

# NETUDVIKLINGSPLAN 2025

TREFOR EI-net A/S  
Kokbjerg 30, 6000 Kolding  
tlf. nr. 79 33 34 35, mailadresse: [trefor@trefor.dk](mailto:trefor@trefor.dk)



## Indhold

<b>1 Indledning</b> .....	3
<b>2 Begrebsafklaring</b> .....	4
<b>3 Formål og Indhold</b> .....	6
3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning .....	8
<b>4 Formelle rammer og vejledning</b> .....	9
<b>5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner</b> .....	10
5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger .....	10
5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger .....	10
5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger .....	11
5.4 Opsummering af dekomponering .....	12
<b>6 Beskrivelse af netvirksomhed</b> .....	13
6.1 Kort og netområde .....	14
6.2 Opgørelse af nøgletal .....	15
<b>7 Fremskrivning af nøgletal</b> .....	17
<b>8 Behovsvurdering</b> .....	18
<b>9 Projektoverblik</b> .....	22
<b>10 Samlet forventet investeringsbehov</b> .....	27
<b>11 Nuværende benyttelse af flexibilitet</b> .....	27
<b>12 Samlet flexibilitetspotentiale</b> .....	28
<b>13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen</b> .....	29
<b>Bilag 1 – Heatmaps</b> .....	1
<b>Bilag 2 Geografiske projektoverblik</b> .....	4

## 1 Indledning

TREFOR EI-nets forsyningsområde er elektrisk set delt i to områder – en del der ligger i Jylland som omfatter dele af Vejle, Kolding og Vejen kommuner samt hele Fredericia kommune og en del på Fyn som omfatter området omkring Middelfart og Strib.

Den jyske del af nettet forsynes i normaldrift fra 150/60 kV transformere i Andst, Bramdrup, Ryttergaarden og Knabberup, herudover er der tre reserveforbindelser på 60 kV ind til området fra nabolandselskaber. I normaldrift drives nettet som adskilte 60 kV øer under hver 150/60 kV station, men der er etableret 60 kV reserveforbindelser, både fra naboselskaber og internt i TREFOR EI-nets forsyningsområde, for at sikre mulighed for at genforsyne forbrugerne i tilfælde af mangler. Reserveforbindelser er udkoblet i normal drift.

På Fyn forsynes TREFOR EI-net fra Vores Elnet via forbindelser til Nr. Aaby og Graderup. 60 kV nettet i og omkring Middelfart indgår i en 60 kV netstruktur sammen med Vores Elnet.

Udbygningsbehovet i TREFOR EI-nets forsyningsområde er primært båret af forventningerne til en øget efterspørgsel fra større kunder. De større kunder udløser behov for nye 60/10 kV stationer, ofte i kombination med et nyt 60 kV kabel for at sikre N-1-sikkerhed, hvorimod øget efterspørgsel fra mindre erhverv og privatkunder i stort omfang vil kunne imødekommes ved at udskifte til større transformere i eksisterende stationer og/eller mindre ændringer på 10 kV niveau hvor forbrug flyttes fra én 60 kV station til en nabostation.

Det betyder at netudviklingsplanen giver et bud på hvor mange nye 60/10 kV stationer TREFOR EI-net forventer at skulle etablere i betragtningsperioden, men at placeringerne og udbygningsårene er behæftet med stor usikkerhed.

Samarbejde mellem TREFOR EI-net og Energinet om netplanlægning af transmissions- og distributionsnettene finder i dag sted gennem en løbende dialog og koordinering.

Netudviklingsplanerne baseres på de samme primære forudsætninger; nemlig "Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet", som opdateres årligt. Derved sikres at udviklingsplanerne for nettene på et overordnet niveau er koordinerede i forhold til at kunne håndtere de stigende mængder vedvarende energi og et stigende forbrug.

Der skal selvfølgelig løbende korrigeres i forhold til den reelle udvikling og i forhold til geografiske forskelle på landsplan.

Den løbende dialog og koordinering sikrer herudover en fælles håndtering af kommende nye store produktions- og forbrugsanlæg. SPOC-samarbejdet mellem TREFOR EI-net og Energinet har til formål at koordinere nye opgaver, hvor tilslutningsaftalen er indgået og der analyseres samtidig på øvrigt produktion/forbrug i det aktuelle område.

Der udarbejdes desuden fælles pipelinelister over potentielle produktionsanlæg.

Dialogværktøjet "[Kapacitetskort](#)" giver kunderne et overblik over nuværende ledig kapacitet til f.eks. VE anlæg i både transmissions- og distributionsnettene.

## 2 Begrebsafklaring

Tekst i kursiv er gennemgående forfattet af Energistyrelsen.

Tabel 1

Begreber	Afklaring
<b>Det kollektive elnet</b>	<i>Det kollektive elnet kan strukturelt opdeles i transmissionsnet og distributionsnet. Førstnævnte varetages af den statsejede virksomhed Energinet, og udgør det overliggende elnet, der som hovedregel transporterer elektricitet på spændingsniveauer over 100 kV, hovedsagligt fra større produktionsanlæg til distributionsnettet. Distributionsnettet er det underliggende net, som er forbundet til transmissionsnettet, der transporterer elektricitet ud til de enkelte virksomheder og husstande på spændingsniveauer under 100 kV.</i>
<b>Netvirksomhed</b>	<i>Distributionsnettet drives og udvikles af knap 40 netvirksomheder med netbevillinger udstedt af Energistyrelsen, der giver eneret og pligt til at varetage netvirksomhed, der f.eks. omfatter drift og udvikling af distributionsnet i et afgrænset bevillingsområde.</i>
<b>Energinet</b>	<i>Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed – det vil sige den virksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.</i>
<b>Aggregator og aggregering</b>	<i>En aggregator er en virksomhed der varetager aggregering. Aggregering er en funktion, der varetages af en fysisk eller juridisk person, der samler flere kunders forbrug eller producerede elektricitet til salg, køb eller auktion på et elektricitetsmarked.</i>
<b>Analyseforudsætninger</b>	<i>Energistyrelsen udarbejder hvert år analyseforudsætninger til Energinet, som blandt andet anvender dem til løbende markeds, net- og forsyningsikkerhedsanalyser som fundament for deres varetagelse af Danmarks el-og gastransmissionsnet. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger i transmissionsnettet. For nærmere information om analyseforudsætningers betydning for netudviklingsplaner se afsnit 5.</i>
<b>MWh (megawatt-time)</b>	<i>Enhed for elforbrug/energi. 1 MWh svarer til 1000 kWh Vi bruger cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person i Danmark</i>
<b>Netområdeforbrug (energi)</b>	<i>Den samlede transporterede mængde energi (målt i MWh) hvilket svarer til den energimængde, som er forbrugt af netkunder plus nettabet i nettet over et givet år.</i>
<b>Nettab</b>	<i>En del af den energimængde, der transporteres fra det overliggende transmissionsnet og produktionssteder frem til kunderne via en netvirksomheds ledninger og transformerstationer, går tabt under transporten. Nettab er den energimængde, der går tabt under transport i distributionsnettet. Netvirksomhedens mængde af nettab opgøres i MWh og i procentvis andel af netområdeforbruget.</i>
<b>Tilsluttet produktionskapacitet</b>	<i>Størrelsen på effekten fra elproducerende anlæg tilsluttet distributionsnet, herunder decentrale kraftvarmeverker, solceller (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller).</i>
<b>Tilsluttet energilagerkapacitet</b>	<i>Størrelsen på effekten fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet. Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.</i>

Begreb	Afklaring
<b>Kundetyper</b>	<p>I henhold til tarifmodellen findes der følgende kundetyper:</p> <p><b>Kundekategori: C</b> Tilslutningspunktet er i 0,4 kV nettet (den typiske almindelige forbruger)</p> <p><b>Kundekategori: B lav</b> Tilslutningspunktet er på 0,4 kV siden af en 10-20/0,4 kV station</p> <p><b>Kundekategori: B høj</b> Tilslutningspunktet er i 10-20 kV nettet</p> <p><b>Kundekategori: A lav</b> Tilslutningspunktet er på 10-20 kV siden af en 30-60/10-20 kV station</p> <p><b>Kundekategori: A høj</b> Tilslutningspunktet er i 30/50/60 kV nettet</p> <p><b>Kundekategori: A 0</b> Tilslutningspunktet er i transmissionsnet, hvor netvirksomheden alene håndterer afregningsmåling.</p>
<b>Kapacitetsbegrænsning</b>	<p>En kapacitetsbegrænsning er en såkaldt flaskehals i nettet, der opstår, hvis der mangler kapacitet specifikke steder i nettet (transformerstationer eller luftledninger/kabler) til at håndtere forventede belastninger/mængde af strøm.</p>
<b>Spændingsregulering</b>	<p>Strøm i elnettet skal have en bestemt spænding, afhængig af hvilket spændingsniveau man befinder sig på, jf. afklaring af kundetyper tilknyttet forskellige spændingsniveauer. Hvis spændingen ikke holdes nogenlunde konstant, kan det skabe udfordringer for tilsluttede anlæg, idet de er indstillet til at fungere med en bestemt spænding. Netvirksomheder skal derfor holde den rette spænding på de forskellige spændingsniveauer, hvilket normalt sker via spændingsregulering. Eftersom tilslutninger af produktions- og forbrugsanlæg interagerer med elnettet og herved blandt andet kan påvirke spændingen, kan disse anlæg således både udfordre og understøtte spændingsreguleringen.</p>
<b>Energieffektivisering og energieffektivitetsforanstaltninger</b>	<p>Energieffektivisering har til formål at fremme distributionsnettets evne til at transportere strøm. De konkrete netkomponenter (kabler, ledninger og transformere) samt nettets opbygning har betydning for nettets effektivitet. Distributionsnettets effektivitet kan f.eks. forbedres, hvis gamle komponenter erstattes med nye komponenter, der medfører mindre nettab, som er den energi der altid vil gå tabt omgivelser, når strøm transporteres gennem netanlæg. En sådan erstatning betragtes således som en energieffektivitetsforanstaltning.</p>
<b>Fleksibilitet og herunder fleksibilitetsydelse og fleksibelt elforbrug</b>	<p>Se afklaring i faktaboks 1 under afsnittet "Formål og indhold" og afsnit 3.1.</p>
<b>Netinvesteringer</b>	<p>Netinvestering dækker følgende investeringer i netanlæg (kabler, transformere, stationer mm.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Reinvesteringer - Udskiftning af netanlæg, der opretholder netanlæggets kvalitet og funktion, herunder som udgangspunkt en 1:1 udskiftning/levetidslængelse.</li> <li>- Nyinvesteringer eller kapacitetsforøgelse: Opgradering/forstærkning af eksisterende netanlæg samt etablering af nye netanlæg.</li> </ul>

### 3 Formål og Indhold

Hovedformålet med netudviklingsplaner er at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører, herunder også Energinet, om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet. Det gælder alle aktører i samfundet, der har interesse i at benytte eller understøtte distributionsnettet og dets udvikling, herunder fjernvarmeselskaber, kommuner, VE-producenter, elforbrugere, aggregatorer, ladeoperatører mfl. Planerne skal således understøtte, at aktører kan agere ud fra netvirksomhedens planlægning og behov, herunder eksempelvis understøtte samspil og koordinering med kommuners varme-og energiplanlægning.

Planerne har en 10-årig planlægningshorisont og lægger særlig vægt på den vigtigste distributionsinfrastruktur, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger fra forbrugsanlæg, herunder f.eks. ladestandere til elektriske køretøjer, varmepumper og VE-anlæg. For at sikre en omkostningseffektiv og rettidig udvikling af distributionsnettet er det blandt andet afgørende at drage nytte af elforbrugere og elproducenters mulighed for at agere fleksibelt (for definition og forståelse af fleksibilitet i nærværende sammenhæng mm. - se faktaboks 1 og afsnit 3.1). Netudviklingsplaner har derfor et særskilt fokus på at skabe klarhed over netvirksomheders forventede behov for fleksibilitet på kort, mellemlang og lang sigt. Oplysninger om det forventede fleksibilitetsbehov skal bidrage til, at markedsaktører kan identificere og vurdere muligheder for at understøtte effektiv drift og udvikling af distributionsnettet ved levering af fleksibilitetsydelser eller lignende. Planerne indeholder derfor en række oplysninger om netvirksomheders forventede fremtidige behov for fleksibilitet og muligheder for anvendelse af andre alternative løsninger til specifikke netinvesteringer, såsom anvendelsen af fleksibelt elforbrug, energieffektivitet, energilageranlæg eller andre ressourcer. Se faktaboks 1 og afsnit 3.1 for nærmere afgrænsning og forståelse af fleksibilitet.

Planerne heri er ikke bindende, hvilket skal ses i lyset af, at netvirksomheders netplanlægning i et vist omfang er indikativ og ikke statisk - særligt på den lange bane.

Udover at være et redskab til at kommunikere netvirksomheders udviklingsplaner og behov til omverdenen skal netudviklingsplaner samtidig betragtes som et dialogværktøj. Således har planerne også til formål at skabe afsæt for dialog mellem netvirksomheder og relevante aktører, hvorved dialog kan berige de involverede aktørers dispositioner og investeringsbeslutninger – såsom investeringer i varmeforsyning. Netudviklingsplaner kan som dialogværktøj ligeledes understøtte koordinering af netudviklingen på distributions- og transmissionsniveauet og samlet set understøtte en samfundsøkonomisk fornuftig udvikling af elforsyningsnettet i Danmark.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> For yderligere beskrivelse af formål henvises til [lovbemærkninger til L 67 Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning](#) afsnit 3.2.4

## **Hvad er fleksibilitet, fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug?**

Fleksibilitet anses i nærværende sammenhæng overordnet som en alternativ løsning til netudbygning og netforstærkning, der kan bidrage til udskydelse af eller fjerne behov for netinvesteringer. Anvendelse af fleksibilitet kan derfor bidrage til bedre udnyttelse af distributionsnettet og en mere omkostningseffektiv netudvikling. Distributionsnettet udbygges i almindelighed pba. behov. Behovet kan f.eks. opstå, hvis en transformer forventes overbelastet i en bestemt periode om året pga. stigende elforbrug i et bestemt område, f.eks. foranlediget af opladning af elbiler eller varmepumpers elforbrug. Dette kan betragtes som en flaskehalsudfordring, hvor kapaciteten i transformerstationen udgør en kapacitetsbegrænsning. Fremfor netforstærkning der sikrer tilstrækkelig kapacitet, kan udfordringen i visse tilfælde løses via fleksibilitet. I dette tilfælde vil løsningen være et fleksibelt elforbrug, hvor elforbruget flyttes væk fra spidsbelastningstidspunktet, hvorved kapacitet i den enkelte transformerstation udnyttes bedre, da det forhindrer overbelastning.

