

Begrænsninger og muligheder i elnettet

SEPTEMBER 2025

Udarbejdet af:



PlanEnergi

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Region
Hovedstaden

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6 tv.
1457 København K
www.eaea.dk

Og

PlanEnergi
Jyllandsgade 1
9520 Skørping
www.planenergi.dk

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Region
Hovedstaden

Indhold

1. Indledning og sammenfatning	4
2. Elnettet	7
2.1. Transmissionsnettet	8
2.2. Distributionsnettet	8
2.3. Tilslutning i distributionsnettet	9
3. Begrænsninger i elnettet	12
3.1. Transmissionsnettet	12
3.2. Distributionsnettet	14
4. Elnetomkostninger	17
4.1. Geografisk differentierede tilslutningsbidrag	18
4.2. Tilslutning med begrænset netadgang (BNA) i distributionsnettet	21
4.3. Ny transmissionstarifering for forbrug i distributionsnettet	22
4.4. Tilslutningsomkostninger i transmissionsnettet	23
4.5. Direkte linjer	23



1. Indledning og sammenfatning

Formålet med denne arbejdsplan er at undersøge elnettets nuværende og fremtidige kapacitetsmæssige begrænsninger samt at identificere de områder, hvor der er størst potentiale for tilslutning af store elforbrugende teknologier såsom varmepumper og elkedler. Effektiv tilslutning af store elforbrugere kræver tæt koordinering mellem netselskaber, myndigheder og udviklere allerede i de tidlige faser af projektudviklingen. Analysen skal danne grundlag for en strategisk og målrettet placering af disse teknologier, hvilket vil understøtte en effektiv integration og sektorkobling mellem el- og varmesystemet.

Elnettets begrænsninger

Frem mod 2040 forventes hovedstadsområdet at have forbrugsdrevet behov for udbygning af elnettet som følge af elektrificering af transport, industri og opvarmning, nye datacentre og eventuelt PtX anlæg. Samtidig har hovedstadsområdet begrænsede arealer til vindmøller og store solcelleanlæg. Fleksible forbrugsløsninger, som kan tilpasses VE-elproduktion og netbelastning, bliver vigtige for at reducere udbygningsbehov og sikre en stabil elforsyning. Resten af Sjælland oplever mere balanceret vækst i forbrug og produktion med bedre kapacitet til nye forbrugstilslutninger.

Omkostninger og adgang til elnettet

Placering af store elforbrugere i elnettet afhænger grundlæggende af to forhold: hvad det koster at blive tilsluttet, og hvor hurtigt kan en tilslutning etableres?

Green Power Denmark udgav i 2024 en *"Branchevejledning for ny metode for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet"*. Forslaget, som endnu ikke er godkendt af Forsyningstilsynet, har til formål at skabe økonomiske incitamenter for placering af store elforbrugsanlæg i områder med overskud af elproduktion. Geozonekortet viser at størstedelen af hovedstadsområdet er forbrugsdomineret, hvilket indebærer, at forbrugsanlæg vil skulle betale de højeste tilslutningsgebyrer, dvs. kategorien grøn. Der er enkelte undtagelser med gule – og i enkelte tilfælde røde områder – på Amager, på Vestegnen, langs nordkysten ved Roskilde og omkring Køge.

Cerius-Radius gør dog opmærksom på, at forholdene i elnettet ikke er statiske. Kapacitetssituationen ændrer sig løbende som følge af planlagte netudvidelser, ændret forbrugsadfærd og afsluttede eller udskudte tilslutningsprojekter. Det betyder, at et område, der i dag er produktionsdomineret, godt kan blive forbrugsdomineret over tid – og vice versa. Da Cerius-Radius ikke definerer efterspørgslen på produktion og forbrugsanlæg, har selskabet ikke mulighed for at oplyse, hvordan det forventer, at geozonekortet vil udvikle sig over tid.

Det er Ea Energianalyse vurdering, på baggrund af dialog med Cerius-Radius og gennemgang af selskabets netudviklingsplan, at man bør planlægge efter, at hovedstadsområdet som hovedregel vil ligge i grøn produktionszone. Undtagelser kan være det sydligste dele af regionen, omkring Køge, fordi der kan være tale om mere strukturelle forskydninger. I det omfang fjernvarmeselskaber ønsker at 'shoppe' efter gule eller røde områder, skal fokus rettes mod områder, hvor der forventes etableret større produktionsanlæg i fremtiden, fx solcelle- eller vindmølleparker.

I forhold til at sikre en hurtig adgang til elnettet peger netselskaberne på fordelene ved tilslutning i koblingsstationer. Koblingsstationer er centrale knudepunkter i elnettet, hvor spændingen ofte transformeres og – specielt for koblingsstationer – fordeles videre. Tilslutning tæt på eller direkte til en koblingsstation kan være fordelagtigt, da man kommer tættere på transmissionsnettet, og dermed indføddningen til distributionsnettet. Derudover er der oftere fysisk plads omkring koblingsstationerne ligesom der i nogle tilfælde kan være ledige felter (pladser til nye tilslutninger). Det er vigtigt at bemærke, at man ikke på forhånd kan regne med, at en tilslutning kan finde sted i en koblingsstation. I stedet opfordrer Cerius-Radius til, at man tager dialogen med dem.

Begrænset netadgang

Netselskaberne peger endvidere på tilslutning med begrænset netadgang (BNA) som en mulighed for at opnå en hurtigere og billigere tilslutning mod til gengæld at acceptere visse begrænsninger i elforbruget.

BNA-konceptet bygger på, at elforbruget kan reduceres eller helt afbrydes i perioder med høj belastning på elnettet. Det er derfor særligt relevant for forbrugere, der har fleksible forbrugsmønstre – eksempelvis fjernvarmeselskaber med elkedler eller varmepumper, som kan kobles ud i spidsbelastningsperioder. Netselskaber som Cerius og Radius bruger BNA som et værktøj til at øge fleksibiliteten i nettet og til at udnytte kapaciteten bedre, uden at gå på kompromis med forsyningssikkerheden. BNA-modellen er på det seneste blevet raffineret så der ikke nødvendigvis sker en fuld udkobling, men derimod en pro-rata nedjustering med fx 10–20 % i udvalgte perioder med netfejl eller meget høje belastninger.

Når en BNA-aftale indgås, udarbejder netselskabet et uforpligtende estimat for, hvor ofte kunden må forventes at blive afbrudt. Historisk har BNA-kunder typisk oplevet 1–2 afbrydelser om året, men hyppigheden vil formentligt stige i takt med øget belastning på elnettet. Jo flere der tilslutter sig, jo flere er der om at dele den kapacitet, der er til rådighed som BNA.

Tilslutningsomkostningen for BNA bestemmes af de faktiske tilslutningsomkostninger og vil derfor variere fra projekt til projekt. Som et groft estimat kan det antages, at en BNA-tilslutning vil koste omkring 20% af fuld netadgang.

Forbrugere tilsluttet i transmissionsnettet kan ligesom forbrugere i distributionsnettet vælge at blive tilsluttet med begrænset netadgang. Energinet tilbyder desuden midlertidig netadgang, som indebærer, at en forbruger (eller producent) kan opnå adgang til elnettet i en tidsbegrænset periode, selvom der endnu ikke er tilstrækkelig, varig netkapacitet til en fuld tilslutning. Brugeren får dermed mulighed for at tilslutte sig og bruge nettet midlertidigt, frem til den nødvendige netudbygning er gennemført. Forbrugere med midlertidig netadgang prioriteres over forbrugere med begrænset netadgang.

