



UTILIGIZE

DER's påvirkning af eldistributionsnettet i Danmark

Marts 2021

UDARBEJDET AF UTILIGIZE TIL ENERGISTYRELSEN

Version: 2.1 (endelig version)

Dato: 24/03/2021

Utiligize ApS
Vestergade 16
1456 København K
www.utiligize.com

Kalle Hansen,
cand.scient.oecon.
kalle@utiligize.com
+45 2843 8825

Emil Larsen, ph.d.
emil@utiligize.com
+45 3127 0078

Peter Larsen, ph.d.
peter@utiligize.com
+45 5022 4461





Indhold

1	BAGGRUND	4
2	INDLEDNING	5
3	ELDISTRIBUTIONSNETTET I DANMARK	6
3.1	Zoneinddeling efter bymæssighed	8
3.2	Nettopologi	9
3.3	Eldistributionsnettets alder og kapacitet	10
3.4	Grundlast i eldistributionsnettet	14
3.5	Målerudvikling	16
4	DER'S SAMMENKOBLING OG INDFASNING I ELDISTRIBUTIONSNETTET	17
4.1	Elbiler	18
4.2	Varmepumper	21
4.3	Store varmpumper	23
4.4	Solceller	24
5	METODISK TILGANG OG OPTIMERINGSMODEL	26
5.1	Optimeringsmodellen	26
5.2	Reaktiv effekt (Mvar) kompensation	29
5.3	Tilpasninger af CNAIM	30
5.4	Monte Carlo simuleringer af leveringskvalitet	31
5.5	Økonomi	33
6	ANALYTISK AFGRÆNSING	34
7	RESULTATER	37
7.1	Reinvesteringsbehovet i eldistributionsnettet	37
7.2	Værdien af fleksibilitet og omkostningsanalyser af DER for eldistributionsnettet	39
7.3	Hvad er omkostningen ved at øge kapaciteten?	43
7.4	Eksempel på en netforstærkning, som kunne undgås, men alligevel er optimal	45
8	SAMFUNDSØKONOMISKE KONSEKVENSER VED FLEKSIBEL ADFÆRD	47
9	CASE STUDIES	49
9.1	Bykerne	50
9.2	Høj bebyggelse	54
9.3	Lav bebyggelse	57
9.4	Land	60
9.5	Motorvejs-ladestation	63
10	HOVEDBUDSKABER OG BETRAGTNINGER	66
11	REFERENCER	68

1 Baggrund

Fremtidens elsystem vil bestå af store andele fluktuerende energikilder på produktionssiden som sol og vind. Samtidig forventes et stigende elforbrug til bl.a. transport og opvarmning. Denne udvikling foregår især decentralt, idet store dele af ny produktion og nyt forbrug tilsluttes eldistributionsnettene lokalt. Dermed stilles der også højere krav til infrastrukturen i eldistributionsnettene i nogle områder.

I denne rapport betragtes decentral produktion, fleksibelt forbrug og lagring under en samlet betegnelse som distribuerede energiressourcer (DER). DER er karakteriseret ved, at der er tale om mindre enheder, som typisk er tilsluttet eldistributionsnettet. DER kan afgrænses fra de centrale energiressourcer, der repræsenterer store enheder, der typisk er tilsluttet transmissionsnettet.

På produktionssiden udgøres DER af kraftvarme, vindmøller og solceller, men også nødgeneratoranlæg. På forbrugssiden udgøres DER af elbiler og varmepumper, der kan agere fleksibelt. Hertil kommer batterier og andre former for lagring.

I det omfang, at DER – fx i form af sol og vind - leverer store mængder energi, eller hvis mange store elforbrugere som fx elbiler og varmepumper trækker strøm samtidigt, kan eldistributionsnettet blive udfordret. Den traditionelle tilgang er at netforstærke eldistributionsnettene, så de kan håndtere den øgede belastning. En anden og potentielt mere omkostningseffektiv løsning er at aktivere den fleksibilitet, der er knyttet til DER.

Den optimale løsning findes dér, hvor de samlede omkostninger til netudvikling i både eldistributions- og transmissionsnettet er balanceret i forhold til de omkostninger og gevinster, som der er ved udnyttelsen af fleksibilitet. Den optimale løsning vil dog afhænge af de specifikke forhold i det pågældende netområde.

Det fremgår af nye EU-direktiver, elmarkedsdirektivets artikel 16 om borgerenergifællesskaber [1] og VE-direktivets artikel 22 om VE-fællesskaber [2], at tarifieringen af DER skal tage hensyn til de omkostninger og fordele som DER giver anledning til, og at der skal foretages en gennemsnitlig cost-benefit-analyse af DER. Samtidig fremgår det af elmarkedsdirektivets artikel 32, at fremtidens regulering skal tilskynde DER til at agere fleksibelt, og at netvirksomhederne skal offentliggøre netudviklingsplaner med 5 til 10-årige horisonter, mindst hvert andet år.

Formålet med netudviklingsplanerne er at skabe den nødvendige transparens i de planlagte investeringer i eldistributionsnettet, som skal kunne understøtte nye DER, fx elbiler. Desuden skal netudviklingsplanerne indeholde brugen af fleksibilitet, energilagring og energieffektivisering som netvirksomheden benytter som alternativer til netforstærkninger



Denne rapport svarer på følgende:

1. Hvad er de teoretiske og principielle sammenhænge i forhold til DER's indflydelse på netudvikling?
2. Hvordan spiller lokale og tekniske forskelle i eldistributionsnettene ind i mulighederne for at udnytte DER's fleksibilitet?
3. I hvor høj grad vurderes det, at DER kan reducere omkostninger til netforstærkning under forskellige forhold i eldistributionsnettet?
4. Hvilke samfundsøkonomiske konsekvenser er der ved fleksibel adfærd?

Rapporten fremlægger en generel og overordnet cost-benefit analyse af de forskellige typer af DER, samt præsenterer behovet for netudvikling frem mod 2040 med og uden fleksibilitet. Desuden dykker rapporten ned i fem udvalgte cases, der differentierer sig geografisk og fysisk fra hinanden.

2 Indledning

For at besvare hovedspørgsmålene har det været nødvendigt at tage udgangspunkt i rigtig nettopologi fra danske netvirksomheder. Derefter genskabes flowet, der løber gennem eldistributionsnettet.

Eldistributionsnettet, som anvendes og præsenteres i denne rapport, svarer til ca. 30% af det danske eldistributionsnets netvolumen. Resultaterne skaleres efterfølgende op, så de svarer til den samlede netvolumen på landsplan. Ved at anvende så stort et eldistributionsnet vurderes det, at der i overvejende grad fanges et bredt og realistisk udfaldsrum af DER's påvirkning - og værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet i Danmark. Nettopologien er grundstenen for alle analyser og resultater i denne rapport.

Når værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet beregnes, er det nødvendigt at tage udgangspunkt i forventninger til udviklingen i DER, samt at kende de eksisterende kapaciteter og alderen på eldistributionsnettet. Rapporten tager udgangspunkt i Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet fra 2020, samt en række antagelser og resultater fra diverse forskningsprojekter. På baggrund af netvirksomhedernes åbningsbalancer, samt årlige beholdningsindberetninger, har det været muligt at genskabe en komplet aldersprofil for hele det danske eldistributionsnet. Alderen er i denne sammenhæng en vigtig parameter, da alderen har betydning for reinvesteringsbehovet. Rapporten tager altså udgangspunkt i en *business as usual* tilgang.

Det er nødvendigt at kende det generelle behov for netudvikling for at kunne beregne værdien af fleksibilitet og merinvesteringsbehovet, som drives af DER. Igen tager rapporten udgangspunkt i aldersprofilen og nettopologien samt genanskaffelsespriser, der bygger på standardiserede priser som netvirksomhederne har været - og er reguleret efter. Det er således muligt at beregne merinvesteringsbehovet i eldistributionsnet på landsplan med og uden elektrificering og fleksibilitet, men også effekterne af de enkelte typer DER's påvirkning af merinvesteringsbehovet samt anslå de samfundsøkonomiske konsekvenser.

Til analysen benyttes en partiel ligevægtsmodel. Dvs. at beregningen af værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet ansues som et optimeringsproblem, hvor udgifter i forbindelse med DER, fx netvirksomhedernes investeringer til netudvikling og indkøb af nettab, som i denne rapport anvendes som proxy for tarifieringsgrundlag, minimeres ud fra antagelsen om, at DER's adfærd er rationel. Samtidig maksimeres indtægter i forbindelse med DER, i dette tilfælde indtægter på spotmarkedet ved salg af strøm. Med andre ord simulerer optimeringsmodellen DER's rationelle adfærd, hvor DER maksimerer deres egen nytte under de eksisterende rammevilkår som fx det nuværende skatte- og afgiftssystem. Det betyder også, at netvirksomhederne minimerer behovet for merinvesteringer på basis af elkundernes (herunder DER's) adfærd. Der foretages altså en selskabsøkonomisk optimal beregning efter Energistyrelsens vejledning om samfundsøkonomiske analyser [3].

Ydermere dykker rapporten ned i en række casestudies. Her zoomes der ind på forskellige geografiske områder, hvor udviklingen i DER er forskellig og dermed også fleksibiliteten, som påvirker behovet for netudvikling. Fire af de præsenterede casestudies beskriver graden af bymæssighed, der er en omkostningsdrivende faktor i driften og etableringen af eldistributionsnet. I en anden case præsenteres en ladestation ved en motorvej, hvor elbilers fleksibilitet er yderst begrænset. Afslutningsvis præsenterer rapporten en række betragtninger og hovedbudskaber.

3 Eldistributionsnettet i Danmark

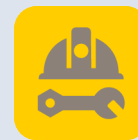
Helt overordnet kan eldistributionsnettet inddeles på følgende måder:



Spænding/nettopologi



Netkomponenter



Eksterne rammevilkår

Eldistributionsnettet i Danmark er afgrænset ved 60kV, hvor elnet over 60kV hovedsageligt ejes og drives af Energinet. Netvirksomhederne inddeler og indberetter mængder på enkelte netkomponentklasser til Forsyningstilsynet (tidligere Energitilsynet) hvert år til TOTEX-benchmarkingen. Netvirksomhederne inddeler alle netkomponenter i fire forskellige zoner, der beskriver graden af bymæssighed, og hvor en højere grad antages at være fordyrende for drifts- og anlægsomkostninger.

Ved overgangen til ny regulering i 2018 ændrede Forsyningstilsynet indberetningslisten, så netvirksomhederne i dag indberetter efter en mere findelt liste [4]. I denne rapport tages der udgangspunkt i en mere aggregeret komponentliste, som blev brugt af Energitilsynet indtil 2016 [5], dog med mindre udvidelser. Den mere aggregerede liste øger gennemsigtigheden - og mindsker kompleksiteten i analyserne, resultaterne og budskaberne. Netkomponenterne, som der tages udgangspunkt i, følger af Tabel 1. Underkategorierne beskriver størrelsen på transformere i eldistributionsnettet, og bruges som beslutningsgrundlag for opgraderingsmuligheder i optimeringsmodellen, der beskrives nærmere i afsnit 5.1.

Tabel 1 - Spændingsniveauer, netkomponenter og underkategorier.

SPÆNDING	NETKOMPONENT	UNDERKATEGORI
Lavspænding	0,4kV kabler	
	0,4kV luftledninger	
	Kabelskabe	
	Kondensatorer	
	Målere	
Mellemspænding	10-15-20/0,4kV stationer	10-20/0,4kV netstation transformereffekt < 1000 kVA
		10-20/0,4kV netstation transformereffekt 1000-2000 kVA
		10-20/0,4kV netstation transformereffekt >= 2000 kVA
	10-15-20kV felter	
	10-15-20kV kabler	
	10-15-20kV luftledninger	
	10-20kV søkabler	
	10-30kV kondensatorer	
	30-50-60/10-15-20kV transformer	30-60 kV transformer < 20 MVA 30-60 kV transformer >= 20 MVA
Højspænding	30-50-60kV felter, gasisolerede	
	30-50-60kV felter, åbne	
	30-50-60kV kabler	
	30-50-60kV søkabler	
	30-50-60kV luftledninger	
	30-50-60kV kondensatorer	

3.1 Zoneinddeling efter bymæssighed

Netvirksomheder i Danmark er underlagt rammevilkår, som der tages højde for i reguleringen. De danske netvirksomheder opdeler og indberetter netkomponenter efter fire forskellige zoner til Forsyningstilsynet hvert år. Inddelingerne af netkomponenter bruges til at korrigere for bymæssighed på tværs af netvirksomhedernes geografi, da graden af bymæssighed har indflydelse på størrelsen af anlægsomkostninger fx i forbindelse med gravearbejde. Anlægsomkostningerne er altså højere i byer end på landet.

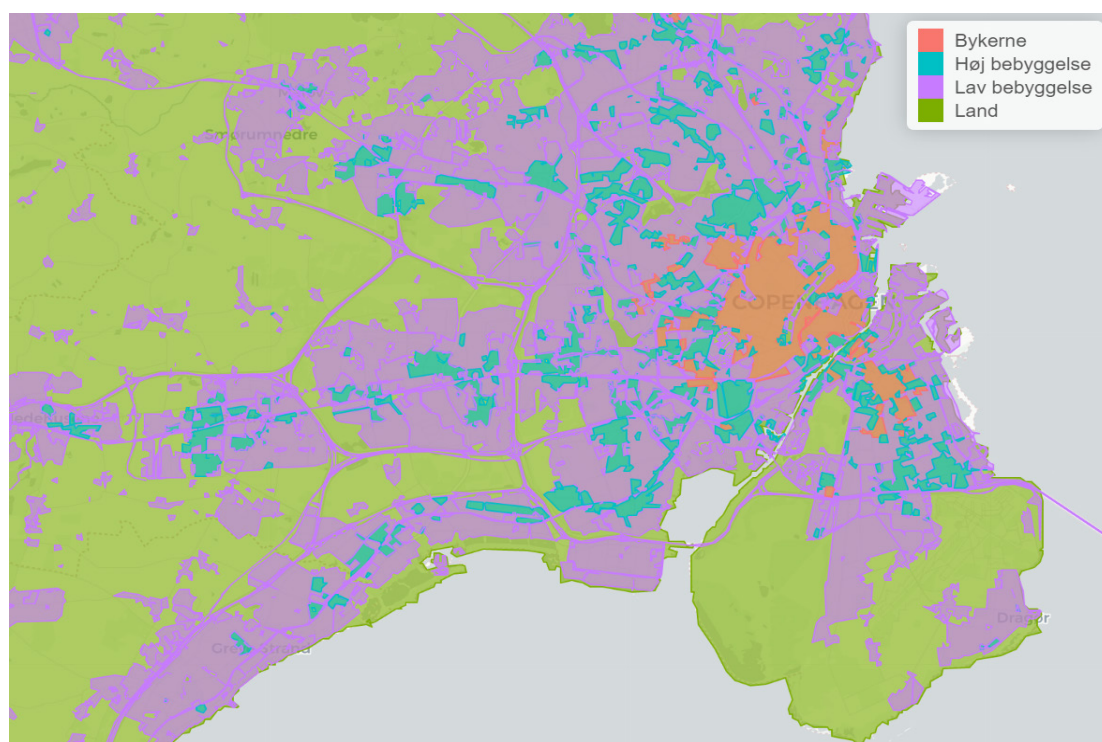
De fire zoner er defineret som:

Zone 1 - Bykerne

Zone 2 - Høj bebyggelse

Zone 3 - Lav bebyggelse, herunder infrastruktur og erhverv

Zone 4 – Land, sø, skov og vådområder samt øvrigt land



Figur 1 - København inddelt i de fire zoner.