Fleksibilitet dækker i regi af netudviklingsplaner de delvist overlappende begreber: fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug, som er defineret i netvirksomhedsbekendtgørelsen, se afsnit 3.

Fleksibilitetsydelse skal kort sagt forstås som en ydelse, en markedsdeltager (fx en tilsluttet forbruger, producent eller aggregator) i medfør af en aftale leverer til en netvirksomhed mod betaling eller modydelse.

Fleksibelt elforbrug skal kort sagt forstås som ændringer i en elkundes elforbrug i forhold til det normale eller aktuelle forbrugsmønster som reaktion på markedssignaler, herunder som reaktion på tidspunktafhængige tariffer eller finansielle incitamenter (fx afbrydelighedsaftaler), eller som reaktion på accept af slutkundens bud om at sælge en forbrugsreduktion eller -forøgelse til en bestemt pris på et organiseret marked, hvad enten dette sker alene eller gennem aggregering. Sidstnævnte kan karakteriseres som en fleksibilitetsydelse alene møntet på forbrug. Begrebet er noget bredere end begrebet fleksibilitetsydelse, fordi den også rummer adfærdsbaseret levering af fleksibilitet f.eks. på baggrund af tidsdifferentierede tariffer, mens en fleksibilitetsydelse leveres i medfør af en specifik aftale.

### 3.1 Flexibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning.

*Benyttelse af fleksibilitetsydelse kræver et organiseret marked, hvor netvirksomheder og fleksibilitetsudbydere kan handle. Et sådant marked eksisterer ikke på nuværende tidspunkt, men forventes at opstå med tiden. Der forventes at opstå forskellige fleksibilitetsmarkeder (både nationalt og internationalt), hvor det enkelte marked skal etableres og fungere i samhörighed med de øvrige. For at understøtte etablering af fleksibilitetsmarkeder udfører Energistyrelsen en analyse, der har til formål at undersøge, hvordan fleksibilitetsmarkeder kan fremmes.<sup>2</sup>*

*Netvirksomheder benytter dog allerede i dag flexibilitet til at understøtte en mere effektiv drift og udvikling af distributionsnet. Tidsdifferentierede tariffer er et eksempel på såkaldt implicit flexibilitet, der giver tilskyndelse til fleksibelt elforbrug, hvor elforbrugeren flytter sit forbrug til de timer, tariffen er lavere for dermed at opnå en økonomisk besparelse. Afbrydelighedsaftaler er et finansielt instrument, der ligeledes i dag er en kilde til flexibilitet, som netvirksomheder kan udnytte. Her indgås aftaler mellem en større elforbruger (f.eks. et fjernvarmeanlæg med en elkedel) og netvirksomhed, om at forbrugeren kan få afbrudt sin tilslutning for at afhjælpe det lokale net. Forbrugeren tilbydes til gengæld at skulle betale et nedsat tilslutningsbidrag i forbindelse med nettilslutning af forbrugsanlægget.*

*Som nævnt skal netudviklingsplanerne bidrage til at skabe gennemsigtighed for netvirksomhedernes forventede behov for flexibilitet. I dette henseende opgør netudviklingsplanerne, hvornår det forventes, at flexibilitet muligvis kan benyttes som alternativ til netudbygning. Givet flexibilitetsområdet udviklingsstadiet på nuværende tidspunkt kan behovet for flexibilitet betragtes som et flexibilitetspotentiale. Hermed forstås et potentiale for flexibilitet, der kan udskyde eller undgå en netinvestering, beregnet på baggrund af de forudsætninger for forbrug og produktion, som netvirksomheden har benyttet. Mere konkret opgøres flexibilitetspotentialet både som den energimængde (MWh), der udgør en overbelastning af netanlæg, og den effekt (MW), der skal til for at imødekomme udfordringen med overbelastning.*

*Der er usikkerhed om tempoet for udviklingen, og hvordan det fremtidige forbrug og produktion vil være fordelt geografisk og tidsmæssigt hen over et døgn. Denne usikkerhed videreføres til netvirksomhedens vurdering af flexibilitet i en 10-årig planlægningshorisont.*

---

<sup>2</sup> Analyse har ophæng [i klimaafhtalen 2022](#)



## 4 Formelle rammer og vejledning

Netvirksomheden er i henhold til lov om elforsyning LBK nr 1248 af 24/10/2023 (elforsyningsloven) § 22, stk. 1, nr. 7, forpligtet til at basere udviklingen af nettet i netvirksomhedens netområde på en gennemsigtig netudviklingsplan, som netvirksomheden skal offentliggøre hvert andet år.

De nærmere regler om netudviklingsplanens indhold og processuelle forhold er fastlagt i kapitel 4 i netvirksomhedsbekendtgørelsen (BEK nr 1655 af 04/12/2023). Heraf fremgår det, at netudviklingsplanen skal baseres på det til enhver tid offentliggjorte format på Energistyrelsens hjemmeside. Formatet har til formål at sikre, at netvirksomhedernes netudviklingsplaner indeholder relevante oplysninger samt er let sammenlignelige for henholdsvis markedsaktørerne og myndighederne.

Ved udarbejdelsen af netudviklingsplanen skal netvirksomheden samarbejde med Energinet samt sikre en bred høring af alle relevante aktører, jf. §§ 9 – 10 i netvirksomhedsbekendtgørelsen. Netvirksomheden skal udarbejde en redegørelse for resultaterne af høringsprocessen til Forsyningstilsynet, jf. § 11, stk. 1.

Netudviklingsplanen, redegørelsen for resultaterne fra høringsprocessen og Forsyningstilsynets eventuelle anmodning om ændringer offentliggøres på Forsyningstilsynets hjemmeside den 1. januar hvert andet år påbegyndende 2023, jf. § 13 i netvirksomhedsbekendtgørelsen.

Netudviklingsplanen har en 10-årig planlægningshorisont og er ikke juridisk bindende, jf. §§ 15 BEK nr. 1048 af 27/06/2022 om varetagelse af netvirksomhedsaktiviteter (netvirksomhedsbekendtgørelsen).

Der knyttes et indtastningsdokument til netudviklingsplanen, hvor særligt planernes kvantitative oplysninger hovedsageligt gengives.

I dokumentet "Vejledning til udfyldelse af netudviklingsplaner 2025" findes mere detaljeret vejledning om hvordan netvirksomheder skal og kan udfylde deres netudviklingsplaner samt eksempler til inspiration. Vejledning kan findes sammen med format og tilhørende indtastningsark på Energistyrelsens hjemmeside via følgende [link](#).

## 5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner

*Energistyrelsens analyseforudsætninger beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde, herunder primært forbrug af el og gas, produktionskapaciteter samt udlandsforbindelser. Væsentlige andele af udviklingen i elforbruget og produktionskapaciteten vil ske i netvirksomhedernes enkelte netområder. Det er således i udgangspunktet en nedbrydning af den generelle forventede udvikling af forbrug, produktion mm. i de enkelte netområder, som netudviklingsplanerne beskriver. Netudviklingsplaner baseres på de senest offentliggjorte generelle analyseforudsætninger<sup>3</sup> samt netvirksomhedens egne supplerende analyseforudsætninger såsom (døgn)profiler og dimensioneringskriterier og egne lokale analyseforudsætninger såsom lokale forhold og lokal kendskab til udviklinger i netområder, der medfører afvigelser fra analyseforudsætninger mht. fremskrivning af energimængder (forventet forbrug, produktion mv.)*

### 5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger

Der tages udgangspunkt i det realiserede forbrug i TREFOR EI-nets forsyningsområde i 2022, som er det sidste hele år hvor der, på tidspunktet for udarbejdelse af Netudviklingsplan 2025, foreligger målinger. Disse tal viser at der i TREFOR EI-nets forsyningsområde har været et samlet forbrug svarende til 4,9% af det samlede forbrug i Danmark eller 7,9% af forbruget i DK1. Det er disse tal der bruges til at udmønte de generelle analyseforudsætninger, så TREFOR EI-net tildeles 4,9 % af forbruget og produktionen for hele landet som angivet i Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2023. Disse justeres efterfølgende på baggrund af kendskab til lokalområdet (se afsnit 5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger og 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger).

### 5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger

Til analysearbejdet er der brug for effektivværdier (øjebliksværdier) der afspejler den forventede maksimale belastning i hvert punkt i 60 kV nettet. For at lave dette tages der udgangspunkt i "Analyseforudsætninger for distributionsnettet" fra [Green Power Danmarks TEGRA model](#)<sup>4</sup> som, på baggrund af bl.a. de generelle analyseforudsætninger, fremskrivning af kundepopulation og historiske data, giver et bud på de dimensionerende balancer for hver enkelt 60 kV station.

TREFOR EI-nets erfaring med opladning af elbiler gør dog at den del af balancerne der hidrører fra elbiler ændres, så de passer med de mønstre og samtidig TREFOR EI-net har kunne identificere og måle de seneste år. TEGRA indeholder ikke tung transport derfor anvendes også egne antagelser for disse.

De steder hvor TREFOR EI-net har valgt at ændre på outputtet fra TEGRA er beskrevet i afsnittet 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger.

### Fremskrivning af kundepopulation til brug for TEGRA

For at fremskrive kundepopulationen tages udgangspunkt i tal fra Danmarks Statistik (statistikbanken.dk/FRKM123), som indeholder en befolkningsfremskrivning efter køn, alder, område og tid. Det giver en generel fremskrivning i forhold til eksisterende population som så

---

<sup>3</sup> [Analyseforudsætninger til Energinet 2023 \(AF23\)](#)

<sup>4</sup> [TEGRA](#) er en elektrificeringsmodel, som bruges til at lave tekniske og økonomiske analyser på det danske eldistributionsnet

sidestilles direkte med fremskrivning af antallet af installationer af de forskellige typer. Hvis der forudses en mindre nedgang i befolkningen, fastholdes status quo i beregningerne.

Det skal bemærkes at kommunernes egne befolkningsfremskrivninger generelt ligger højere end Danmarks Statistik.

### Antallet af elbiler

TEGRA-modellen omsætter AF23 årsenergier til at svare til ca. 950.000 personbiler på el i 2030. Der er flere der sætter spørgsmålstejn ved dette antal, det vurderes dog ikke at være kritisk i forhold til forventningerne til udbygninger i 60 kV nettet, udover at det kan få betydning for hvornår en forstærkning skal udføres. En hurtigere udvikling vil kunne betyde behov for at foretage en forstærkning tidligere, men det vurderes ikke at det tidsmæssigt vil blive en udfordring at følge med da elbilernes samtidighed med store forbrugere som industri og erhverv er forholdsvis lav.

Mellem- og lavspændingsnettet udbygges og forstærkes i takt med at forbruget konstateres at stige. For at sikre robusthed overfor at elektrificeringen ikke kommer i det tempo som AF23 forudsætter, vil TREFOR EI-net i forbindelse med projekter fremadrettet lave en plan for det berørte område, hvor der som udgangspunkt bygges efter et princip om "kun at løfte fortovsfliserne én gang", dvs. når der graves lavspændingskabler ned, gøres det i en struktur der understøtter 25 A til alle almindelige husholdninger samtidig og at mellemspændingsnettet kan udbygges i takt med der konstateres en stigning i efterspørgslen.

### Batterier

Batterier tilsluttet distributionsnettet indgår ikke i de dimensionerende balancer. For forbrugsdelen er det TREFOR EI-net erfaring at de tilsluttes med begrænset netadgang, hvorfor der ikke skal forstærkes for at understøtte deres behov. For produktionsdelen forventes det at deres indføddning vil ske i perioder med høje priser, hvilket vil være når der er højt forbrug og/eller lav produktion fra VE-anlæg, dvs. deres samtidighed med disse anlæg er tæt på nul og da kapaciteten fra VE-anlæg overstiger forventningen til batterikapacitet vil de være dækket ind. I N-1-situationer er de, i henhold til gældende tilslutningsbetingelser, ikke sikret netadgang.

## 5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger

Tabel 2

Lokal kendskab/lokale forhold	Periode I driftsættelse/virkning	Redegørelse for hvorfor lokal kendskab/lokale forhold anvendes og hvordan/hvor meget det medfører af afvigelser fra udviklingen i netområdet baseret på de generelle analyseforudsætninger
Tung transport	2026-2034	Estimatet på hvor stor en energimængde der forventes at skulle leveres til den tunge transport i TREFOR EI-net forsyningsområde er lavet på baggrund af tal for i hvilke regioner gods bliver lastet, (Kilde: Danmarks Statistik - <a href="https://statistikbanken.dk/BIL707">https://statistikbanken.dk/BIL707</a> ), Energistyrelsens AF23 og klimafremskrivning 2023 (KF23)
Solceller	2026-2034	Der forventes at vi vil opleve en tilvækst af solceller. Men da større markanalæg generelt forventes at udgøre en stor del af den fremtidige kapacitet på landsplan og disse forventes tilsluttet på transmissionsniveau, er den andel der forventes opsat i TREFOR EI-nets forsyningsområde nedjusteret i forhold den generelle udmøntning af AF23.
Decentrale værker	2026-2034	Der forventes ikke tilgang af decentrale værker i TREFOR EI-nets forsyningsområde.

Større kunder	2026-2034	Potentielle kunder som endnu ikke har indgået nettilslutningsaftale og som ikke kan forventes at være offentlig kendte er ikke anvendt, men indgår i den generelle fremskrivning af forbrug. På baggrund af de potentielle kunder og den historiske interesse for tilslutning i TREFOR El-nets forsyningsområde justeres andelen af de forskellige forbrugstyper. Da en stor del af forbruget i 2034 kommer fra datacentre, DAC og PtX og TREFOR El-net forventer at en stor del af dette forbrug tilsluttet på transmissionsniveau, bliver TREFOR El-nets forholdsmæssige andel af landets samlede forbrug væsentlig mindre end den generelle udmøntning lægger op til.
El til opvarmningsformål	2026-2034	Fremskrivning i el til opvarmning (varmepumper og elkedler) tager udgangspunkt i kommunernes offentliggjorte varmeplaner på plandata.dk. I områder hvor der planlægges med fjernvarme forventes det at af husstandene vil anvende fjernvarme. I områder hvor der planlægges med individuel varmforsyning antages en lineær overgang til individuelle varmepumper. I forhold til centrale varmepumper, betragtes disse som andre store kunder.