Energinet har desuden anmeldt en metode til Forsyningstilsynet¹, som giver mulighed for, at forbrugere, der forsynes fra distributionsnettet og er tilsluttet på 10 kV-niveau eller højere, kan opnå tilslutning til det kollektive distributionsnet med en betingelse om afbrydelighed i forhold til transmissionsnettet. Det forudsætter, at brugeren allerede er tilsluttet distributionsnettet med afbrydelighed over for distributionssystemet. Til gengæld for denne afbrydelighed betales en reduceret transmissionstarif svarende til 1/3 af omkostningerne relateret til infrastruktur (nettab undtaget), hvilket svarer til en besparelse på ca. 3 øre/kWh. Energinet giver ligesom distributionsselskaberne en uforpligtende vurdering af, hvor ofte man bliver afbrudt, hvis man tilsluttes med BNA. Dialogen med Energinet peger på, at risikoen for afbrydelser vil være større i centrum af København end i for eksempel den sydvestlige del af regionen, pga. de strukturelle flaskehalse i transmissionsnettet fra Syd- og Midtsjælland og ind mod byen.

¹ Energinet (2024). "Begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for forbrugsanlæg i distributionsnettet" <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638757418083541938/Medtoedeanmeldelse%20-%20Begr%C3%A6nset%20netadgang%20for%20forbrug%20i%20DSO-nettet.PDF>

2. Elnettet

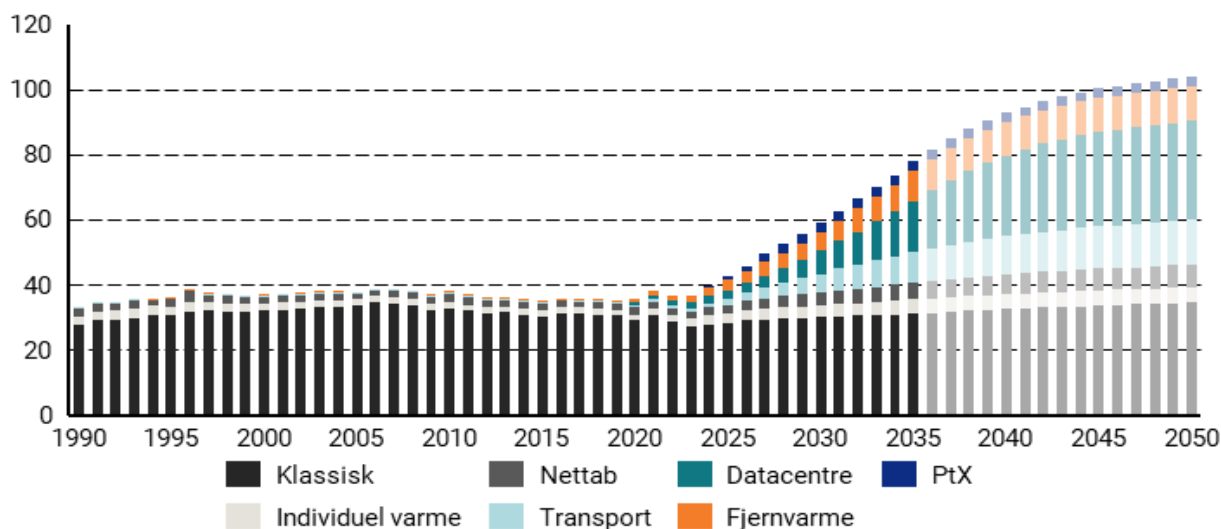
I takt med, at Danmark udfaser brændsler i fjernvarmesektoren, får store eldrevne varmepumper og elkedler en stadigt mere central rolle i den grønne omstilling. Varmepumper muliggør klimavenlig varmeproduktion ved at udnytte vedvarende energikilder og lavtemperaturressourcer som overskudsvarme, spildevand og havvand. Samtidig er særligt elkedlerne meget effektkrævende, hvilket øger belastningen på elnettet og skaber flaskehalse, hvis der ikke foretages omfattende og omkostningstunge netforstærkninger. I praksis vil netselskabet altid sikre, at der ikke opstår flaskehalse ved enten at udvide overførselskapaciteten, eller ved at etablere dedikeret styring af specifikke forbrugere (med begrænset netadgang, uddybes senere), så man netop undgår disse situationer.

Ifølge Radius kræver nye produktionsanlæg i MW-klassen næsten altid en omfattende bagvedliggende forstærkning – det er mere reglen end undtagelsen. Forsyningssikkerheden bliver samtidig en kritisk faktor, særligt ifm. et kraftigt stigende elforbrug. For at sikre, at strømmen altid er tilgængelig, også under fejl eller nedbrud, skal elnettet kunne opretholde stabil drift selv ved tab af en eller flere komponenter – det såkaldte N-1- eller N-2 kriterium (*Se faktaboks om flaskehalse og forsyningssikkerhed*).

- **Flaskehals:** En flaskehals opstår, når elnettet ikke har tilstrækkelig kapacitet til at transportere den ønskede mængde strøm – enten fordi der er for meget produktion i forhold til, hvad nettet kan føre videre, eller fordi forbruget overstiger den lokale netkapacitet. Det kan føre til, at nye elbase-rede fjernvarmeproduktionsenheder ikke kan tilsluttes uden omfattende netforstærkninger. Disse flaskehalse kan have alvorlige konsekvenser for både elproducenter, forbrugere og samfundsøkonomien som helhed.
- **Forsyningssikkerhed:** Forsyningssikkerhed handler om at sikre, at der altid er strøm til rådighed – også i tilfælde af fejl eller nedbrud i nettet. Det kan løses på mange måder blandt andet ved at have redundante systemer og komponenter så en eller flere fejl eller uheld kan håndteres. Det kaldes N-1 eller N-2 princippet. Tallet efter bindestregen beskriver hvor mange fejl der kan håndteres mens driften af elnettet opretholdes

Store varmepumper og elkedler er ikke kun spillere i varmemarkedet – de kan også fungere som fleksible elforbrugere, der aktiveres i takt med variationerne i produktionen af vedvarende energi. Ved at øge forbruget, når der er overskud af el fra vind og sol, og reducere det ved spidsbelastninger, kan disse enheder hjælpe med at balancere elsystemet. Denne fleksibilitet gør dem til vigtige aktører i fremtidens energisystem, men stiller også krav til avanceret styring og tæt koordinering mellem fjernvarmeselskaber, netselskaber og myndigheder.

Som det fremgår af figur 1 nedenfor, forventer Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at elforbruget i Danmark vil stige markant frem mod 2040 – især som følge af elektrificeringen af varmesektoren, elkøretøjer, Power-to-X og datacentre. Den elbaserede fjernvarmeproduktion udgør en væsentlig del af væksten.



Figur 1: Fremskrivning af udviklingen i elforbrug (TWh) i Danmark, opdelt på sektorer. Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Klimastatus og -fremskrivning 2025.

Elnettet består af to hoveddele: transmissionsnettet og distributionsnettet.

2.1. Transmissionsnettet

Transmissionsnettet (>100 kV) transporterer elektricitet over lange afstande og forbinder forskellige landsdele samt Danmark med nabolandene. Det drives af Energinet og opererer ved høje spændingsniveauer, typisk mellem 132 kV og 400 kV.

- Transmissionsnettet sikrer effektiv transport af elektricitet fra kraftværker og vindmølleparker til distributionsnettet og store industrielle forbrugere, hvor højspænding minimerer nettab.
- Det har kapacitet til store mængder elektricitet og er designet til at opretholde forsyningssikkerheden, også under høje belastninger.
- Energinet køber systemydelser, herunder balancering af produktion og forbrug samt håndtering af flaskehalse, for at sikre en stabil elforsyning.

Elforbrugere med et effektbehov på mere end 80-100 MW vil typisk blive tilsluttet direkte på transmissionsnettet.

2.2. Distributionsnettet

Distributionsnettet leverer elektricitet til individuelle forbrugere på lavere spændingsniveauer. På Sjælland ejes og drives det af Radius (Nordsjælland og Storkøbenhavn) og Cerius (resten af Sjælland, på nær Slagelse, Korsør og Helsingør) og opererer op til 50 kV.

