027
Frederikshavn Havvindmøllepark (Åben dør)	DK1	Starbakke 150 kV	40	2027
AF20 Ekstra 1	DK1	Stovstrup 400 kV	1.000	2031-2032
AF20 Ekstra 2	DK1	Endrup 400 kV	1.000	2033-2034
AF20 Ekstra 3	DK1	Idomlund 400 kV	1.200	2035-2036
AF20 Ekstra 4	DK1	Stovstrup 400 kV	1.200	2037-2038
AF20 Ekstra 5	DK1	Endrup 400 kV	1.200	2039-2040
Kriegers Flak	DK2	Bjæverskov 220 kV	605	2021

⁸ Projektet blev §4-godkendt i juni måned, men er medtaget i netreferencen, fordi der var forventning om, at projektet ville blive godkendt inden offentliggørelse af behovsanalysen.

⁹ På nuværende tidspunkt forventes det, at parken vil blive tilsluttet i en ny station, der sløjes ind på kablet mellem Abildskov og Sønderborg. Denne forskel vil dog have begrænset betydning, for de observerede flows.

Placering	Område	Tilslutning	Kapacitet [MW]	Idriftsættelsesår
Aflandshage (Åben dør)	DK2	Avedøreværket 132 kV	250	2025-2026
Jammerland Bugt (Åben dør)	DK2	Asnæsværket 132 kV	240	2026-2027
Hesselø (Energiaftale park 2)	DK2	Hovegård 400 kV	1.000	2028-2029

11. Bilag 3 – Kendte mulige PtX-projekter brugt til dekomponering

Herunder præsenteres de offentligt kendte projekter, som Energinet har brugt i dekomponeringen af AF20 – der kan være kommet nye til siden og sket ændringer i projekterne.

Navn	Sted	Station - estimat
HySynergy	Fredericia / Trekantområdet	Ryttergården/Landerupgård
GreenLab Skive	Salling nær Skive	Bilstrup
Green Hydrogen Hub	Nær Viborg og Hobro	Loldrup
CIP	Esbjerg	Endrup
Ramme	Nær Holstebro	Ramme
Green Fuels for Denmark - Ørsted m.fl.	Avedøre Amager	Avedøreværket

12. Bilag 4 – Planlægningskriterier

Energinets planlægningskriterier skal sikre, at eltransmissionssystemet udvikles, så det til enhver tid kan understøtte den daglige drift. De kriterier, der ligger til grund for identifikation af behov i eltransmissionsnettet, er derfor bygget op omkring de gældende driftskrav og de udfald og konsekvenser, der skal kunne håndteres i den aktuelle drift. Det betyder konkret, at eltransmissionssystemet i den daglige drift ikke må belastes ud over givne grænser under givne mangler i systemet. De tilladelige konsekvenser under fejl udtrykkes ved tilladelige belastningsgrænser, herefter omtalt som belastningsevner. Belastningsevnerne er afhængige af, hvor lang tid belastningen forekommer. Der er således forskel på, hvilken belastning, der kan tillades kontinuert og i en begrænset periode. Der er forskellige belastningsevner for de enkelte komponenter i eltransmissionsnettet. Disse afhænger af de tekniske anlæg, beredskabsmæssige forhold samt levetidsbetragtninger.

En overskridelse af belastningsevnen for en given komponent er ikke nødvendigvis ensbetydende med, at der er behov for større tiltag. Energinet arbejder for i højere grad at have en sandsynlighedsbaseret tilgang til udvikling af eltransmissionssystemet. Det er derfor ikke alene et spørgsmål om at vurdere, hvorvidt et specifikt kriterie overskrides, men også hvor ofte det sker, og hvor sandsynligt det er, at det vil ske.


For at sikre et eltransmissionsnet der kan leve op til driftskravene, analyseres netkonsekvenserne ved en given udvikling ved intakt net (N-analyser), ved ét udfald (N-1-analyser) og ved to udfald (N-2-analyser). Exceptionelle udfald (beredskabssituationer) undersøges ikke i behovsanalysen eller udarbejdelsen af den langsigtede netstruktur. Dette håndteres efterfølgende i de konkrete planlægningsprojekter.

Ved en N-1 beregning analyseres belastningen af hver komponent ved udfald af den komponent, der giver anledning til den største belastning. Tilsvarende ved en N-2 beregning, hvor det er den værste kombination af to udfald. De tilladelige konsekvenser, set i relation til netplanlægning, afhænger af, om det er forsyningssikkerhed, indpasning af produktionskapacitet, herunder VE eller udnyttelse af handelsforbindelser, der betragtes, samt antallet af fejl der skal håndteres.

Se mere herom i faktaboksen, *Tilladelige konsekvenser*. Afhængigt af udfaldssituationen og om det er VE, forbrug eller handel, der er bestemmende for behovet, vil det være det altid være det mest begrænsende kriterie der er dimensionerende.


Disse tilladelige konsekvenser er en del af Energinets planlægningskriterier, Tabel 1. I praksis viser en N-1 analyse, om der er behov for aflastende tiltag i driften ved intakt net for at være forberedt, hvis den værste fejl skulle ske. Tilsvarende gælder det for en N-2 analyse, at det identificeres, hvis der vil være behov for afhjælpende tiltag efter første fejl for at være forberedt til næste fejl. I forbindelse med konkrete projekter og i samarbejde med berørte netselskaber anvendes 40/80 MW reglen, hvor det er muligt at afkoble forbrug i mindre lokale områder. Reglen anvendes ikke i den langsigtede planlægning. Der analyseres ikke på N-2 situationers konsekvens for belastningen i distributionsnettene. Dette håndteres i den løbende koordinering med de enkelte netselskaber. Netplanlægningskriterierne kan studeres i flere detaljer på [Energinets hjemmeside](#) [25] [26].