#### 5.4 Opsummering af dekomponering

Nedenstående tabeller er baseret på netvirksomhedens dekomponering samt egne lokale analyseforudsætninger, som er beskrevet i de forrige underafsnit. De samlede dekomponeringsskemaer findes i indtastningsarkene "5.4 Tabel 3" og "5.4 Tabel 4"

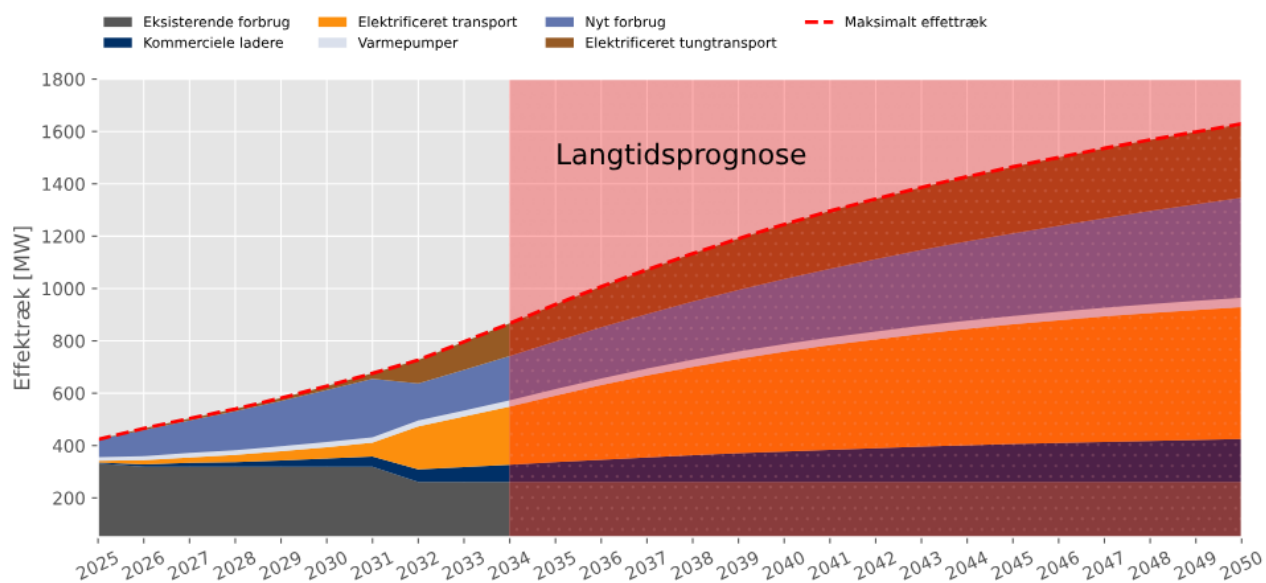
Tabel 3

Opsummering af forbrugsdekomponering					
Forbrug	Landsplan AF23	Netvirksomhed AF23		Netvirksomhed AF23 +/- Lokal	
	2034				
	GWh	GWh	Andel (%)	GWh	Afvigelse (%)
<b>I alt</b>	107615,5	5270,7	4,9	3857	-26,8

Tabel 4

Opsummering af produktionsdekomponering					
Produktionskapacitet	Landsplan AF23	Netvirksomhed AF23		Netvirksomhed AF23 + Lokal	
	2034				
	MW	MW	Andel (%)	MW	MW
<b>I alt</b>	34.148,00	1673	4,9	296	-82,31

## Udvikling i maksimal belastning | Trefor EI-net



Figur 1 - forventet udvikling i maksimalforbruget i TREFOR EI-nets forsyningsområde

På Figur 1 er vist forventningen til det maksimale forbrug i netområdet, det er vigtigt at bemærke at der for hvert år er tale om den time hvor det højeste forbrug forventes og det er ikke nødvendigvis den samme time hvert år. Omkring 2032 ses en tydelig ændring i hvordan de forskellige forbrugstyper vægter i det maksimale forbrug. Her bliver effekttrækket til elektrificering af transport så stort at det ikke længere er den traditionelle kogespids der definerer maksimalforbruget men i stedet en ladespids om natten.

I nedenstående tabel er vist behovet for udvekslingskapacitet mellem transmissionsnettet og distributionsnettet som TREFOR EI-net vurderer det. Behovet er opdelt pr 160/60 kV station, i de stationer hvor det ikke kun er TREFOR EI-net der forsynes, er det kun TREFOR EI-nets behov der er medtaget. Samlet set er behovet 900 MW i 2034 og yderligere stigende frem mod 2050.

150/60 kV station	Nødvendig udvekslingskapacitet i 2034
	MW
Ryttergården	300
Knabberup (for at dække TREFOR EI-nets behov)	140
Andst	160
Bramdrup	240
Graderup (for at dække TREFOR EI-nets behov)	60

## 6 Beskrivelse af netvirksomhed

I nedenstående beskrives TREFOR EI-net ud fra en række oplysninger om netområde/geografisk placering, generelle kontaktoplysninger, nøgletal for netanlæg samt nøgletal for mængden af elforbrug og elproduktion mm.



## 6.2 Opgørelse af nøgletal

Nedenstående faktiske nøgletal opgjort ultimo 2023 beskriver netvirksomheden i forhold til fysiske netanlæg, netområdeforbrug (energi), tilsluttet energilagerkapacitet og elproduktionskapacitet i netområdet.

Tabel 5

Netanlæg og netkundebase			
<b>Afregningsmålere</b>		152.395	stk.
<b>Kabelskabe</b>		35.984	stk.
<b>Transformere</b>	30-60/20-10 kV	80	stk.
	10-20/0,4 kV	2.682	stk.
	<b>I alt</b>	2.762	<b>stk.</b>
<b>Kabler og luftledninger</b>	30-60 kV luftledning	153	km
	30-60kV kabel	152	km
	10-20 kV luftledning	-	km
	10-20 kV kabel	2.123	km
	0,4 kV luftledning	-	km
	0,4 kV kabel	3.126	km
	<b>I alt</b>	5.554	<b>km</b>
<b>Tilslutninger (kundetyper)</b>	Kundetype C	149.272	kunder
	Kundetype B lav	2.594	kunder
	Kundetype B høj	123	kunder
	Kundetype A lav	33	kunder
	Kundetype A høj	-	kunder
	Kundetype A 0	15	kunder
	<b>I alt</b>	<b>152.037</b>	<b>kunder</b>

Tabel 6

<i>Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet</i>			
<b>Netområdeforbrug</b>		1.638.088	<i>MWh</i>
<b>Nettab</b>		50.006	<i>MWh</i>
		3,05	%
<b>Tilsluttet elproduktionskapacitet</b>	<i>Solcelleanlæg (VE)</i>	66,1	<i>MW</i>
	<i>Vindmøller (VE)</i>	52,4	<i>MW</i>
	<i>Decentrale kraftvarmeværker</i>	43,5	<i>MW</i>
	<i>Anden produktion</i>	0,00	<i>MW</i>
	<b>I alt</b>	<b>162,0</b>	<b><i>MW</i></b>
<b>Tilsluttet Energilagerkapacitet</b>	<i>Batterier</i>	0,00	<i>MW</i>
	<i>[Evt. kapacitet fra anden teknologi]</i>	0,00	<i>MW</i>
	<b>I alt</b>	<b>0,00</b>	<b><i>MW</i></b>



## 7 Fremskrivning af nøgletal

I dette afsnit fremskrives TREFOR EI-nets nøgletal for elforbrug, nettab<sup>5</sup>, elproduktion og ellagerkapacitet. Med det 10-årige perspektiv anvendes 2025<sup>6</sup> (inklusive) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2026), mellemlangt sigt (frem mod år 2029) og langt sigt (frem mod år 2034 inklusive).

Tabel 7

Fremskrivning af elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
<b>Netområdeforbrug</b>  (energi)	År 2025	1.945.607	MWh
	År 2026	2.172.078	MWh
	År 2029	2.919.634	MWh
	År 2034	3.981.113	MWh
<b>Nettab</b>	År 2025	60.244	MWh
		3,10	%
	År 2026	67.258	MWh
		3,10	%
	År 2029	90.403	MWh
		3,10	%
	År 2034	123.271	MWh
		3,10	%
<b>Tilsluttet elproduktionskapacitet</b>	Ultimo 2025	191	MW
	Ultimo 2026	225	MW
	Ultimo 2029	259	MW
	Ultimo 2034	297	MW
<b>Tilsluttet Energilagerkapacitet</b>	Ultimo 2025	3	MW
	Ultimo 2026	6	MW
	Ultimo 2029	9	MW
	Ultimo 2034	15	MW

<sup>5</sup> Netområdeforbrug og nettab baseres på årsforbrug. Dvs. områdeforbruget for 2025 f.eks. er lig det fremskrevne forbrug. Fremskrivninger af kapacitetstal er derimod nedslagstal, hvor nedslaget er årets udgang.

<sup>6</sup> Nøgletal i afsnit 6.2 er opgjort i ultimo 2023 og ikke ultimo 2024 eftersom netvirksomhedernes planer skal fastlægges til høring i april 2024. Efter afsluttet høring og frem mod endelig offentliggørelse primo 2025 vurderes og tilses planerne af hhv. Energistyrelsen og Forsyningstilsynet, hvilket kan give anledning til eventuelle revideringer af planer. 2025 er således startåret for den 10-årige planlægningshorisont, der markerer perioden 2025 til 2034 inklusiv start- og slutår.

## 8 Behovsvurdering

*Behovsvurdering er illustreret geografisk og er målrettet de forventede udfordringer i netinfrastrukturen som forventes at opstå frem mod 2034, herunder udfordringer med kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering, der i udgangspunktet afgrænses til spændingsniveauer på eller over 30 kV.*

*Forventes der relevante udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering på spændingsniveauer under 30 kV, fremgår disse desuden. Med relevante udfordringer menes her udfordringer, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse af alternative løsninger til netinvesteringer; såsom anskaffelse af fleksibilitetsydelse eller energieffektivitetsforanstaltninger.*

*Med en 10-årig tidshorisont viser nedenstående behovsvurdering udviklingen med følgende nedslagsår: 2025 (startåret), 2026, 2029 og 2034, der hhv. markerer et kort sigte, et mellemlangt sigte og et langt sigte.*

Der er i nedenstående overblik alene taget højde for overbelastninger i nettet, dvs. at udfordringer med spændingskvalitet indgår ikke i figurene, disse vil dog fremgå af afsnittet 9 Projektoverblik.

I basisåret 2025 ses der allerede overbelastninger, specielt på 60/10 kV transformere. Det skyldes primært at der i analyserne er indregnet store forbrugeres fulde trækingsret med en samtidighed på 1, frem for det egentlige forbrugsmønster. Denne type forbrug er indregnet på denne måde, da der ses en bevidsthed fra de store kunder om at der kan være økonomi i at udnytte den trækingsret de har i forbindelse med elektrificering, for eksempel ved hjælp af batterikapacitet, derfor kan der i fremtiden nødvendigvis ikke regnes med en forbrugsprofil som der har været set historisk.

I 2026 observeres en tendens til manglende kapacitet til forsyning af Kolding, Fredericia/Taulov og Middelfart. Det er primært linjer der viser tendensen, men også enkelte transformere, specielt i det nordlige Fredericia. I det nordlige Fredericia kan overbelastningerne skyldes at det er antaget at større industrikunder begynder at benytte hele den trækingsret de har købt.

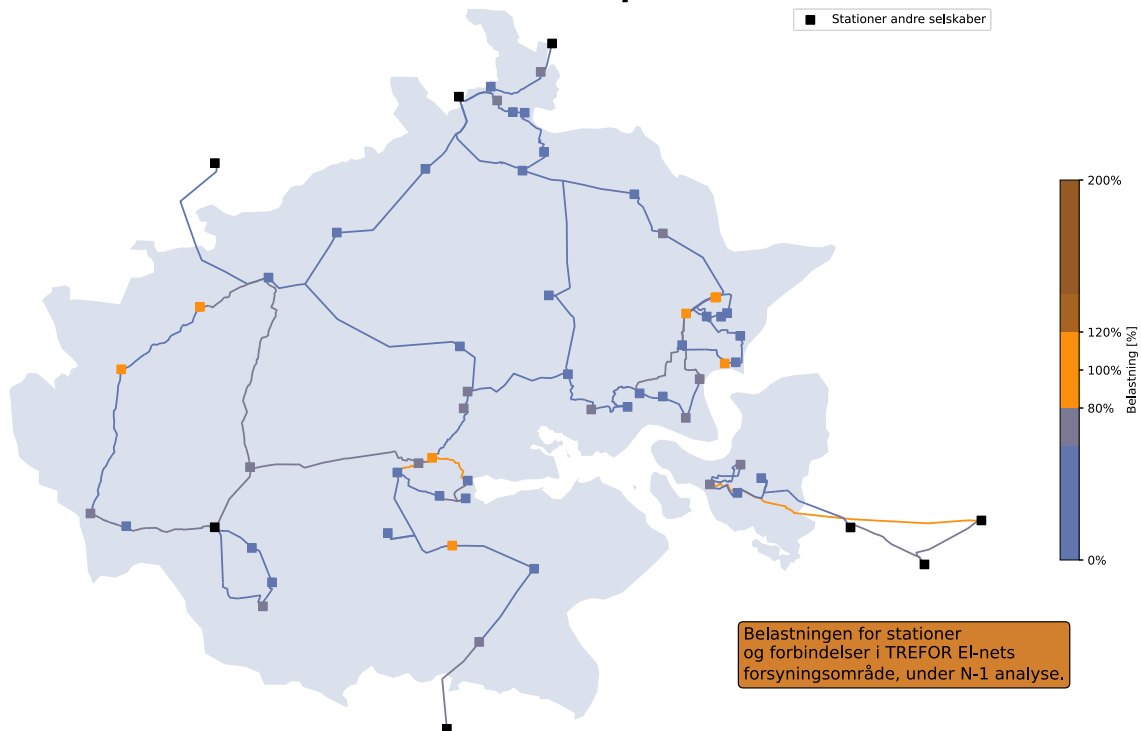
I 2029 ses der, udover det der blev konstateret i 2026, overbelastninger eller tendens til overbelastninger omkring Vejen og Vejle.

