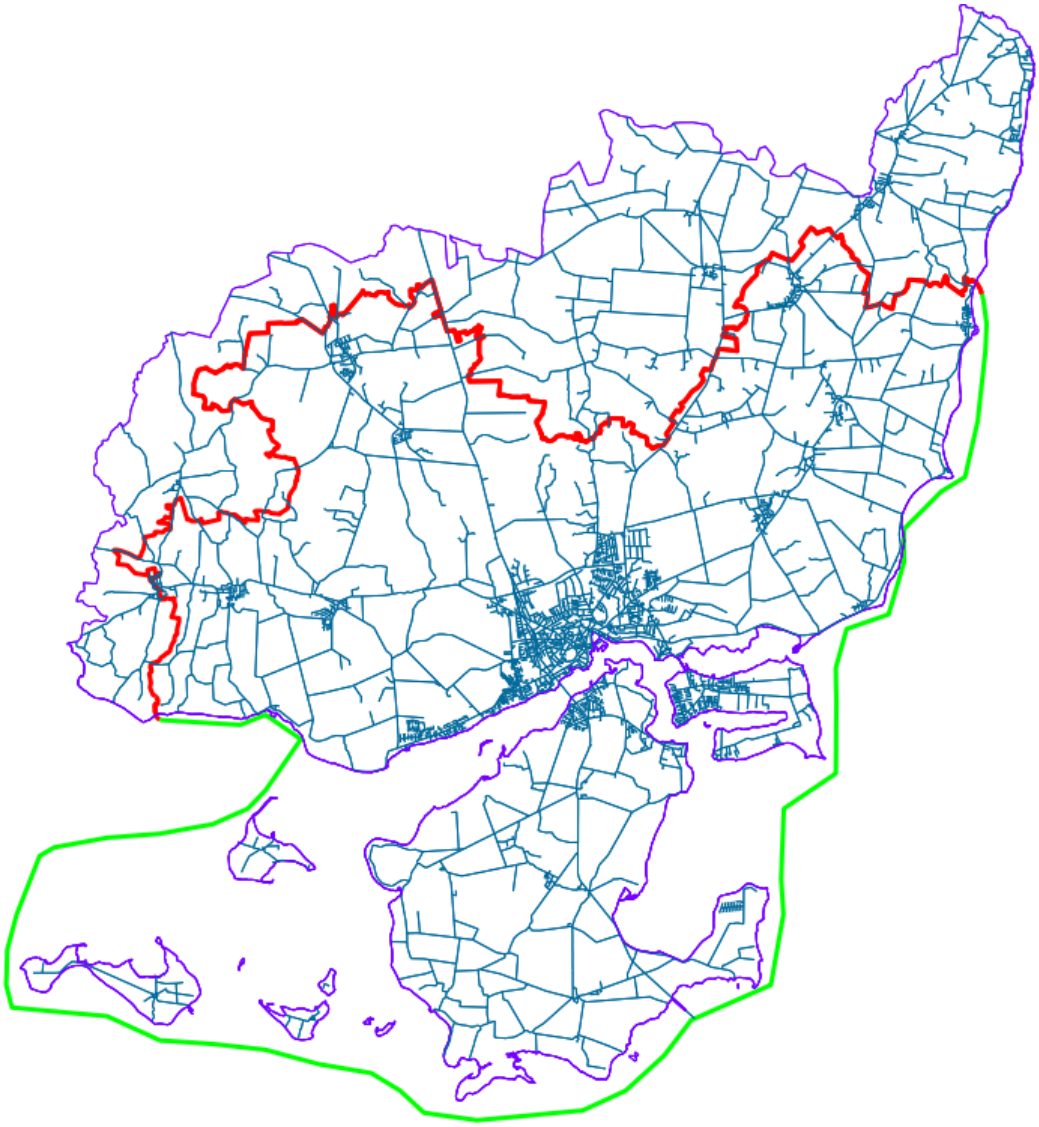
NETUDVIKLINGSPLAN 2025

FLOW Elnet A/S

Fåborgvej 44, 5700 Svendborg

62212771 – kontakt@flow-elnet.dk



Indhold

1 Indledning 2
1.1 Læsevejledning 3
2 Begrebsafklaring 3
3 Formål og Indhold 5
3.1 Fleksibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning. 6
4 Formelle rammer og vejledning 8
5 Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner 9
5.1 Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger 9
5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger 12
5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger 16
5.4 Opsummering af dekomponering 17
6 Beskrivelse af netvirksomhed 18
6.2 Opgørelse af nøgletal 19
7 Fremskrivning af nøgletal 20
8 Behovsvurdering 22
9 Projektoverblik 25
10 Samlet forventet investeringsbehov 25
11 Nuværende benyttelse af fleksibilitet 26
12 Samlet fleksibilitetspotentiale 27
13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen 27

1 Indledning

Med udgangspunkt i Energistyrelsens seneste format beskriver og kvalificerer Flow Elnet A/S i denne netudviklingsplan (NUP25) netvirksomhedens forventede ny- og reinvesteringsbehov samt relevante nøgletal i perioden 2025-2034. Netudviklingsplanen er baseret på Energistyrelsens aktuelle analyseforudsætninger, AF23, Green Power Denmarks prognoseværktøj i nyeste version og Flow Elnets net-specifikke data og analyser.

Flow Elnets netudviklingsplan (NUP25) giver indblik i forventet belastningsudvikling og afledt kapitalbehov til ny- og reinvestering i årene 2023-2034 for så vidt angår forbrug indenfor kategorierne klassisk elforbrug, individuelle varmepumper, store varmepumper, elkedler og transport. De øvrige forbrugskategorier, der omfatter datacentre, Power-to-X, DAC og andet forbrug er ikke omfattet i denne netudviklingsplan, da Flow Elnet ikke har kunnet tilvejebringe viden om kommende belastning, tilhørende disse kategorier i den givne periode. Indblik i den forventede udvikling inden for produktion og det samlede, forventede kapitalbehov hertil i perioden er at finde i nærværende netudviklingsplan.

Sammenfattende forventer Flow Elnet en stigning i områdeforbrug på ca. 107% frem mod 2034. Belastningsudviklingen drives af elektrificering af transport og opvarmning for eksisterende boliger og erhverv indenfor alle kategorier. Hertil kommer, at Svendborg og omegn er under fortsat udvikling, hvorfor der også i fremtiden forventes positiv nettotilflytning af både indbyggere og virksomheder. Der forventes desuden en stigning i produktion på ca. 139% frem mod 2034, primært drevet af forøget antal solceller.