- Distributionsnettet distribuerer elektricitet fra transmissionsnettet til husholdninger, mindre virksomheder og lokale industrier.
- Det arbejder typisk ved spændingsniveauer fra 0,4 kV til 50 kV:

- Lavspændingsnet (0,4 kV): Husholdninger og små virksomheder.
- Mellemspændingsnet (10 kV): Større erhverv og varmepumper op til ca. 2–10 MW el-effekt.
- Regionalt højspændingsnet (30–50 kV): Tilslutningspunkt for større varmepumper, elkedler og industrielle forbrugere. Typisk effekter mellem 10 og 70 MW.

På det regionale højspændingsnet (30-50 kV) findes der tre overordnede typer netstrukturer:

- Radialstruktur
 - Enkelt net med én forsyningsvej fra station til forbruger, uden alternative veje.
- Ringstruktur
 - Forbrugere koblet i en ring, som normalt drives som åbne radialer, men med mulighed for omlægning ved fejl.
- Formasket struktur (maskenet)
 - Tæt forbundet net med flere samtidige forbindelser mellem stationer og forbrugere, hvor strømmen kan flyde ad flere veje.

Radial- og ringstrukturer er mest udbredt i Jylland, mens formasket net primært findes på Fyn og Sjælland, dette fremgår af en rundspørge blandt otte netselskaber. Fordelingen af nettyper i landet er i høj grad historisk betinget og udgør en grundlæggende ramme, som ikke nemt kan ændres på kort eller mellem-langt sigt.

2.3. Tilslutning i distributionsnettet

Tilslutning af store elforbrugsanlæg til det danske elnet er en kompleks proces, som typisk tager mellem 12 og 48 måneder og involverer tekniske, økonomiske og regulatoriske vurderinger. Processen starter med dialog med det lokale netselskab, der vurderer kapaciteten i nettet. Herefter indgås en nettilslutningsaftale, der fastlægger tilslutningspunkt, tekniske krav (f.eks. spændingsstyring og reaktiv effekt), samt eventuelle begrænsninger som begrænset netadgang, hvor anlægget kan blive afbrudt ved spidsbelastninger. Anlægssejeren skal levere detaljeret teknisk dokumentation, som netselskabet godkender, før anlægget kan tilsluttes. Den fysiske tilslutning sker ofte via en transformerstation, og der gennemføres test og idriftsættelse for at sikre, at alle krav overholdes.

Radius har i samarbejde med Dansk Fjernvarme udgivet publikationen "Sæt strøm til fjernvarmen" ([Udgivelser - Radius Elnet](#)), som beskriver procedurer og arbejdsgange i forbindelse med nettilslutning af fjernvarmeanlæg.

I Region Hovedstaden findes omkring 40 store højspændingstransformerstationer, som typisk transformerer strøm fra Energinets 132 kV-kabler til regionale 30–50 kV-kabler. Herfra distribueres strømmen videre via ca. 100 transformerstationer, som omformer 50–30 kV til 10 kV, og videre via mere end 10.000 stationer, der transformerer 10 kV til 0,4 kV, så elektriciteten når helt ud til slutbrugerne.

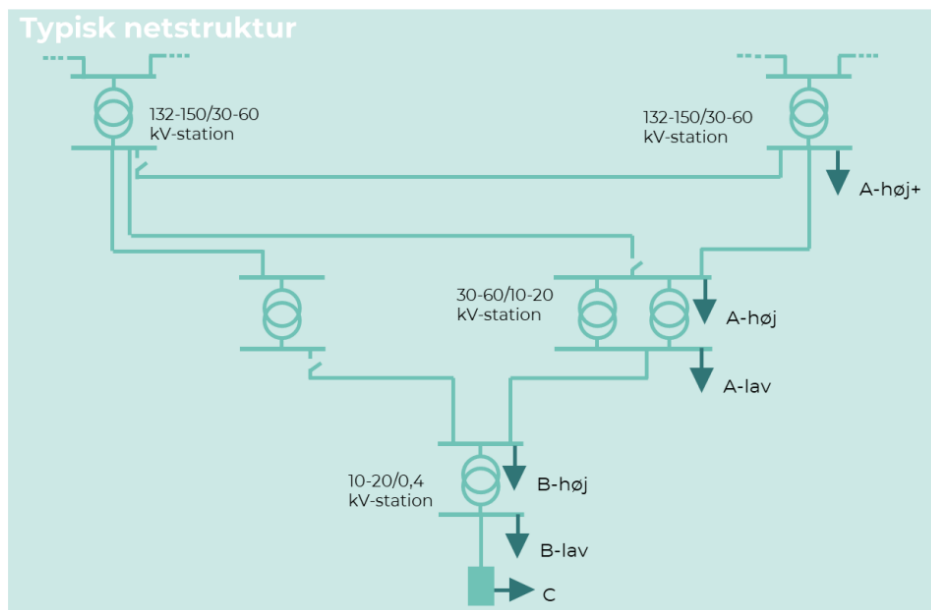


Figur 2: Overblik over højspændingsnettet i Københavnsområdet med transformerstationer fra 400-132 kV til 30-50 kV. Kilde: Kapacitets-kort.dk.

Tilslutning af elforbrugs- og produktionsanlæg sker på forskellige tekniske niveauer, der afspejler spændingsniveau og placering i elnettet. Øverst i hierarkiet findes niveauerne A-høj+ og A-høj, der omfatter meget store anlæg med en effekt på omkring 50 MW med tilslutning omkring hovedtransformere i transmissionsnettet. Niveau A-lav dækker tilslutning på sekundærsiden af 30-60/10 kV-nettet, typisk ved regionalstationer, hvor fx store industrikunder kobles på. Niveau B-høj omfatter tilslutning til mellemspændingsnettet (typisk 10 kV på Sjælland), hvor industrivirksomheder og mellemstore produktionsanlæg tilsluttes på primærsiden af en regional transformerstation. Niveau B-lav dækker tilslutning til sekundærsiden af en 10-20/0,4 kV-station, hvor varmepumper og erhvervsanlæg, der ikke kræver direkte adgang til højspændingsnettet, tilsluttes. Niveau C dækker det lokale lavspændingsnet.

Økonomisk set kan nettilslutning af store varmepumper og elkedler medføre betydelige investeringer i netforstærkninger og tilslutningsomkostninger, hvorfor regulering og tariffer spiller en vigtig rolle for, hvordan disse omkostninger fordeles, og hvordan projekternes realisering understøttes gennem incitamentsstrukturer (læs mere i afsnit 4)

- En varmepumpe med en effekt på 5 MW-el vil typisk tilsluttes på mellemspændingsniveau i distributionsnettet på 10-20 kV, enten som A-lav eller B-høj kunde.
- En stor elkedel med en effekt på 25 MW-el vil typisk tilsluttes på højspændingsniveau i distributionsnettet på 30-60 kV, som A-høj kunde.
 - Meget store elkedler – over 100 MW fordelt på en eller flere enheder – kan i nogle tilfælde tilsluttes direkte i transmissionsnettet på 132-400 kV niveau (A0).



Figur 3: Typisk netstruktur og visualisering af tilslutningsniveauer. Kilde: Green Power Denmark.

Varmepumperne og elkedlernes effektbehov er meget tydelige, når man sammenligner med de nuværende belastninger af elnettet. For eksempel er det maksimale effekttræk i en by som Roskilde ca. 40 MW, mens det i København city er ca. 500 MW og i Østdanmark som helhed ca. 2000 MW.