I 2034 er store dele af 60 kV nettet i Trekantområdet overbelastet eller tæt på at være det og kapaciteten mellem distributionsnettet og transmissionsnettet er generelt også udfordret.

Generelt er de overbelastninger der ses på 60 kV linjerne et udtryk for at det nuværende net ikke vil være i stand til at flytte effekten hen til de steder hvor TREFOR EI-net forventer der vil være en tilvækst i form af større forbrugere. De meget udbredte overbelastninger, er en indikation på at nettet generelt ikke kan understøtte den voldsomme forbrugsstigning der forventes. Kort sagt, 60 kV nettet i TREFOR EI-nets forsyningsområde er ikke tilstrækkeligt til at understøtte den forventede elektrificering og tilvækst i større forbruger, uanset hvor i nettet de større kunder tilsluttes, og det vil derfor være behov for udbygge 60 kV nettet både med nye 60/10 kV stationer og tilhørende 60 kV kabler.

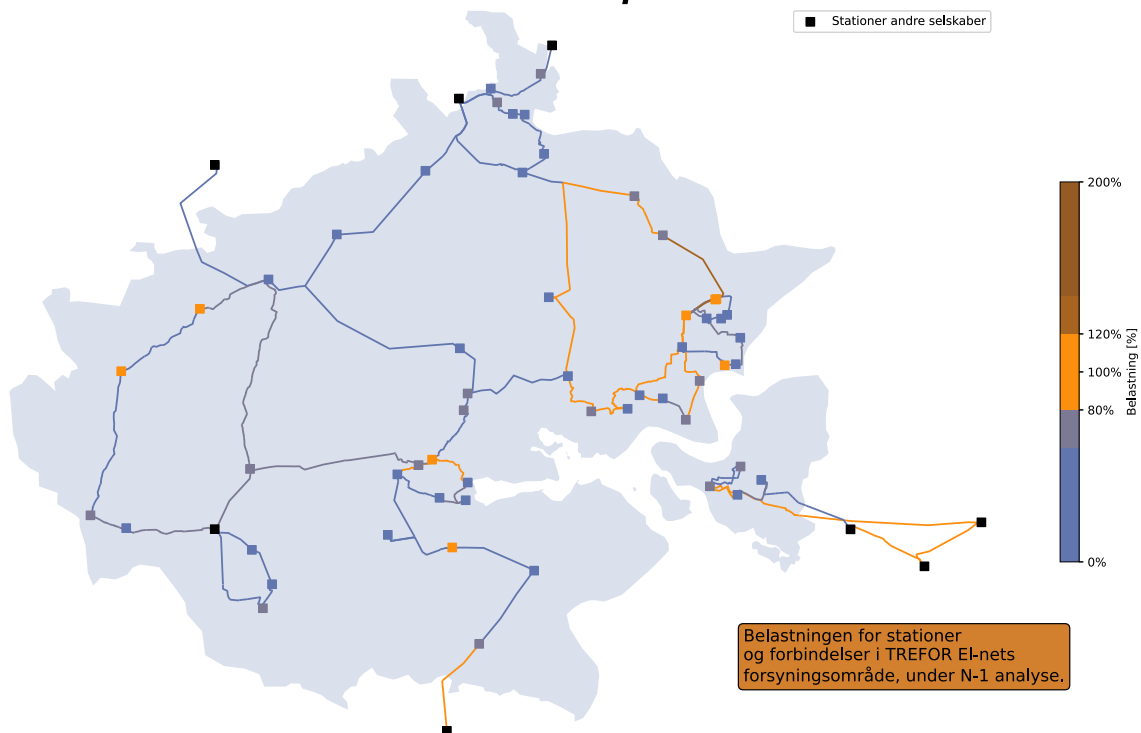
På nedenstående figurer illustreres belastningsgraden af 60 kV nettet inkl. 60/10 kV transformere i værste N-1-situation i årene 2025, 2026, 2029 og 2034. Samme illustrationer fremgår af Bilag 1 – Heatmaps.

### TREFOR EI-net heatmap 2025



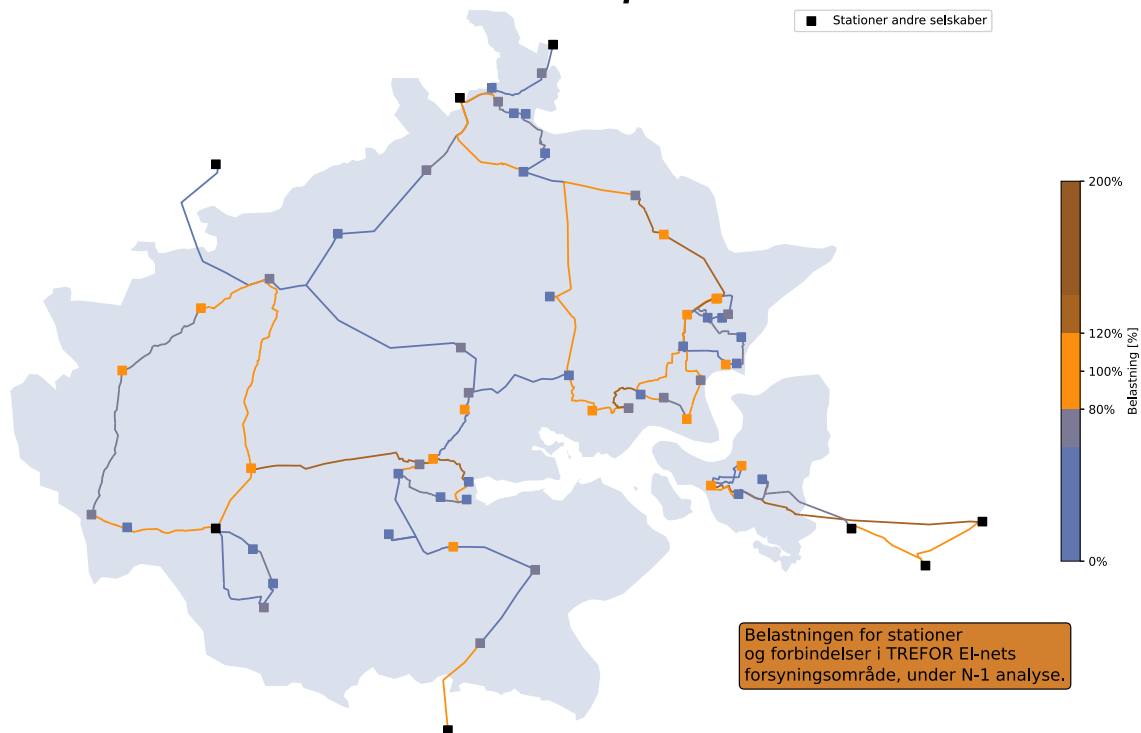
Figur 3 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2025

### TREFOR EI-net heatmap 2026



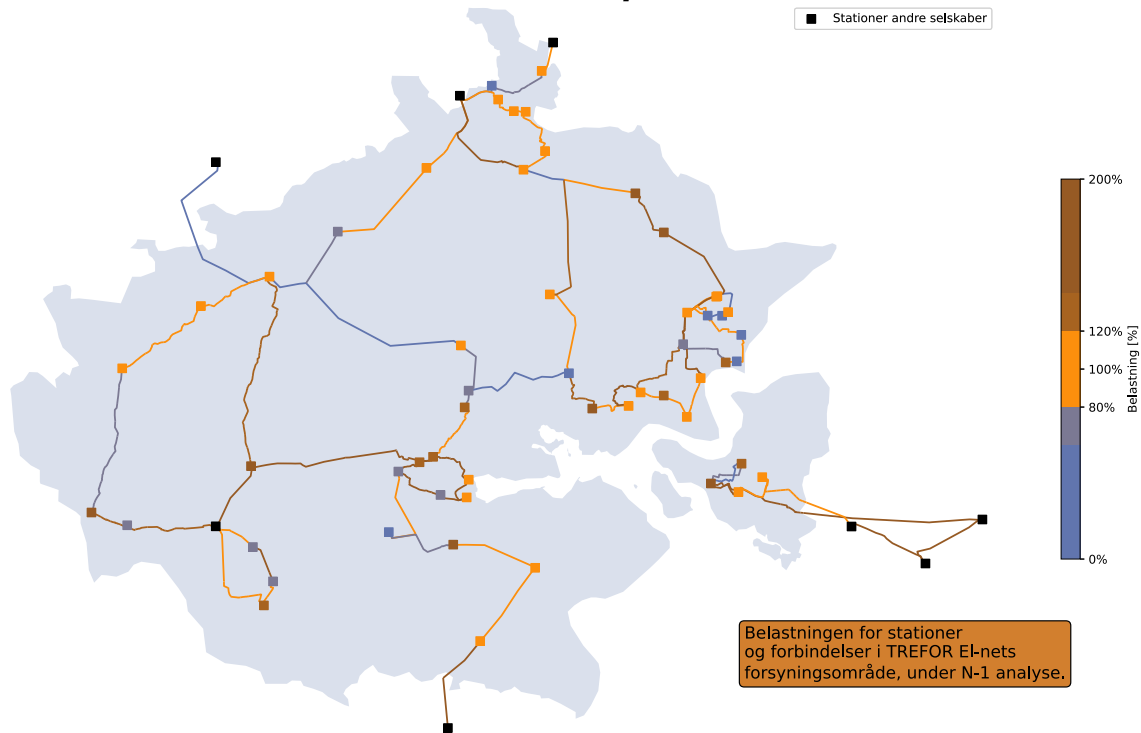
Figur 4 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2026

### TREFOR EI-net heatmap 2029



Figur 5 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2029

### TREFOR EI-net heatmap 2034



Figur 6 - 60 kV nettets belastningsgrad i 2034

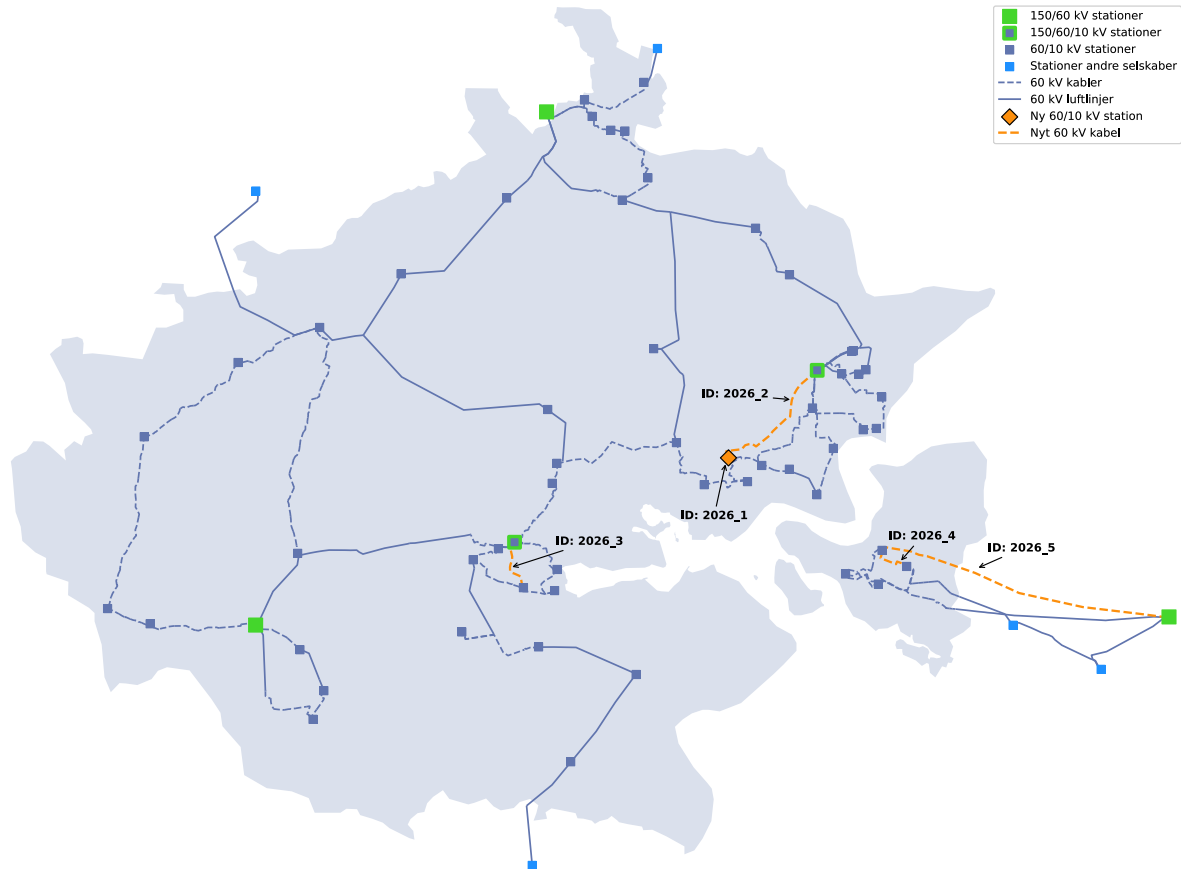
## 9 Projektoverblik

*Projektoverblikket præsenterer den geografiske behovsvurdering (se område/projektreference) tilknyttet definerede og ikke definerede projekter med en 10-årig planlægningshorisont. Definerede projekter er projekter, hvor der er planlagt et netinvesteringsprojekt, der skal imødekomme et identificeret behov. Ved ikke definerede projekter er der alene identificeret et behov, der ventes at skulle imødekommes.*

*Der rettes fokus på blandt andet en kvalitativ beskrivelse af behov og investeringsprojekt, tidsperiode for hvornår anlæg forventes idriftsat og mulighed for alternativ løsning (fleksibilitetsløsning), der kan udskyde investering eller undgå investering mere permanent. Der lægges desuden vægt på investeringer i forhold til netinfrastrukturen, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger. Projektoverblik fremgår af indtastningsark "9 Projektoverblik HV" og "9 Projektoverblik MV-LV", der giver et overblik over projekter i hhv. spændingsniveauer over 30 kV (HV) og under 30 kV (MV-LV).*

Fælles for projekterne der forventes frem til 2034 er, at de i høj grad er udløst af forventningen til en øget tilgang af større forbrugere, herunder også elektrificering af den tunge transport. De nye 60/10 kV stationer med evt. ekstra kabelforbindelser, etableres for at aflaste eksisterende transformere og forventes etableret i forbindelse med tilslutningssager for nye større kunder. Det er TREFOR EI-nets forventning at antallet er repræsentativt hvorimod placeringerne er meget usikker.