Flow Elnets fremskrevne forbrug og produktion afviger på nogle punkter fra de tal, der kan udledes af de generelle analyseforudsætninger efter dekomponering til Flow Elnets områdespecifikke belastninger. Områdeforbruget er således højere, hvilket kan tilskrives følgende:

- Svendborg er et område med relativt mange gasfyr, som skal konverteres til varmepumpebaseret opvarmning, såvel kollektive som individuelle typer.
- Søvejstransport står over for elektrificering.
- Nettotilflytning og forøgelse af antal boliger.

Samlet produktionskapacitet er for solceller og landvindmøller i 2034 mindre end forudsat ved de generelle analyseforudsætninger, hvilket kan tilskrives:

- Anlægsstørrelse på konkrete projekter overstiger, hvad der kan aftages på 10 kV-niveau, som er det højeste spændingsniveau, Flow Elnet kan anvise ny produktion til.

1.1 Læsevejledning

Indholdet af netudviklingsplanen 2025, NUP25, følger Energistyrelsens skabelon. Tekstdele, skrevet i kursiv, er udfærdiget af Energistyrelsen, mens afsnit med lodretstillet skrifttype er udfærdiget af Flow Elnet A/S.

2 Begrebsafklaring

Tekst i kursiv er gennemgående forfattet af Energistyrelsen.

Tabel 1

Begreber	*Afklaring*
Det kollektive elnet	*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.*
Netvirksomhed	*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.*
Energinet	*Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed – det vil sige den virksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.*
Aggregator og aggregering	*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.*
Analyseforudsætninger	*Energistyrelsen udarbejder hvert år analyseforudsætninger til Energinet, som* blandt andet *anvender dem til løbende markeds, net- og forsyningssikkerhedsanalyser 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.*
MWh (megawatt-time)	*Enhed for elforbrug/energi. 1 MWh svarer til 1000 kWh* *Vi bruger cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person i Danmark*
Netområdeforbrug (energi)	*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.*
Nettab	*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.*
Tilsluttet produktionskapacitet	*Størrelsen på effekten fra elproducerende anlæg tilsluttet distributionsnet, herunder decentrale kraftvarmeværker, solcelleanlæg (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller).*

Tilsluttet energilagerkapacitet	*Størrelsen på effekten fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet.* *Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.*
Begreb	***Afklaring***
Kundetyper	*I henhold til tarifmodellen findes der følgende kundetyper:* ***Kundekategori: C*** *Tilslutningspunktet er i 0,4 kV nettet (den typiske almindelige forbruger)* ***Kundekategori: B lav*** *Tilslutningspunktet er på 0,4 kV siden af en 10-20/0,4 kV station* ***Kundekategori: B høj*** *Tilslutningspunktet er i 10-20 kV nettet* ***Kundekategori: A lav*** *Tilslutningspunktet er på 10-20 kV siden af en 30-60/10-20 kV station* ***Kundekategori: A høj*** *Tilslutningspunktet er i 30/50/60 kV nettet* ***Kundekategori: A 0*** *Tilslutningspunktet er i transmissionsnet, hvor netvirksomheden alene håndterer afregningsmåling.*
Kapacitetsbegrænsning	*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.*
Spændingsregulering	*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.*
Energieffektivisering og energieffektivitetsforanstaltninger	*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.*
Fleksibilitet og herunder fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug	*Se afklaring i faktaboks 1 under afsnittet "Formål og indhold" og afsnit 3.1.*
Netinvesteringer	*Netinvestering dækker følgende investeringer i netanlæg (kabler, transformere, stationer mm.):* - *Reinvesteringer - Udskiftning af netanlæg, der opretholder netanlæggets kvalitet og funktion, herunder som udgangspunkt en 1:1 udskiftning/levetidsforlængelse.* - *Nyinvesteringer eller kapacitetsforøgelse: Opgradering/forstærkning af eksisterende netanlæg samt etablering af nye netanlæg.*

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.[1]

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.

Faktaboks 1

3.1 Fleksibilitet og et fleksibilitetsmarked under opdyrkning.

Benyttelse af fleksibilitetsydelser kræver et organisteret 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 samhørighed med

[1] *For yderligere beskrivelse af formål henvises til lovbemærkninger til L 67 Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning afsnit 3.2.4*

de øvrige. For at understøtte etablering af fleksibilitetsmarkeder udfører Energistyrelsen en analyse, der har til formål at undersøge, hvordan fleksibilitetsmarkeder kan fremmes.[2]

Netvirksomheder benytter dog allerede i dag fleksibilitet til at understøtte en mere effektiv drift og udvikling af distributionsnet. Tidsdifferentierede tariffer er et eksempel på såkaldt implicit fleksibilitet, 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 fleksibilitet, 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 fleksibilitet. I dette henseende opgør netudviklingsplanerne, hvornår det forventes, at fleksibilitet muligvis kan benyttes som alternativ til netudbygning. Givet fleksibilitetsområdets udviklingsstadie på nuværende tidspunkt kan behovet for fleksibilitet betragtes som et fleksibilitetspotentiale. Hermed forstås et potentiale for fleksibilitet, der kan udskyde eller undgå en netinvestering, beregnet på baggrund af de forudsætninger for forbrug og produktion, som netvirksomheden har benyttet. Mere konkret opgøres fleksibilitetspotentialet 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 fleksibilitet i en 10-årig planlægningshorisont.

---

[2] *Analyse har ophæng i klimaaftalen 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[3] samt netvirksomhedens egne supplerende analyseforudsætninger såsom (døgn)profiler og dimensioneringskriterier og egne lokale analyseforudsætninger såsom lokale forhold og lokalt 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

For at sikre størst mulig troværdighed i netudviklingsplanen (NUP25), har Flow Elnet arbejdet metodisk med kvalificering af forudsætninger, data og bagvedliggende beregninger for de påkrævede rapporteringspunkter, givet af Energistyrelsen.