TILLADELIGE KONSEKVENSER




FORBRUG

Hensynet til forbrug er omfattet af de strengeste planlægningskrav, hvor forsyningen skal kunne håndteres kontinuert ved op til to fejl i nettet. Ved kabler indregnes dog et tillæg til den kontinuerte belastningsgrænse som følge af, at døgnvariationer på forbruget øger kablers udnyttelsesgrad.



VE

Lokal og national eksport af VE-produktion, når forbruget er lavt, sikres som udgangspunkt ved én fejl. De tilladelige konsekvenser er den belastning, der kan tillades i 40 timer, som er den maksimale tid, der går, inden markedet er tilpasset en ny situation. Her adskiller planlægningskriteriet fra praksis i driften i dag, hvor det er 15 minutters kriteriet der anvendes.



HANDELSFORBINDELSER

Af hensyn til sikkerheden i det europæiske elsystem, skal to fejl i det interne net kunne håndteres, også under store udvekslinger på handelsforbindelserne. Den tilladelige konsekvens efter anden fejl er belastningen, der kan tillades i 15 minutter, som er den tid, det må tage inden afhjælpende driftstiltag er iværksat. Grænsen ved én fejl er den belastning, der kan tillades i 40 timer, som er den maksimale tid, der går, inden markedet er tilpasset en ny situation.

	Forbrug	VE-produktion	Markedsfunktion
Intakt net (N)	Kontinuert belastningsevne		
Udfald af et vilkårligt netelement (N-1)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug ¹⁰	40 timers belastningsevne	
Udfald af to vilkårlige netelementer (N-2)	Kontinuert belastningsevne og tillæg for cyklisk forbrug ¹⁰		15 minutters belastningsevne

Tabel 1 Oversigt over netplanlægningskriterierne.

¹⁰ For kabler indregnes et tillæg på 16% point for at tage højde for at belastningen vil være cyklisk.

12.1.1 Håndtering af fleksibelt forbrug

Det forbrug, der ligger til grund for behovsanalysen, er et resultat af Energinets simuleringer af spotmarkedet på baggrund af de anvendte forudsætninger. Heri er noget forbrug modelleret med en fast profil, mens forbrug til f.eks. elkedler, store varmepumper og PtX optimeres i forhold til elprisen. Der er altså en grad af fleksibilitet i forbruget, men kun i forhold til elprisen – ikke i forhold til netbegrænsninger. Flexibilitet i forhold til netbegrænsninger udmøntes for nuværende igennem planlægningsmetoderne.

Store elkedler og varmepumper antages at være afbrydelige af hensyn til netbegrænsninger ved N-2, hvilket i praksis betyder, at de kan afbrydes efter første fejl for at være forberedt til anden fejl. Dermed er det ikke det samme kriterie, der gælder for dette forbrug som for det øvrige. Energinet har ikke tidligere arbejdet med indpasning af PtX i de samlede langsigtede analyser af eltransmissionsnettet. Der er ikke fastlagt retningslinjer for, hvilke kriterier der skal anvendes ved indpasning af den type elforbrug. Der er tale om en type forbrug af en anden karakter end det øvrige elforbrug, idet der er gode muligheder for lagring af slutproduktet og dermed en tidsforskydelse mellem forbruget og produktionen heraf. PtX-enhederne antages derfor også at være afbrydelige ved N-2. Det forventes, at dette svarer til, at PtX-enheder, elkedler og varmepumper ikke bliver dimensionerende for behovene i eltransmissionsnettet, idet det oftest er N-2 situationerne, der er dimensionerende for forbrug. Hvis forbruget fra PtX, elkedler og varmepumper stiger tilstrækkeligt, kan det dog vise sig at blive udslagsgivende i en N-1 situation eller også ved intakt net. Det vil bero på nærmere analyser, ligesom det skal vurderes, hvilken grad af fleksibilitet der i så fald vil kunne forudsættes i disse situationer.

Det bemærkes, at der i dag ikke findes rammebetingelser eller incitamentsstrukturer, der tilskynder eller sikrer fleksibilitet i forbruget af hensyn til begrænsninger i eltransmissionsnettet, som det antages her. Aktuelt har Energinet metodeanmeldt et [netprodukt med begrænset netadgang](#), som kan bidrage til at sikre fleksibilitet i forbruget [27].¹¹ Det er dog endnu uvist, i hvor høj grad de store forbrugsenheder vil benytte sig af dette nye produkt, og dermed hvor høj grad af fleksibilitet der reelt vil være i forbruget.

13. Bilag 5 – Planlægningsbalancer og analyser

Overordnet set bygger Energinets netplanlægning på at analysere konsekvenserne ved fejl og mangler i eltransmissionsnettet i givne driftssituationer. Disse driftssituationer analyseres ved en række planlægningsbalancer. Energinet arbejder med to typer planlægningsbalancer: Markedsbalancer og standardbalancer.