### TREFOR EI-net netreference 2026



Figur 7 - projektoverblik 2026

**ID 2026\_1:** Ny 60/10 kV station etableres i nærheden af Taulov for at understøtte nyt forbrug.

**ID 2026\_2:** Ny forbindelse fra Ryttergården til den nye station, for at sikre spændingskvaliteten i en N-1-situation.

De to projekter ID 2026\_1 og ID 2026\_2 har til formål at understøtte en kraftig efterspørgsel fra industrivirksomheder på effekt i området omkring Taulov. TREFOR EI-net forventer også, at der i området vil blive efterspurgt opladning af ellastbiler. For at aflaste eksisterende stationer i området etableres en ny 60/10 kV station som sløjfes ind på det eksisterende kabel mellem Børup og Tårup.

**ID 2026\_3:** Ny forbindelse fra Bramdrup til Ålegården, for at kunne forsyne kunderne i en N-1-situation. Kolding og området syd for Kolding forsynes primært fra Bramdrup hvor der er transformering mod 150 kV nettet. Grundet elektrificeringen og større kunder omkring havnen i Kolding, er der behov for en forstærkning for at kunne forsyne forbruget i en N-1-situation.

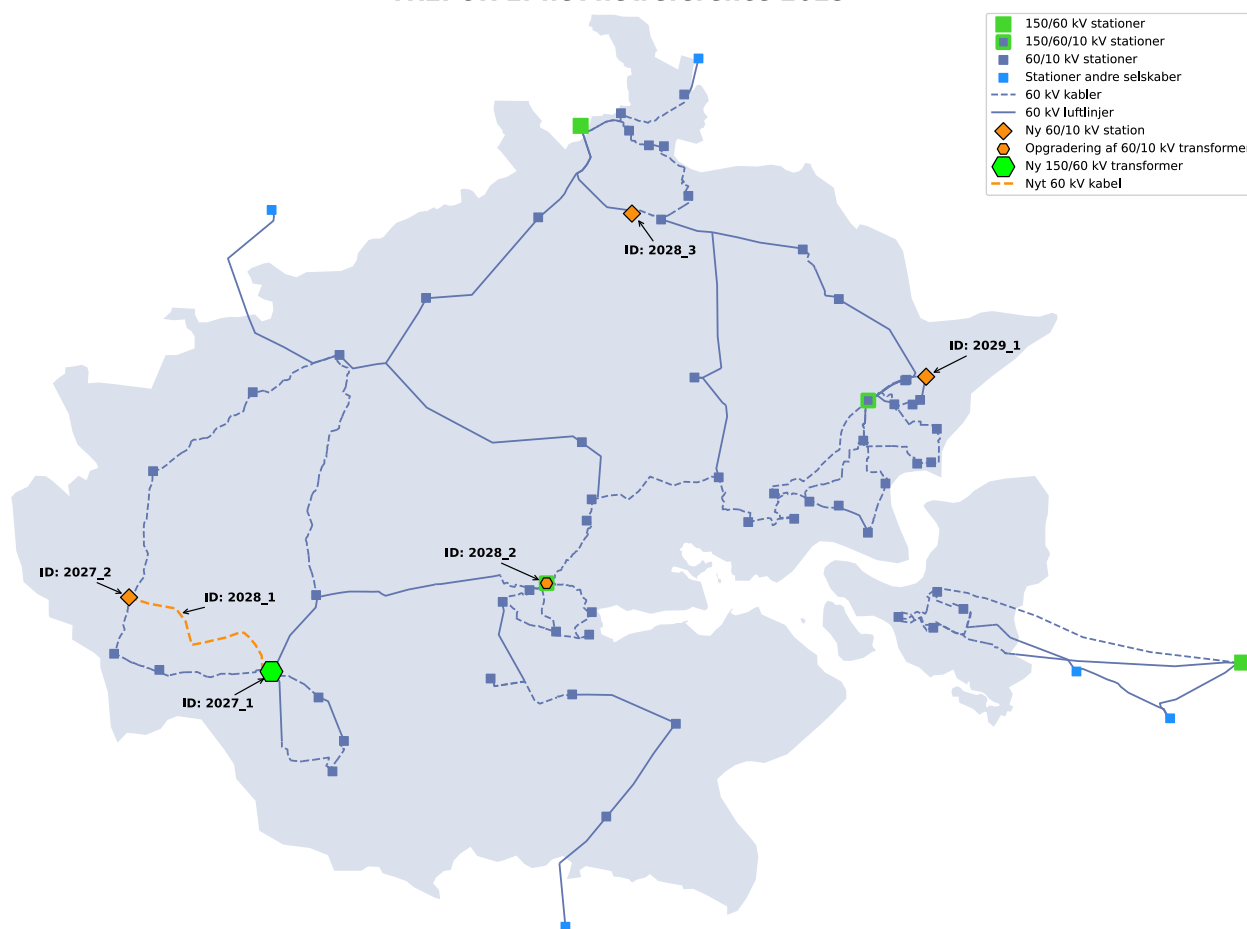
**ID 2026\_4:** Ny forbindelse fra Langelandsvej til Middelfart Øst for at sikre overføringsevnen i en N-1-situation.

**ID 2026\_5:** Ny forbindelse fra Vores Elnets forsyningsområde (antaget fra station Graderup) til Langelandsvej for at sikre overføringsevnen i en N-1-situation. Da den del af Trefor EI-nets forsyningsområde der ligger på Fyn forsynes via 60 kV kabler fra Vores Elnet, skal det aftales med dem hvordan den ekstra forsyning til TREFOR EI-net skal etableres.

De to projekter ID 2026\_4 og ID 2026\_5 skal tilsammen sikre N-1 sikkerhed for området omkring Middelfart og Strib. Forbindelsen fra Graderup skal sikre at der kan komme effekt nok ind til området

og forbindelsen mellem Langelandsvej og Middelfart Øst etablerer en ringstruktur internt i området, som sikrer at effekten kan komme ud til forbrugerne, uafhængigt af hvor effekten kommer fra.

### TREFOR EI-net netreference 2029



Figur 8 - projektoverblik 2029

**ID 2027 1:** I dag er der kun én 150/60 kV transformer i station Andst, i situationer hvor den er ude vil spændingen i området komme under det tilladte. En ekstra 150/60 kV transformer i Andst kunne være en løsning. Det vil skulle undersøges i samarbejde med Energinet hvad der vil være den samfundsøkonomisk optimale løsning i området.

**ID 2027 2:** Ny 60/10 kV station nord for Vejen.

**ID 2028 1:** Ny 60 kV kabel fra Andst til ny 60/10 kV station nord for Vejen.

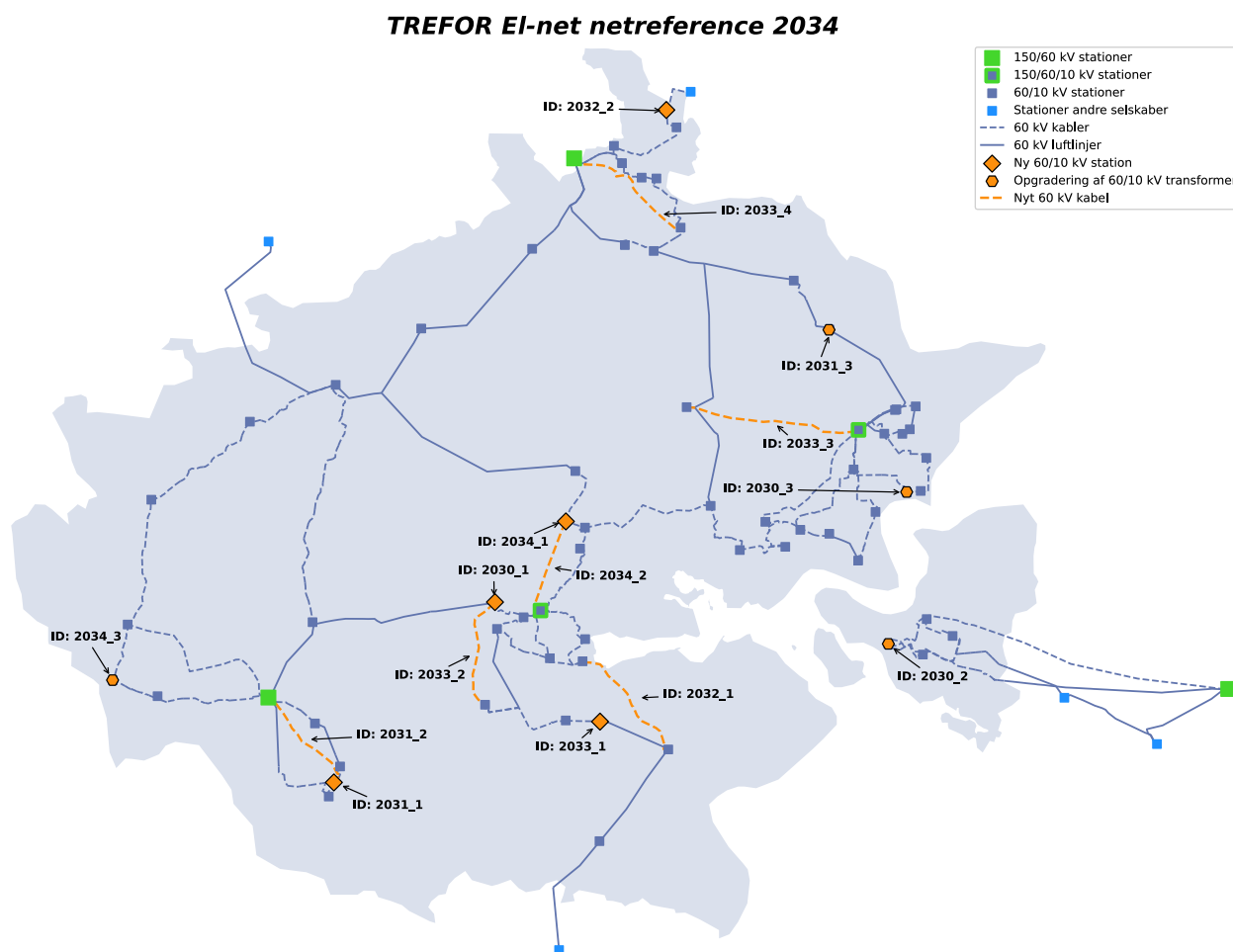
ID 2027\_1 og ID 2027\_2 er begge udløst af en forventning om nye store kunder i området.

**ID 2028 2:** Opgradering af 60/10 kV transformerkapaciteten i Bramdrup. Behovet skyldes primært den øgede elektrificering, også hos privatkunder. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformer som understøtter behovet.

**ID 2028 3:** Ny 60/10 kV station syd for Vejle.

**ID 2029 1:** Ny 60/10 kV station i det nordlige Fredericia.

ID 2028\_3 og ID 2029\_1 er begge udløst af en forventning om nye store kunder i området.



Figur 9 - projektoverblik 2034

**ID 2030 1:** Ny 60/10 kV station vest for Bramdrup. Udløses af forventning om nye store kunder i området.

**ID 2030 2:** Opgradering af 60/10 kV transformere i station Østre Hougvej. Behovet skyldes primært den øgede elektrificering, også hos privatkunder. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformere som understøtter behovet.

**ID 2030 3:** Opgradering af 60/10 kV transformere i station Søbjerg. Behovet skyldes primært den øgede elektrificering, også hos privatkunder. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformere som understøtter behovet.

**ID 2031 1:** Ny 60/10 kV station omkring Vamdrup.

**ID 2031 2:** Nyt 60 kV kabel mellem Andst og ny station ved Vamdrup.



ID 2031\_1 og ID 2031\_2 er begge udløst af en forventning om nye store kunder i området.

**ID 2031 3:** Opgradering af 60/10 kV transformere i station Gårslev. Behovet skyldes primært den øgede elektrificering, også hos privatkunder. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformere som understøtter behovet.

**ID 2032 1:** Nyt 60 kV kabel fra Marina City til Sdr. Bjært.

**ID 2032 2:** Ny 60/10 kV station nord for Vejle.

**ID 2033 1:** Ny 60/10 kV station syd for Kolding.

**ID 2033 2:** Nyt kabel fra ny station vest for Bramdrup til Tankedalsvej.

**ID 2033 3:** Nyt kabel fra Præstemarken til Ryttergården.

**ID 2033 4:** Nyt kabel fra Knabberup til Ulvehaven.

**ID 2034 1:** Ny 60/10 kV station nord for Kolding.

**ID 2034 2:** Nyt kabel fra Bramdrup til ny station nord for Kolding.

ID 2032\_1, ID 2032\_2, ID 2033\_1, ID 2033\_2, ID 2033\_3, ID 2033\_4, ID 2034\_1 og ID 2034\_2 er alle udløst af en forventning om nye store kunder i områderne.

**ID 2034 3:** Opgradering af transformerkapaciteten i 60/10 kV station Vejen Vest. Behovet skyldes primært den øgede elektrificering, også hos privatkunder. Hvis der findes et markedskoncept der muliggør fleksibilitet hos privatforbrugere, vil dette være et alternativ, indtil transformerne forventes reinvesteret, i hvilket tilfælde det oftest vil være mest rentabelt at installere transformere som understøtter behovet.

## 10 Samlet forventet investeringsbehov

Nedenstående opgørelse viser TREFOR EI-net samlede forventede investeringsbehov fordelt på spændingsniveauer i en 10-årig tidshorisont. Bemærk at investeringsbehovet ikke udelukkende knytter sig til opgørelse over definerede planlagte ny-og reinvesterings, der følger af behovsvurderingen, jf. afsnit 8 og 9, men opgør netvirksomhedens forventede behov for at foretage ny-og reinvesterings på forskellige spændingsniveauer i hele distributionsnettet i perioden 2025-2034.