Fremskrivninger er baseret på Green Power Denmarks prognoseværktøj i nyeste version, TEGRA-AF23_v2_v2.3, som udmønter Energistyrelsens generelle analyseforudsætninger i seneste version, AF23 (udgivet oktober 2023). Energistyrelsens analyseforudsætninger beskriver den mest sandsynlige udvikling for det danske el- og gassystem frem mod 2050, forudsat realisering af gældende politiske målsætninger. Analyseforudsætningerne er således ikke baseret på ”Frozen Policy” og forholder sig ej heller til, hvordan politiske målsætninger i praksis realiseres, hvorfor der naturligt er forbundet svært kvantificerbare usikkerheder med dette fremskrivningsgrundlag. De generelle analyse-forudsætninger, AF23, prognosticerer fordelingen af energiforbrug på overordnede forbrugs- og produktionskategorier. Disse forudsætninger er indarbejdet i Green Power Denmarks prognoseværktøj, baseret på TEGRA-modellen, som anvendes til beregning og fremskrivning af belastningsudviklingen på hovedstationsniveau for den enkelte netvirksomhed, efter dekomponering af overordnede kategorier til selskabsspecifikke belastningskategorier, idet der tilføjes belastningsdata og beregningsforudsætninger. TEGRA-modellen, de bagvedliggende

[3] Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23)

undersøgelser og modelforudsætninger er udførligt beskrevet i rapporter, udgivet af Green Power Denmark, som er offentligt tilgængelige for at sikre metodisk transparens[4].

Troværdige resultater for Flow Elnet´s undersøgelser i ovennævnte kontekst, forudsætter afklaring og kvalificering af en række netvirksomheds-specifikke forhold. Flow Elnets netudviklingsplan har foruden rapportering af nøgletal til formål at kapitalisere ny- og reinvesteringer indenfor følgende områder:

A. 60/10 kV hovedstationer, herunder transformere, koblingsanlæg, relæer, slukkespoler og A høj tilslutningsbidrag til overordnet net-virksomhed/DSO.
B. 10/0,4 kV transformerstationer.
C. 10 kV net.
D. 10 kV søkabler.
E. 0,4 kV net.
F. Kabelskabe.
G. Forbrugs- og produktionsmålere.
H. IT-systemer til netteknisk drift og udvikling.
I. OT-systemer, herunder SCADA og systemer til fjernkontrol.
J. Vognpark og nød-elværk/reserveforsyning
K. Værktøj og måleinstrumenter.

Netvirksomhedens samlede investeringsbehov skal rapporteres indenfor nedenstående tre kategorier:

1. Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net)
2. Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net)
3. Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net)

Flow Elnet har valgt at samle de enkelte investeringsposter i de påkrævede tre kategorier på følgende måde:

1. Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net), herunder A og I.
2. Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net), herunder B, C og D.
3. Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net), E, F, G, H, J og K.

[4] https://greenpowerdenmark.dk/vejledning-teknik/netteknik/tegra

Fremgangsmåden for udarbejdelse af NUP25 opsummeres i overordnede punkter herunder:

1. Udarbejdelse af netspecifik prognose for varmekildekonvertering, elbiler, boliger, erhverv og målerinstallationer til kvalificering af dekomponering for belastningstyper ud fra generelle analyseforudsætninger, AF23 og TEGRA-modellen.
2. Gennemførsel af netberegninger (primært Load Flow beregninger) på 0,4kV- og 10kV-niveau for afklaring af historisk dimensionerende timebelastning, baseret på målerdata.
3. Undersøgelse af historiske belastningsdata for afklaring af repræsentativt datagrundlag for fremskrivning med Green Power Denmarks stationsprognoseværktøj, baseret på TEGRA-modellen.
4. Udarbejdelse af aggregerede belastningsprofiler i forskellige scenarier for specifikke kommende, større belastninger, som forventeligt tilgår Flow Elnets netområde, herunder også afklaring af forventet årsforbrug for belastninger.
5. Undersøgelse af fordeling og forventede lademønstre for elbiler i netområdet til brug ved parametrering af fraktil for elbil-lademønster i Green Power Denmarks stationsprognoseværktøj, baseret på TEGRA-modellen.
6. Undersøgelse af samtidighedsforhold mellem 0,4kV- og 10kV-net til brug ved belastningsfremskrivninger og kvalificering af reinvesteringer i 0,4kV- og 10kV-komponenter.
7. Indhentning af historiske udvekslingsmålerdata på netvirksomhedens 60/10kV hovedstationer, herunder bearbejdning heraf til overdragelse til overordnet DSO.
8. Udtræk fra GIS-system med efterfølgende kvalificering og berigelse af net- og komponentdata for at understøtte TEGRA-modellens kategorisering og dekomponering af belastningstyper i netområdet.
9. Afklaring af benchmarking komponentdata til anvendelse i beregninger af ny- og reinvesteringsbehov samt afklaring af nøgletal til rapportering.
10. Udarbejdelse og kvalificering af enhedspriskatalog til brug ved kapitaliseringsberegninger.
11. Beregninger pr. hovedstation pr. specificeret rapporteringsår i NUP25 ved anvendelse Green Power Denmarks stationsprognoseværktøj, baseret på TEGRA-modellen, herunder:
    - Indlæsning af tidsserie for udvekslingsmåling for belastning på hver enkelt hovedstation, gældende for udgangsåret, 2023.
    - Fordeling af eksisterende kunder på specifikke kategorier, efter kvalificering af datagrundlag.
    - Fordeling af nye kunder ud fra Flow Elnets prognosedata for hver hovedstation for hvert rapporteringsår.

- Afklaring af beregningsforudsætning i prognoseværktøj vedr. fleksibel/natladning af elbiler på baggrund af forundersøgelse.
- Beregning af resulterende belastningsprofiler for hver hovedstation for hvert rapporteringsår, herunder anvendelse af brugerdefinerede belastningsprofiler i forskellige scenarier.
- Udlæsning af resulterende årsprofiler for opstillede scenarier fra TEGRA-beregninger til videre bearbejdning og kvalificering af kapitalbehov samt afklaring af belastningsnøgletal.

12. Beregning af ny- og reinvesteringer samt øvrige nøgletal for hver specificerede kategori.
    - Afklaring af teknisk/økonomiske kriterier for reinvestering samt fremskrivninger for belastning af netkomponenter jf. TEGRA-beregninger.
    - Afklaring af omfang og tidsplaner for nyinvesteringer i netkomponenter.
13. Rapportering i påkrævet format til Forsyningstilsynet.

5.2 Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger

Flow Elnet har suppleret de generelle analyseforudsætninger med egne undersøgelser og prognosedata for at afspejle de faktiske forhold for det konkrete netområde. Flow Elnets specifikke netdata kvalificerer således den nødvendige dekomponering af de overordnede analyseforudsætninger til rapporteringskategorier specifikt for Flow Elnets netområde. Parametrering og specificering af forudsætninger for TEGRA-modelberegninger er søgt kvalificeret ved inddragelse af data fra følgende kilder:

- Forespørgsler vedr. nye erhvervsprojekter, herunder grøn transport og opvarmning.
- Forespørgsler vedr. nye boligprojekter.
- Varmeplan for Svendborg Kommune.
- Lokalplaner i tidlig tilblivelsesfase.
- Svendborg Kommunes boligrækkefølgeplan.
- Svendborg Kommunes befolkningsprognose.
- Danmarks Statistik vedr. elbiler og opvarmningskilder i Svendborg kommune.
- Egne måledata i nettet vedr. elbiler og analyse heraf.
- Asset Management planer.