Zonerne tager udgangspunkt i GeoDanmarks datakilde *Fællesoffentligt Geografisk Administrationsgrundlag* (FOT, tidligere *Fælles Objekt Typer*), som udstedes via Kortforsyningen hos Styrelsen for Dataforsyning og Effektivisering. FOT dækker over geografiske data, som staten og kommunerne producerer og vedligeholder i fællesskab. Selve GIS-kortet, der anvendes i rapporten, og som er vist i Figur 1, kan findes i statens filkasse [6].

Tabel 2 viser antal km², den procentmæssige andel af areal - og procentmæssige andel af eldistributionsnet i hver zone (beregnet som netvolumen).

Bykerne udgør kun 0,1% af det samlede areal, mens eldistributionsnettet i bykerne, værdimæssigt, udgør hele 3,94% af det samlede eldistributionsnet i Danmark. Generelt ses det, at graden af bymæssighed har

betydning for densiteten af eldistributionsnet. Forklaringen skal selvfølgelig findes i, at der er behov for mere eldistributionsnet pr. km², jo tættere bebyggede og befolkede områderne er.

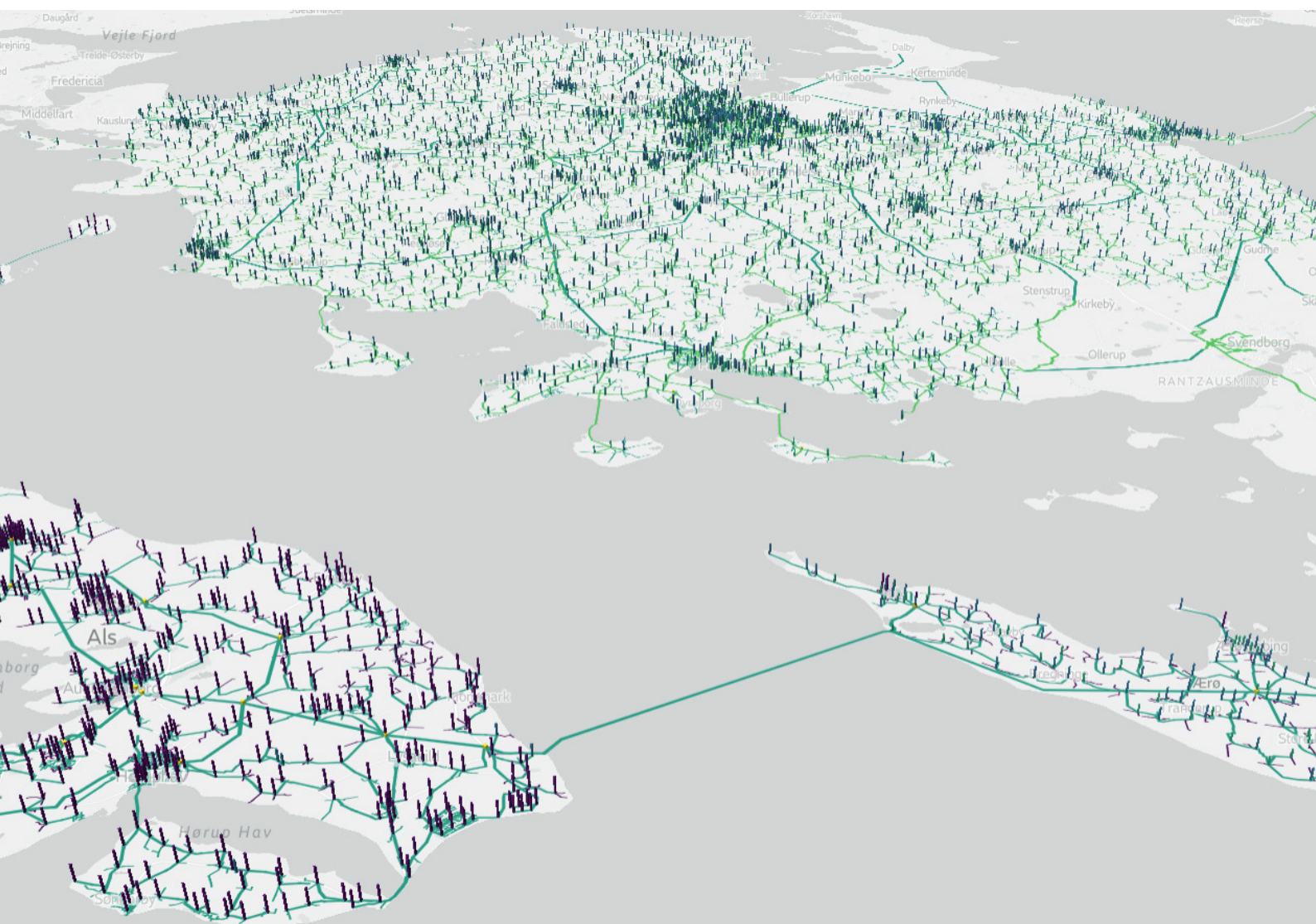
Tabel 2 - Geozoner i Danmark, som anvendes til TOTEX-benchmarking af netvirksomheder.

ZONE	AREAL (KM ²)	FORDELING AF AREAL	FORDELING AF DISTRIBUTIONSNET
Bykerne	44,7	0,10%	3,97%
Høj bebyggelse	125,3	0,29%	3,81%
Lav bebyggelse	3.382,0	7,86%	43,97%
Land	39.493,8	91,75%	48,25%

3.2 Nettopologi

Utiligizes asset management softwareværktøj indeholder generel information om egenskaber for mere end 500 typer netkomponenter, fx forventet alder, kabeltværsnit og transformerstørrelser for eldistributionsnet og transmissionsnet. Sammen med offentlige nettopologier fra netvirksomhederne N1 og Vores Elnet, som bl.a. har stillet åbne API'er til rådighed, kan der gendannes et repræsentativt eldistributionsnet for Danmark [7], [8].

Figur 2 – Et visuelt udsnit af nettopologien



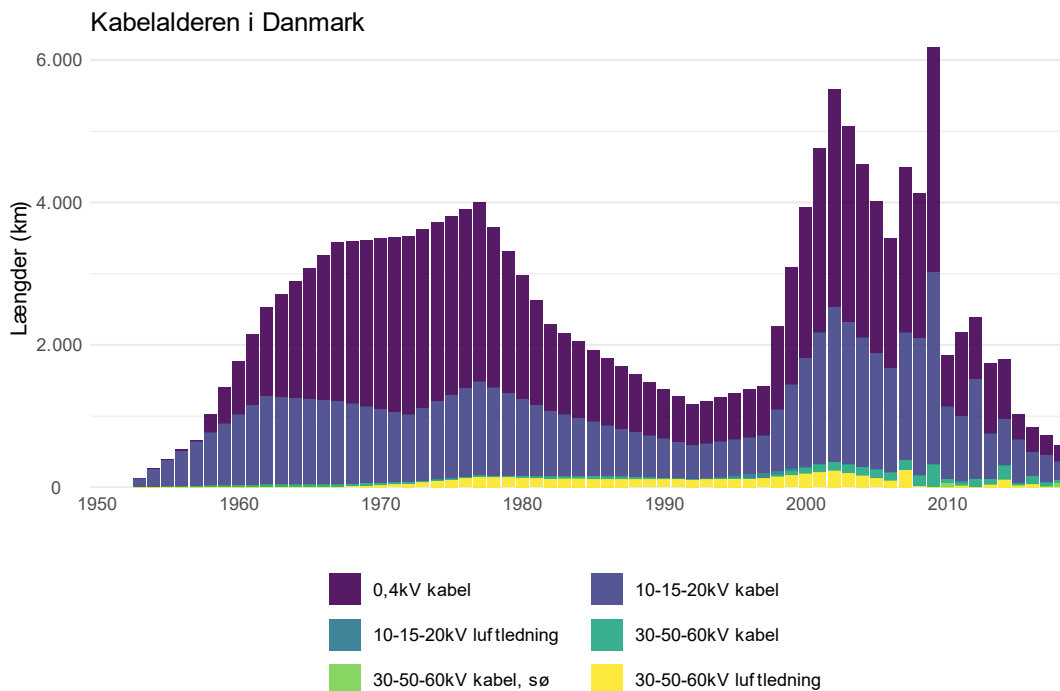
Nettopologierne indeholder bl.a. informationer om lokaliteter, kapaciteter og alder på mange netkomponenter, og sammen med informationerne fra softwareværktøjet er det muligt at genskabe de nødvendige informationer som fx kortslutningsspænding, reaktans og kapacitans på samtlige netkomponenter.

Den endelige nettopologi, der anvendes i analyserne, indeholder et bredt og repræsentativt udsnit af de vigtigste netkomponenter, som findes i den danske eldistributionssektor. Nettopologien indeholder 307.734 kabelstrækninger og 307.661 knudepunkter som transformere, kabelskabe og muffer. Netområdet, som nettopologien forsyner, udgør ca. 42% af Danmarks areal og indeholder alle zoner, som netvirksomhederne inddeler netkomponenter efter i dag. Samlet set vurderes det, at nettopologien har en tilstrækkelig størrelse og har en geografisk udbredelse, som sikrer repræsentativitet for hele eldistributionsnettet i Danmark.

3.3 Eldistributionsnettets alder og kapacitet

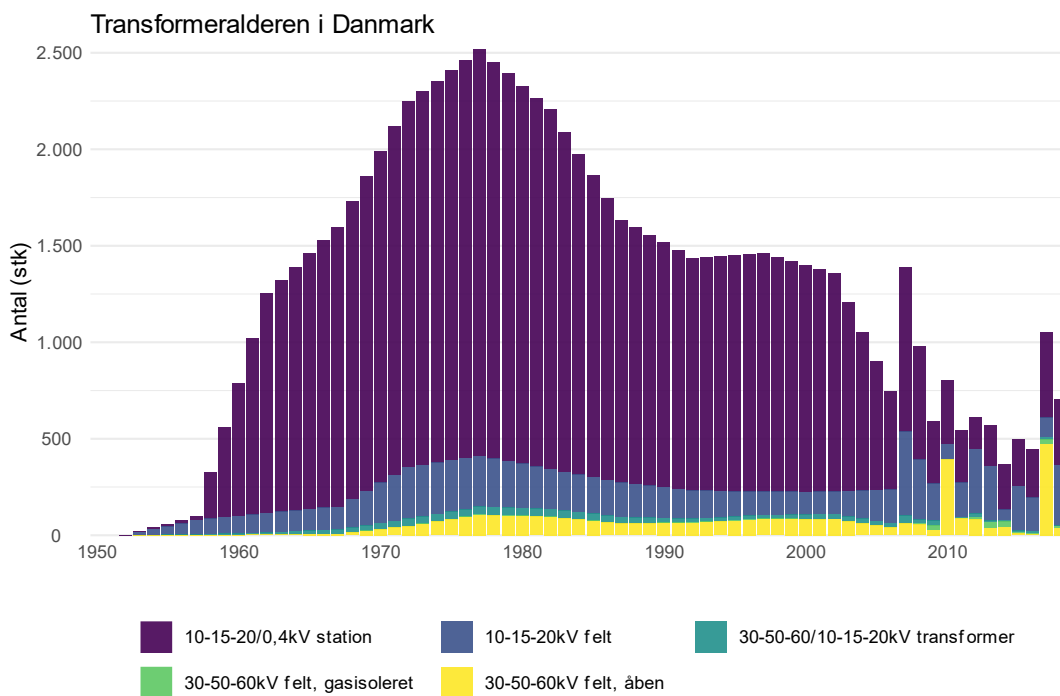
Alderen på eldistributionsnettet er et vigtigt input til analyserne, da alder og sandsynlighed for fejl på netkomponenter hænger tæt sammen. Til analyserne er der genskabt aldersprofiler for netkomponenter på baggrund af netvirksomhedernes beholdningsindberetninger til Energitilsynet (det nuværende Forsyningstilsyn), åbningsbalancer, der indeholder aldersinddelte netkomponenter samt fejlstatistiske modeller fra CNAIM [9]. Efter år 2000 bruges beholdningsindberetningerne til benchmarkingen fratrukket fra hinanden, for at beregne nettotilgangen af netkomponenter. Selvom nettotilgangen fanger de væsentligste tilgange af netkomponenter fx pga af kabellægning af luftledninger og udrulning af fjernaflyeste målere, er der også estimeret en bruttotilgang med fejlstatistiske modeller fra CNAIM-pakken. Aldersprofilerne afstemmes afslutningsvis til beholdningerne med de fejlstatistiske modeller.

Figur 3 viser aldersfordelingen mellem forskellige typer kabler og luftledninger i Danmark. Alderen på kabler fordeler sig hovedsageligt i to bølger. Den første bølge viser, at der er kabellagt mange kilometer af 0,4kV og 10kV kabler i perioden fra 1960'erne til 1980'erne, hvoraf der i første halvdel af perioden primært blev kabellagt med *Armeret Papirbly* (APB) kabler, der indeholder olie. I anden halvdel af perioden begyndte netvirksomhederne at kabellægge med første generation af *Tværbunden Polyethylen* (PEX) kabler, som også er den kabeltype, der typisk kabellægges med i dag. Den sidste af de to bølger viser kabellægning af luftledninger i 00'erne, umiddelbart efter den voldsomme decemberstorm i 1999, der resulterede i, at op mod 440.000 husstandes elforsyning blev påvirket. Det blev efterfølgende politisk besluttet at kabellægge luftledninger på distributionsniveau. Det ses også i figuren, at der relativt er flere nye 60kV kabler end 0,4kV og 10kV kabler. Det skyldes, at hovedparten af 60kV nettet fandtes som luftledninger før 1999, og disse efterfølgende er blevet kabellagt. Grundet den politiske beslutning om at kabellægge luftledninger antages det, at alle luftledninger på 0,4kV og 10kV niveau kabellægges frem mod 2040, hvor disse netkomponentklasser dermed vil være udfaset. Samtidig antages det, at der fortsat reinvesteres i 60kV luftledninger, som er billigere og kan have en overførelsessevne, som er højere end i kabler.