13.1 Markedsbalancer og årskørsler

Markedsbalancerne baserer sig på simuleringer af elspotmarkedet. Markedssimuleringerne er udført i Energinets eget simuleringværktøj SIFRE (Simulation of Flexible and Renewable Energy systems) [21]. SIFRE simulerer spotmarkedet og giver et bedste bud på, hvordan forbrug, produktion og marked spiller sammen time for time for et givent år. Herved opnås 8.760 markedsbalancer for hvert analyseår. En samlet netanalyse af disse kaldes en årskørsel.

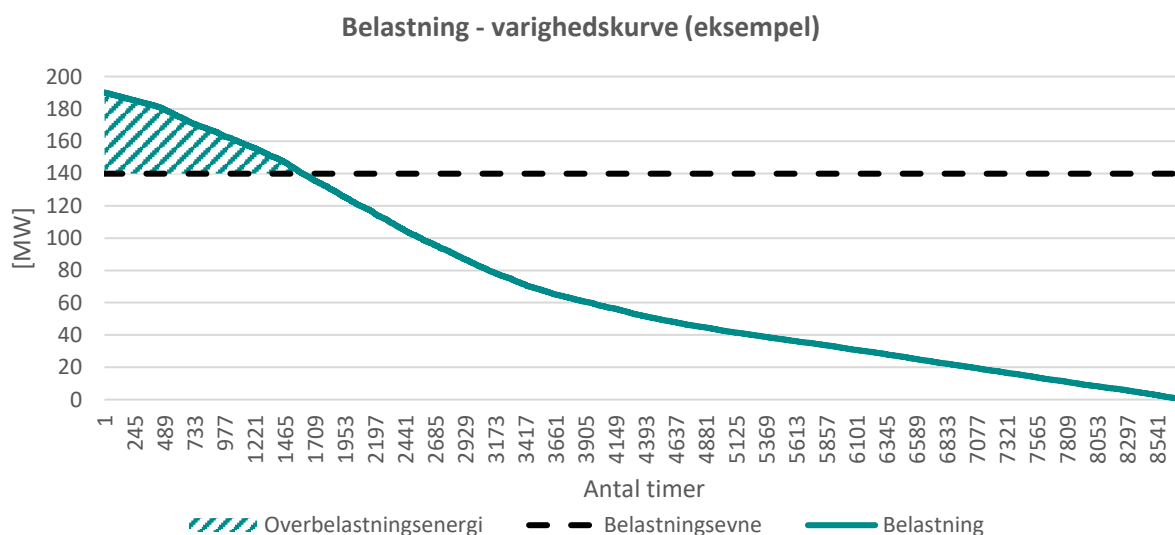
En årskørsel leverer belastningsresultater for hver time i et analyseår. Herved opnås et overblik over varigheden af de enkelte belastninger og deres udvikling over tid. På Figur 49 ses en illustration af de resultater, der kommer ud af en årskørsel. Der opnås en belastning af en given komponent for hver time – på figuren illustreret med en varighedskurve, hvor belastningsværdierne er sorteret fra størst til mindst. Dette billede kan tegnes for alle komponenter i eltransmissionsnettet for både intakt net og N-1 for alle analyseår. Den vandrette streg indikerer belastningsevnen for komponenten.

¹¹ Netproduktet vil gøre det muligt for transmissionstilsluttede forbrugere at blive tilsluttet med begrænset netadgang med en reduceret tarif til følge. Det vil medføre, at forbruget kan afbrydes, hvis der er begrænsninger i eltransmissionsnettet.

ten. Hvis belastningen overstiger denne linje, er der således tale om en overbelastning, og der vil være behov for afhjælpende tiltag. Behovsanalysen forholder sig ikke til, hvilke tiltag, der skal tages i brug. Det skraverede område repræsenterer den energimængde, der ligger i overbelastningen og omtales overbelastningsenergi.

Overbelastningsenergien er den energimængde, der skal aflastes på forbindelsen, hvis der ikke tages andre tiltag i brug. Det er ikke direkte den mængde, der skal op-/nedreguleres, da det sjældent vil være muligt at aflaste forbindelsen direkte med den mængde der op-/nedreguleres. Der vil sandsynligvis være behov for en større mængde op-/nedregulering for at opnå den nødvendige aflastning af forbindelsen. Størrelsen af overbelastningsenergien kan sige noget om kritikaliteten af et behov, idet energimængden vil være større, dels hvis overbelastningen forekommer hyppigt, og dels hvis der er tale om en komponent, der overfører meget energi.

Som en del af Energinets arbejde med en mere sandsynlighedsbaseret tilgang til netplanlægning spiller denne overbelastningsenergi en større og større rolle, hvorved der er mindre fokus på den absolutte overbelastning og mere fokus på hyppighed, sandsynlighed og energimængde.



Figur 49 Illustration af output af netanalyser fra årskørsler.

13.2 Standardbalancer

Standardbalancerne har til formål at beskrive realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling og skal bruges til at teste eltransmissionssystemet i forhold til forsyningssikkerhed og indpasning af produktionskapacitet, herunder fra VE-anlæg. Standardbalancerne vil presse belastningen af eltransmissionsnettet mere end markedsbalancerne. I forhold til varighedskurven på Figur 49 vil belastningen i standardbalancerne typisk være højere end spidsen af varighedskurven.