3. Begrænsninger i elnettet

Ved tilslutning af store elforbrugere vurderes elnettets evne til at håndtere øget belastning, både i transmissions- og distributionsnettet. Følgende centrale faktorer begrænser typisk muligheden for tilkobling:

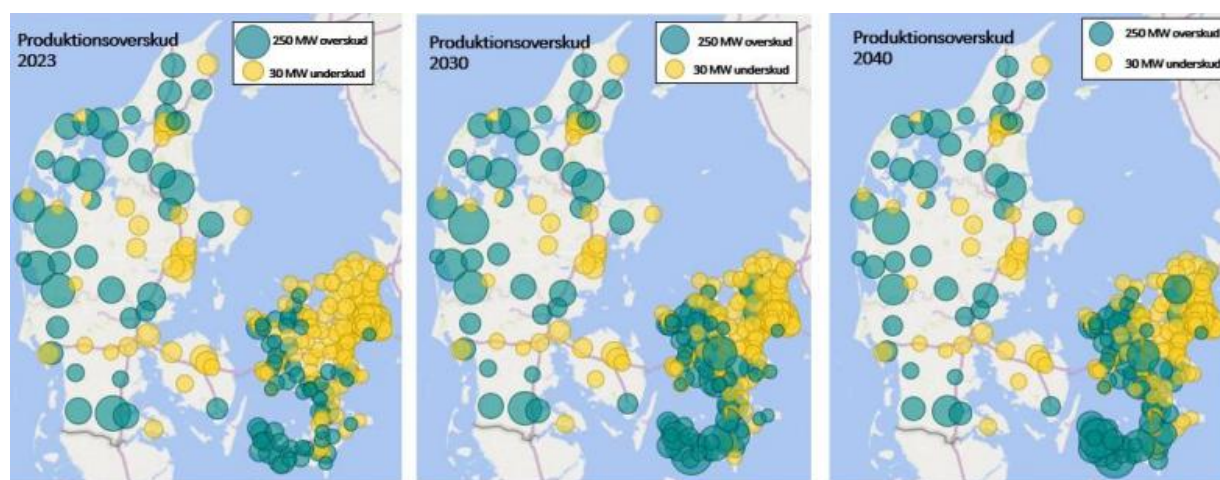
- **Elektrisk kapacitet i ledninger, kabler og transformatorer:** Strømkapaciteten i eksisterende linjestrækninger og kabler er begrænset af termiske grænser og elektriske egenskaber. Overbelastning kan føre til øget temperatur, spændingsfald, materialetræthed og reduceret levetid for netkomponenter. Transformatorstationers maksimale effektkapacitet, som eksempelvis er 10, 20 eller 40 MVA for distributionstransformatorer og 160 eller 240 MVA for transmissionstransformatorer, samt antallet af tilgængelige koblingsfelter i anlægget, kan begrænse tilslutningsmuligheder.
- **Samtidighed:** Elforbruget varierer over tid, og netdimensionering tager udgangspunkt i samtidighedsfaktorer og belastningsprofiler. Store kontinuerlige eller varierende belastninger kan skabe spidslastsituationer, hvor den samlede strøm overskrider netkapaciteten, især i kritiske tidsrum. Dette håndteres via BNA-tilslutninger og styring (se kapitel 4).
- **Forsyningssikkerhed:** Elnettets evne til at opretholde forsyning ved fejl på en enkelt central komponent, såsom en linje eller transformer, skal sikres. Tilslutning af store forbrugere øger kravene til redundans og backupkapacitet, for eksempel gennem dobbeltkoblinger eller ringforbindelser i 10-60 kV net, for at opretholde forsyningssikkerheden.
- **Elkvalitet:** Dynamiske ændringer i forbrug kan medføre spændingsdyk, spændingsubalance og harmoniske strømme. Disse fænomener kan resultere i spændingsforvrængning, som overskrider de tilladte grænser (typisk $\pm 10\%$ spændingsvariation), og kan påvirke netstabilitet og kvalitet for øvrige brugere.
- **Kortslutningsniveau:** Tilslutning af store elforbrugere kan øge netværkets kortslutningsstrøm, hvilket stiller krav til afbryderudstyrets kapacitet til sikkert at afbryde fejlstrømme. Hvis kortslutningsstrømmen overstiger udstyrets evne, kan det forhindre sikker frakobling ved fejl og begrænse tilslutningsmuligheder.
- **Fysisk infrastruktur og pladsbegrænsninger:** Begrænset plads til udvidelse af transformatorstationer, koblingsanlæg og nye tilslutningspunkter, eksempelvis i byområder med eksisterende 10-60 kV stationsbygninger, kan udgøre praktiske barrierer, selv hvor elektrisk kapacitet er til stede.
- **Netstruktur og driftsrobusthed:** Mange distributionsnet er radialt opbyggede på 0,4 kV og 10-20 kV niveau, hvilket øger sårbarheden overfor enkeltfejl. Store forbrugere placeret i enden af sådanne netstrækninger kan opleve øget risiko for strømafbrydelser, medmindre netstrukturen er designet med øget fejltolerance, for eksempel ved indføring af ringforbindelser, dobbeltforsyning eller automatik til hurtig omkobling. På Sjælland – hvor distributionsnettene som udgangspunkt er maskenet – er nettet mindre sårbar overfor enkeltfejl, da strømmen kan løbe flere veje.

3.1. Transmissionsnettet

De tekniske begrænsninger i elnettet får konkrete og vidt forskellige konsekvenser afhængigt af geografi og netstruktur. I nogle dele af landet overstiger elproduktionen nettets kapacitet til at transportere

strømmen væk, mens det i andre områder er det stigende elforbrug, der trækker netkapaciteten til det yderste. Et eksempel på førstnævnte er Lolland-Falster, hvor der allerede i dag produceres store mængder grøn strøm, men hvor de eksisterende transmissionsforbindelser til resten af Sjælland og Danmark ikke er tilstrækkeligt udbyggede. I sådanne tilfælde kan det være udfordrende at tilslutte nye anlæg, og eksisterende anlæg risikerer at få begrænset deres produktion, hvilket betyder, at grøn strøm går tabt.

En anden type udfordring ses i hovedstadsområdet og Nordsjælland, hvor det primært er et voksende elforbrug, der presser elnettet. Figuren nedenfor – fra Energinets *Langsigtede Udviklingsplan 2024* – viser elproduktionsoverskud og -underskud på stationsniveau i 2023 samt i modelberegninger for 2030 og 2040. Figuren illustrerer, at Københavnsområdet og store dele af Nordsjælland allerede i dag er præget af elproduktionsunderskud – altså forbrugsoverskud – og at dette billede fortsætter frem mod 2040.



Figur 4: Produktionsoverskud og -underskud i 2023, 2030 og 2040 i Danmark. Kilde: Energinet.

I København forventes elforbruget at forøges betydeligt frem mod 2040, drevet af elektrificering af transport og varme (store varmepumper og elkedler), PtX (i det omfang projekterne realiseres) og stigende befolkningstal. Det forventes at øge det eksisterende effektunderskud i Københavns, Frederiksberg og Gentofte kommuner, hvor nettet allerede i dag er under pres. Energinet vurderer, at flere centrale 132 kV-forbindelser, fx Ejbygård-Lindevang og Herstedgård-Vejleå, vil være tæt på eller over belastningsgrænsen i visse driftsforhold.

For at afhjælpe dette er der planlagt en række investeringer frem mod 2030–2035:

- Ny 400/132 kV-station ved Ejbygård – skal aflaste det centrale net:
Denne nye transformatorstation vil fungere som en vigtig knudepunktstation, hvor den højspændte transmission (400 kV) omformes til mellemhøj spænding (132 kV). Det vil reducere belastningen på det eksisterende centrale net ved at sprede strømmen mere effektivt og sikre bedre kapacitet og fleksibilitet i netværket.
- Opgradering og reinvestering af gamle kabler, herunder olie-/papirisolerede kabler, der udgør en begrænsning:
Mange af de ældre kabler, især olie- og papirisolerede typer, nærmer sig slutningen af deres tekniske levetid og kan ikke håndtere de fremtidige kapacitetsbehov optimalt, hvor flere kun kan bære 50-70 MW. Opgraderinger og udskiftning af disse kabler vil øge pålideligheden, reducere

risikoen for fejl og gøre det muligt at overføre større mængder elektricitet sikkert, op til 150-200 MW for nye kabler.