Det samlede investeringsbehov indeholder også investeringer til IT-systemer, målere osv. derfor er dette beløb højere end summen af investeringsbehov på de forskellige spændingsniveauer

Tabel 8

Tidsperiode	1-2 år (2025-2026)		3-5 år (2027-2029)		6-10 år (2030-2034)	
<b>Samlet forventet investeringsbehov</b>	<b>939</b>	<b>mio.kr.</b>	<b>1440</b>	<b>mio.kr.</b>	<b>2.937</b>	<b>mio.kr.</b>
Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net)	323	mio.kr.	499	mio.kr.	902	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net)	283	mio.kr.	486	mio.kr.	1.010	mio.kr.
Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net)	140	mio.kr.	246	mio.kr.	772	mio.kr.

Investeringsbehovet i mellem- og lavspændingsnettene er taget fra langtidsbudgettet 2024 og er ikke et udtryk for projekter, men baserer sig på den forventede udvikling i forbrug og produktion i TREFOR EI-nets forsyningsområde som helhed. De er et udtryk for en gennemsnitsbetragtning i forhold til kabellængder og behov for nye 10/0,4 kV netstationer.

## 11 Nuværende benyttelse af fleksibilitet

For kunder tilsluttet mellem- og højspændingsnettet, tilbydes tilslutning med begrænset netadgang, som er en billigere form for tilslutning, til gengæld kan TREFOR EI-net begrænse eller helt afbryde forbruget/produktionen ved behov. Da forbruget/produktionen kan begrænses når distributionsnettet er hårdt belastet, kræver denne type tilslutning ikke udbygning af nettets kapacitet. Installationer tilsluttet, eller typer forventet tilsluttet, med begrænset netadgang er derfor heller ikke medregnet i denne netudviklingsplan.

Anvendelse af lokale markeder for fleksibilitet eksisterer ikke på nuværende tidspunkt i Danmark og udviklingen af dem er heller ikke så langt, at der tegner sig et billede af hvordan de vil fungere i praksis og hvilke nye værktøjer/metoder det vil kræve hos TREFOR EI-net. Denne type fleksibilitet forventes derfor ikke at spille nogen rolle i de nærmeste år og er derfor heller ikke indregnet i indeværende netudviklingsplan.

I dag anvender TREFOR EI-net tidsdifferentierede tariffer (tarifmodel 3.0), som er et signal til kunderne om hvornår på døgnet distributionsnettet er hårdest belastet og giver dermed kunderne et økonomisk incitament til at flytte det af deres forbrug de har mulighed for, til tidspunkter der er mere gunstige for distributionsnettet. Tarifferne forventes at være den primære drivkraft til at flytte forbrug

tilsluttet i lavspændingsnettet væk fra de timer i døgnet, hvor det lokale eldistributionsnet historisk er mest belastet.

De udfordringer som oftest ses i forbindelse med udbredelsen af elbiler og varmepumper i private husstande er relateret til spændingskvaliteten hos den enkelte forbruger. Hvis dette skal løses ved hjælp af fleksibilitet, vil det betyde at det vil være ganske få (1-3) husstande der vil kunne bidrage til at afhjælpe et konkret problem, der vil derfor ofte være tale om defacto monopol hvorfor markedsgørelse ikke ligger lige for. Da behovet for fleksibilitet i lavspændingsnettet ofte vil være modsat rettet behovet i elsystemet som helhed, forventer TREFOR EI-net ikke at anvende andre typer fleksibilitet på lavspændingsnettet.

Når man ser på hvornår udfordringerne i lavspændingsnettet opstår, vil det oftest være i perioder med lave elpriser (hvor "alle" ønsker at lade deres elbil) som typisk er timer med meget høj produktion fra vindmøller og/eller solceller. Hvis man i de perioder begrænser den almindelige danskers mulighed for at lade elbilen eller opvarme boligen med varmepumpe, vil samfundet ikke få udnyttet VE-produktionen. da det vil være nødvendigt at nedregulerer en tilsvarende mængde produktion for at sikre balancen i det samlede elsystem.

På denne baggrund er det TREFOR EI-nets holdning at lavspændingsnettet planlægges til at kunne understøtte 25 A til alle almindelige husholdninger.

## 12 Samlet fleksibilitetspotentiale

*Nedenstående opgørelse viser TREFOR EI-nets opgørelse af det samlede fleksibilitetspotentiale fordelt på spændingsniveauer med en 10-årig tidshorisont. Det angivne tal for fleksibilitetspotentialet er en sum af den estimerede samlede overbelastning målt i MWh og MW på alle aktiver/netanlæg i netområdet baseret på behovsvurderingen (Se afsnit 3.1 for definition af fleksibilitetspotentiale).*

Det opgjorte fleksibilitetspotentiale i TREFOR EI-net forsyningsområde dækker alene potentialet i forhold til overbelastninger af 60/10 kV transformere, da dette kan opgøres 1:1. Dvs. hvis en 60/10 kV transformer er overbelastet med 5 MW er fleksibilitetspotentialet tilsvarende 5 MW. På samme vis kan fleksibilitetspotentialet i årsenergi estimeres 1:1. For 60 kV kabler og luftledninger er det en noget mere kompleks sag at lave en vurdering, da nettet drives formasket og det vil være afgørende for placeringen af det fleksible anlæg, hvor meget det vil hjælpe på en udfordring i nettet.

For 10 kV og 0,4 kV nettet er der ikke opgjort et fleksibilitetspotentiale, da der ikke regnes så langt frem i tid på disse spændingsniveauer.

TREFOR EI-net anser ikke fleksibilitet som en tekniske og økonomisk optimal løsning af de udfordringer der ses i vores lavspændingsnet. Egne analyser viser at omkostningerne til forstærkning af lavspændingsnettet er væsentligt lavere end hvad fleksibilitet forventet at ville koste i et marked hvor lavspændingsnettets behov som oftest er modsatrettet det generelle markeds behov. På den baggrund planlægges lavspændingsnettet i fremtiden til at kunne understøtte at alle almindelige husholdninger kan trække 25 A samtidig.

Tabel 9

<i>Tidsperiode</i>	<i>1-2 år (2025-2026)</i>		<i>3-5 år (2027-2029)</i>		<i>6-10 år (2030-2034)</i>	
<b>Samlet</b>						
<b><i>Fleksibilitetspotentiale</i></b>	0	<b><i>MWh</i></b>	20	<b><i>MWh</i></b>	17700	<b><i>MWh</i></b>
	0	<b><i>MW</i></b>	1	<b><i>MW</i></b>	22	<b><i>MW</i></b>
<i>Fleksibilitetspotentiale</i> <i>(30-60 kV net)</i>	0	<i>MWh</i>	20	<i>MWh</i>	17700	<i>MWh</i>
	0	<i>MW</i>	1	<i>MW</i>	22	<i>MW</i>
<i>Fleksibilitetspotentiale</i> <i>(10-20 kV net)</i>	0	<i>MWh</i>	0	<i>MWh</i>	0	<i>MWh</i>
	0	<i>MW</i>	0	<i>MW</i>	0	<i>MW</i>
<i>Fleksibilitetspotentiale</i> <i>(0,4 kV net)</i>	0	<i>MWh</i>	0	<i>MWh</i>	0	<i>MWh</i>
	0	<i>MW</i>	0	<i>MW</i>	0	<i>MW</i>

## 13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

TREFOR EI-net har modtaget tre høringsvar. I tabellen nedenfor er disse gennemgået.

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
1	Vejle Kommune	<p>I 2021 udarbejdede vi i Vejle Kommune en varmeplan, der specifikt udpeger, hvor der er potentiale for udskiftning af gas med fjernvarme i fremtiden. Varmeplanen kan ses på <a href="http://www.vejle.dk/fjernvarme">www.vejle.dk/fjernvarme</a>. Det vil være muligt for Vejle Kommune at udtrække data, der angiver hvor mange der gaskunder der forventes at overgå til varmepumpe inden for netselskabets område. Det vil også være muligt at lave scenarier med/uden realisering af fjernvarme.</p>	Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025	Der er anvendt information fra <a href="http://www.kort.plandata.dk">www.kort.plandata.dk</a> i forhold til de enkelte kommuners varmeplaner. TREFOR EI-nets forsyningsområde dækker flere kommuner, hvorfor der er valgt at benytte denne centrale register hvor vi har adgang til data på en ensartet måde. Umiddelbart ser det ud til at der er god overensstemmelse mellem denne kilde og kommunens egen hjemmeside.
2	Vejle Kommune	<p>Politikerne i Vejle har vedtaget, at vi arbejder videre med vindmøller/solceller i 3 områder i Vejle Kommune:</p> <p>Øster Starup: 5 vindmøller og en solcellepark. (52 MW)</p> <p>Konstant - N1 Vejle Nord: Område der ligger i både Vejle og Hedensted Kommune med 8-10 vindmøller (150-185 m) og op til 600 ha. sol.</p> <p>RAH - Give-området: Område der understøtter det eksisterende erhvervsområde og erhvervsliv i Give. Vindmøller, solceller, biogas, PtX og stor varmepumpe til fjernvarme (400 MW).</p> <p>Fælles for alle tre områder er at vi gerne vil gerne vil i yderligere dialog, herunder have en tilbagemelding på om de skal direkte på Energinets net. Vi har igangsat planlægning for Øster Starup og forventer ansøgninger på de sidste to projekter til sommer 2024.</p>	Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025	Af de nævnte projekter er det kun det i Øster Starup der ligger i TREFOR EI-nets forsyningsområde. For at vi som netselskab kan udpege et tilslutningspunkt til dette projekt skal vi have en henvendelse fra det selskab som skal indgå nettilslutningsaftalen. Vi har bedt kommunen om at give den information videre, da vi ikke er i kontakt med projektudvikleren.

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netuiklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
		<p>Vi kan se at der ikke er kapacitet i det eksisterende net til energiproduktionen og er bekymrede for om el-nettet bliver en flaskehals, da Energinets tidshorisont er minimum 3-5 år.</p> <p>Tidshorisonten for planlægning og opsætning er 2 år for Øster Starup (primo 2026) og godt 3 år for Vejle Nord og Give (2028).</p>		

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
3	Vejle Kommune	<p>I Vejle Kommune har vi flere erhvervsområder, der har særligt mange virksomheder inden for logistik- og transportsektoren.</p> <p>Konstant/N1: Vejle Nord/ Lysholt/ Exit59 – Her er der transportcenter og mange store kølehuse og lagercentraler.</p> <p>TRE-FOR: Vejle Syd – transportcenter for lager- og logistikvirksomheder</p> <p>RAH-Net: Give/Give Øst – Produktions- og lagervirksomheder op til miljøklasse 6, med store transportbehov.</p> <p>Fælles for alle tre er at der i fremtiden kommer til at blive et stort behov for at kunne lade lastbiler, og vi vil meget gerne i dialog om hvordan vi kan imødegå dette på forkant.</p> <p>Vi er i gang med et pilotprojekt sammen med Tre-For for at afdække fremtidens behov nærmere.</p> <p>Vi vil gerne opfordre til at i analyserer nærmere og har det med i jeres analyseforudsætninger allerede nu.</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Der er i grundlaget for vores analyser indarbejdet en stor andel af elektrificering af tung transport. Selve udviklingen følger den generelle udvikling der er beskrevet i Analyseforudsætninger 2023 samt Klimafremskrivning 2023. Hvis udviklingen viser sig at gå hurtigere vil vores udbygningsplaner blive fremrykket. Distributionsnettet udbygges i takt med et konstateret behov, dvs. vi har brug for at kunderne indgår aftaler med os før vi har mulighed for at få økonomisk dækning for de udgifter der er ved at udbygge elnettet. Når det er sagt, vil vi når vi så begynder at bygge eller udvide, sikre at den forventede udvikling i området er helt eller delvist dækket. Hvis det kun er delvist, vil mulighederne for at udvide kapaciteten senere være indtænkt, så dette kan gøres så hurtigt og billigt som muligt.</p>
4	Vejle Kommune	<p>Vi har gennemgået analyseforudsætningerne fra Energistyrelsens fremskrivninger, og kan se at brug af den generelle befolkningsfremskrivning fra Danmarks statistik har stor betydning for beregningen af det fremtidige energiforbrug i Vejle. Befolkningsprognosen har historisk være for lavt sat i Vejle Kommune, og det betyder at vores energiforbrug stiger væsentligt mere end Energistyrelsen forudser. Vi har gennemgået analyseforudsætningerne og vil meget gerne levere et mere retvisende datagrundlag for fremtidens energiforbrug i Vejle Kommune.</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Udbygningen af 60 kV elnettet er primært drevet af store kunder og kun i meget lille grad af private husholdninger.</p>

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
5	Vejle Kommune	<p>Vi vil gerne opfordre til tidlig dialog, der hvor I forventer udbygning af transformestationer, gerne på alle spændingsniveauer.</p> <p>Vi kan være med til at sikre plangrundlag, de gode fremtidssikrede løsninger og arealreservationer.</p> <p>Det vil være en stor hjælp med en GIS-buffer om de store stationer I forventer at udbygge.</p> <p>Det sikrer, at I bliver hørt tidligt i planprocesser, og at vi ikke disponerer arealerne til andre formål.</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Vi er meget enige i at tidlig dialog er vigtig. Sideløbende med udarbejdelse af Netudviklingsplanen er der startet et arbejde op med jævnlig dialog med de kommuner der ligger helt eller delvist i TREFOR El-nets forsyningsområde, med netop dette formål.</p>
6	Middelfart Kommune	<p>Analyseforudsætninger. Disse er tydelige, baseret på anerkendte fremskrivninger, og med rimelige forbehold.</p> <p>Der er opmærksomhed på emnet tung transport, elektrificering heraf, i kommunens arbejde med erhvervsområder. Vi ser et vakuum for opladningsmuligheder af tung transport og behovet for at yde de services i grønne erhvervsområder. Her påpeger Netudviklingsplanen selv på usikkerhed ved TEGRA model på det område og tager udgangspunkt i mere lokalorienteret indsigter. Middelfart Kommune vil bestrebe sig på at have dialogen med netselskaberne om disse projekter, der ofte formidles via kommunernes fysiske planlægning (Kommuneplanlægning og lokalplanlægning).</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Vi er glade for at Middelfart Kommune er enige i at en åben og tæt dialog er vejen frem</p>



Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
7	Middelfart Kommune	<p>Lokale forudsætninger. Middelfart Kommunes varmeplan er vedtaget og kan findes på Varmeplan (middelfart.dk) . Planen, der har sine klare forbehold, indeholder ambitioner om at 60% af bygningerne opvarmes med fjernvarme (ca. 12.000 bygninger). Dette overlader en betydelig rest, der skal konverteres fra fossile brændsler. Mod 2030 forventes 5.600 varme-pumper til bygningsopvarmning (mod ca. 2.200 idag) i hele kommunen. Disse tal er beskedne i TREFOR Nets område.</p> <p>For at fremme den gode bosætning søger Middelfart kommune at fremme gode individuelle løsninger og gode kollektive løsninger, ikke mindst i form for 5. generations fjernvarme aka termonet. Fælles er, uanset om de er individuelle eller kollektive, at de er varmepumpebaseret. Det betyder at der i nogle tilfælde kan opstå ”mange varmepumper på én gang”, hvor en meget tæt dialog, som også tager højde for lokal el-bilsopladning m.v., kan understøtte princippet ”kun at løfte fortovsfliserne én gang”.</p> <p>I den forbindelse er det vigtigt med en dialog af mulighederne for at sikre anvendelse af varmepumper, der kan understøtte fleksibilitet (både spotpris og tarif).</p> <p>En sådan model er endnu ikke på plads men kan være relevant at samarbejde med hensyn til udvikling af aggregators markedsmuligheder (et sådant marked eksisterer ikke p.t., men vil opstå, hvilket samfundet skal forberede sig på). Derfor kan sådan et planlægnings samarbejde kan være relevant.</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Som Middelfart Kommune selv nævner er overgangen til varmepumper begrænset i TREFOR El-nets forsyningsområde på Fyn. Det er antaget at boliger der i dag er opvarmet vha. gas eller olie overgår til varmepumpe. For 60 kV netstrukturen vil det ikke få reel betydning om dette sker vha. kollektive varmepumper eller individuelle.</p>

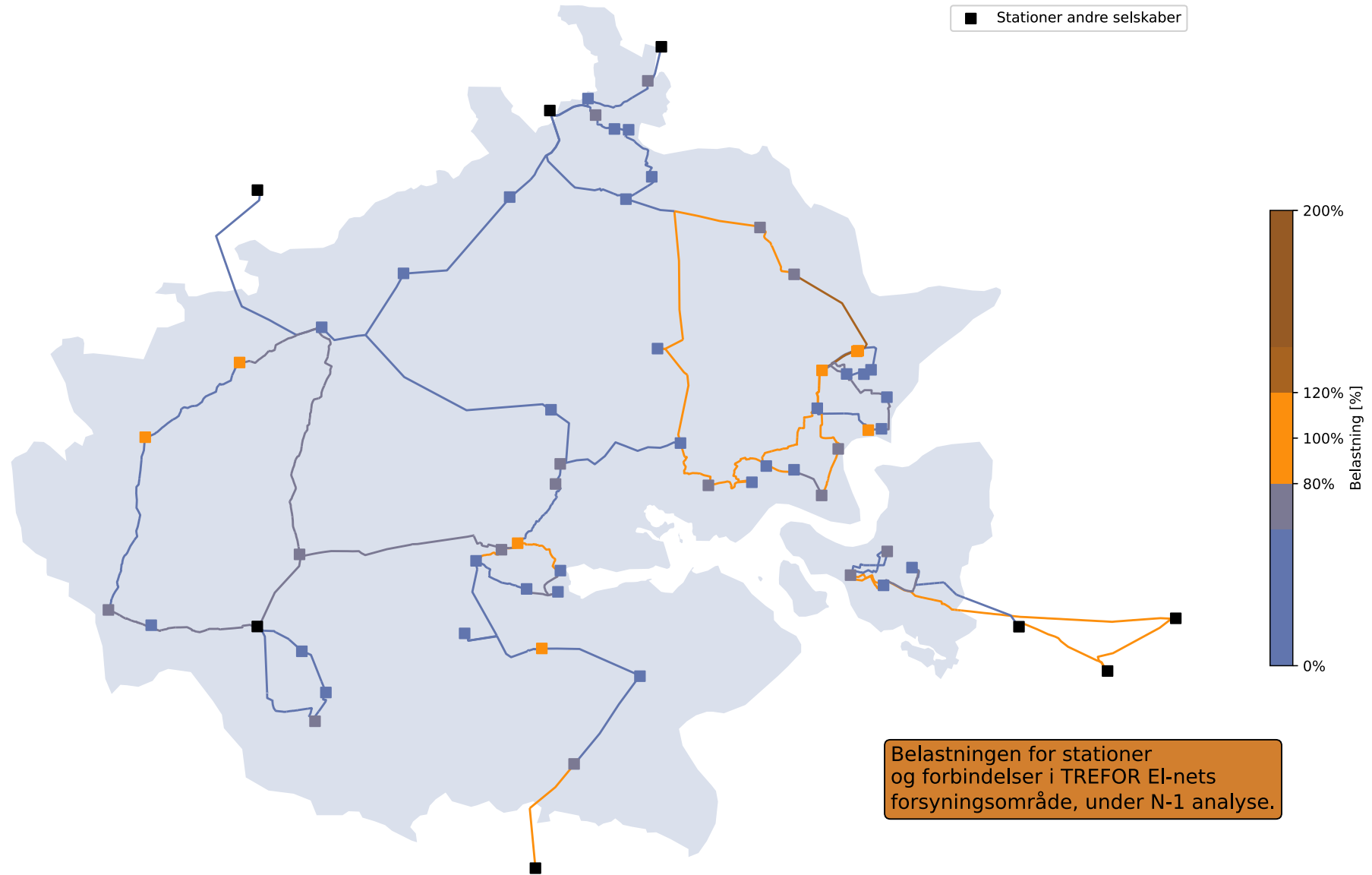
Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
8	Middelfart Kommune	<p>Produktion af vedvarende energi. Der er vedtaget en aftale om produktion af vedvarende energi. Den ses her klimahandling-nu-ve-aftale-med-bilag.pdf (middelfart.dk) . Frem mod 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solceller ved Kingstrup – er allerede godkendt. (70 ha – 70.000 MWh)</li> <li>• Solceller ved Fyllested – Lokalplansforslag er under behandling: (92 ha – 113.000 MWh)</li> <li>• Solceller ved Staurby/Vejlby: (63 til 84 ha - 82.000 til 110.000 MWh)</li> <li>• Solceller mellem E20 og Store Landevej syd for Fjelsted (36 ha – 47.500 MWh)</li> <li>• Vindmøller og solceller ved Brenderup (3 vindmøller á 150 meter – 50.000 MWh og ca. 80 ha solceller – ca. 80.000 MWh)</li> <li>• Solceller ved Ægypten/Kærbyholm (140 ha – 140.000 MWh)</li> </ul> <p>Efter 2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vindmøller ved Tybrind (3-5 stk. 150 meter vindmøller – 48.000-80.000 MWh)</li> <li>• Vindmøller ved erhvervsområde ved Ejby (1-3 150 meter vindmøller – 13.000 -39.000 MWh)</li> <li>• Solceller ved grænse til Nordfyns Kommune (8 ha – 8.000 MWh)</li> <li>• Herudover solceller på tage i industriområder og kommunens egne arealer (29 ha – 24.900 MWh)</li> </ul>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Kun en enkelt af disse ligger i TREFOR EI-nets forsyningsområde (Staurby/vejlby). Som nævnt i Netudviklingsplanen er placeringen af denne type produktionsanlæg ikke medtaget, der er dog indregnet omkostninger til netudbygninger i de forventede investeringer. De nødvendige netudbygninger vil blive besluttet i forbindelse med en tilslutningssag.</p>
9	Middelfart Kommune	<p>Overbelastningstendenser Det noteres specifikt at "I 2026 observeres en tendens til manglende kapacitet til forsyning af Kolding, Fredericia/Taulov og Middelfart." Middelfart Kommune bidrager selvsagt til at afhjælpe og efterlyser hermed tiltag hvordan vi bedst kan hjælpe. Mere generelt noterer vi tendenserne i hele netområdet. Igen, Middelfart Kommune bidrager</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Vi er glade for at Middelfart Kommune er enige i at en åben og tæt dialog er vejen frem</p>

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
<p>selvsagt til at afhjælpe og efterlyser hermed tiltag hvortil vi bedst kan hjælpe.</p>				
10	Energifællesskaber Danmark	<p>Energifællesskabers potentiale i forhold til at nedregulere forbruget er ikke umiddelbart med i planlægningsgrundlaget for netudviklingsplanerne. Lokale energifællesskaber skal indtænkes og indregnes i planlægningsgrundlaget og eventuelt inddrages i udarbejdelsen af planerne. Planlægningsgrundlaget er generelt ikke gennemsigtigt og gør det ikke muligt for lokale energifællesskaber at yde bidrag ift. lokal balancering af forbrug og produktion og dermed aflaste elnettet.</p>	<p>Inputtet giver ikke anledning til ændringer i Netudviklingsplan 2025</p>	<p>Det er ikke vores opfattelse at der er set bort fra energifællesskaber i netudviklingsplanen. Ved vurdering af fleksibilitetspotentialer er der udelukkende set på, under hvilke 60 kV stationer fleksibilitet kan være et alternativ til kapacitetsudvidelse samt hvor meget effekt og/eller energi der i så fald skal være tilgængelig via fleksibilitet for at det kan erstatte en kapacitetsudvidelse. Der er ikke taget stilling til hvorvidt denne mængde fleksibilitet kan leveres af de relevante aktører eller hvilke aktører der kan tilbyde fleksibilitet. Vurderingen er altså teknologineutral og aktørneutral, og hvis/når energifællesskaber kan være med til at levere den nødvendige fleksibilitet, vil de kunne tilbyde deres fleksibilitet til netselskabet på lige fod med alle andre aktører.</p>

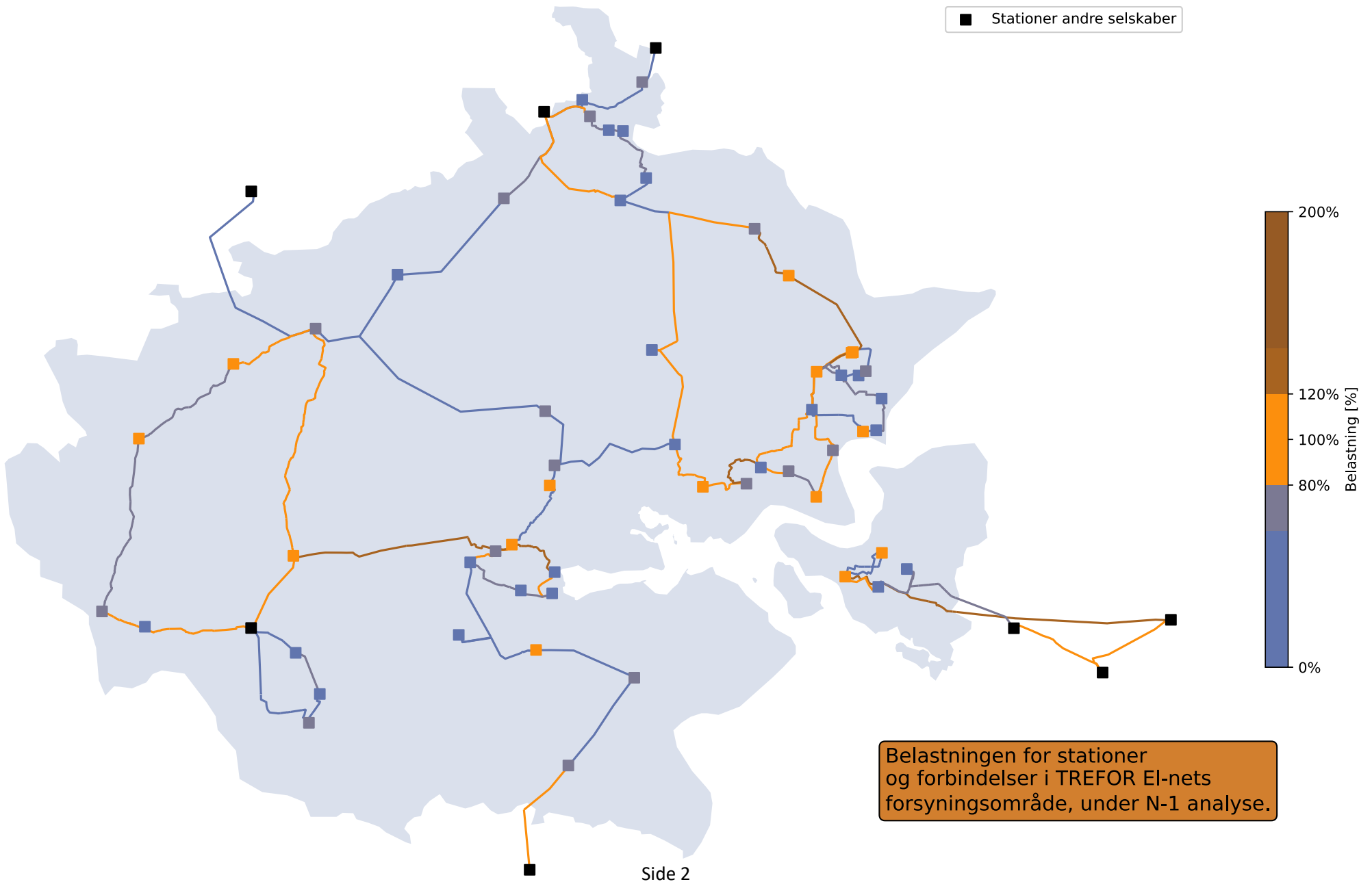
Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netudviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
11	Energifællesskaber Danmark	<p>Omkostningsægte og operationel tarifmodel for energifællesskaber Den lokale balancering er ikke betinget af, at der først etableres en lokal kollektiv afregningsmodel, men en sådan vil afspejle og dermed dokumentere den netgevinst, der kan opnås via energifællesskaber. Investeringer i anlæg, systemer, software og ikke mindst tid i de lokale fællesskaber skal selvfølgelig godtgøres i det omfang de kommer til udtryk som netbesparelser. Energifællesskaber skal på lige fod med andre kunder sikres en fair, gennemsigtig og omkostningsægte kompensation for deres arbejde og investeringer i et givent lokalområde.</p> <p>Energifællesskaber skal som nævnt at bidrage til at balancere forbrug og produktion lokalt for at nedregulere forbruget og mindske max belastningen på 10 kV nettet og derved mindske omkostninger til reinvesteringer og forstærkninger.</p> <p>Det er i den forbindelse hæmmende, at Radius' oplæg til lokal kollektiv afregning, der også er nævnt i Radius' netudviklingsplan på s. 49, kun finder anvendelse på 0,4 kV udføringer og er afgrænset til lavspændingssiden på en 0,4/10 kV netstation.</p> <p>Vi imødeser en model fra netselskaberne, der muliggør at tarifmodellen kan benyttes på 10 kV nettet på tværs af flere netstationer og kundetyper af energifællesskaber og andre lokale sammenslutninger af netbrugere.</p> <p>Med en sådan model sikres samarbejdet om nedregulering af forbrug og mindskning af max belastning mellem netselskaber og energifællesskaber, og energifællesskaberne sikres kompensation for investeringer i balancering af det lokale net og i fremmelse af optimal adfærd lokalt</p>	<p>Der foretages ikke ændringer i planen på baggrund af dette input.</p>	<p>Tarifmodel er ikke en del af Netudviklingsplanen, hvorfor spørgsmålet ikke behandles yderligere her. Kommentarerne er dog videregivet til ledelsen og TREFOR EI-net følger med i de erfaringer andre netselskaber får på området.</p>