Standardbalancerne opstilles på baggrund af en analyse af sandsynligheden for sammenhænge mellem forbrug, produktion og udveksling baseret på markedsbalancerne. Med udgangspunkt i sammenhængene mellem forbrug, produktion og marked fra årskørslerne er det muligt at opstille standardbalancerne som realistiske, men ekstreme sammensætninger af forbrug, produktion og udveksling med naboområder. Metoderne til at opstille standardbalancerne er beskrevet i notatet *Metode til opstilling af standardbalancer*, som kan findes på [Energinets hjemmeside](#) [28].

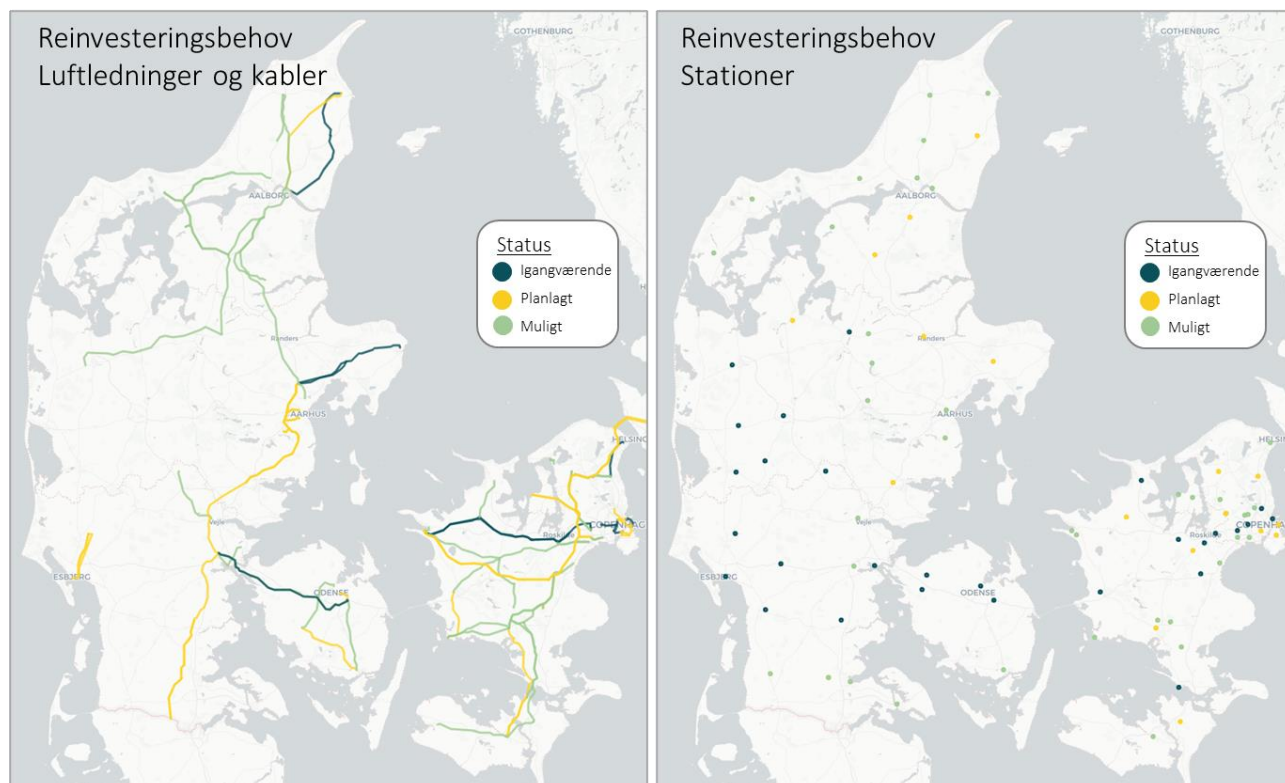
13.3 Analyser til identifikation af behov for nye tiltag

Herunder beskrives det, hvordan de forskellige typer analyser af markeds- og standardbalancerne anvendes, når der skal identificeres behov for nye tiltag:

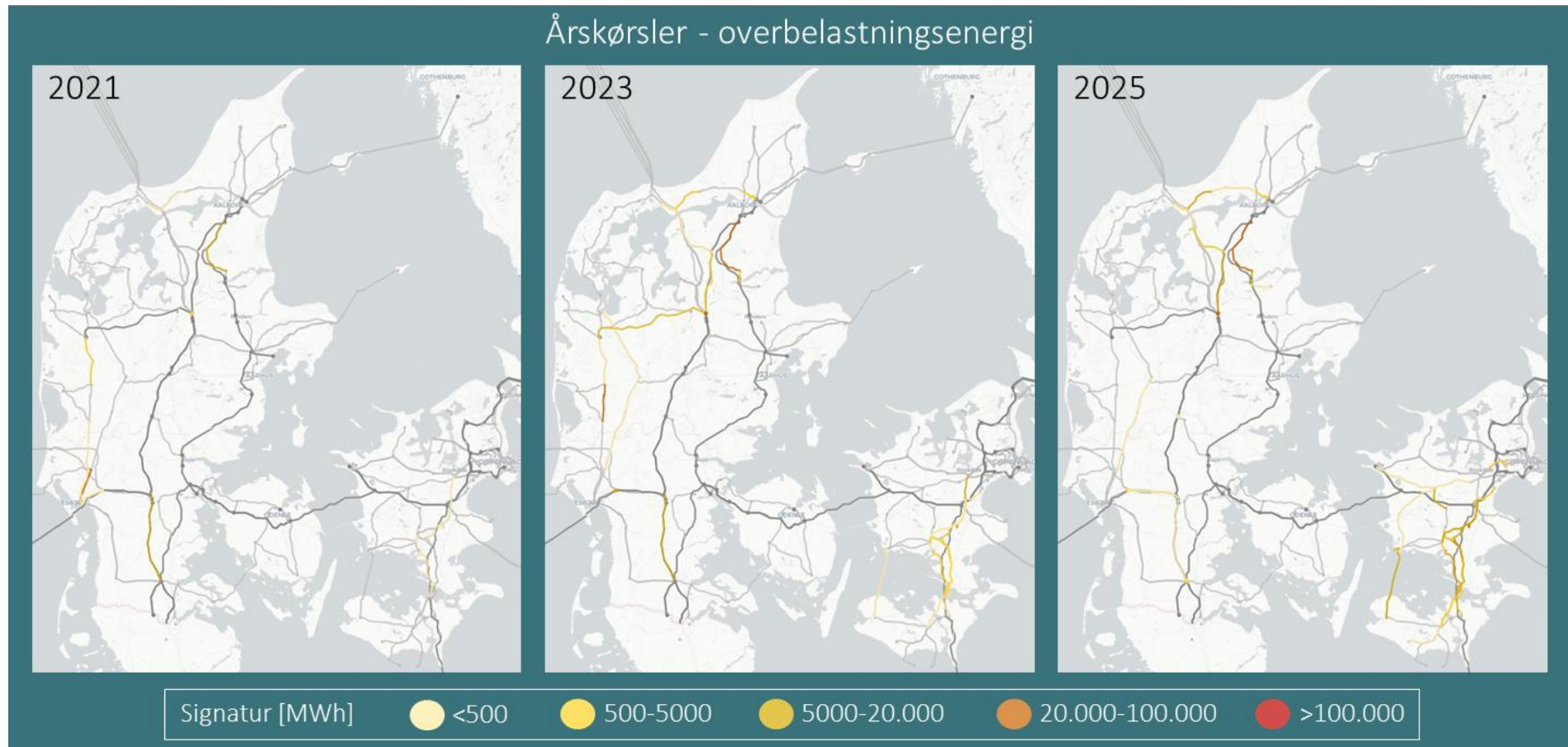
- Netanalyser på intakt net anvendes til at vise generel udvikling i udvalgte områder ved at betragte det samlede flow gennem større snit i eltransmissionsnettet. Det vil sjældent være intakt net, der er dimensionerende for behovene, og derfor anvendes analyserne i stedet til på et overordnet niveau at analysere, hvordan udviklingen ændrer sig under varierende forudsætninger.
- I områder der er domineret af overskudsproduktion fra VE, vil det typisk være N-1 situationer, der er bestemmende for behovet, og derfor anvendes årskørsler for N-1 i disse områder. Når årskørslerne anvendes, sammenholdes resultaterne i en N-1 situation med den tilladelige belastning, som er gældende for indpasning af VE og understøttelse af markedsfunktionen. Fra årskørslerne anvendes overbelastningsenergien, som den primære måde at udtrykke de identificerede begrænsninger og dermed behov for tiltag.
- For forsyning af forbrug vil det typisk være N-2 situationen, der er bestemmende for behovet. Behov affødt af en udvikling i forbrug analyseres i højere grad ved N-2 beregninger af standardbalancerne for forbrug. For N-2 beregninger anvendes den maksimale belastning relativt til komponentens belastningsevne til at udtrykke de identificerede begrænsninger og dermed behov for tiltag. Som beskrevet i afsnit 12.1.1 - *Håndtering af fleksibelt forbrug* ses der bort fra PtX-anlæg, elkedler og varmepumper i N-2 beregningerne for forbrug.
- Hvad angår understøttelse af markedsfunktion og transit igennem systemet, skal driften af systemet kunne opretholdes i 15 minutter i tilfælde af to fejl. Behov afledt af dette krav afdækkes ved brug af årskørslerne, da de bedst repræsenterer den forventede transit igennem systemet. Af hensyn til omfanget af beregninger gennemføres ikke en analyse af alle N-2 kombinationer for alle driftstimer. Analyserne gennemføres i stedet ved udfald af udvalgte komponenter, der er afgørende for at understøtte transit. For disse beregninger anvendes den maksimale belastning over et år for hver komponent, relativt til komponentens 15 minutters belastningsevne til at udtrykke de identificerede behov for tiltag.