- Mulig netopdeling i zoner for bedre spændings- og kortslutningsstyring:
Ved at opdele nettet i mindre zoner kan man opnå en mere målrettet og effektiv styring af spændingsniveauet og kontrollere kortslutningsstrømme bedre. Det forbedrer både nettets stabilitet og sikkerhed, samtidig med at det gør det nemmere at integrere mere vedvarende energi og håndtere lokale belastningsvariationer. Kortslutningsstrømme kan på nogle stationer overstige 40 kA, hvilket udfordrer afbrydernes sikkerhed.

På kort sigt er der behov for driftsmæssige tiltag, fx systemværn (frakobling af dele af elforbruget ved frekvensfald) eller midlertidige tilslutningsbegrænsninger. Desuden anvendes midlertidige markedsløsninger, som kan styre forbrug i belastede perioder, herunder tariffaserede incitamenter eller fleksibilitetsaftaler.

I Nordsjælland og i områderne rundt om Storkøbenhavn er udfordringerne mere afbalancerede, hvor der forventes en moderat vækst i forbrug og elproduktion. Der ses allerede et stigende antal solcelleanlæg, men ikke i mængder, som belaster nettet væsentligt. Tilslutningen af Hesselø Havvindmøllepark (1,2 GW) til station Hovegård vil påvirke transmissionsnettet, men ifølge Energinet kan det håndteres uden større netudvidelser, bl.a. fordi produktionen vil blive fordelt via eksisterende og planlagte netforstærkninger.

Dog er der behov for reinvesteringer i ældre luftledninger og kabler – mange er etableret i 1960'erne og 70'erne og nærmer sig teknisk levetid. En række 132 kV-luftledninger vil derfor blive erstattet med kabler, dels af tekniske hensyn, dels pga. visuelle hensyn i et beboelsesnært område.

3.2. Distributionsnettet

Hvor afsnittet om transmissionsnettet fokuserer på de overordnede kapacitetsudfordringer og investeringer i højspændingsforbindelser mellem større produktions- og forbrugscentre, rettes opmærksomheden her mod distributionsnettet – den del af elnettet, hvor forbrugere er direkte tilsluttet, og hvor lokal belastning og kapacitetsudnyttelse har stor betydning.

Distributionsnettet varetager den sidste del af strømleverancen og påvirkes primært af lokal vækst i elforbrug og produktion fra vedvarende energikilder. I takt med elektrificeringen af opvarmning og transport – især udbredelsen af varmepumper og elbiler – øges presset på den eksisterende infrastruktur. Det medfører risiko for flaskehalse og overbelastning, især i byområder og parcelhuskvarterer, hvor forbruget stiger hurtigt.

Ifølge både Radius' og Cerius' Netudviklingsplaner for 2025 står distributionsnettene over for markante kapacitetsudfordringer. I hovedstadsområdet, hvor Radius opererer, er der identificeret mere end 20 lokalområder med utilstrækkelig kabel- og transformerkapacitet. Mange lokale stationer – typisk dimensioneret til 1–5 MW – er allerede tæt på eller over belastningsgrænsen. På baggrund af dialog med fjernvarmeselskaberne i Cerius-Radius område (størstedelen af Østdanmark), har selskaberne identificeret et behov på i alt 1300 MW elkapacitet.

For at imødekomme dette pres planlægger begge netselskaber investeringer i udbygning og forstærkning af kabler og transformerstationer. Radius forventer massive investeringer i milliardklassen. . Samtidig satser selskaberne på fleksible løsninger som aktiv belastningsstyring, smart grid-teknologier og udnyttelse

af data fra intelligente målere. I dag installeres ca. 33% af 10-20/0,4 kV stationer på landsplan med automatisk styring af feltafgangene i stationen.

Sammenfattende viser planerne fra Cerius og Radius, at fremtidens distributionsnet kræver en balanceret indsats: investeringer i infrastruktur, modernisering af ældre net og øget fleksibilitet i forbruget. Store elforbrugere som elkedler bør derfor ikke kun placeres med henblik på transmissionsnettet, men også under hensyn til den lokale kapacitet og mulighederne for fleksibel drift i distributionsnettet.

Hvor er der plads i elnettet?

Placering af store elforbrugere i elnettet afhænger grundlæggende af to forhold: hvor hurtigt en tilslutning kan etableres, og hvad det koster at blive tilsluttet. Spørgsmålet om omkostninger behandles i næste afsnit, men først belyses tilgængelighed og kapacitet i elnettet som afgørende faktorer for tidsmæssig realisering.

Netselskaberne – herunder distributionsselskaberne – offentliggør i dag kapacitetskort for elproduktion, som viser, hvor der er ledig kapacitet til at tilslutte ny elproduktionskapacitet. Disse kort er et vigtigt værktøj i planlægningen af eksempelvis solcelle- og vindmølleprojekter. Derimod findes der ikke tilsvarende offentlige kort for tilslutning af forbrug. Man kunne foranlediges til at antage, at produktionskapacitetskortene – fx ved at vende deres logik – også kan indikere ledig kapacitet til elforbrug, men dette er ikke nødvendigvis tilfældet. Det skyldes bl.a., at der findes transformerstationer og netstrækninger, som har kapacitet i begge retninger (produktion og forbrug), og hvor en stor tilslutning på forbrugssiden ikke nødvendigvis fortrænger yderligere produktion. Derfor er der behov for mere målrettet information om kapaciteten til at tilslutte forbrug.

For at belyse denne problematik nærmere blev der i maj/juni 2025 gennemført en dialog med netselskabet Radius-Cerius. Dialogen havde fokus på kapacitetsbegrænsninger i distributionsnettet i deres forsyningsområder og mulige geografiske områder, hvor ny forbrugskapacitet med fordel kan placeres.

En væsentlig pointe fra dialogen var fordelene ved tilslutning til eller tæt på koblingsstationer. Koblingsstationer er centrale knudepunkter i elnettet, hvor spændingen ofte transformeres og – specielt for koblingsstationer - fordeles videre. Tilslutning tæt på eller direkte til en koblingsstation kan være fordelagtigt, da man er tættere på det overliggende transmissionsnet, som er det, som føder store mængder strøm ind i distributionsnettet. Derudover kan der i nogle tilfælde være ledige felter (pladser til nye tilslutninger). Det er en fordel, hvis stort forbrug skal placeres i København, hvor især plads kan være en udfordring. I København er der en ring af 132/30 kV koblingsstationer:

- Bellahøj
- Nyborggade
- Lindevang
- Vigerslev
- H.C. Ørsted Værket
- Amagerværket
- Amager
- Kastrup
- Adelgade
- Nordhavn

Meget store enheder med højt forbrug og høj effekt bør overveje tilslutning på højspændingsniveau, fremfor lavspændings- eller mellemspændingsniveau. Dette bidrager til at aflaste distributionsnettet og kan være både teknisk og økonomisk fordelagtigt. Man skal dog holde sig for øje, at det er netselskabet, som anviser tilslutningspunkt. Netselskabet tager gerne udgangspunkt i kundens ønsker, men det er ikke sikkert, at de kan blive opfyldt.

Energinet oplyser, at der ikke er specifikke, geografiske flaskehalse i transmissionsnettet. Dog er det Energinets vurdering, at fjernvarmeselskaber, som anvender tilslutning med begrænset netadgang (BNA) (se næste kapitel), risikerer at blive afbrudt oftere, hvis de lokaliserer sig centralt i København fremfor for eksempel på Vestegnen.