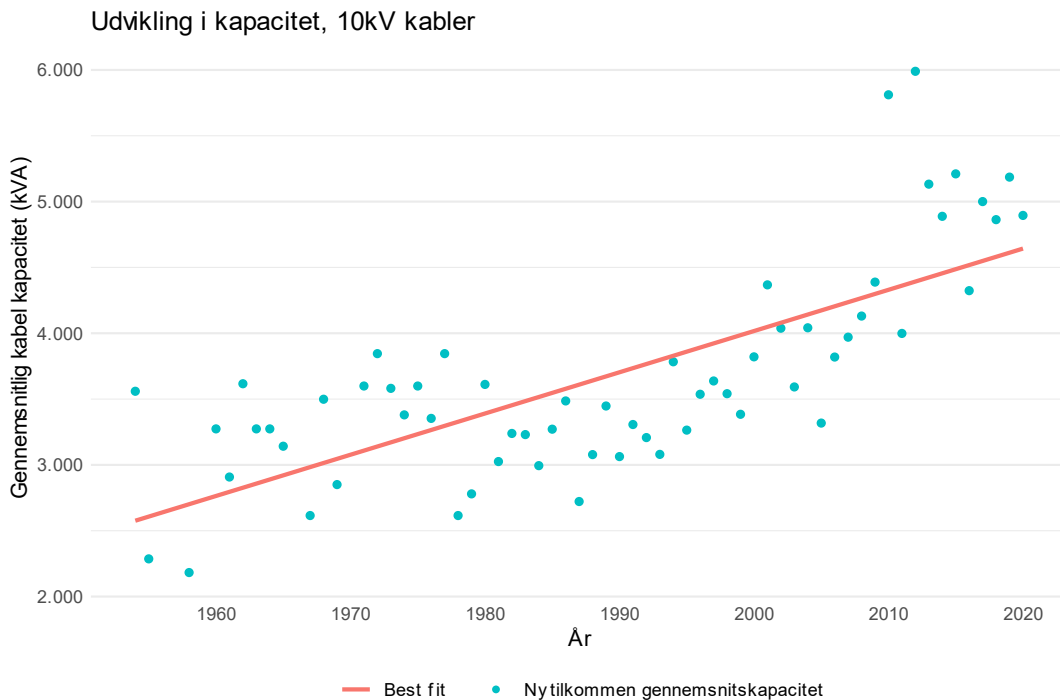
Figur 3 - Oversigt over kabel- og luftledningers alder i Danmark.

Figur 4 viser fordelingen af alderen på transformerstationer i Danmark. Aldersfordelingen for transformere har i modsætning til aldersfordelingen for kabler og luftledninger kun én primær bølge. Det ses, at den største andel af transformerne blev etableret omkring 1960 til 1980, hvorfor det også forventes, at en stor del af transformerne skal udskiftes frem mod 2040.

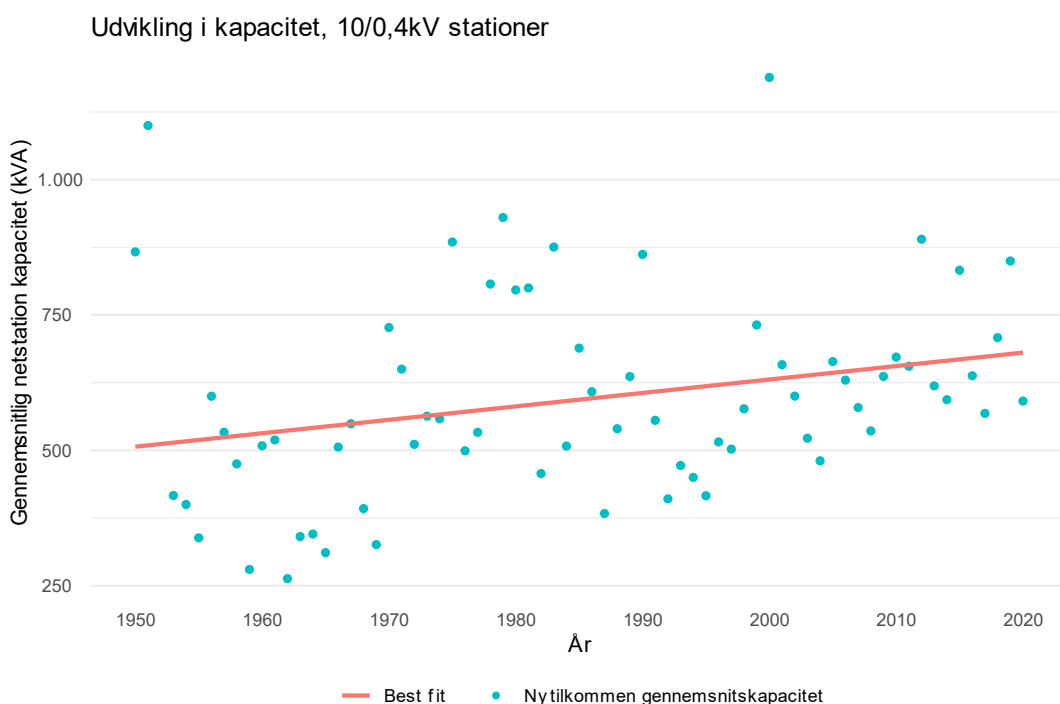


Figur 4 - Oversigt over stationer og transformeralder i Danmark.

Figur 5 og Figur 6 viser, hvordan den gennemsnitlige nytilkomne kapacitet har udviklet sig igennem årene for hhv. 10kV kabler og 10/0,4kV stationer. Regressionen bygger på informationer fra nettopologierne. Her ses en stigende tendens, som måske kan forklares af et stigende elforbrug igennem årene, samt prisfald på større netkomponenter. I de senere år har nogle netvirksomheder dimensioneret nettet med en forventning til DER [10]. Dermed har de seneste årtiers reinvesteringer ikke betydet en 1:1 udskiftning af kapacitet.

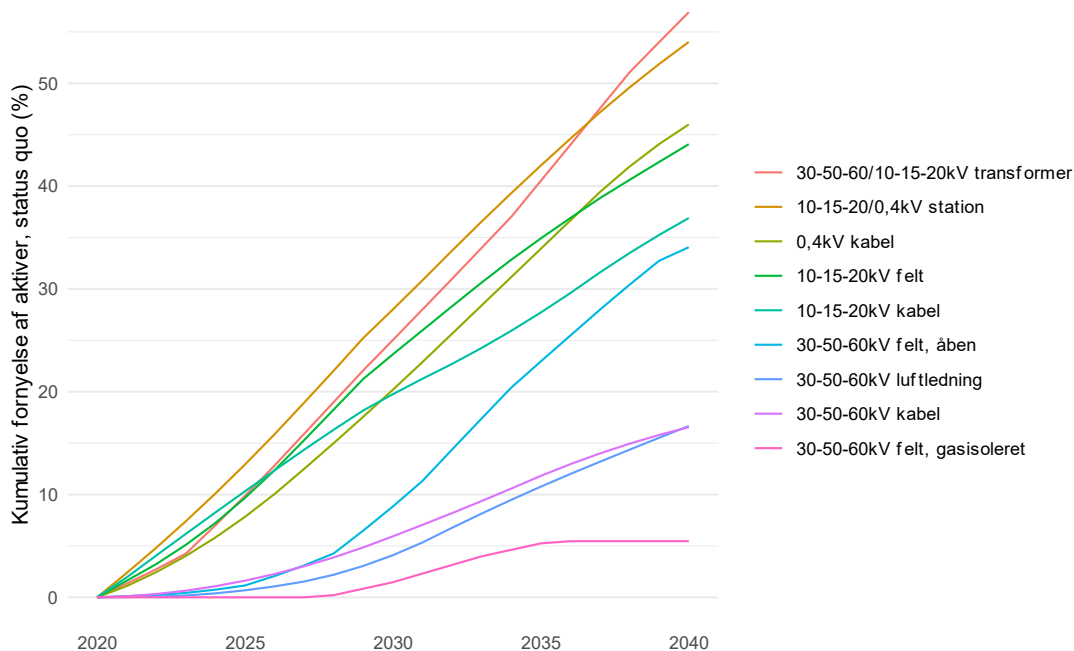


Figur 5 - Den historiske udvikling i kapaciteten af 10kV kabler.



Figur 6 - Den historiske udvikling af kapacitet for 10/0,4kV stationer.

Figur 7 viser det naturlige kumulerede udskiftningsbehov af netkomponenter frem mod 2040 i procent. Drivkraften bag den naturlige udskiftning er stigende alder, hvilket betyder, at figuren afspejler konsekvenserne af bølgerne fra aldersprofilerne.



Figur 7 - Kumulerede naturlige udskiftning af netkomponenter (ekskl. målere) frem mod 2040.

Det ses, at 57% af 60/10kV transformere og 55% af 10/0,4kV stationer, som er i drift i dag, bør være udskiftet i 2040 grundet stigende alder, og dermed også øget risiko for fejl. 0,4kV kabler står for det tredjestørste naturlige udskiftningsbehov, og ca. 45% af de eksisterende kabler bør være udskiftet i 2040. I bunden af skalaen findes 60kV felter, gasisolerede og 60kV kabler og luftledninger, hvor det naturlige udskiftningsbehov frem mod 2040 svarer til hhv. 5% og 17% af de respektive netkomponentbeholdninger.

Den naturlige udskiftning er yderst interessant og vigtig at kende, pga. korrelationen mellem alder og de enkelte netkomponents kapacitet. Eldistributionsnettets kapacitet øges altså naturligt, når der udskiftes netkomponenter, hvilket reducerer merinvesteringsbehovet, og påvirker værdien af fleksibilitet. Jo mere kapacitet, der findes i eldistributionsnettet, jo mindre behov er der for netforstærkninger, og dermed også fleksibel adfærd.

Eksempelvis forekommer det, at netvirksomheder udskifter et 10kV 3X25 kobber APB kabel fra 1955, som kan lede 2,3MVA i 2020, med et 3X150+25 AL PEX, der har en termisk kapacitet på 4,9MVA. Udskiftningen øger kapaciteten markant på kabelstykket. Det skal her nævnes, at kapaciteten ikke altid øges med udskiftning af netkomponenter, da effekten er meget aldersrelateret. Analyserne viser, at der på lav-, mellem- og højspænding vil opleves en naturlig kapacitetsstigning på hhv. 20%, 11% og 14% frem mod 2040 sammenholdt med 2020 i takt med reinvesteringer.

I analysen er der ikke yderligere forventninger til prisfald på aktiver med større kapaciteter, som det måske kunne forventes ud fra de historiske tendenser. I stedet er der valgt en konservativ forventning til udskiftningspricippet, hvor de størrelser, der er reinvesteret i over de seneste 5 år, også er de størrelser der bruges i fremtiden. Til analyserne er der derfor valgt en udskiftningsstrategi, der afspejler

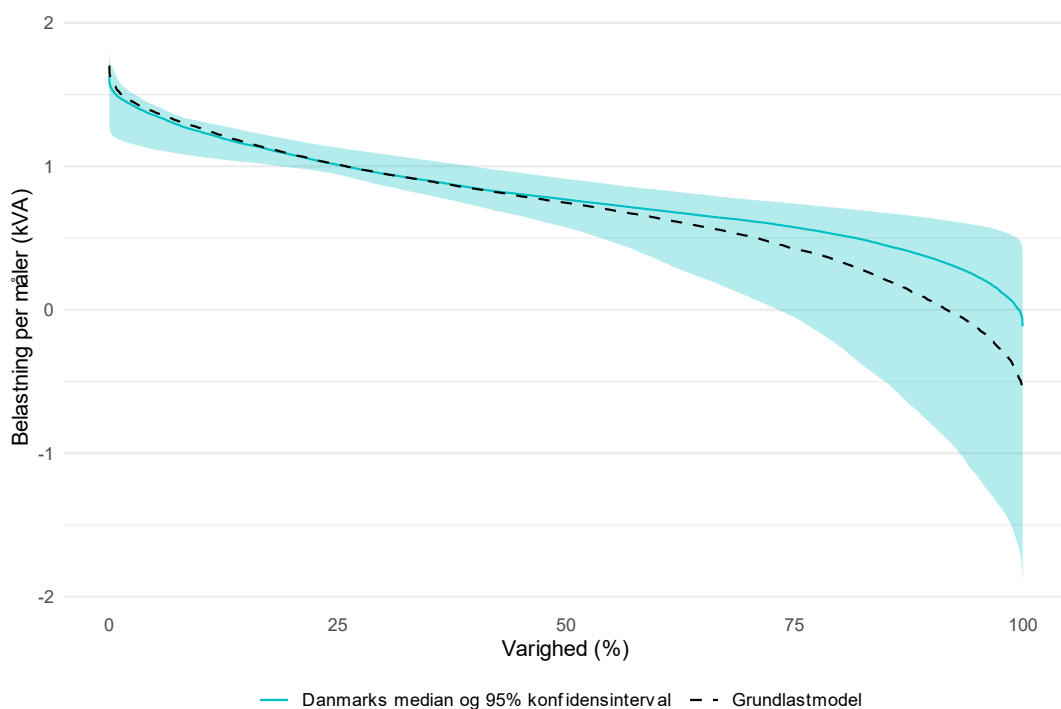
netvirksomhedernes ageren i dag. En alternativ analytisk tilgang kunne være, at netkomponenter, der naturligt skal skiftes grundet stigende alder, får samme kapacitet som tidligere, men denne strategi ville dog ikke afspejle virkeligheden som den er i dag, men nærmere have til formål at synliggøre, hvad potentialet af fleksibilitet kunne være værd, såfremt netvirksomhederne ændrede tilgang.

3.4 Grundlast i eldistributionsnettet

Grundlasten defineres som det allerede eksisterende elforbrug og -produktion. Alle forbrugs- og produktionsprofiler i grundlasten, der anvendes i indeværende analyse, er resultater fra et kandidatspeciale ved DTU og Utiligize [11]. Jf. specialet er alle elforbrugs- og produktionsprofiler konstrueret pba. fjernaflæste målerdata fra det gamle Evonets område (som i dag er en del af N1's netområde), og aggregeret op på kabelskabs- og transformerniveau, så der ikke kan spores tilbage til de enkelte forbrugere. De anvendte profiler er altså baseret på rigtige forbrugs- og produktionsmønstre, med antagelser om effekt faktorer, som overholder de tekniske betingelser for nettilslutning af forbrug og produktion. Til grundlasten samples der fra de aggregerede forbrugs- og produktionsprofiler, og de uddeles til kabelskabe og transformere på baggrund af BBR, som fortæller, hvor mange forbrugere der er tættest på hver netkomponent, samt zoneinformation. Informationen fra BBR og aggregerede profiler indeholder antal og typer af kunder (producenter, egenproducenter, opvarmningstype, erhverv mm.).