14. Bilag 6 – Reinvesteringsbehov

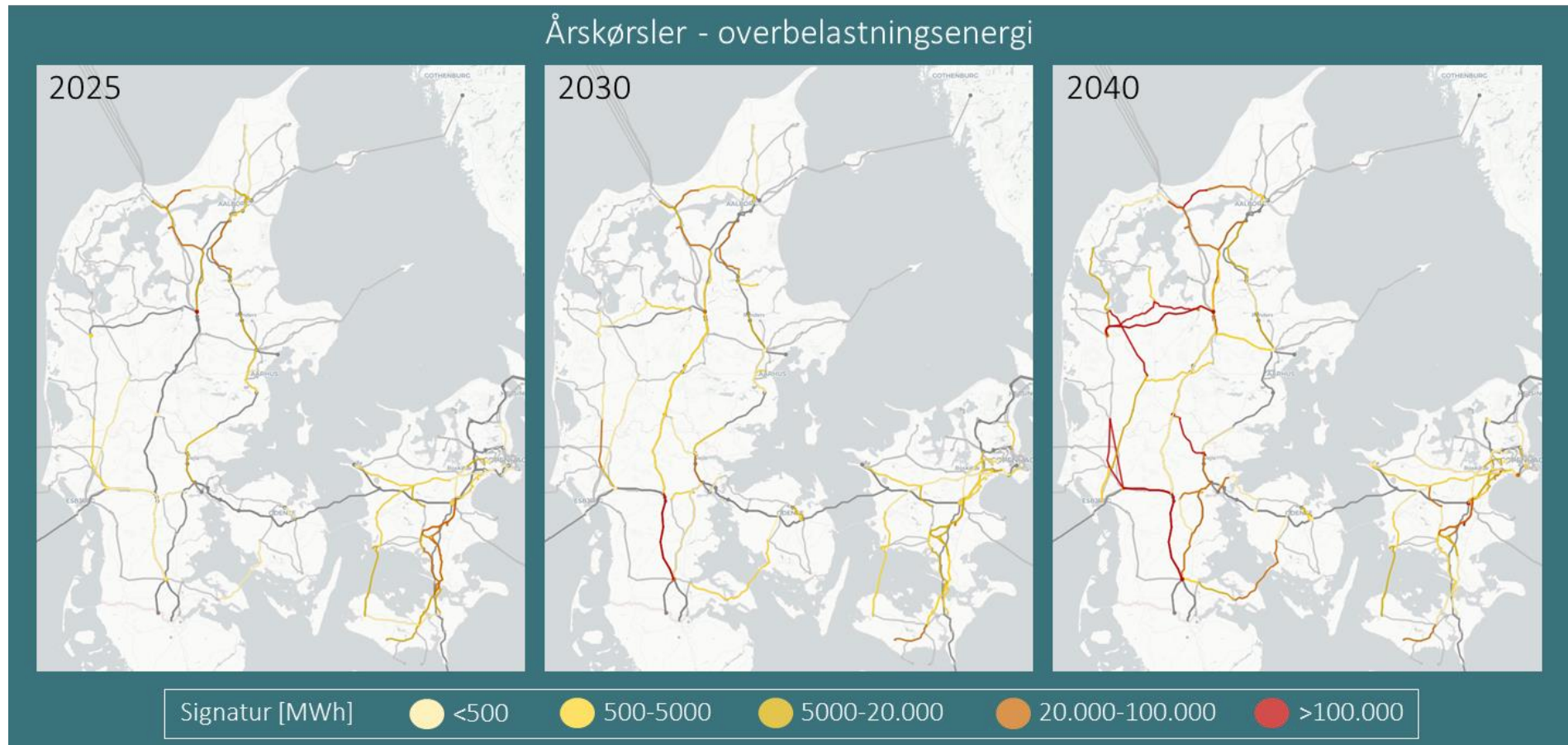
På kortene herunder er reinvesteringsbehovet opgjort på baggrund af projekternes status opdelt på luftledninger og kabler og stationer. Stationer dækker her over alt elektrisk udstyr på stationen – det vil sige f.eks. både transformere, reaktorer osv. Status for projekterne ændrer sig løbende og er her opgjort pr. 1. april 2021.