Endelig lægger Radius-Cerius vægt på et tæt samarbejde med kommuner og fjernvarmeselskaber. Disse aktørers planer for udbygning af fjernvarme og især elbaseret varmeproduktion har direkte indflydelse på elnettets belastning. Ved at koordinere tidligt i processen kan man identificere lokaliteter, hvor der både er ledig elnetkapacitet og varmebehov, hvilket understøtter effektiv og sammenhængende infrastrukturudvikling.

4. Elnetomkostninger

Elforbrugere i Danmark betaler i dag en række tariffer for at bruge elnettet. Disse tariffer dækker omkostningerne ved at drive, vedligeholde og udbygge elnettet – både på distributions- og transmissionsniveau.

Indtil for få år siden var tarifstrukturen enkel:

- **Tilslutningsbidrag:** En éngangsbetaling for at blive koblet på elnettet.
- **Energiafhængig tarif:** En fast tarif per kWh for den elektricitet, man forbrugte.

Denne model var simpel, men tog ikke højde for, hvornår eller hvordan strømmen blev brugt – hvilket er vigtigt for at afspejle den reelle belastning af elnettet.

For at skabe en mere omkostningsægte og incitamentsgivende tarifstruktur har elnetselskaberne indført nye modeller – først Tarifmodel 2.0 og siden Tarifmodel 3.0.

Disse modeller tager højde for:

- **Tidspunkt for forbrug:** Højt forbrug i spidsbelastningsperioder (typisk morgen og sen eftermiddag/aften) belaster nettet mere og er derfor dyrere.
- **Effekttræk og fleksibilitet:** Forbrugere, der kan flytte eller afbryde forbrug, kan aflaste nettet og opnå lavere tariffer.

Baggrunden er, at elektrificeringen (fx elbiler og varmepumper) øger belastningen på nettet. Elnettet er dermed blevet en knap ressource, og der er behov for at styre belastningen smartere – både for at undgå overbelastning og for at minimere investeringsbehovet.

1. Distributionstariffer (betales til det lokale netselskab):

- Energiafhængig tarif (øre/kWh): Varierer med tidspunkt (spids, høj, lav last).
- Abonnement (kr./år): Per tilslutningspunkt
- Effektbaseret tarif (kr./kW): For større eller fleksible forbrugere – afhænger af højeste effekttræk i en periode.
- Tilslutningsbidrag: Éngangsbetaling ved nettilslutning eller kapacitetsudvidelse.

2. Transmissionstariffer (betales til Energinet):

- Nettarif (øre/kWh): Dækker investering, drift og vedligeholdelse af transmissionsnettet.
- Systemtarif (øre/kWh): Dækker omkostninger til systemydelser (bl.a. reservekapacitet) og systemansvar.

- Abonnement (kr./år): Per tilslutningspunkt

Radius og Energinets aktuelle tariffer fremgår af følgende hjemmesider:

- Radius tariffer: <https://radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement/>
- Radius tilslutningsbidrag: <https://radiuselnet.dk/tilslutningsbidrag/>
- Energinet tariffer: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/>

Tarifstrukturerne er under fortsat udvikling for bedre at understøtte elektrificeringen og den grønne omstilling. Udover at differentiere efter tidspunkt for forbrug (fx spidslast vs. lavlast), arbejder netselskaberne nu også på at indarbejde et geografisk element i tarifferne. Formålet er, at tarifferne i højere grad skal afspejle ikke blot *hvornår*, men også *hvor* strømmen bliver brugt.

I det følgende drøftes det, hvordan elnetomkostningerne kan udvikle sig i de kommende år. Beskrivelsen er baseret på branchevejledninger og interviews med Radius elnet og Energinet.

Vi redegør også for muligheden for at tilslutning med begrænset netadgang, som er et produkt, der allerede tilbydes af distributionsselskaberne:

4.1. Geografisk differentierede tilslutningsbidrag

Omkostningerne for tilslutning af store forbrugsanlæg kan være betydelige og omfatter både tilslutningsbidrag og eventuelle udgifter til netforstærkning, som anlægsejeren helt eller delvist kan blive pålagt.

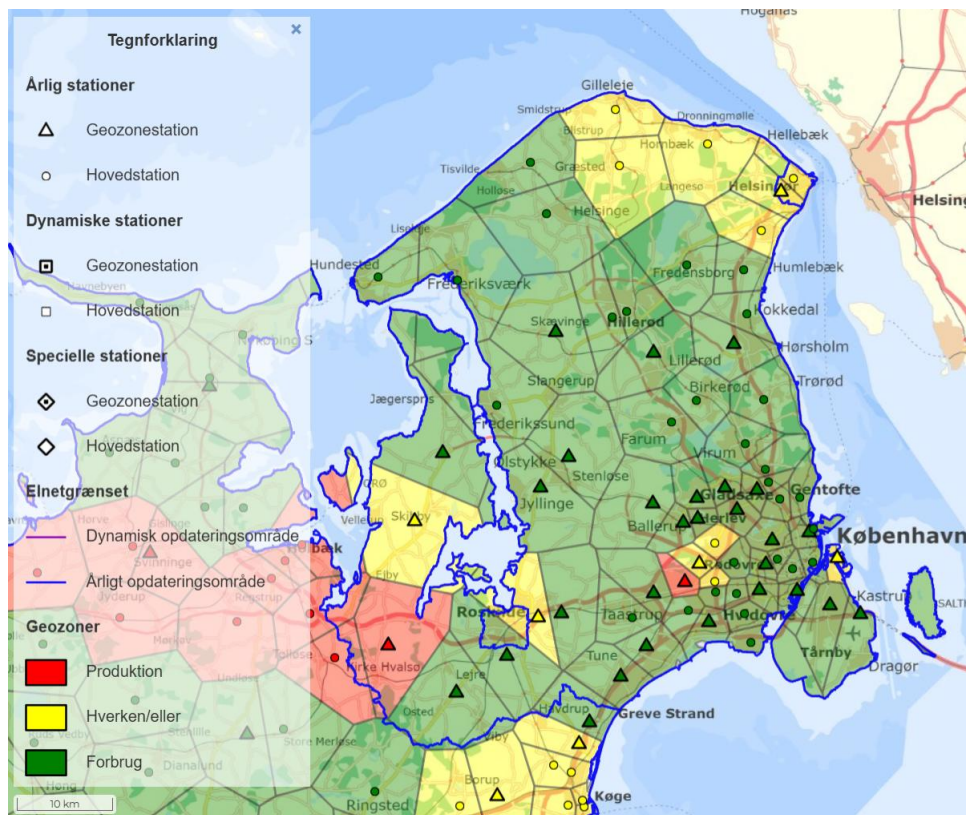
- **Tilslutningsbidraget** er et engangsbeløb, som anlægsejeren betaler til netselskabet for at blive koblet på elnettet. Det dækker udgifter til koblingsudstyr og eventuelle tilpasninger i transformerstationer og behovet for netforstærkninger (se nedenfor). Prisen afhænger af tilslutningspunktet dvs. kundekategorien. Jo højere spændingsniveau, desto lavere er prisen pr. kW, men til gengæld er kravene til teknisk udstyr og dokumentation højere. Bemærk, at kunden (fx fjernvarmeselskabet) selv skal stå for at fremføre stikkablet fra forbrugsanlægget til tilslutningspunktet i den anviste hovedstation/netstation og kunden ejer og driver selv alle elektriske anlæg frem til tilslutningspunktet. Kunder, som tilsluttes med begrænset netadgang (se næste afsnit), kan nøjes med at betale de faktiske tilslutningsomkostninger.
- **Netforstærkning:** Hvis det eksisterende elnet ikke har tilstrækkelig kapacitet til at håndtere det nye forbrug, kan det være nødvendigt at forstærke nettet. Det kan indebære udskiftning af kabler, etablering af nye transformerstationer eller opgradering af højspændingsforbindelser.