Stationsprognoseværktøj baseret på TEGRA-modellen

Flow Elnet har benyttet Green Power Denmarks stationsprognose-værktøj, baseret på TEGRA-modellen. I den sammenhæng beskrives hermed, hvordan nogle af de input, modellen skal parametreres med, er tilvejebragt og kvalificeret.

Målt MWh pr time for eksisterende kunder

TEGRA-modelberegninger tager udgangspunkt i 2023 tidsserier fra udvekslingsmålere på hver hovedstation. Der kunne alternativt være anvendt tidsserier fra tidligere år (2020, 2021, 2022). I den sammenhæng blev følgende forhold afvejet for at afklare, hvorvidt 2023-tal kunne være repræsentativt fremskrivningsgrundlag:

- Nyeste belastningsdata, som indeholder opdaterede målinger af netområdets store udvikling i seneste år versus belastningstal fra tidligere år med kolde vintre, om end disse var påvirket af ændrede mønstre som følge af energikrise, Corona-pandemi mv.
- Muligheder for valide, kvantitative data for netplanlægning fra tidligere år til supplering og understøttelse af beregninger.

Afvejning og konsekvensvurdering for ovenstående har givet anledning til, at netudviklingsplanen og fremskrivninger er baseret på tal fra ultimo 2023, selv om peak-belastningen på hovedstationsniveau for 2023 var lavere end for eksempelvis 2021. Flow Elnet anser 2023-belastningstallene som validt fremskrivningsgrundlag, som afspejler et samfund med normaliseret elektrisk belastning, ligesom nyeste datagrundlag for elektrificeret transport, opvarmning mv. er tilgængelig.

Eksisterende netkunder

Input for eksisterende kunder er baseret på udtræk fra Netbas GIS-system via GIS-kort fra Energistyrelsen. Fordeling af kunder pr. hovedstation er foretaget ved sortering i udtræk på kategorier, mens endelig kategorisering først er foretaget efter krydsreferering og vurdering af de enkelte kunder på baggrund af aktuelt datagrundlag. Data er således blevet gransket på enkeltkundeniveau for at korrigere for fejlagtig GIS-kategorisering. Desuden er GIS-data korrigeret for udgangsåret 2023 med målerinstallationer, der endnu ikke er dokumenteret i Netbas, således at udgangspunktet for antal eksisterende målerinstallationer ultimo 2023 stemmer overens med benchmarking-tallet for antal aktive målere.

Nye netkunder

Input for nye kunder er for årene 2024-2026 baseret på aktuel version (Januar 2024) af Flow Elnets prognose vedr. kommende boligprojekter og forecast for kabler og transformerstationer. For ørige år er der taget udgangspunkt i Svendborg Kommunes befolkningsprognose (Befolkningsprognose

2022-2035, Svendborg Kommune, april 2022). På baggrund af historik for tilvækst i antal målerinstallationer, er der fastlagt en prognose for antal nye installationer, som sammen med prognose for nye boliger giver det samlede antal nye netkunder pr. år. Ved fordeling af nye kunder er der taget udgangspunkt i eksisterende fordelingskategorier under hver hovedstation, og tilvæksten i boliger fordeles på hver hovedstation ud fra kendskab til antal, type, opvarmningsform og forventet byggeår. Øvrige installationer kategoriseres og fordeles ud fra historisk fordeling af nye målerinstallationer. Ved fordeling af nye boliger er der desuden taget hensyn til Svendborg Kommunes boligrækkefølgeplan og varmeplan.

Brugerdefinerede profiler

Stationsprognoseværktøj v/Green Power Denmark giver mulighed for at tilføje brugerdefinerede profiler, så beregningerne kan tage højde for specifikke, større enkeltbelastninger, der tilgår netområdet efter netvirksomhedens bedste vurdering og lokalkendskab. I den sammenhæng har Flow Elnet udarbejdet forskellige belastningsprofiler på baggrund af forundersøgelser af de konkrete belastningstyper. For at tage højde for ikke kvantificerbare usikkerheder på resulterende/aggregerede belastningsprofiler, er der foretaget belastningsfremskrivning i følgende grundscenarier og varianser heraf:

- Baseline-scenarie, hvor der udelukkende fremskrives på eksisterende netkunder for at afklare et reference-grundlag til vurdering af øvrige scenarier.
- Worst Case scenarier, som udgør en flad profil, idet der forudsættes samtidighedsfaktor på 1,0 på kommende store belastninger, tilsluttet samme hovedstation. Profilen er anvendt til at afklare største forventede peak-belastning på hovedstationer.
- Best Case scenarier, som tager højde for, at kommende store forbrugere har samtidighedsfaktor, der er under 1.
- Risikotilpassede scenarier (hybrid af Worst og Best Case scenarier), idet profiler er tilpasset en risikovurdering for stor samtidighed på store forbrugere, tilsluttet samme hovedstation på bestemte tidspunkter af døgnet og året.

Input parametre for beregninger

Stationsprognoseværktøjet, baseret på TEGRA-modellen v/Green Power Denmark giver mulighed for kalibrering af beregninger ud fra forventet fremtidigt lademønster for elbiler med hjemmelader. Flow Elnet har således gennemført en undersøgelse for klarlægning af lademønstre på udvalgte lavspændingsradialer med relativt mange el-billadere, herunder også afklaring af muligheder for anvendelse af fleksible løsninger til udjævning af elbilernes store belastning på lavspændingsnettet. Der er tale om undersøgelser, baseret på målerdata og fysiske målinger i konkrete

lavspændingsradialer. Radialerne blev udvalgt på baggrund af en række kriterier. I den sammenhæng blev det bl.a. klart, at Flow Elnet i fremskrivninger må forudsætte, at el-biler primært lades om natten og i mindre grad i "kogespidsen" kl.17-20. På de undersøgte lavspændings-radialer med relativt stort antal elbilladere i fjernvarmeområder kan der således i 2024 konstateres systematiske natlige "ladespidser", der overstiger maksimalbelastningen i "kogespidsen". Undersøgelserne afklarede desuden, at der ikke i nær fremtid kan forventes implementeret robuste fleksibilitetsløsninger på lavspændingsniveau, som reelt kan spare netselskabet reinvesteringer i nettet.