Grundlasten indeholder DER, som eksisterede tilbage i 2017, og som fremskrives til 2020, inklusive elbiler, varmepumper og solceller. Analyserne og resultaterne vil derfor give et billede af, hvordan de kommende DER vil påvirke eldistributionsnettet. Den antagelse kan retfærdiggøres, fordi de kommende mængder af DER fra Analyseforudsætningerne (2020) vil få de nuværende mængder til at se yderst beskedne ud, og samtidig vil det være dyrt og svært at retrofite gamle DER med styringssystemer for at gøre dem fleksible. Der kan være gamle elbilsladestander, der udskiftes frem mod 2040, men disse ses der bort fra i analysen.

I Figur 8 ses grundlasten skaleret med antal målere, sammenholdt med nettobelastningen, som er hentet fra den økonomiske benchmarkingafgørelse 2020 (2018 observationer) fra Forsyningstilsynet [12]. Nettobelastningen dækker over netvirksomhedernes nettoudveksling med Energinet time for time over et helt år. Nettospidsbelastningen, som anvendes i analysen, ligger en smule over medianen for Danmark. Det er et af mange forsigtighedshensyn anvendt til analysen. Samtidig skal det nævnes, at mens nettobelastningen og grundlasten ikke skal være helt ens pga. nettabs- og samtidighedseffekter, skal de dog være i samme størrelsesorden.



Figur 8 - Sammenligning af grundlasten i modellen og nettobelastningen i 2018.

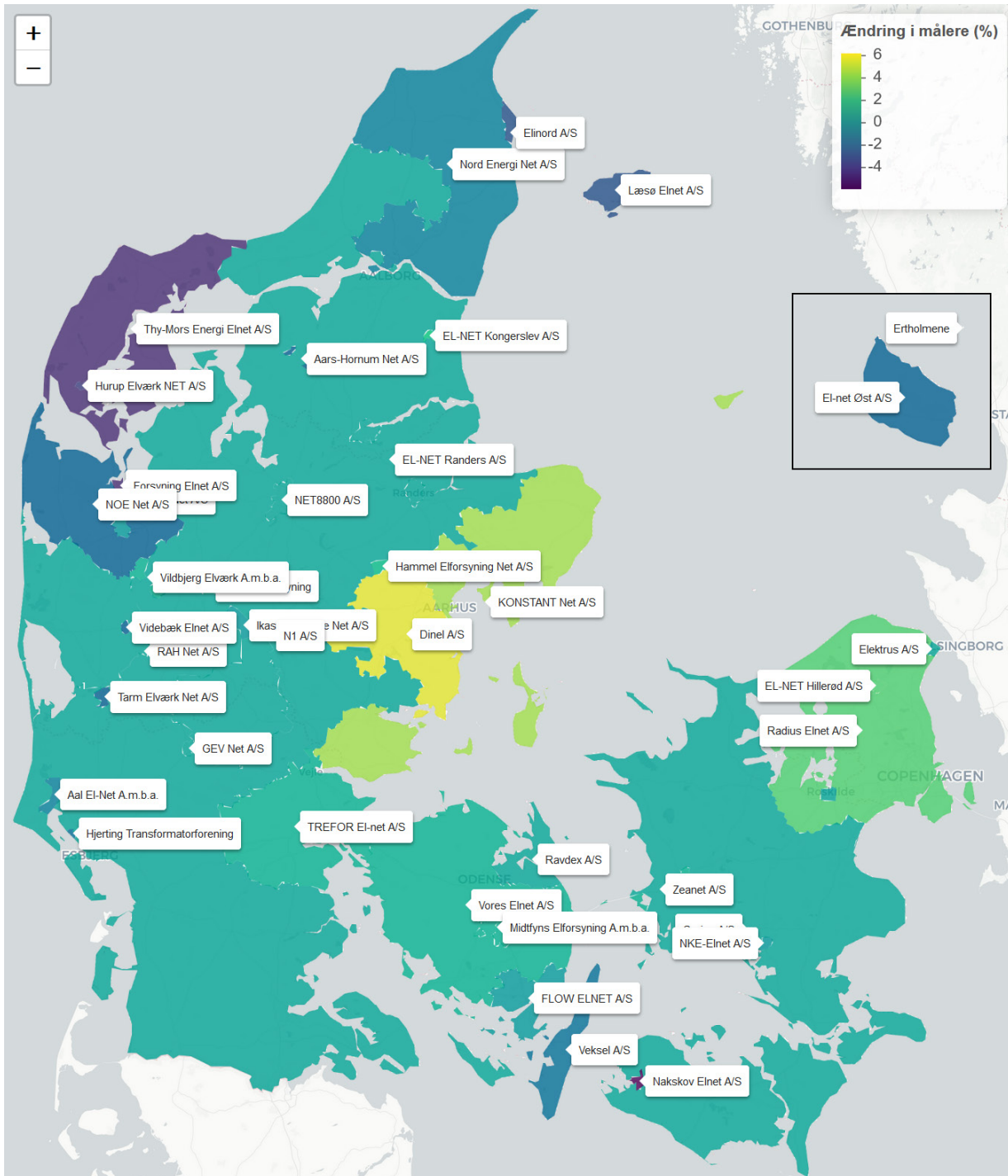
Forskellen i netvirksomhedernes kunde profiler kan ganske enkelt beregnes som nettospidsbelastning pr. måler (jf. Tabel 3). Det kan udledes, at belastningen i Trefors netområde er 41% højere end et vægtet gennemsnit for hele Danmark, hvilket kan skyldes meget industri.

Tabel 3 - Nettospidsbelastning pr. måler varierer landet.

NETVIRKSOMHED	NETTOSPIDSBELASTNING PR. MÅLER (KVA), 90% PERCENTILEN
Trefor	1,64
Dinel	1,41
Konstant	1,21
Grundlast i model	1,19
Danmark vægtet gennemsnit	1,16
Cerius	1,09
N1	1,08
Radius	1,08
Nord Energi	0,85

3.5 Målerudvikling

Med nye DER kommer der også nye målere, som øger investeringsbehovet. Der antages, at offentlige ladestandere, store varmepumper og solcelle markanlæg får en måler hver, mens alle andre DER får en bimåler som betales af kunden selv eller evt. en aggregator. Der sker også en generel vækst i befolkningen frem mod 2040, som ikke analyseres nærmere i denne analyse, da fokus ikke er på investeringsbehovet i nye områder.



Figur 9 - Udviklingen i målere afspejler ændringer i befolkningen og målere til nye store varmepumper og ladestandere i byen. For andre DER antages det, at bimålere opstilles for kundens eller aggregators regning

4 DER's sammenkobling og indfasning i eldistributionsnettet

Med indfasningen af stadig flere distribuerede energiresourcer påvirkes energiforbruget, belastningen og spændingen i eldistributionsnettet. Indfasningen forventes ikke at være jævnt fordelt mellem eldistributionsnettene, da geografien og socioøkonomiske forhold spiller ind.

DER, som denne rapport behandler, kan opdeles i tre forskellige kategorier:

Produktion – Solceller

Forbrug – Varmepumper og elbiler

Lagring – Batterier, varmpumper og elbiler

Ift. udviklingen af DER tages der udgangspunkt i Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet [13], og dermed antages det, at udviklingen er eksogent bestemt.

Tabel 4 viser antagelserne for indfasning af kapaciteter og mængder af DER, som lægges til grund for analyserne. Ud over disse udviklinger forventer analyseforudsætningerne en stigning i det konventionelle forbrug på 0,65% pr. år, som bl.a. skyldes elektrificering af industri.

I dag er der en stigende tendens til, at markanlæg kobles på transmissionsnettet (defineret i analysen som >200kWh), men det er ikke sikkert, at den udvikling fortsætter. Analyseforudsætningerne fortæller ikke noget om, hvor markanlæg forventes at blive tilkoblet i fremtiden. Efter dialog med Energistyrelsens eksperter på området er det blevet besluttet at lade analysen bygge på den forudsætning, at halvdelen af markanlæggene kobles på eldistributionsnettet. Herefter antages det, at halvdelen kobles på 10kV, og halvdelen kobles på 60kV.

Det har ikke været muligt at få et kvalificeret bud på, hvor mange batterier der forventes at blive tilkoblet eldistributionsnettet i fremtiden. Derfor er der ikke lagt en forudbestemt eksogen mængde batterier ind i optimeringsmodellen. I stedet har optimeringsmodellen mulighed for at investere i batterier som alternativ til netkomponenter i nogle bestemte områder. Der er anvendt batteripriser fra forskningsinstituttet NREL [14].

De anvendte ikkefleksible DER-profiler er baseret på data fra den virkelige verden, og derfor er samtidighedseffekterne virkelighedstro. Der er dog ikke foretaget nogen analyse af samtidighedsresultaterne i denne rapport.

Tabel 4 - Nøgletal om indfasning af DER fra Energistyrelsens analyseforudsætninger 2020. Alle tal er uden nettab, da det beregnes i load flow modellen.

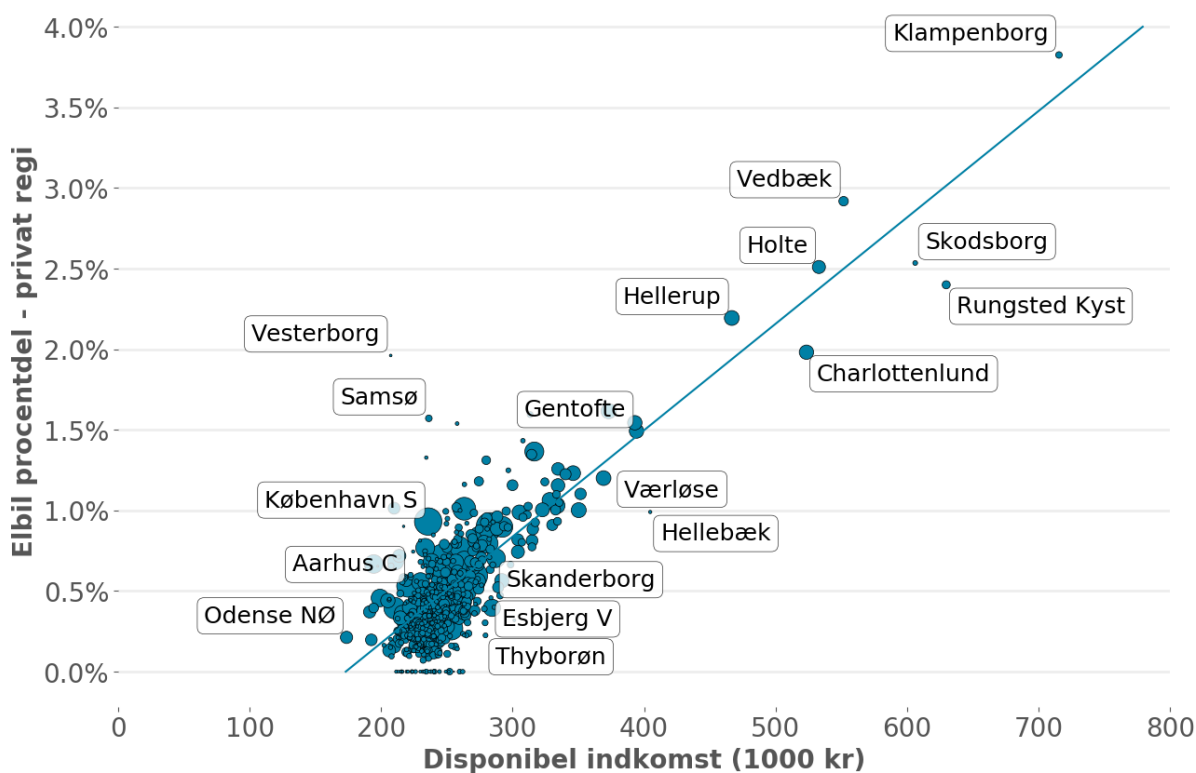
STØRRELSE	2025	2030	2035	2040
Decentrale kraftværker (MW)	1.806	1.688	1.529	1.515
Solceller, taganlæg (MW)	770	984	1.416	2.181
Solceller markanlæg (MW)	4.363	5.483	6.361	7.126
Individuelle varmepumper (GWh)	2.730	4.648	5.935	6.987
Store varmepumper (GWh)	1.048	1.647	2.563	2.826
Elbiler (GWh)	649	2.594	5.891	9.080

Antal	2025	2030	2035	2040
Decentrale kraftværker	903	844	764	758
Individuelle varmepumper	194.985	332.021	423.925	499.100
Store varmepumper	200	244	332	362
Elbiler	185.567	741.196	1.683.069	2.594.184
Solceller, taganlæg (<200 kWh)	154.056	196.771	283.231	436.231
Solceller, markanlæg (>=200 kWh)	10.908	13.708	15.902	17.815

4.1 Elbiler

Den forventede stigning i antallet af elbiler har stor betydning for den fremtidige belastning af eldistributionsnettet. Derfor er der brugt flere forskellige datakilder i fremskrivningsmodellen for at opnå en præcis, geografisk fordelt elbilsbelastningsmodel. Datakilder inkluderer BBR, Danmarks Statistik, Bilstatistik.dk, og Valgdatabasen. Resultaterne viser en skæv fordeling af elbilssejerskab i befolkningen i dag, der forventes fortsat at have indflydelse på placering af elbiler i fremtiden. Som eksempel på den skæve fordeling vises sammenhængen mellem elbilssejerskab og disponibel indkomst i Figur 10.

Denne analyse behandler elbiler og varevogne. Plugin hybrider udgør 20% af antallet af elbiler i 2030. Busser og lastbiler er ikke medregnet i analysen. De vil øge forbruget med ca. 12% ifølge Energistyrelsens Analyseforudsætninger.



Figur 10 - Elbilsprocenten i hvert postnummer plottet mod den gennemsnitlige disponible indkomst. Størrelsen på boblerne viser antallet af biler i postnummeret. Kilder: Danmarks Statistik og bilstatistik.dk.