For produktionsanlæg arbejder Energinet og netselskaberne i dag med geozoner, som tager hensyn til at der er forskel på i tilslutningsomkostninger afhængigt af, om området er domineret af forbrug eller produktion. Områder, som er domineret af forbrug (grønne zoner), tilbydes forholdsvis lave tilslutningsomkostninger, områder hvor produktion og forbrug er omtrentlige ligeværdige (gule zoner) tilbydes middel tilslutningsomkostninger, mens områder med høj belastning af produktion (røde zoner) er dyrest at

tilslutte i. I dag anvendes geozonerne kun for produktionsanlæg, men der er planer om at overføre principperne på store forbrugsanlæg (uddybes nedenfor). Det betyder, at det i fremtiden kan blive økonomisk mere attraktivt at placere store elforbrug i produktionsdominerede områder, hvilket samtidig vil understøtte en mere effektiv udnyttelse af elnettet.

Der er tre geozoner, som opdateres mindst en gang årligt baseret på måledata og nettilslutningsaftaler:

- **Rød Geozone:** Produktionsdominerede områder, hvor der er et overskud af elproduktion.
- **Gul Geozone:** Områder med en blanding af produktion og forbrug.
- **Grøn Geozone:** Forbrugsdominerede områder, hvor der er et underskud af elproduktion.



Figur 5: Geozonekort for produktion per 1. januar 2025. Geozonekortet kan findes her: [GPD-Geozonekortet](#). Kortet bliver opdateret én gang årligt.

Green Power Denmark udgav i 2024 en *"Branchevejledning for ny metode for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet"*, som beskriver en ny metode for standardtilslutningsbidrag for forbrugskunder i eldistributionsnettet. Forslaget har til formål at skabe økonomiske incitamenter for placering af store elforbrugsanlæg i områder med overskud af elproduktion.

Branchevejledningen angiver, at når nye nettilslutningsaftaler indgås, fastlægges geozonen baseret på samme geozonekort som for produktion, men med modsat sammenhæng mellem omkostning og geozone. Ligesom i dag vil 67% af omkostningerne til tilslutning og netforstærkninger blive opkrævet over tilslutningsbidraget, mens de resterende 33% opkræves via de løbende tariffer.

Kundekategori	Geozone		
	Grøn [kr./kW]	Gul [kr./kW]	Rød [kr./kW]
Små 1- og 3-fasede installationer på 1 kW	1.345	1.345	1.345
C	1.345	1.345	1.345
B-lav	1.200	1.200	1.200
B-høj	1.120	860	560
A-lav	995	730	435
A-høj	775	600	405
A-høj+	270	210	145
A-høj+maske	270	210	145

Figur 6: Fremtidige tilslutningsgebyrer ifølge Branchevejledning for ny metode for standardtilslutningsbidrag for leveringsomfang til eldistributionsnettet

Branchevejledningen bygger ligesom de nuværende tariffer på "Vandfaldsprincippet", hvor kunden bidrager til de komponenter, der er nødvendige for at levere den effekt, som kunden har brug for til drift af sin forbrugsinstallation. Princippet er benyttet i den løbende forbrugstarifiering og producentbetalingsmodellen. Kunder tilsluttet på lavere spændingsniveauer benytter flere komponenter og giver anledning til flere omkostninger end kunder tilsluttet på højere spændingsniveauer.

Eksempel: En kunde tilsluttet på 0,4 kV-niveau (C-kunde) vil benytte komponenter fra 50-60 kV-niveauet ned til 0,4 kV-niveauet. En kunde tilsluttet på 10 kV-niveau (B-høj-kunde) vil benytte færre komponenter, da de ikke benytter 0,4 kV-komponenterne.

Geozonekortet i dag og i fremtiden

Som det fremgår af geozonekortet, er størstedelen af hovedstadsområdet forbrugsdomineret, hvilket indebærer, at forbrugsanlæg vil skulle betale de højeste tilslutningsgebyrer dvs. kategorien grøn på produktionskortet. Der er enkelte undtagelser med gule – og i enkelte tilfælde røde områder – på Amager, på vestegnen, langs nordkysten ved Roskilde og omkring Køge.

Cerius-Radius gør imidlertid opmærksom på, at forholdene i elnettet ikke er statiske. Kapacitetssituationen ændrer sig løbende som følge af planlagte netudvidelser, ændret forbrugsadfærd og afsluttede eller udskudte tilslutningsprojekter. Det betyder, at et område, der i dag er produktionsdomineret, godt kan blive forbrugsdomineret over tid – og vice versa. Cerius-Radius har ikke mulighed for at oplyse, hvordan selskabet forventer, at geozonekortet vil udvikle sig over tid.

Det er Ea Energianalyse vurdering på baggrund af dialogen med Cerius-Radius og gennemgang af selskabets netudviklingsplan, at man bør planlægge, efter at hovedstadsområdet som hovedregel vil ligge i grøn zone. Undtagelser kan være det sydligste dele af regionen, omkring Køge, fordi der kan være tale om mere strukturelle forskydninger. I det omfang fjernvarmeselskaber ønsker at 'shoppe' efter gule eller røde områder, skal fokus rettes mod områder, hvor der forventes etableret større produktionsanlæg i fremtiden, fx solcelle- eller vindmølleparker.

Ingen planer for geografiske differentierede tilslutningsbidrag på TSO-niveau

Energinet offentliggør ligesom distributionsselskaberne et geozonekort, som er styrende for, hvor store tilslutningsbidrag produktionsanlæg skal betale for at komme på nettet. Produktionsanlæg betaler tilslutningsbidrag til Energinet, uanset om de tilsluttes på distributionsniveau eller transmissionsniveau. Lyseblå områder er forbrugsdominerede, og mørkegrønne områder er produktionsoverskudsområder. Det fremgår af kortet nedenfor, at hele hovedstadsområdet er forbrugsdomineret. Energinet oplyser imidlertid, at der ikke er planer om at indføre geografisk differentierede tilslutningsbidrag for forbrugsanlæg.



Figur 7: Energinets geozonekort for tilslutnings af produktionsanlæg. Lyseblå områder er forbrugsdominerede på TSO-niveau og mørkegrønne områder er produktionsoverskudsområder.

4.2. Tilslutning med begrænset netadgang (BNA) i distributionsnettet

Begrænset netadgang (BNA) er en frivillig aftalemodel, som giver mulighed for at blive tilsluttet elnettet i områder med kapacitetsmangel. Normalt ville en forbruger i sådanne områder skulle vente på en netudbygning, men med BNA kan man opnå en hurtigere og billigere tilslutning mod til gengæld at acceptere visse begrænsninger i elforbruget.

Konceptet bygger på, at elforbruget kan reduceres eller helt afbrydes i perioder med høj belastning på elnettet. Det er derfor særligt relevant for forbrugere, der har fleksible forbrugsmønstre – eksempelvis fjernvarmeselskaber med elkedler eller varmepumper, som kan kobles ud i spidsbelastningsperioder. Netselskaber som Cerius og Radius bruger BNA som et værktøj til at øge fleksibiliteten i nettet og til at udnytte kapaciteten bedre, uden at gå på kompromis med forsyningssikkerheden. BNA-forbrugere fungerer i praksis som en slags "systemværn", hvor det eksempelvis kan være nødvendigt at reducere det tilsladte elforbrug med 10–20 % i udvalgte perioder. Når en BNA-aftale indgås, udarbejder netselskabet et uforpligtende estimat for, hvor ofte kunden må forvente at blive afbrudt. Historisk har BNA-kunder typisk oplevet 1–2 afbrydelser om året, men hyppigheden kan stige i takt med øget belastning på elnettet.