I beregningerne er der forudsat, at ladning af elbiler primært lader uden for "kogespidsen" og følger 90%-fraktilen jf. TEGRA-modellen, idet der her ses størst profil-overensstemmelse med resultaterne af Flow Elnets undersøgelse.

Beregninger vedr. reinvestering

Flow Elnet har ved beregninger af reinvesteringsbehov på 0,4 kV- og 10 kV-niveau forudsat nogle overordnede kriterier for at sikre tilstrækkelig restkapacitet og driftsmæssig sikkerhedsmargin i net og transformerstationer under hensyntagen til følgende forhold:

- Muligheder for overtagelse af last fra naboradial i forbindelse med drift og vedligeholdelse samt ved fejl.
- Harmonisk indhold i belastningsstrømme som følge af stigende antal og dimensioner på ulineære belastninger.
- Usymmetrisk belastning som følge af stigende antal og dimensioner på 1-fasede belastninger med stor samtidighedsfaktor.
- Usikkerheder ved netdata og prognoser.
- Muligheder for hensigtsmæssig planlægning og rettidig udførelse af reinvesteringsprojekter med givne økonomiske rammer og tilgængelige ressourcer.

Herunder ses anvendte kriterier for, hvornår en anlægskomponent udtages til reinvestering som følge af belastningsudviklingen. Asset Management planer og heraf følgende langtidsplanlægning inddrages ligeledes for at kvalificere det endelige projektgrundlag.

Netkomponent-type	0,4kV kabler	10kV kabler	10/0,4kV transformere	60/10kV transformere
Belastningskriterium for reinvestering	66%	50%	66%	100%

Særligt for 10/0,4kV transformere gælder, at såfremt belastningskriteriet overskrides, vil det først blive undersøgt, om den pågældende transformerstation kan rumme en større transformer. Er dette

tilfældet, vil denne løsning blive prioriteret men dog kun realiseret, såfremt den påtænkte større transformer ikke på ny overbelastes indenfor en 3-årig periode som følge af den fortsatte belastningsudvikling. I så fald vil reinvesteringen omfatte en helt ny transformerstation.

5.3 Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger

Herunder ses lokale forhold, som Flow Elnet har udarbejdet egne belastningsprofiler for og anvendt i netudviklingsplanen for bedre at afspejle den belastningsudvikling, der kan forventes på konkrete hovedstationer i fremtiden.

Tabel 2

Lokal kendskab/lokale forhold	*Periode Idriftsættelse/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*
Elektrificering af færgetransport	2026-2027	Kilde: Forespørgsler og konkret projektgrundlag Elektrificering af søvejstransport i Svendborg giver anledning til en markant forøgelse af nødvendig elektrisk forsyningseffekt. Effektbehovet overstiger lokalt den belastningsforøgelse, der kan udledes af de generelle analyseforudsætninger, AF23. Maksimalbelastningen som følge af elektrificeret søvejstransport forventes for en konkret hovedstation således at stige i størrelsesordenen 9-12MW over 1-2 år ud over den generelle belastningsstigning i området jf. AF23.
Store varmepumper	2026-2027	Kilde: Forespørgsler Elektrificering af bolig- og erhvervsopvarmning giver anledning til en lokal belastningsstigning, der overstiger hvad der kan udledes af de generelle analyseforudsætninger. På konkrete hovedstationer forventes således en stigning i maksimalbelastning på 5-7MW over 1-2 år ud over områdernes generelle belastningsstigninger jf. AF23.
Batteritog	Usikkert, men forudsat realiseret inden 2030	Kilde: Forespørgsel og Banedanmark: ”Omstilling af jernbaneinfrastruktur til batteridrift, Elektrificeringsprogrammet, februar 2021” Elektrificering af togtransport i form af batteritog forventes lokalt at overstige den belastningsudvikling, der forudsættes i AF23. Således forventes en stigning i maksimal belastning over 1 år på op til 3,7 MW for en konkret hovedstation.

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 (%)***
I alt	*107615,5 GWh*	*355,1 GWh*	*0,3 %*	*488,6 GWh*	*37,6 %*

Kommentar til afvigelse

Flow Elnets områdeforbrug i 2034 er større end det beregnede områdeforbrug, jf. generelle analyseforudsætninger, AF23. Årsagen skal forventeligt findes i følgende:

- Svendborg er et område med relativt mange gasfyr, som skal konverteres til varmepumpebaseret opvarmning, såvel kollektive som individuelle typer.
- Søvejstransport står over for elektrificering.
- Nettotilflytning og forøgelse af antal boliger.