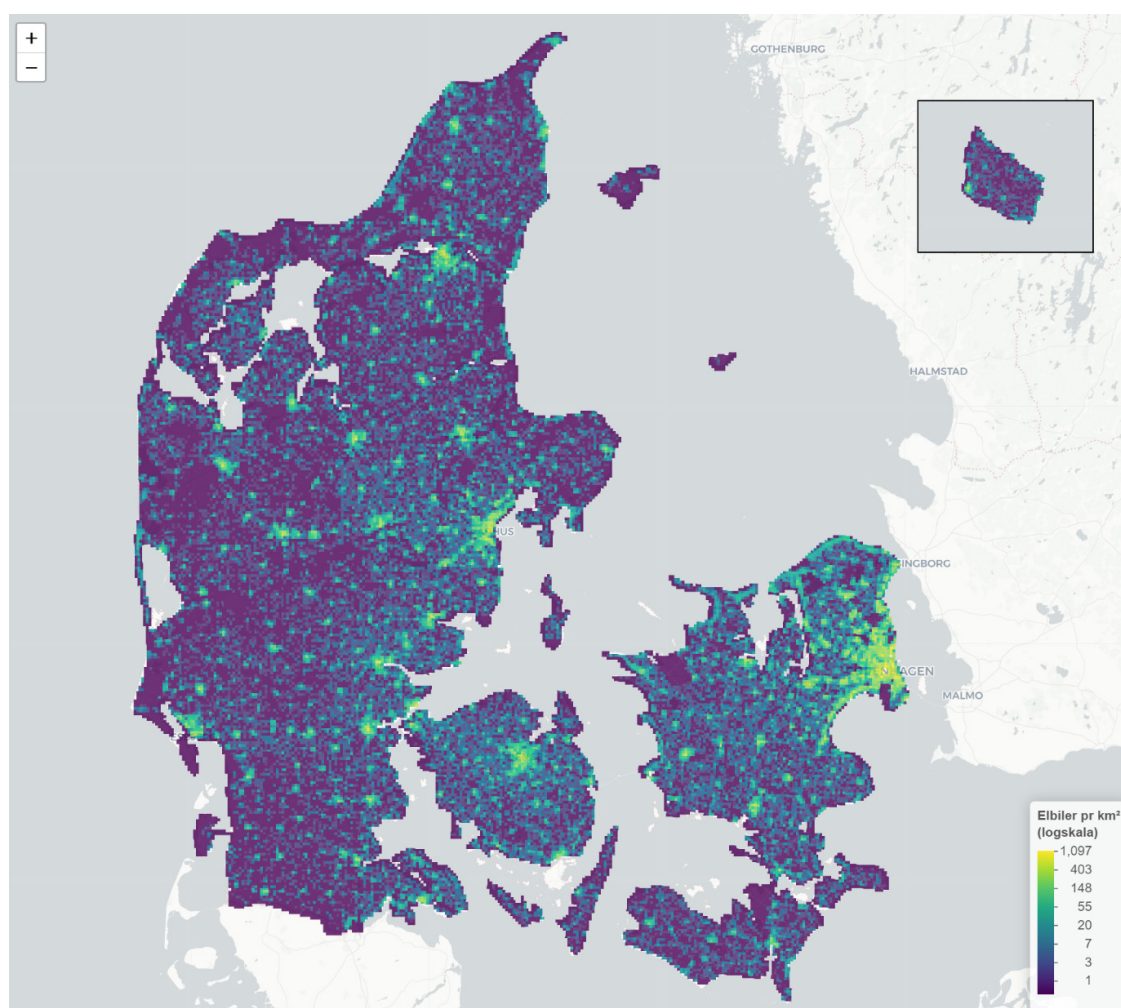
Der ses en tydelig tendens til, at jo større disponible indkomster, som borgerne i det enkelte postnummer har, desto flere elbiler kører der rundt på vejene. Ses der nærmere på Klampenborg, som er det postnummer i landet med den højeste gennemsnitlige disponible indkomst, er det også her, der findes flest elbilsejere. I Klampenborg er næsten 4% af bilerne elbiler. Ses der nærmere på Odense Nord Øst, der ligger i den anden ende af skalaen mht. disponibel indkomst, er kun ca. 0,25% af bilerne i dag elbiler.

Effekterne af disponibel indkomst forventes at reduceres gradvist frem mod 2040. Men effekten har stadigvæk indflydelse og betyder, at elbiler vil fordele sig i klumper hen over landet, når der laves fremskrivninger af elbilsejerskab frem mod 2040. For at fordele elbiler ned på enkelte huse indgår der også bilrådighedsdata, se Tabel 5. For at forstærke identificering af, hvor elbiler lader om dagen, er der brugt maskinlærings-billedgenkendelsesalgoritmer til at identificere biler på ortofoto. Samlet set giver kombinationen af disse data et rigtig godt og nuanceret billede af, hvor biler (og herunder elbiler) befinder sig i løbet af dagen.

Tabel 5 - Tabellen viser det gennemsnitlige antal biler efter boligforhold. Kilde: Tallene er regnet ud fra Danmarks Statistik tabel BIL88.

BOLIGTYPE	BILRÅDIGHED
Parcelhuse	1,21
Stuehuse til landbrugsejendomme	1,24
Etageboliger	0,43
Række-, kæde- og dobbelthuse	0,76
Kollegier	0,07
Andre typer af boliger	0,57

Figur 11 viser resultatet af fordelingen af 741.196 elbiler frem mod 2030. Det ses tydeligt at koncentrationen af elbiler er størst i de større byer, hvor befolkningstætheden er størst.



Figur 11 - Heatmap af fordeling af 741.196 elbiler i 2030. Det ses at elbiler koncentrerer sig om og i de større byer.

I Tabel 6 ses fordelingen af ladestandere samt antagelser om fleksibel adfærd. Der tages dels udgangspunkt i egne analyser omkring behovet for ladestandere, kombineret med tal fra Dansk Elbilalliance [15].

Tabel 6 - Nøgletal og fleksibilitetsantagelser.

PLACERING AF LADESTANDER	MOTORVEJS LADESTATIONER	BYKERNE OG HØJ BEBYGGELSE	LAND OG LAV BEBYGGELSE
Type af ladestandere	50%, 150kW 50%, 350kW	10%, 50kW 90%, 22kW	70%, 11kW 30%, 3,6kW
Antal i 2040	5.000	42.000	1.550.000
Opladning af biler fra villaområder	571GWh	571GWh	6.476GWh
Opladning af biler fra byområder	731GWh	731GWh	0GWh

For lynladere placeret ved tankstationer antages der ingen fleksibilitet. For hurtigludere, som typisk står på gaden, antages det, at ladning kan flyttes i 8-timers intervaller. For hjemmeladere antages det, at elbilerne skal oplades helt mindst en gang ugentligt. Elbiler i villaområder er tilsluttet i 12-timers intervaller. For alle elbiler begrænses mængden af fleksibilitet ved at antage, at batteriet aldrig må være under 25% opladet, også under kørsel.

Elbilsprofiler er baseret på data fra en canadisk undersøgelse af bilforbrug [16], kombineret med Danmarks Statistiks information om pendlingsdistance for forskellige områder samt historiske udendørstemperatur i Danmark, som påvirker elbilernes ydeevne. Elbilsprofiler for hurtig- og lynladere er justeret til at have en betydelig højere udnyttelsesgrad end i dag, da de nuværende 22kW opladere typisk kun forsyner 2-3 elbilers årlige strømforbrug, og udnyttelsen forventes at stige markant [15].

Når heatmappet og ladestanderfordelingen kombineres med nettopologien, fås et ret godt og præcist billede af, hvor elbiler vil belaste eldistributionsnettet i fremtiden.

4.2 Varmepumper

Antallet og placeringen af varmpumper i boliger i 2020 er hentet fra BBR. De fremtidige placeringer beregnes ved at udskifte olie- og naturgasfyr i takt med Klimaaftalens 2030-målsætninger. Øvrige varmpumpeinstallationer placeres ved at skalere de nuværende fordelinger opgjort på boligtype som vist i Tabel 7, så DER-forudsætningerne opfyldes.

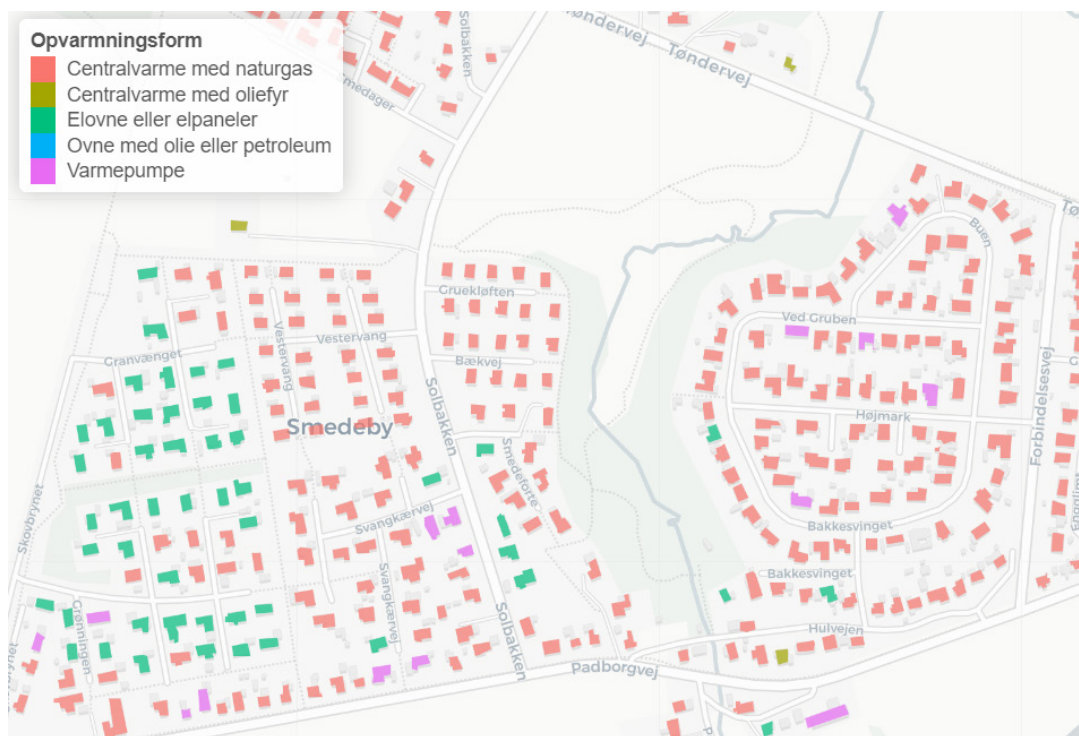
Figur 12 viser et eksempel på en mindre dansk by, som kan få flere varmpumper i fremtiden. Smedeby ligger i Sønderjylland tæt på den dansk-tyske grænse. Her findes der i dag en god blanding af forskellige opvarmingskilder, hvoraf mange må forventes at skulle udskiftes med varmpumper frem mod 2030.

Erhverv udgør en stigende andel af de kunder, som vil få varmpumper i fremtiden. I 2030 og 2040 vil erhvervskunder udgøre hhv. 36% og 42% af nye varmpumpekunder. Modellen antager varmpumper på helt op til 200kW til industribygninger.

Varmepumpeprofilerne er baseret på en temperaturfølesom bottom-up model [17], mens fleksibilitetsantagelser bygger på resultater fra EcoGrid EU og EcoGrid 2.0 [18], [19]. Resultater viser bl.a., at mængden af fleksibilitet er proportional med temperaturen. Er der 15 grader eller mere udenfor, kan der ikke længere aktiveres nogen fleksibilitet. Varmepumpeforbruget kan flyttes med op til 6 timer, som svarer til tidskonstanten for en bygningsmasse.

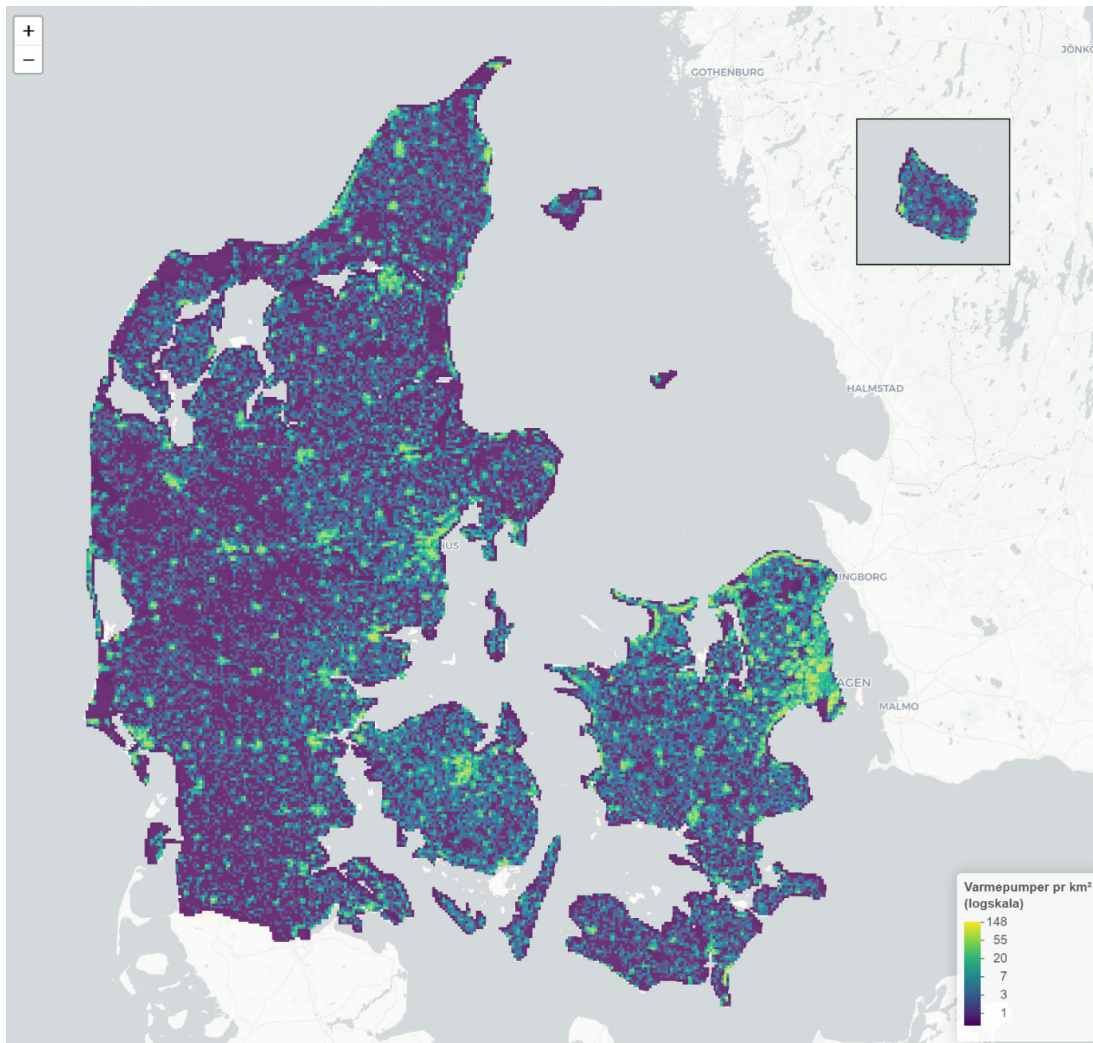
Tabel 7 - Procentdelen af boliger med varmepumpe som primær opvarmningsform i 2020. Procentdelene for andre bygningstyper, f.eks. til erhverv, er udregnet på samme måde, men vises ikke her. Tallene er beregnet ud fra BBR.