Nr.	Afsender	Høringsinput	Ændringer i Netuviklingsplanen 2025	Forklaring på håndtering
		<p>blandt dets medlemmer.            I en fremtidig dialog og på baggrund af en hensigtsmæssig tarifmodel vil energifællesskaber og netselskaber kunne indgå aftaler om tiltag, der er i netselskabernes – og dermed netselskabernes kunders – interesse ifht. at mindske investeringsbehovet i reinvesteringer og forstærkninger i energifællesskabernes virkeområde. Energifællesskab Danmark indgår ligeledes gerne i dialog med netselskaberne om muligheder og format på en sådan model. Se også gerne Energifællesskaber Danmarks opfølgning på Radius' aktørinddragelse samt brancheorganisationens forslag til en sådan tarifmodel HER.</p>		

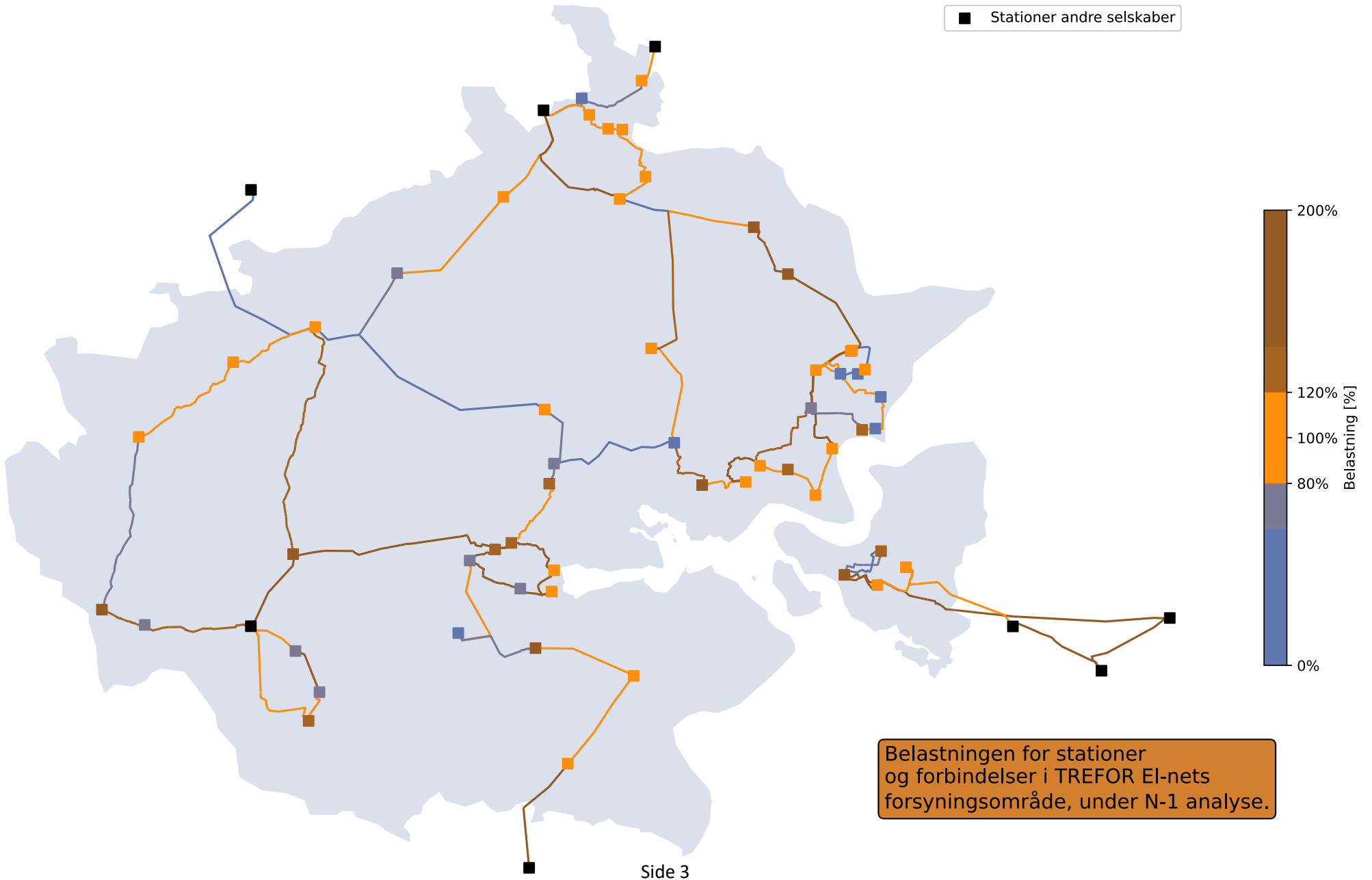
# TREFOR El-net heatmap 2026



# TREFOR EI-net heatmap 2029



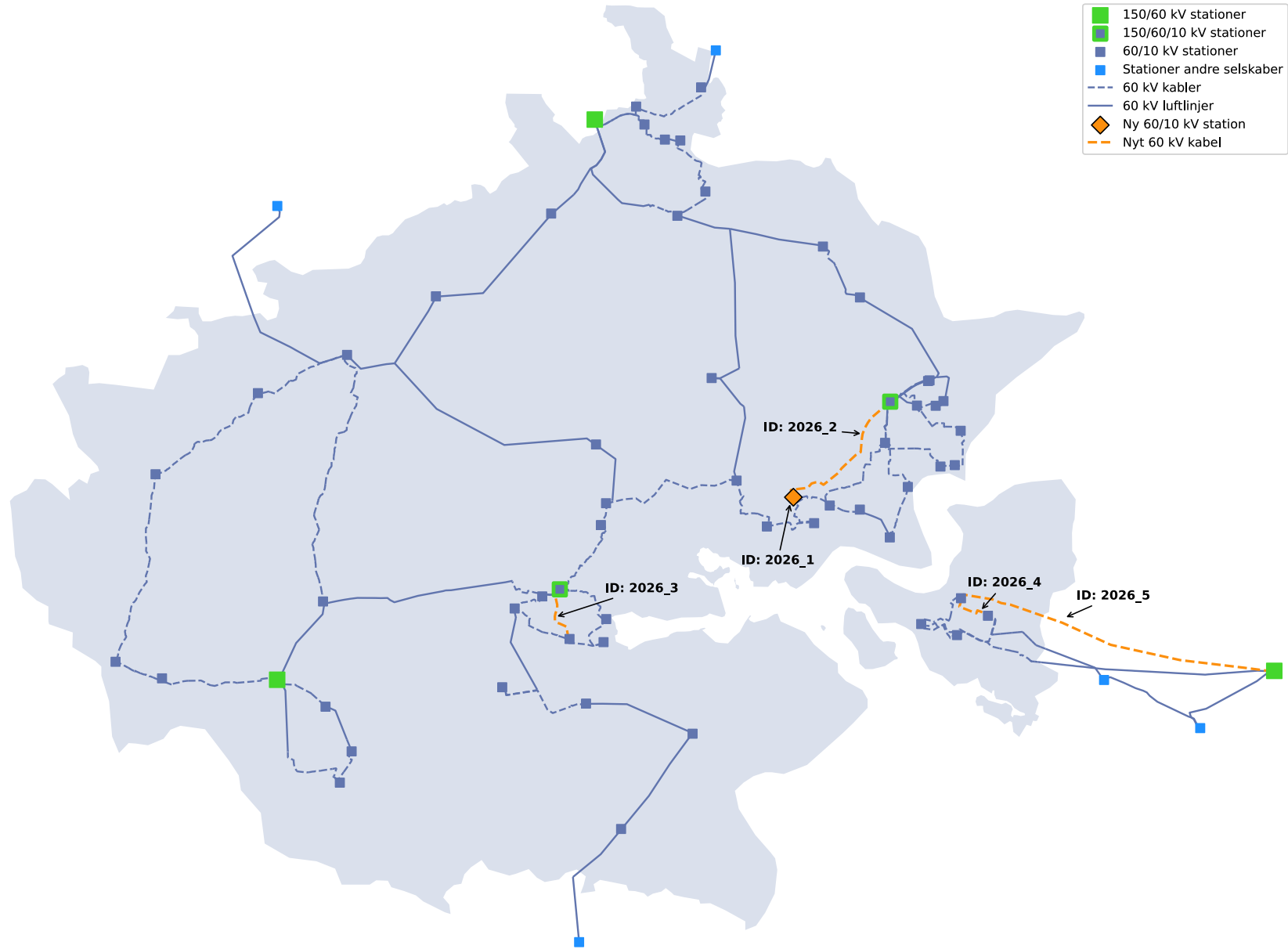
# TREFOR EI-net heatmap 2034





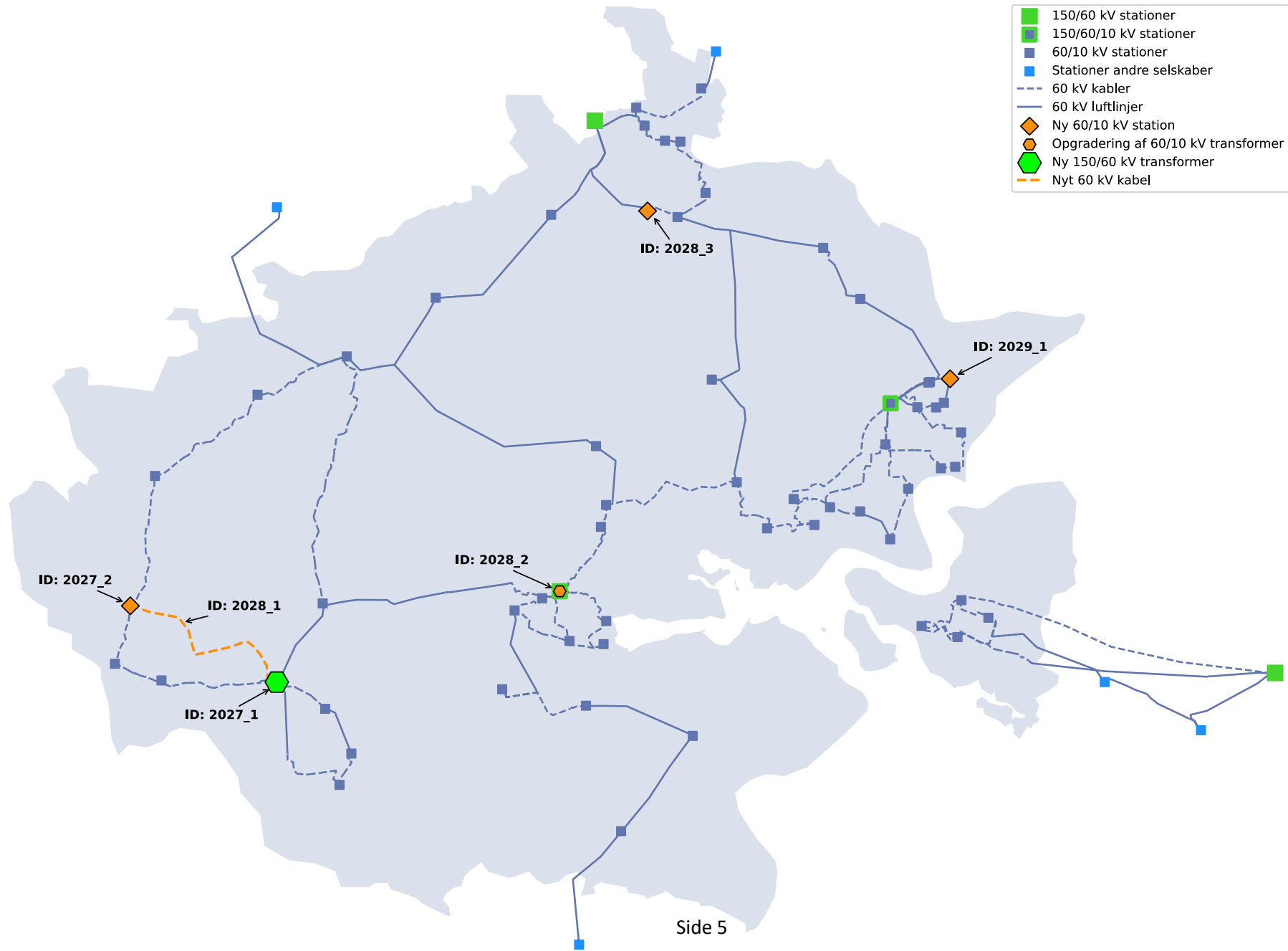
**TREFOR EI-net netreference 2026**

- 150/60 kV stationer
- 150/60/10 kV stationer
- 60/10 kV stationer
- Stationer andre selskaber
- 60 kV kabler
- 60 kV luftlinjer
- Ny 60/10 kV station
- Nyt 60 kV kabel



# TREFOR El-net netreference 2029

- 150/60 kV stationer
- 150/60/10 kV stationer
- 60/10 kV stationer
- Stationer andre selskaber
- 60 kV kabler
- 60 kV luftlinjer
- Ny 60/10 kV station
- Opgradering af 60/10 kV transformer
- Ny 150/60 kV transformer
- Nyt 60 kV kabel



# TREFOR El-net netreference 2034

- 150/60 kV stationer
- 150/60/10 kV stationer
- 60/10 kV stationer
- Stationer andre selskaber
- 60 kV kabler
- 60 kV luftlinjer
- Ny 60/10 kV station
- Opgradering af 60/10 kV transformer
- Nyt 60 kV kabel