Tabel 4

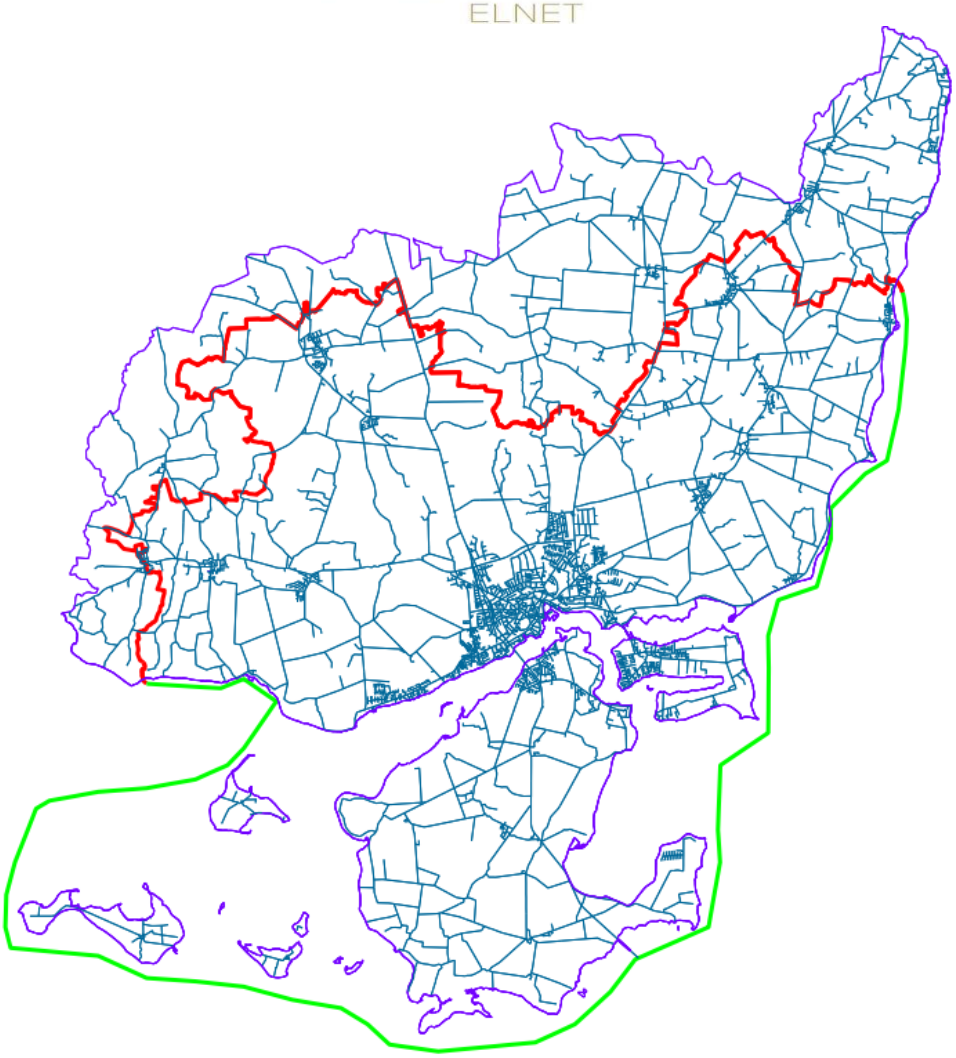
Opsummering af produktionsdekomponering					
Produktionskapacitet	***Landsplan AF23***	***Netvirksomhed AF23***		***Netvirksomhed AF23 + Lokal***	
	2034				
	MW	***MW***	***Andel (%)***	***GWh***	***MW***
I alt	*34.148 MW*	*208,8 MW*	*0,6 %*	***I alt***	*163,3 MW*

6 Beskrivelse af netvirksomhed

I nedenstående beskrives FLOW Elnet A/S ud fra en række oplysninger om netområde/geografisk placering, generelle kontaktoplysninger, nøgletal for netanlæg samt nøgletal for mængden af elforbrug og elproduktion mm.

6.1 Kort og netområde

Flow Elnet
(Sydfyn)



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			
Afregningsmålere		*33.930*	*stk.*
Kabelskabe		*10.093*	*stk.*
Transformere	*30-60/20-10 kV*	*17,47*	*stk.*
	10-20/0,4 kV	*614*	*stk.*
	I alt	***631,47***	***stk.***
Kabler og luftledninger	*30-60 kV luftledning*	*0*	*km*
	30-60kV kabel	*0*	*km*
	10-20 kV luftledning	*0*	*km*
	10-20 kV kabel	*550,4*	*km*
	0,4 kV luftledning	*0*	*km*
	0,4 kV kabel	*900,21*	*km*
	I alt	***1.450,61***	***km***
Tilslutninger (kundetyper)	*Kundetype C*	*33.226*	*kunder*
	Kundetype B lav	*256*	*kunder*
	Kundetype B høj	*62*	*kunder*
	Kundetype A lav	*3*	*kunder*
	Kundetype A høj	*0*	*kunder*
	Kundetype A 0	*0*	*kunder*
	I alt	***33.547***	***kunder***

Tabel 6

Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
Netområdeforbrug		*253.185,2*	*MWh*
Nettab		*8.703,9*	*MWh*
		3,4	*%*
Tilsluttet elproduktionskapacitet	*Solcelleanlæg (VE)*	*19,3*	*MW*
	Vindmøller (VE)	*22,6*	*MW*
	Decentrale kraftvarmeværker	*26,5*	*MW*
	Anden produktion	*0,0*	*MW*
	I alt	*68,4*	***MW***
Tilsluttet Energilagerkapacitet	*Batterier*	*0,0*	*MW*
	[Evt. kapacitet fra anden teknologi]	*0,0*	*MW*
	I alt	*0,0*	***MW***

7 Fremskrivning af nøgletal

I dette afsnit fremskrives Flow Elnet A/S nøgletal for elforbrug, nettab[5], elproduktion og ellagerkapacitet. Med det 10-årige perspektiv anvendes 2025[6] (inklusivt) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2026), mellemlangt sigt (frem mod år 2029) og langt sigt (frem mod år 2034 inklusivt).

[5] *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.

[6] *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.*

Tabel 7

Fremskrivning af elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
Netområdeforbrug (energi)	*År 2025*	*295.686*	*MWh*
	År 2026	*312.321*	*MWh*
	År 2029	*373.182*	*MWh*
	År 2034	*523.085*	*MWh*
Nettab	*År 2025*	*11.665*	*MWh*
		3,9	*%*
	År 2026	*13.011*	*MWh*
		4,2	*%*
	År 2029	*18.264*	*MWh*
		4,9	*%*
	År 2034	*34.443*	*MWh*
		6,6	*%*
Tilsluttet elproduktionskapacitet	*Ultimo 2025*	*95,8*	*MW*
	Ultimo 2026	*98,6*	*MW*
	Ultimo 2029	*108,2*	*MW*
	Ultimo 2034	*163,4*	*MW*
Tilsluttet Energilagerkapacitet	*Ultimo 2025*	*0*	*MW*
	Ultimo 2026	*2*	*MW*
	Ultimo 2029	*4*	*MW*
	Ultimo 2034	*8*	*MW*

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.