BOLIGTYPE	VARMEPUMPER
Parcelhuse	6,4%
Stuehuse til landbrugsejendomme	16,7%
Etagebygninger til beboelse	0,7%
Række-, kæde- og dobbelhuse	2,4%
Kollegier	1,3%
Andre bygninger til helårsbeboelse	0,3%
Sommerhuse	9,2%
Kolonihavehuse	4,6%



Figur 12 - Smedeby i Sønderjylland, hvor en blanding af elpaneler og naturgasfyr er klar til udskiftning med varmepumper.

På Figur 13 ses fordelingen af 332.021 individuelle varmepumper. Fordelingen er mere diffus end elbilsfordelingen, hvilket bl.a. skyldes, at mange sommer- og fritidshuse vil få installeret varmepumper. Disse huse ligger ikke i de zoner, hvor befolkningstætheden nødvendigvis er størst. Det ses fx, at varmepumpekonzentrationen er forholdsvis høj i Nordsjælland, hvor der netop er mange store sommerhusområder.



Figur 13 - Varmepumpefordelingen er noget mere diffus end elbilsfordelingen i 2030.

4.3 Store varmepumper

I dag er der 118 store varmepumper i Danmark, med en installeret effekt på ca. 100MW (el), som giver en forholdsvis lille gennemsnitlig størrelse. Det forventes, at varmepumperne bliver større, og fuldlasttimerne øges i forhold til i dag. Sverige har den største population af store varmepumper i verden (over 1MW termisk effekt), og derfra tages der fordelinger af varmepumpe størrelser og COP-værdier [20]. Data for varmepumpeeffektiviteten bygger på historiske observationer [21], mens varmebehovet, time for time, bygger på et simuleret datasæt for Europa fra 2007-2018 [22].

Store varmepumper simuleres med en bottom-up temperaturfølsom model, med fuldlasttimer defineret af Analyseforudsætningerne. Store varmepumper antages at være koblet på 10kV niveau med en 7-dages akkumuleringstank (varmelager), dog uden elkedel, som begrænser værdien af fleksibiliteten.

4.4 Solceller

Solcelleprofiler er samlet fra 10.000 geografiske punkter i Danmark, verificeret mod rigtige målinger [23], og fordelt efter befolkningen i Danmark.

Tabel 8 viser fordelingen af solceller, der tages udgangspunkt i.

Tabel 8 - Procentdelen af boliger med tagmonterede solcelleanlæg. Procentdelene for andre bygningstyper, f.eks. til erhverv, er udregnet på samme måde, men vises ikke her. Tallene er regnet ud fra BBR.

BOLIGTYPE	SOLCELLER
Parcelhuse	0,9%
Stuehuse til landbrugsejendomme	0,5%
Etagebygninger til beboelse	2,0%
Række-, kæde- og dobbelthuse	0,4%
Kollegier	9,5%
Andre bygninger til helårsbeboelse	0,8%
Sommerhuse	0,4%
Kolonihavehuse	0,3%

På Figur 14 ses fordelingen af 196.771 solcelleinstallationer i Danmark i 2030. Koncentrationen er større end for varmepumper, som har en mere diffus fordeling. Det fremgår, at der ikke forventes at være ret mange solceller midt inde i de større byer (se fx centrum af København), hvorimod der i villakvarterer, fx langs og omkring S-togsstrækningerne i København, vil være en relativt større koncentration.

5 Metodisk tilgang og optimeringsmodel

I dette afsnit beskrives den metodiske tilgang og optimeringsmodellen, der er brugt til at beregne merinvesteringsbehovet og værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet.

5.1 Optimeringsmodellen

Optimeringsmodellen er sat op, så den træffer investeringsbeslutninger, og flytter fleksibelt forbrug og produktion. Det sker på den mest omkostningseffektive måde set fra netvirksomhedernes perspektiv og ud fra antagelsen om, at DER maksimerer deres egen nytteværdi. Optimeringsmodellen simulerer således DER's rationelle adfærd og foretager en optimering, som maksimerer samfundsøkonomien, på samme måde som elmarkeder med fleksible forbrugere gør det - se fx [24], [25], [26]. Energistyrelsens vejledninger beskriver dog en udvidet definition af samfundsøkonomiske analyser, hvor eksternaliteter, skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor skal indgå [3]. Derfor kan optimeringen med disse definitioner betragtes som en selskabsøkonomisk optimering. Der er derfor også opstillet en samfundsøkonomisk konsekvensberegning efter Energistyrelsens definitioner i afsnit 8.

Modellen bygger på standard *nodal pricing* principper, som over tid er blevet identificeret som den mest omkostningsægte og samfundsøkonomisk optimale måde at prissætte el på, men med den ulempe, at det beregningsmæssige bliver mere komplekst [27]. EU har for nylig identificeret fordelene ved *nodal pricing*, som vil reducere omkostningerne for forbrugerne med 10 gange så meget, som implementeringen vil koste [28]. Teknologiske udviklinger betyder også nu, at danske netvirksomheder vil kunne skaffe de nødvendige *nodal pricing* systemer til omkring udbudsgrænsen. Selv hvis *nodal pricing* ikke bliver anvendt til at sende prissignaler, er værktøjet ideelt til at identificere områder, hvor fleksibilitet skal aktiveres, og til hvilken værdi.

Objektfunktionen, som optimeringsmodellen minimerer, opstilles på følgende måde:

$$\min (spot + skatter + afgifter) \cdot \sum_{n \cup d} \sum_t (forbrug + fleksibelt forbrug) \quad [1]$$

$$+(spot + afgifter) \cdot \sum_n \sum_t nettab \quad [2]$$

$$+(brændselsomkostninger - spot) \cdot \sum_{n \cup d} \sum_t decentral\ produktion \quad [3]$$

$$+ \sum_n CAPEX \quad [4]$$

Hvor d er DER, n er de fysiske netkomponenter som kabler, transformere og kabelskabe, t er tidsindekset, $spot$ er spotprisen. Nedenfor forklares de forskellige dele af ligningen:

[1] minimere de energibaserede udgifter, DER udsættes for.

[2] minimere energibaserede udgifter til nettab, som netvirksomheden udsættes for, og som pålægges elkunderne og DER gennem nettarif

[3] maksimere indkomsten fra salg af decentral produktion, hvor brændselsomkostninger inkluderer CO₂ afgiften

[4] minimere udgifter til netforstærkninger, inklusive en *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) på 3,66%, som er netvirksomhedernes tilladte forrentning af kapital, og derfor kan pålægges elkunder gennem nettariffen [29].

Der findes mange flere ligninger i optimeringsmodellen, som beskriver forbrugernes og DER's rationelle adfærd. Fx er der begrænsninger på DER's fleksibilitet og kapacitetsbegrænsninger for netkomponenter.

Der anvendes investeringer inkl. forrentning som en proxy for tariffene, som elkunderne skal betale til netvirksomhederne. DER's muligheder for indtjening på spotmarkedet ved salg af el maksimeres.

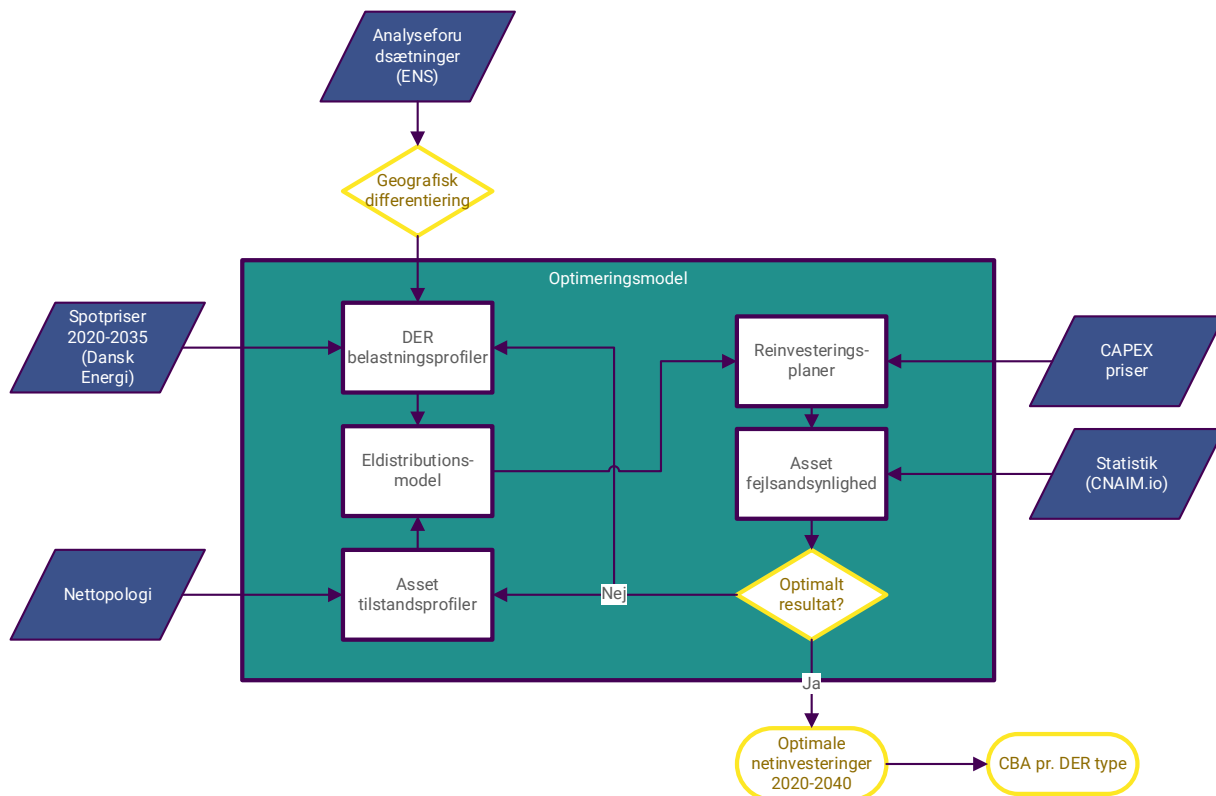
Optimeringsmodellen er udviklet i Python og vises i oversigtsform i Figur 15. Modellen tager mellem 8-16 timer at køre pr. scenarie på en Centos server med 40 CPU-kerner og 1TB RAM. Optimeringsmodellen består af to skridt. Det først skridt er et DC load flow bygget op omkring en matematisk metode kaldet *heltalsprogrammering* eller *Mixed-Integer Programming* (MIP). Det næste skridt er et AC load flow udført med Pandapower [30]. MIP-modellen giver optimeringsmodellen mulighed for at vælge at investere i hele transformere, men også i kontinuerte netkomponenter som kabelstrækninger. Havde der i stedet været anvendt en lineær-programmeringsmodel (LP) som optimeringsværktøj, havde optimeringsmodellen kunnet investere i fx halve eller kvarte transformere, hvilket selvfølgelig havde været en stor analytisk begrænsning. AC load flow modellen giver mulighed for at aktivere mere fleksibilitet, bestemme viklingskoblingsindstillinger, og netforstærke nødvendiggjort af problematiske spændingsafvigelse. Netforstærkningen her er hovedsagelig kondensatorer (dvs. Mvar compensation), som øger spændinger og reducerer nettab.

Modellens objektfunktion er sammenlignelig med mange versioner af Balmorel [31], som også indeholder skatter og afgifter, for at afspejle virkeligheden så godt som muligt. Det betyder, at værdien af fleksibilitet vurderes ud fra de nuværende rammevilkår som det nuværende skatte- og afgiftssystem. Optimeringsmodellen kan også sættes op til at beregne resultater uden eller med ændrede skatte- og afgiftsstrukturer, eller maksimere netvirksomhedernes afkast på basis af de mekanismer, der i dag indgår i indtægtsrammeregulering (fx indtægtsrammebekendtgørelsens §38).

Nettab simuleres i modellen som funktion af nettopologiens modstandsegenskaber og belastning, og omkostningerne hertil minimeres i optimeringen [32].

Optimeringsmodellen tager ikke hensyn til, hvordan fleksibilitet skal aktiveres. For hvert knudepunkt i nettopologien beregnes meromkostningen ved integration af ikkefleksible DER, samt værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet. Værdien af fleksibilitet er derfor et omkostningsægte beløb, som DER på knudepunktet burde belønnes med, fx via et fleksibilitetsmarked, eller straffes med i tilfælde af manglende fleksibel adfærd, fx via en geografisk differentieret effekttarif.

Forbrugs- og produktionsprofiler genereres i modellen og tager højde for både systemtilstand (som spotprisen er proxy for) og de lokale tilstande såsom flaskehalse. Dermed bliver aktivering af fleksibilitet en mere integreret del af modellen end i andre tidligere studier, hvor profilerne først genereres på systemniveau og dernæst justeres efter de lokale forhold.

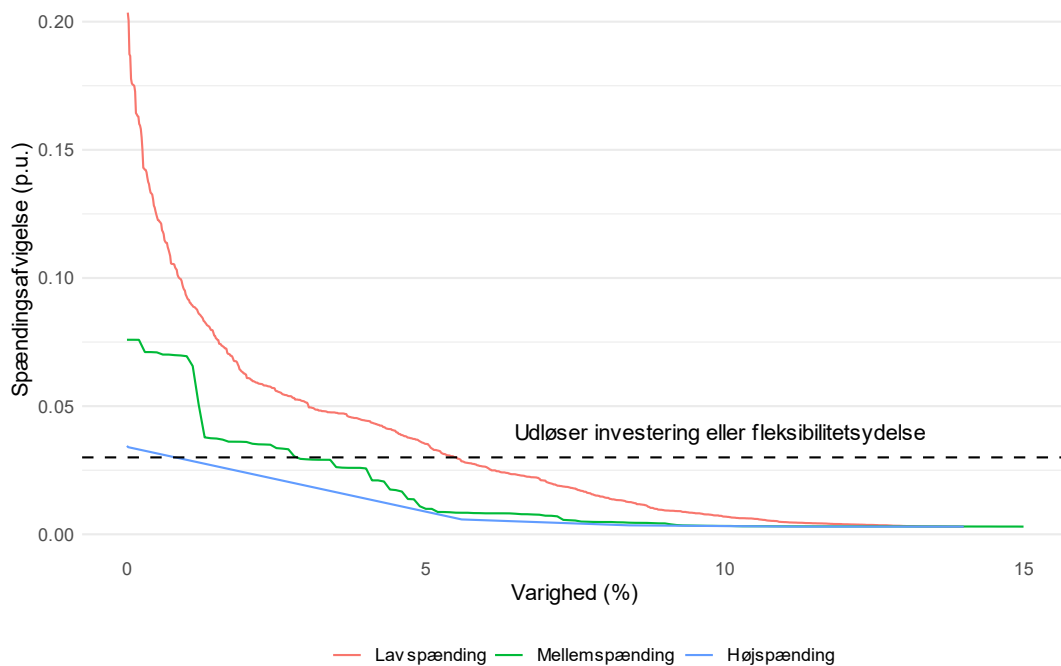


Figur 15 - Illustrativ oversigt over optimeringsmodellen.