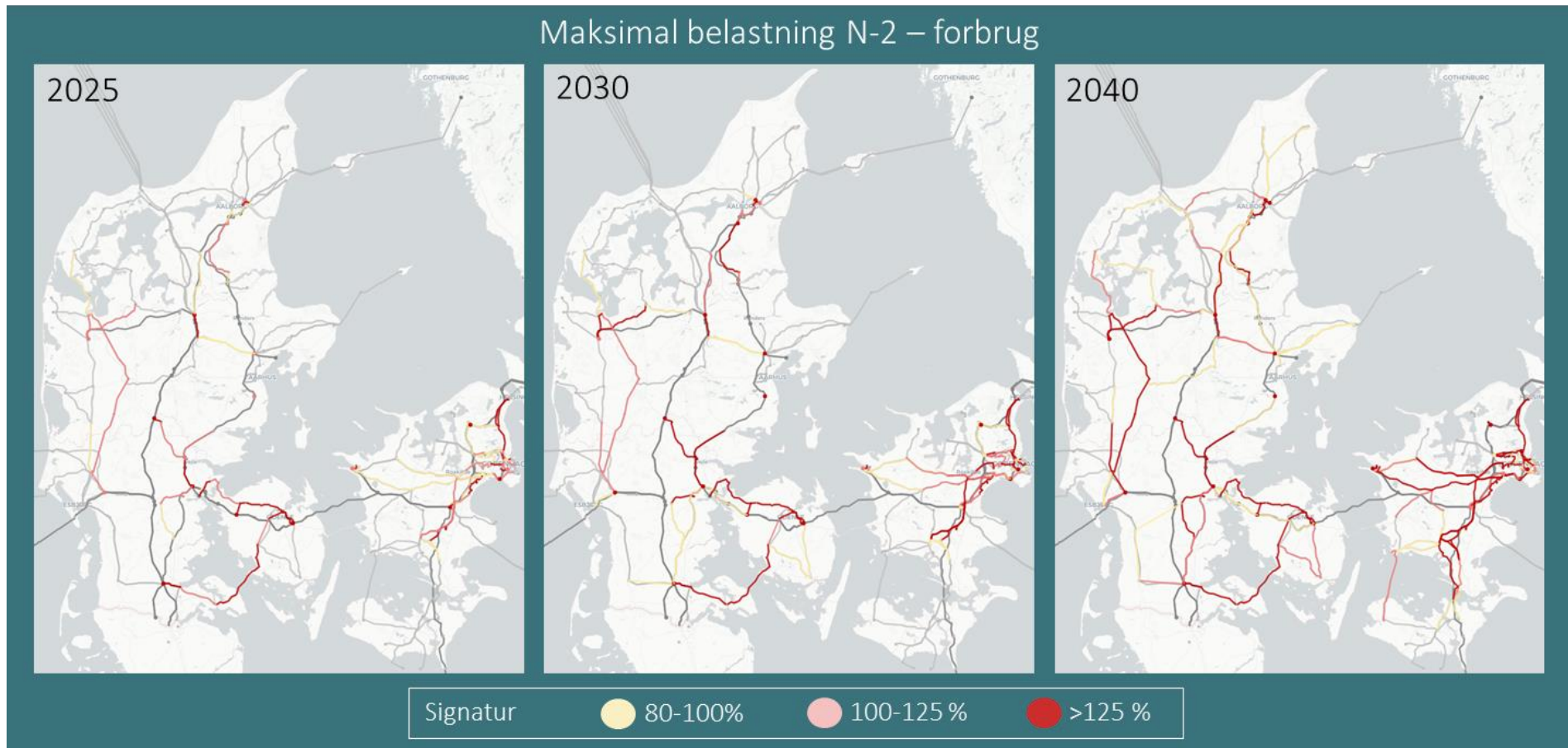
15. Bilag 7 - Overbelastningskort



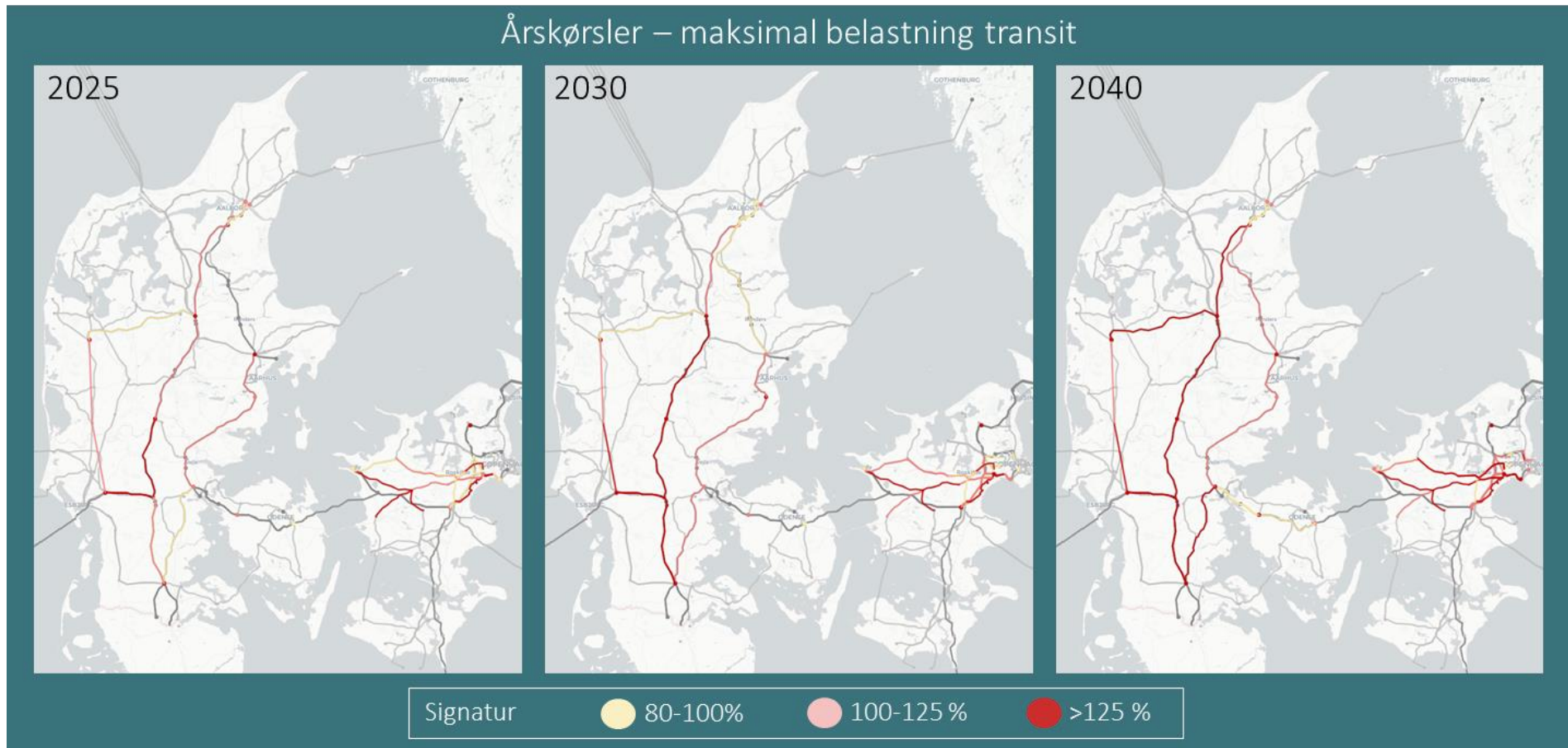
Figur 50 Overbelastningsenergi affødt af AF20 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Opgørelsen er lavet ud fra 15 minutters belastningsgrænsen, svarende til tilgangen i driften af systemet. Figuren er en forstørrelse af Figur 17.