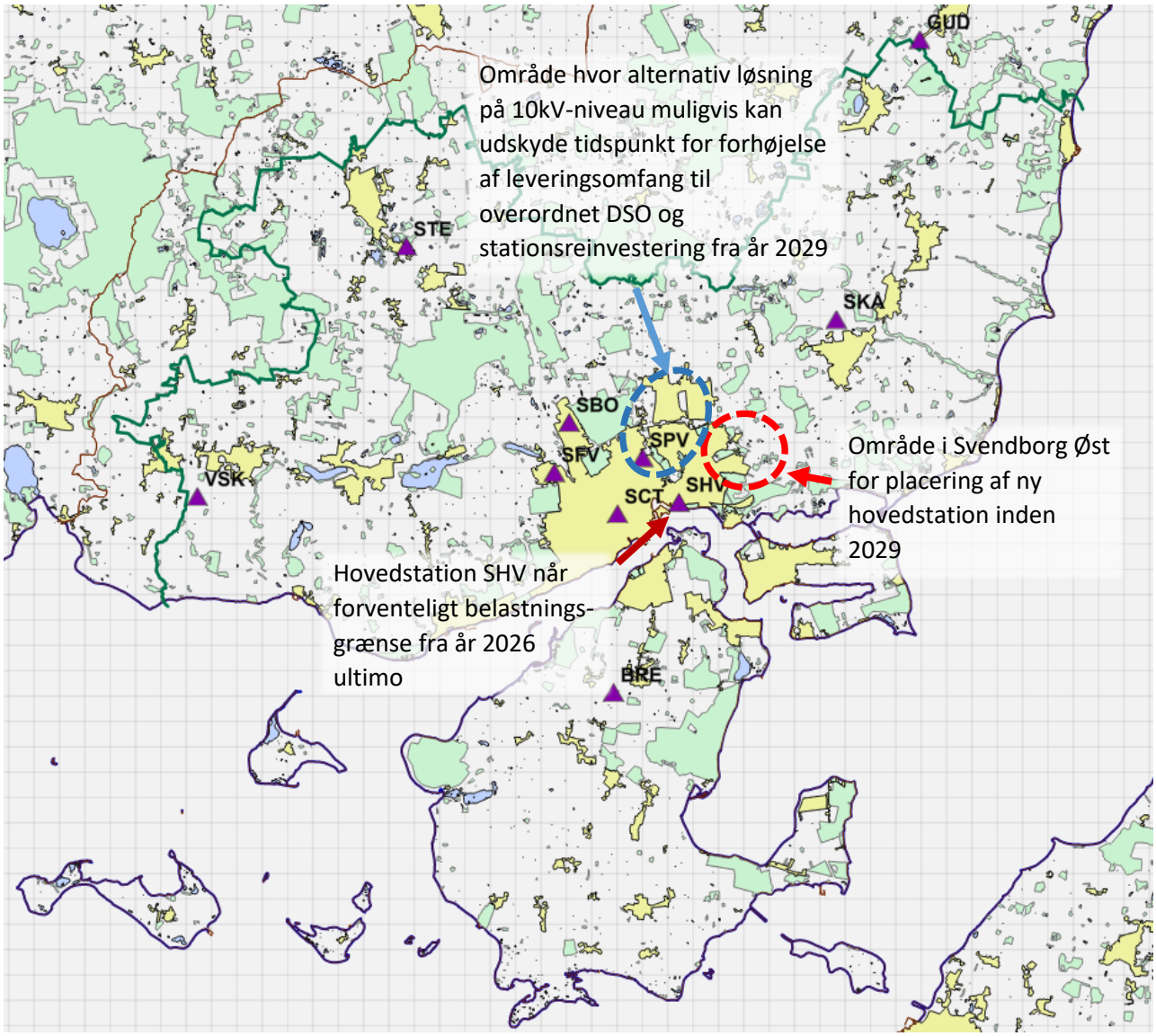
Forventes der relevante udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering på spændingsniveauer under 30 kV, fremgår disse desuden. Med relevante udfordringer menes her udfordringer, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse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

Belastningsudfordringer

Flow Elnet forventer at etablere en ny hovedstation i Svendborg Øst for at frigøre kapacitet i eksisterende hovedstation SHV til understøttelse af kommende, konkrete store belastninger fra år 2026 ultimo og for at kunne håndtere generel udvikling i områdeforbrug som følge af elektrificering af transport og opvarmning.

Der kalkuleres desuden med øget belastning på hovedstation SPV, placeret i Svendborg NØ, som følge af elektrificering. Belastningen på SPV forventes i 2034 at overstige aktuel transformerkapacitet i samlet mere end 640 timer. Alternativ løsning fremfor forhøjelse af leveringsomfang og forøgelse af transformerkapacitet på SPV skal forventeligt kunne levere op til 2,1MW peak-effekt.



Tilslutning af ny produktion af større omfang

Flow Elnet har pt. begrænset ledig kapacitet for net-tilslutning af større produktionsenheder.

Der henvises til kapacitetskort vedr. produktion



www.kapacitetskort.dk

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).

10 Samlet forventet investeringsbehov

Nedenstående opgørelse viser Flow Elnet A/S *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 reinvesteringer, der følger af behovsvurderingen, jf. afsnit 8 og 9, men opgør netvirksomhedens forventede behov for at foretage ny-og reinvesteringer på forskellige spændingsniveauer i hele distributionsnettet i perioden 2025-2034.*

Tabel 8

Tidsperiode	*1-2 år (2025-2026)*	*3-5 år (2027-2029)*	*6-10 år (2030-2034)*
Samlet forventet investeringsbehov	***124,5 mio.kr.***	***126,1 mio.kr.***	***188,5 mio.kr.***
Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net)	*70,8 mio.kr.*	*44,5 mio.kr.*	*33,7 mio.kr.*
Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net)	*38,0 mio.kr.*	*35,2 mio.kr.*	*83,6 mio.kr.*
Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net)	*15,7 mio.kr.*	*46,4 mio.kr.*	*71,2 mio.kr.*

11 Nuværende benyttelse af fleksibilitet

FLOW Elnet A/S gør aktuelt brug af tiltag, som skal reducere det samlede investeringsbehov i FLOW Elnets netområde. Disse tiltag omfatter tidsdifferentierede tariffer og begrænset netadgang for nyt forbrug, som tilsluttes i mellemspændingsnettet.

FLOW Elnet vurderer desuden, at robuste løsninger for fleksibilitet primært vil kunne anvendes til udskydelse af kapacitetsforøgelser på 60/10 kV stationer og på mellemspændings-niveau (10 kV niveau). Eksempelvis vil 5% fleksibilitet på en 60/10 kV station repræsentere 0,5 – 1,0 MW og vil i nogle tilfælde kunne udskyde reinvesteringer i en periode. Flow Elnet forventer ikke, at der indenfor 3-5 år er udviklet og implementeret robuste fleksibilitetsløsninger på 0,4 kV niveau. En robust løsning vil vurderingsmæssigt kræve, at aggregatorer og teknologi-udviklere får adgang til data for gældende nettopologi og kapacitetsråderum på lokale dele af 0,4 kV-nettet. Data skal kunne opdateres dynamisk, hvilket ikke er muligt på nuværende tidspunkt med de måler- og IT-systemer, der er implementeret i dag.

Flow Elnet følger udviklingen indenfor fleksibilitetsløsninger og har for kommende net-tilslutninger til hensigt at gøre brug af de tekniske og administrative muligheder, der er tilgængelige indenfor de regulatoriske rammer, netvirksomheden til enhver tid er underlagt.