Der antages, at eldistributionsnettet drives i en $N-1$ situation¹. Med det menes der, at nettet omlægges, så der ikke er nogen form for redundans. I praksis betyder det, at hvis der opstår en fejl, vil elkunder opleve et længerevarende afbrud. $N-1$ metoden anvendes i dag af nogle netvirksomheder, når der dimensioneres net. Det medfører, at de enkelte radialer antages at være længere og mere belastede end normalt, som fører til større spændingsudsving. Efter $N-1$ beregningen bliver de termiske grænser (også kaldet mærkestrøm) begrænset til 80%, og spændingsfald og -stigninger begrænset til 3%. Det er en væsentlig mere konservativ grænse end de 5%, netreglerne tillader. Men da der kun simuleres en jævn belastningsfordeling mellem faserne, vil der typisk være en større spændingsafvigelse på de enkelte faser. Det vurderes, at med den valgte grænseværdi på 3% fås udsvingene med.

Figur 16 viser, hvordan spændingen bliver påvirket på radialerne med DER og fleksibilitet, men uden mulighed for at netforstærke. De radialer, som ligger over tærskelværdien for spændingsafvigelse, skal netforstærkes.

¹ $N-1$ er et begreb, der benyttes i forbindelse med en fejltilstand i nettet, og betyder at eldistributionsnettets overordnede funktioner skal kunne opretholdes i forbindelse med udfald af en vilkårlig netkomponent.



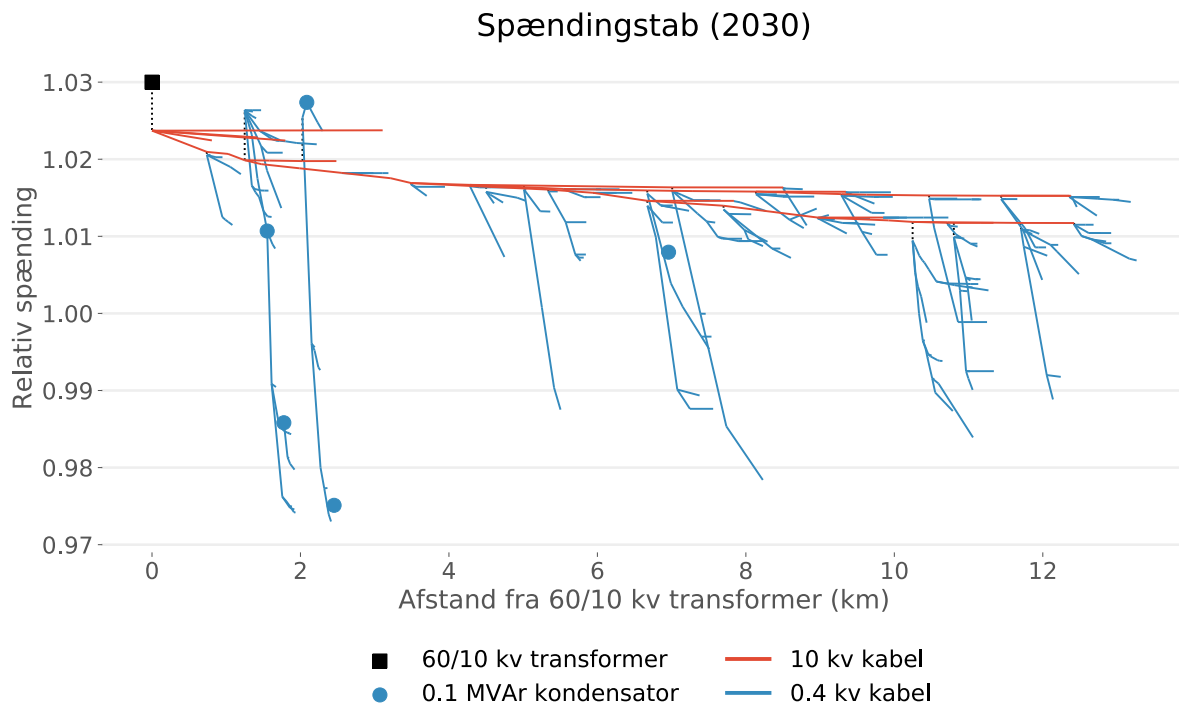
Figur 16 - Optimeringsmodellen foretager en investering eller aktiverer fleksibelt forbrug, når termiske eller spændingsbegrænsninger overskrides.

5.2 Reaktiv effekt (Mvar) kompensation

I Danmark er kondensatorer mindre udbredte på lav- og mellemspændingsniveau, end i andre lande, hvor eldistributionsnettet er mere under pres. Kondensatorer sørger for at minimere spændingstab, øge eldistributionsnettets kapacitet, og reducere nettab [33], [34]. Når optimeringsmodellen foretager AC load flow optimeringer, investerer den kraftigt i kondensatorer på lav- og mellemspændingsniveau.

Figur 17 viser et eksempel på spændingsfald, som skal holdes inden for +/- 3% i en enkeltfaset-analyse, og hvor kondensatorer, som automatisk kan koble til og fra, vil være en stor del af fremtidens eldistributionsnettet. At kondensatorer ikke er så udbredte på lav- og mellemspænding, er et tegn på et stærkt eldistributionsnet.

Kondensatorer kan placeres ved transformere og kabelskabe. Kondensatorer placeret i lav- og mellemspændingsnettet støtter hinanden i højere grad end interaktionen mellem høj- og mellemspændingsnettet grundet automatiske viklingskoblere i 60/10kV og 50/10kV stationer, som er i stand til at regulere spændingen. Automatiske viklingskoblere eksisterer oftest ikke i 10/0,4kV stationer.



Figur 17 - Eksempel på spændingsfald for flere radialer fra en 60/10kV transformere. Her placeres kondensator optimalt for at øge nettets kapacitet

5.3 Tilpasninger af CNAIM

CNAIM-standardens model for sandsynlighed for fejl (*Probability of Failure*) tager kun den nuværende belastning for netkomponenter som forklarende variabel [9]. Denne model har Utiligize udvidet ved at udvide matematikken, så den afhænger af den fremtidige belastning. Det gøres ved at *future health score* beregnes som en sum, med års-afhængig *forecast aging rate*, β_2 , som beregnes for alle år i fremtiden med stigende belastning,

$$FHS_t = CHS_{t_0} \cdot \exp\left(\frac{t}{r} \beta_2\right)$$

Hvis man fx kigger 3 år ud i fremtiden ($t = 3$), så

$$FHS_3 = CHS_{t_0} \cdot \exp\left(\frac{1}{r} (\beta_2^1 + \beta_2^2 + \beta_2^3)\right)$$

Hvis $\beta_2^1 = \beta_2^2 = \beta_2^3$ (som i CNAIM-standardens), så er den oprindelige ligning gendannet,

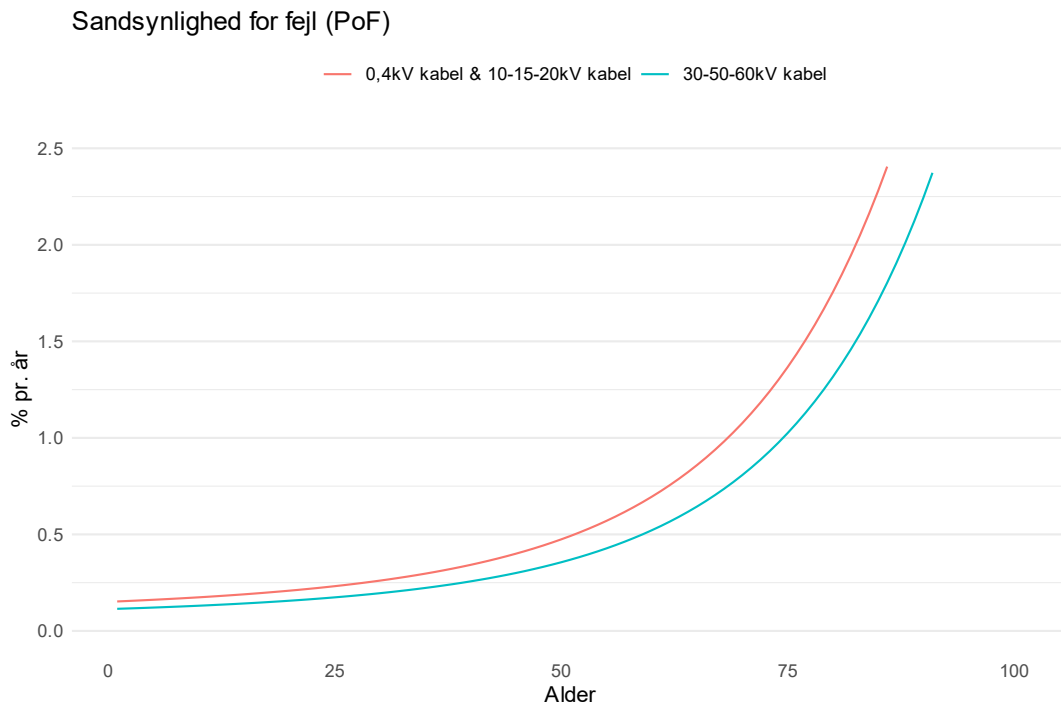
$$FHS_3 = CHS_{t_0} \cdot \exp\left(\frac{3}{r} \beta_2\right)$$

Hvis β_2^t udvikler sig pga. stigende belastning, så fås der følgende en generaliseret ligning,

$$FHS_T = CHS_{t_0} \cdot \exp\left(\frac{1}{r} \sum_{t=1}^T \beta_2^t\right)$$

CNAIM-standardens indeholder i udgangspunktet ikke 20/15/10kV og 0,4kV kabeltyper, men da disse er lavet af det samme materiale og opbygget på samme måde som 30/50/60kV kabler, kan der gøres en antagelse om, at 10kV og 0,4kV kabeltyper i udgangspunktet har ens sandsynlighed for fejl. I denne rapport antages det, at 10kV og 0,4kV kabeltyper har en smule højere fejlsandsynlighed end 30/50/60kV kabler.

Figur 18 viser sandsynligheden for fejl for hhv. et 0,4kV kabel, et 10/15/20kV kabel og et 30/50/60kV kabel. Alle kabler i figuren antages i øvrigt at være i god stand.



Figur 18 – Sandsynlighed for fejl pr. år plottet mod alder.

5.4 Monte Carlo simuleringer af leveringskvalitet

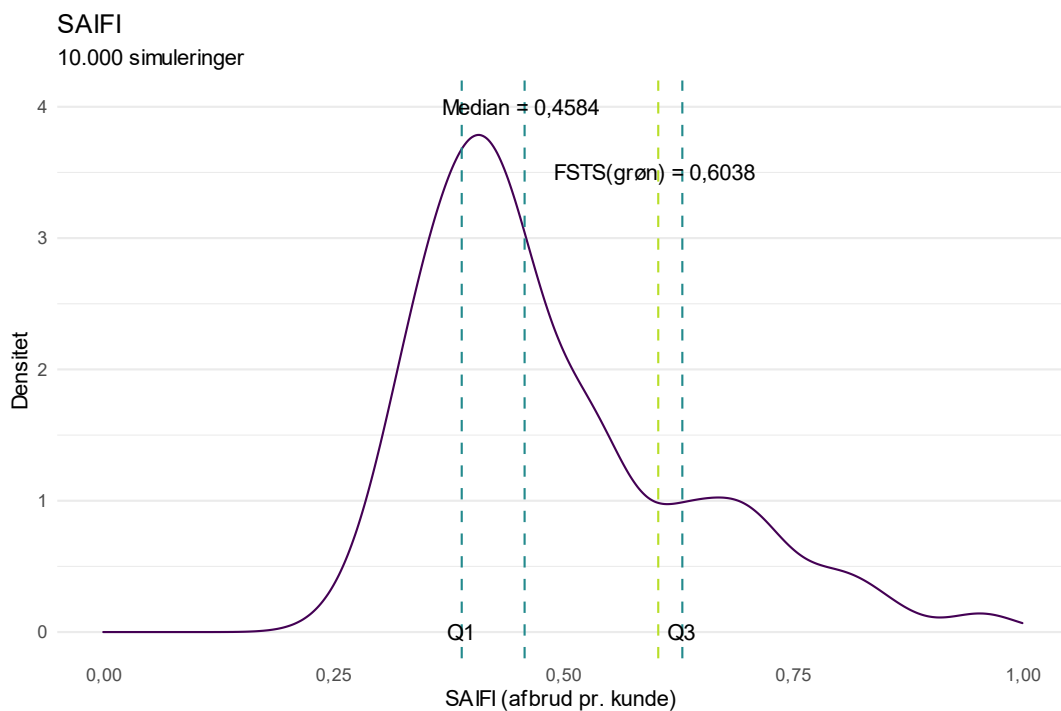
For at sikre at optimeringsmodellen ikke går på kompromis med leveringssikkerheden, er der indlagt restriktioner på afbrudsminutterne og antallet af afbrud, som elkunder må udsættes for. Leveringssikkerhedsgrænsen, der er indlagt, er fundet med Monte Carlo simuleringer af fejl og afbrud på hele nettopologien. Metoden sikrer, at optimeringsmodellen ikke underinvesterer i eldistributionsnettet på noget tidspunkt.

Monte Carlo simuleringer betyder i praksis, at der for hver enkelt netkomponent, som forsyner et antal elkunder, tilknyttes en fejlsandsynlighed. Fejlsandsynlighederne er udregnet på baggrund af alder og belastning med open-source CNAIM-modellerne [9]. Ved derefter i flere omgange at simulere, hvor mange netkomponenter, der svigter, kan antallet af afbrud og afbrudte kunder beregnes.

En essentiel del af validiteten af Monte Carlo simuleringer er antallet af simuleringer. I analysen er der valgt 10.000 simuleringer, som antages at være et rimeligt antal for at sikre robuste resultater.

Ved beregning af leveringskvalitet er det almindelig praksis at opstille de anerkendte indeks, SAIFI (System Average Interruption Frequency Index: Antal afbrudte kunder divideret med summen af alle kunder) og SAIDI (System Average Interruption Duration Index: Summen af afbrudsminutter divideret med summen af alle kunder).