BNAs er kun muligt, hvor det er teknisk og driftsmæssigt forsvarligt, og det kræver, at forbrugeren accepterer en begrænset rådighed over netkapaciteten. Økonomisk adskiller BNA sig fra en almindelig nettilslutning ved, at kunden ikke betaler standardtilslutningsbidrag. Til gengæld skal kunden selv afholde udgifterne til selve tilslutningen – herunder felt i stationen, måleudstyr, styring og kabler. For større installationer på omkring 25 MW ligger disse udgifter typisk i størrelsesordenen 3–5 mio. kr. Til sammenligning vil en tilslutning i A-lav og A-høj i et grønt område indebære en tilslutningsomkostning på 19 til 25 mio. kr. (baseret på priserne i Figur 6).

Begrænset netadgang til transmission for forbrugsanlæg i distributionsnettet

Energinet har anmeldt en metode til Forsyningstilsynet², som giver mulighed for, at forbrugere, der forsynes fra distributionsnettet og er tilsluttet på 10 kV-niveau eller højere, kan opnå tilslutning til det kollektive transmissionsnet med en betingelse om afbrydelighed i forhold til transmissionsnettet. Det forudsætter, at brugeren allerede er tilsluttet distributionsnettet med afbrydelighed over for distributionssystemet. Til gengæld for denne afbrydelighed betales en reduceret transmissionstarif svarende til 1/3 af omkostningerne relateret til infrastruktur (nettab undtaget).

Forbrugere, som tilvælger denne mulighed, risikerer altså at blive afbrudt af hensyn til flaskehalse i enten distributions- eller transmissionsnettet. Ifølge Energinet vil der som hovedregel kun være behov for nedregulering ved ikke-intakt net (altså ved udfald af netkomponenter), hvilket typisk forekommer i 2-5% af årets timer. Med de aktuelle tariffer vurderes forbrugerne at kunne spare ca. 3 øre/kWh (nettariffen udgør ca. 6 øre/kWh og heraf spares 2/3 af den del af tariffen på 4,5 øre/kWh, som vedrører investeringer og drift og vedligehold af nettet).

4.3. Ny transmissionstarifering for forbrug i distributionsnettet

Energinet har anmeldt en ny metode til nettarif for forbrug i distributionsnettet, som markerer et skifte fra ren energibetaling (øre/kWh) til en kombineret model med både energibetaling og effektbetaling³. Ændringen sker, fordi de nuværende energibaserede tariffer ikke afspejler de reelle omkostninger ved at drive elnettet, som i høj grad bestemmes af behovet for kapacitet (MW) snarere end mængden af transporteret energi.

Med den nye metode indføres en effektbetaling, der dækker 25 % af omkostningerne til netinfrastruktur (fx investeringer, drift og vedligehold). Denne betaling opkræves som et fast årligt abonnement pr. MW baseret på gennemsnittet af de 10 højeste timeværdier for kundens forbrug det seneste år. Resten af omkostningerne dækkes fortsat via en energitarif – altså betaling pr. kWh – som fastholdes uden tidsdifferentiering.

Formålet med ændringen er at sende tydeligere prissignaler om kapacitetsforbrug og dermed motivere til at reducere spidsbelastninger i elnettet. Det skal understøtte en mere effektiv udnyttelse af elnettet og fremme den grønne omstilling. Metoden er i tråd med DSO'ernes Tarifmodel 3.0 og bidrager til udviklingen af en sammenhængende TSO-DSO-model, hvor aktørerne i både transmissions- og distributionsnet arbejder ud fra ensartede principper for kapacitetsstyring og tarifering. Målet er bedre koordinering og

² Energinet (2024). "Begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for forbrugsanlæg i distributionsnettet" <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638757418083541938/Metodeanmeldelse%20-%20Begr%C3%A6nset%20netadgang%20for%20forbrug%20i%20DSO-nettet.PDF>

³ Energinet (2024). "Metodeanmeldelse: nettarif for forbrug i distributionsnettet"

mere effektive investeringer på tværs af netniveauer. Metoden forventes at træde i kraft ved førstkomende årsskifte efter myndighedernes godkendelse.

4.4. Tilslutningsomkostninger i transmissionsnettet

I dag betaler forbrugere, der ønsker tilslutning til eltransmissionsnettet, en engangsbetaling til Energinet. Denne betaling dækker de konkrete omkostninger til etablering af den fysiske tilslutning – eksempelvis kabler, koblingsanlæg og eventuelt lokale netforstærkninger. Når forbrugeren er tilsluttet, afregnes løbende en transmissionstarif pr. kWh⁴.

Fremadrettet lægger Energinet op til en ny model for tilslutning og tarifiering, hvor forbrugere ikke længere har ubegrænset adgang til kapacitet efter tilslutning. I stedet vil forbrugere skulle reservere kapacitet i MW og betale en årlig kapacitetsbetaling, som afspejler værdien af den reservede netkapacitet. Tilslutningsomkostninger vil stadig blive afholdt som en engangsbetaling, men med en tydeligere opdeling mellem individuelle og kollektive netomkostninger⁵. Det overordnede formål er at skabe mere præcise pris-signaler, der understøtter effektiv udnyttelse af nettet og målrettede investeringer, i takt med den stigende elektrificering og belastning af transmissionsnettet.

Forbrugere tilsluttet i transmissionsnettet kan ligesom forbrugere i distributionsnettet vælge at blive tilsluttet med begrænset netadgang. Energinet tilbyder desuden midlertidig netadgang, som indebærer, at en forbruger (eller producent) kan opnå adgang til elnettet i en tidsbegrænset periode, selvom der endnu ikke er tilstrækkelig, varig netkapacitet til en fuld tilslutning. Brugeren får dermed mulighed for at tilslutte sig og bruge nettet midlertidigt, frem til den nødvendige netudbygning er gennemført. Forbrugere med midlertidig netadgang prioriteres over forbrugere med begrænset netadgang.

4.5. Direkte linjer

Direkte linjer er elforbindelser, der forbinder bestemte elproduktions- og forbrugsanlæg direkte og dermed helt eller delvist erstatter brugen af det kollektive elnet. Etablering kræver tilladelse fra Energistyrelsen efter elforsyningslovens §23. Reglerne (BEK nr. 437 af 27. april 2023) kræver bl.a., at mindst ét anlæg er nyt, at projektet opfylder et afstandskriterium (summen af længder ved direkte-linje-løsningen må ikke være længere end summen ved individuel tilslutning), og at anlæggene ville tilsluttes på ≥ 10 kV ved individuel nettilslutning. Der er mulighed for dispensation fra afstandskriteriet efter en konkret, faglig vurdering. Ordningen udspringer af PtX-aftalen, men er udmøntet i gældende lov og bekendtgørelse. For fjernvarmeaktører kan direkte linjer være attraktive ved samlokalisering med dedikeret VE-produktion, især hvor netkapaciteten er presset. Økonomisk kan fordelene bl.a. ligge i reduceret netbetaling for den strøm, der ikke belaster det kollektive net, og i visse tilfælde bedre afgiftshåndtering via forbrugsregistrering — dog uden at direkte linjer i sig selv ændrer afgiftssatser.

⁴ Energinet (2017): "Metodeanmeldelse af tilslutningsprincipper ved nettilslutning af elforbrugere til eltransmissionsnettet". <https://energinet.dk/media/10eailo0/energinets-metode-for-nettilslutning-af-forbrug.pdf>

⁵ Forsyningstilsynet (2025). "Udkast til afgørelse - Delvis godkendelse af Energinets metode for tarifiering af forbrugstilsluttede anlæg i transmissionsnettet", <https://forsyningstilsynet.dk/Media/638796252662433562/Udkast%20til%20delvis%20godkendelse%20af%20Energinets%20metode%20for%20tarifiering%20af%20forbrugstilsluttede%20anl%C3%A6g%20i%20transmissionsnettet.pdf>