12 Samlet fleksibilitetspotentiale

Nedenstående opgørelse viser Flow Elnet A/S 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).*

Tabel 9

Tidsperiode	*1-2 år (2025-2026)*		*3-5 år (2027-2029)*		*6-10 år (2030-2034*	
Samlet Fleksibilitetspotentiale	***0***	***MWh***	***0***	***MWh***	***264,6***	***MWh***
	0	***MW***	***0***	***MW***	***2,1***	***MW***
Fleksibilitetspotentiale (30-60 kV net)	*0*	*MWh*	*0*	*MWh*	*0*	*MWh*
	0	*MW*	*0*	*MW*	*0*	*MW*
Fleksibilitetspotentiale (10-20 kV net)	*0*	*MWh*	*0*	*MWh*	*264,6*	*MWh*
	0	*MW*	*0*	*MW*	*2,1*	*MW*
Fleksibilitetspotentiale (0,4 kV net)	*0*	*MWh*	*0*	*MWh*	*0*	*MWh*
	0	*MW*	*0*	*MW*	*0*	*MW*

13 Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

Flow Elnet A/S har til den offentlige høringsversion af netudviklingsplan 2025 modtaget et enkelt høringssvar, som er behandlet i hht. gældende netvirksomhedsbekendtgørelse §21 og §22 vedr. høringsprocessen for netudviklingsplaner.

Høringssvaret vedrører energifællesskabers fleksibilitetspotentiale i fremtidens energisystem og fremstår som et generaliseret høringssvar til landets netvirksomheder. Green Power Denmark har på den baggrund og på vegne af netvirksomhederne i Danmark udarbejdet et fælles svar på høringssvaret. Flow Elnet har forholdt sig til det fælles svar og fundet det repræsentativt for det, der gør sig gældende for Flow Elnets netområde (høringssvar og svar på høringssvar er vedhæftet nederst i dette afsnit).

Flow Elnet har således på baggrund af det modtagne høringssvar genbesøgt forudsætninger og beregninger i den aktuelle netudviklingsplan med det formål at sikre, at der i forhold til fleksibilitet er taget højde for de forhold, der fremhæves i høringssvaret.

Undersøgelsen, der er foretaget på baggrund af indkomne høringssvar har ikke givet anledning til

ændringer i netudviklingsplanen for så vidt angår fleksibilitet, da Flow Elnets netudviklingsplan, som det også er fremhævet i svaret på høringssvaret, ikke tager stilling til, hvordan et fleksibilitetspotentiale udmøntes. Vurderingen er således teknologi- og aktørneutral, idet energifællesskaber ved evt. realisering af fleksibilitetsløsninger kan byde ind på lige fod med andre aktører.

HØRINGSSVAR ENERGIFÆLLESSKABER DANMARK

NETUDVIKLINGSPLANER 2025

Formålet med dette høringssvar er først og fremmest at gøre opmærksom på energifællesskabers potentiale og betydning i fremtidens energisystem i Danmark i forbindelse med udarbejdelsen af netselskabernes netudviklingsplaner.

Energifællesskaber som del af planlægningsgrundlaget

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.

Energifællesskaber i hastig udvikling

Energifællesskaber er en ny aktør i elsektoren, og der pågår for nuværende udviklingsarbejde ifht. at sikre levering af fleksibilitetsydelser og nedregulering af forbruget. Det udviklingsarbejde ønsker vi dialog med netselskaberne om, så energifællesskabers potentiale ift. nedregulering forløses og aktivt bruges som grundlag i fremtidige udviklingsplaner.

Energifællesskaber forstås i øvrigt som det er hensigten fra EU: en sammenslutning af lokale aktører, der i et givent område (bydel, landsby, bofællesskab, erhvervsområde) producerer, deler og forbruger strøm. For flere eksempler på energifællesskaber – se Energifællesskaber Danmarks case-samling fra 2023 **HER**.

Sigtet med energifællesskaber er netop at levere konkrete tiltag og bidrag til nedregulering af forbrug i et givent område. Dette med henblik på enten helt eller delvist fjerne behov for netudbygning i det lokalområde det dækker. Dette på trods af, at de indebærer elektrificering af varme og transport i lokalområdet**.**

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.

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.

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.

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.

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 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**.

Med venlig hilsen

Morten Westergaard & Stephan C. Krabsen
Forperson og næstforperson

ENERGIFÆLLESSKABER DANMARK
Att.: Morten Westergaard & Stephan C. Krabsen
kontakt@energifaellesskaber.dk

Netudviklingsplan 2025 – Svar på høringssvar fra Energifællesskaber Danmark

Tak for jeres høringssvar til vores Netudviklingsplan 2025, som har været udsendt i en høringsversion frem til og med 1. maj 2024. Vi sætter pris på at I gør opmærksom på energifællesskabers potentiale i fremtidens energisystem.

Hovedformålet med vores Netudviklingsplan er at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører, herunder også Energinet, om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet. Netudviklingsplaner skal som dialogværktøj ligeledes understøtte koordinering af netudviklingen på distributions- og transmissionsniveauet og samlet set understøtte en samfundsøkonomisk fornuftig udvikling af elforsyningsnettet i Danmark.

Det er ikke vores opfattelse at der er set bort fra energifællesskaber i netudviklingsplanen. Ved vurdering af fleksibilitetspotentialer er der udelukkende set på, hvor 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.

Med revision af elforsyningsloven pr. 1 maj 2023 (L37 - Lov om ændring af lov om elforsyning og lov om afgift af elektricitet1) blev det gjort muligt at oprette virtuelle målepunkter til måling og (kollektiv) afregning af elnetkunder. Den kollektive afregning er en forudsætning for, at netselskaberne har kunnet udvikle modeller for lokal kollektiv tarifering. Da denne lovændring er relativt nylig, findes der i skrivende stund ingen godkendte tarifmodeller for lokal kollektiv tarifering.

I marts 2024 har Cerius-Radius anmeldt en model der skal gøre det muligt for sammenslutninger af netbrugere at blive lokalt kollektivt tariferet. I de øvrige netselskaber er vi inspireret af modellen og overvejer for tiden, om vi kan anmelde noget lignende.

Vi ser som netselskabsbranche frem til at få skabt et erfaringsgrundlag for tarifering af lokale kollektiver, og vi vil løbende drøfte, hvordan lokalt kollektive tariferingsløsninger passer ind i produktporteføljen af værditilbud til vores kunder.

Med venlig hilsen

Flow Elnet A/S
Martin S. Nielsen
Netplanlægger