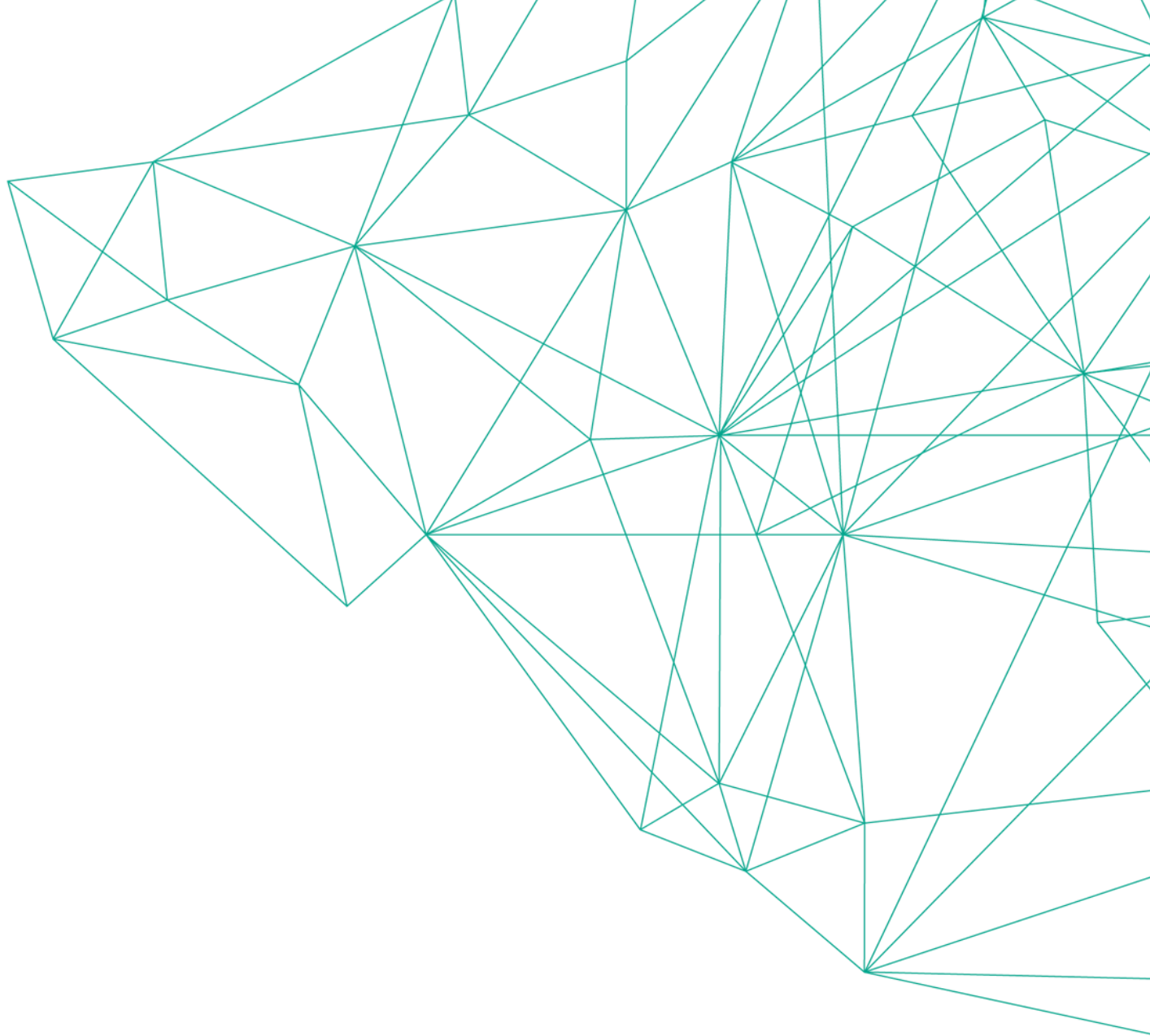
Figur 51 Overbelastningsenergi affødt af AF20 under hensyntagen til N-1 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Markering af nye allerede godkendte forbindelser er tegnet ind som lige streger imellem de to stationer og repræsenterer ikke det forventede tracé – det gælder den nye 400 kV-forbindelse mellem Endrup og Stovstrup. Figuren er en forstørrelse af Figur 18.



Figur 52 Begrænsninger affødt af AF20 med henblik på forsyning ved N-2 tegnet ind med det eksisterende net som baggrund. Figuren er en forstørrelse af Figur 19.



Figur 53 Begrænsninger affødt af AF20 med henblik på understøttelse af markedsfunktion og transit under hensyntagen til N-2-situationer. Belastningen er opgjort relativt til komponenternes 15 minutters belastningsevne jf. tilgangen beskrevet i afsnit 4 - Metode for identifikation af behov. Det er kun komponenter, der er vurderet afgørende for at understøtte transitten, der er markeret på kortene. Figuren er en forstørrelse af Figur 20.



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 Kjærsvvej 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