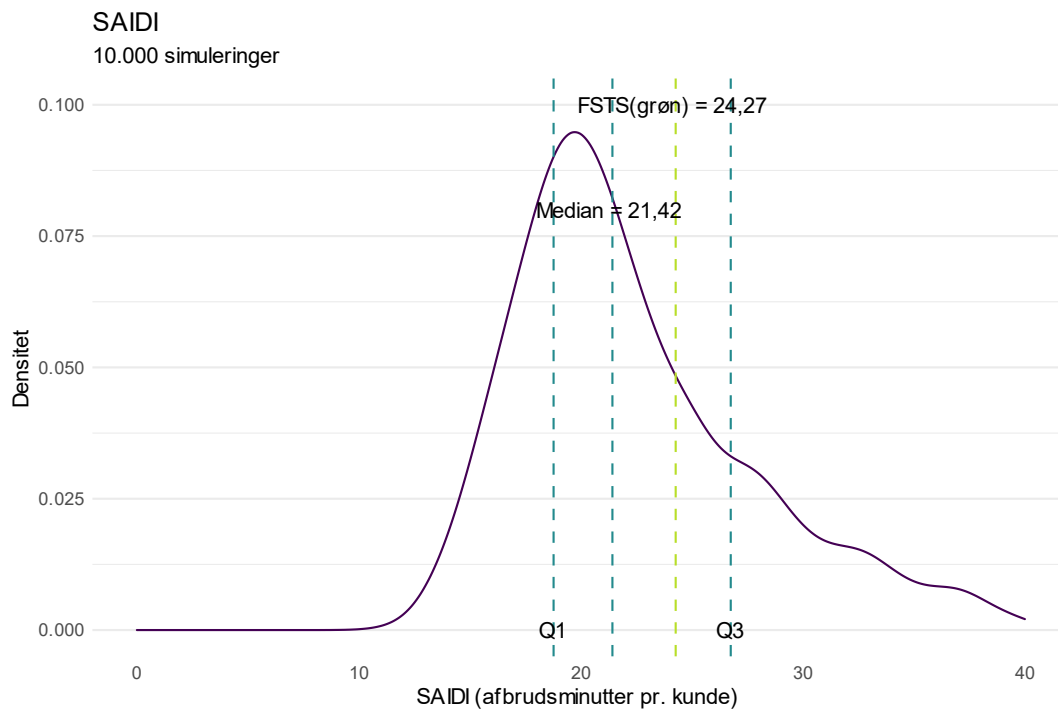
Figur 19 og Figur 20 viser fordelingerne af hhv. SAIDI og SAIFI fundet med Monte Carlo simuleringer på nettopologien.



Figur 19 - 10.000 simuleringer af SAIFI. FSTS (grøn) viser netvirksomhedernes gennemsnitlige antal afbrud pr. kunde ved Forsyningstilsynets afgørelse i 2018 (2017 data).

Formålet med Figur 19 og Figur 20 er at vise udfaldsrummet for forsyningssikkerheden med den valgte metode. Som det ses, er den valgte metodes resultater en nogenlunde approksimation af virkeligheden, da begge landsgennemsnit, som er beregnet ud fra Forsyningstilsynets årlige leveringskvalitetsbenchmarking (afgørelsen 2018), ligger mellem første og tredje kvartil, og tæt på medianen af fordelingerne.

SAIFI og SAIDI simuleres på nettopologien for hvert år frem mod 2040 med den naturlige udvikling i alder og belastning som følge af DER, der tilskrives med analyseforudsætningerne. Der reinvesteres i netkomponenter indtil medianværdierne fastholdes, så påvirkningen af DER tydeliggøres på merinvesteringsbehovet, mens leveringskvaliteten forbliver det samme over tid.



Figur 20 - 10.000 simuleringer af SAIDI. FSTS (grøn) viser netvirksomhedernes gennemsnitlige antal afbrudsminutter pr. kunde ved Forsyningstilsynets afgørelse i 2018 (2017 data).

5.5 Økonomi

For at optimeringsmodellen skal kunne træffe beslutninger om at opgradere kapaciteten og investere i eldistributionnettet, er det nødvendigt at give modellen muligheden for bl.a. at investere i større netkomponenter. Derfor er der indlagt genanskaffelsespriser for netkomponenter i modellen.

Til analyserne tages der udgangspunkt i de nuværende og historiske genanskaffelsespriser, der benyttes og er blevet benyttet af Forsyningstilsynet (før Energitilsynet) til den årlige benchmarking og til netvirksomhedernes åbningsbalancer. De rå genanskaffelsespriser er pristalsfremskrevet med en inflator svarende i gennemsnit til ca. 2% pr. år. Dernæst er genanskaffelsespriserne skaleret efter de relative zoneprisforskelle i de nuværende benchmarkingpriser (PAP-priser). Tilsvarende er de rå genanskaffelsespriser for nogle netkomponenter skaleret efter prisforskelle i kapacitetsstørrelserne. Når der ikke direkte er anvendt PAP-priser, skyldes det hovedsagelig, at disse er baseret på skøn og ikke på netvirksomhedernes faktiske indberetninger. Dermed vurderes det, at der i overvejende grad skabes et mere realistisk billede af de faktiske investeringsomkostninger, som netvirksomhederne pådrager sig. De årlige investeringsomkostninger i en given netkomponent beregnes som en annuitet af genanskaffelsesprisen over afskrivningshorisonten, samt en rente, som svarer til netvirksomhedernes tilladte forrentning af kapital. Den tilladte forrentning, som anvendes, er af Forsyningstilsynet fastsat til 3,66% i perioden 2018-2022 [29].

Spotpriserne, der anvendes i optimeringsmodellen, er baseret på det grønne scenarie i Dansk Energis Elpris Outlook 2019. Her er der gennemført en aggressiv klimatilpasning af samfundet, som nogenlunde svarer til, at Energistyrelsens analyseforudsætninger opnås. Den gennemsnitlige pris for strøm ligger på 45 øre/kWh i 2030, med prisspidser på over 200 øre/kWh. Prisspidserne forekommer 48 gange om året. Det betyder, at der i gennemsnit findes en time om ugen, hvor elprisen er meget høj. Prisspidserne er tegn på kapacitetsmangel til integration af vind og sol på systemniveau.

Afslutningsvis skal det nævnes, at skatter og afgifter i modellen fastholdes på de niveauer, som findes i dag (2020-niveau). Denne antagelse betyder, at der vil være en naturlig begrænsning på salget af strøm tilbage til eldistributionsnettet, fordi fastholdelsen af skatter og afgifter vil begrænse fx elbilsejeres incitament til at levere strøm tilbage til eldistributionsnettet. Med andre ord kan elbilsejere købe til spotprisen inkl. moms og afgifter, men kun kan sælge til spotprisen uden refusion af moms og afgift på de indkøbte kWh, hvorfor tilbagesalg ofte ikke vil kunne betale sig.

6 Analytisk afgrænsning

Alle analyser er forbundet med en vis usikkerhed, der kan skyldes antagelser, datagrundlag, analytiske afgrænsninger, metodiske valg mv.

I Tabel 9 er oplistet en række forhold, der kan have betydning for resultaterne, som præsenteres efterfølgende. Tabellen oplister så vidt muligt den teoretiske retning, resultaterne påvirkes i.

Tabel 9 – Oversigt over de usikkerheder og afgrænsninger, der er identificeret i analyserne.

AFGRÆNSINGER/ USIKKERHEDER	FORKLARING	TEORETISK PÅVIRKNING AF RESULTATER (VÆRDIEN AF FLEKSIBILITET OG INVESTERINGER TIL ELDISTRIBUTIONSNETTET)
Batterier.	Optimeringsmodellen har kun fået mulighed for at investere i batterier ved motorvejsladestationer.	Ukendt.
Fremtidige ændringer i elafgiften.	Analysen tager ikke højde for fremtidige ændringer i elafgiften, men udgangspunkt i, at elafgiften forbliver, som den er i dag.	Hvis elafgiften sænkes, kan det påvirke merinvesteringsbehovet, fordi Vehicle-to-grid (V2G) vil blive attraktivt for private elbilsejere, og det kan belaste eldistributionsnettet yderligere.
Fleksibilitetsantagelser for forbrug kan være for aggressive.		Værdien af fleksibilitet vil måske være højere. Merinvesteringsbehovet vil være større.
Grundlasten er ikke beregnet på individuelt fjernaflæste målerdata.	Der er anvendt og samlet fra aggregerede forbrugs- og produktionsprofiler til at beregne grundlasten i analysen. Ideelt set skulle der have været anvendt fjernaflæste målerdata og SCADA-målinger, men det har ikke været muligt.	Ukendt.

Aldersprofilerne er ikke helt retvisende.	Netvirksomhedernes indberetninger til myndighederne kan være fejlbehæftede i større eller mindre grad.	Kan påvirke reinvesteringsbehovet, merinvesteringsbehovet og værdien af fleksibilitet i begge retninger.
Sektorkobling og P2X er ikke medtaget i analyserne.		Fleksibilitet vil være mere værd samt merinvesteringsbehovet kan være større.
Udskiftningsstrategien, der er valgt og lagt ind i optimeringsmodellen, kan være for konservativ.	I nogle områder, især byområder, observeres det, at netvirksomheder vælger at investere i kraftigere kabler, fx 3X240+25 AL PEX, i stedet for 3X150+25 AL PEX, som det ellers antages i analysen.	Fleksibilitet er mindre værd.
Andre systemydelse, fx primærfrekvensreserver, er ikke medtaget i analysen.		Værdien af fleksibilitet vil være lavere.
Fastlåsning af leveringssikkerheden.	Energinet og Dansk Energi antager, at leveringskvaliteten vil være faldende frem mod 2030.	Fleksibilitet kan være mere værd, og merinvesteringsbehovet kan være lavere, hvis forbrugerne kan acceptere ringere leveringssikkerhed.
CNAIM-modeller er ikke retvisende for danske forhold.	I Danmark lever nogle netkomponenter måske længere, og andre måske kortere end i England grundet ukendte forhold.	Ukendt effekt på reinvesteringsbehovet, merinvesteringsbehovet og værdien af fleksibilitet.
Usikkerhed i fremtidige spotpriser.	Optimeringsmodellen har perfekt forudsigtelse af spotpriser.	Ukendt effekt på merinvesteringsbehovet og værdien af fleksibilitet.
Usikkerhed i aktivering af forbrugsfleksibilitet.	Forskningsprojekter har vist, at der er usikkerhed forbundet med realisering af aktivering af fleksibilitet fra DER. Menneskelig adfærd er meget svær at forudsige. Dvs. at der er en potentiel omkostning forbundet med anskaffelse af fleksibilitetsydelse, som netvirksomheder skal tage stilling til.	Betalingsvilligheden for indkøb af fleksibilitetsydelse hos en netvirksomhed vil sandsynligvis være lavere end den beregnede værdi af fleksibilitet præsenteret i rapporten.
Spotpriserne generes ikke dynamisk i optimeringsmodellen.	Fleksibel adfærd indgår i Balmore til generering af spotpriserne, som bruges i Dansk Energis Elpris Outlook [35], og som også bruges i denne analyse.	Meget lav påvirkning af resultaterne.

Danske spotpriser påvirkes desuden meget af nabolande (76% af tiden er prisen ens med ét af nabolandene). Det betyder, at eldistributionsnettet i Danmark har meget lidt indflydelse på elpriserne.

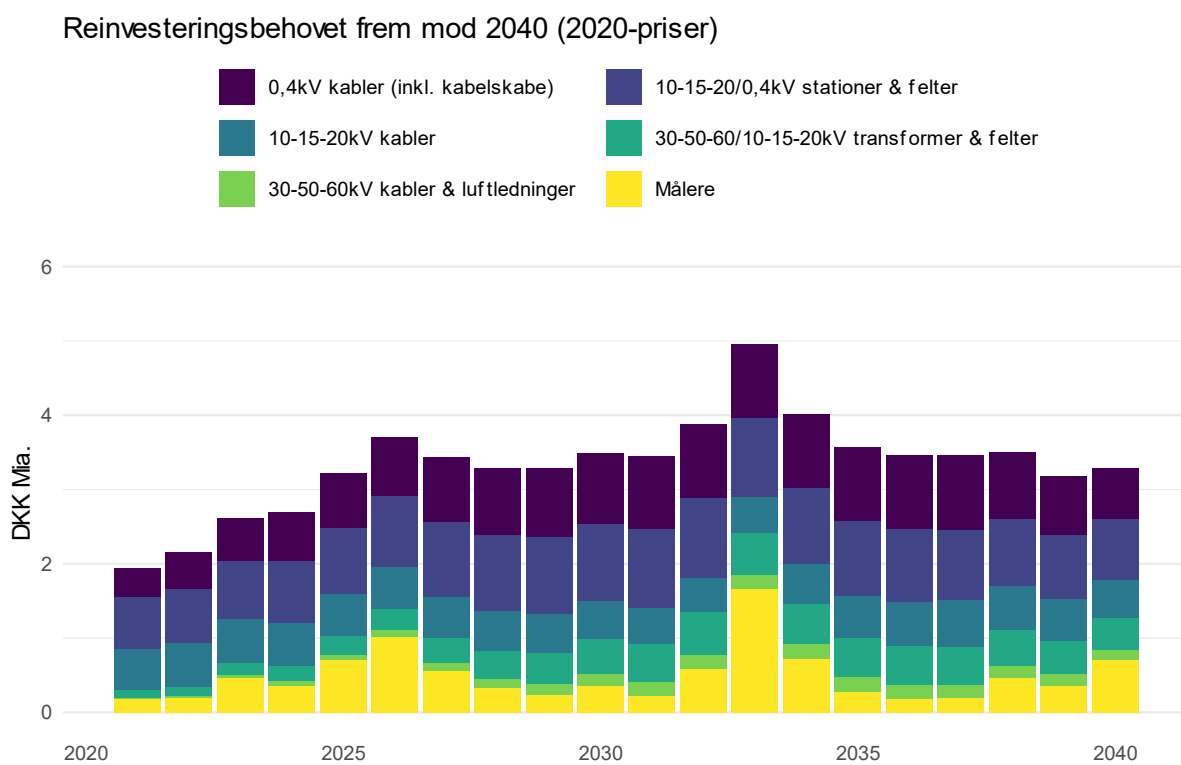
Der er ikke foretaget kortslutnings-spændingsberegninger.	Kortslutningsspændingen begrænser, hvor mange kunder kan tilsluttes de enkelte komponenter, dog har denne beregner mindre betydning for nettets kapacitet og større betydning for relæindstillinger og koblingsudstyrs størrelse [36].	Lav påvirkning af resultaterne.
Koblingstilstanden kendes ikke.	De offentlige databaser fra N1 og Vores Elnet indeholder ikke koblingstilstanden. Der, hvor der kunne være flere muligheder, har en algoritme lavet længere end normale radialer, som betyder, at et worst-case scenarie er regnet på med højere belastninger end i virkeligheden.	Meromkostningen og værdien af fleksibilitet er lavere i virkeligheden.

7 Resultater

I dette afsnit afdækkes behovet for reinvesteringer i eldistributionsnettet samt merinvesteringsbehovet som følge af DER og den fleksibilitet, der kan knyttes dertil. En forudsætning for at beregne værdien af fleksibilitet på distributionsniveau er at kende det grundlæggende reinvesteringsbehov i eldistributionsnettet. Afslutningsvis præsenteres de anslåede samfundsøkonomiske konsekvenser ved fleksibel adfærd.

7.1 Reinvesteringsbehovet i eldistributionsnettet

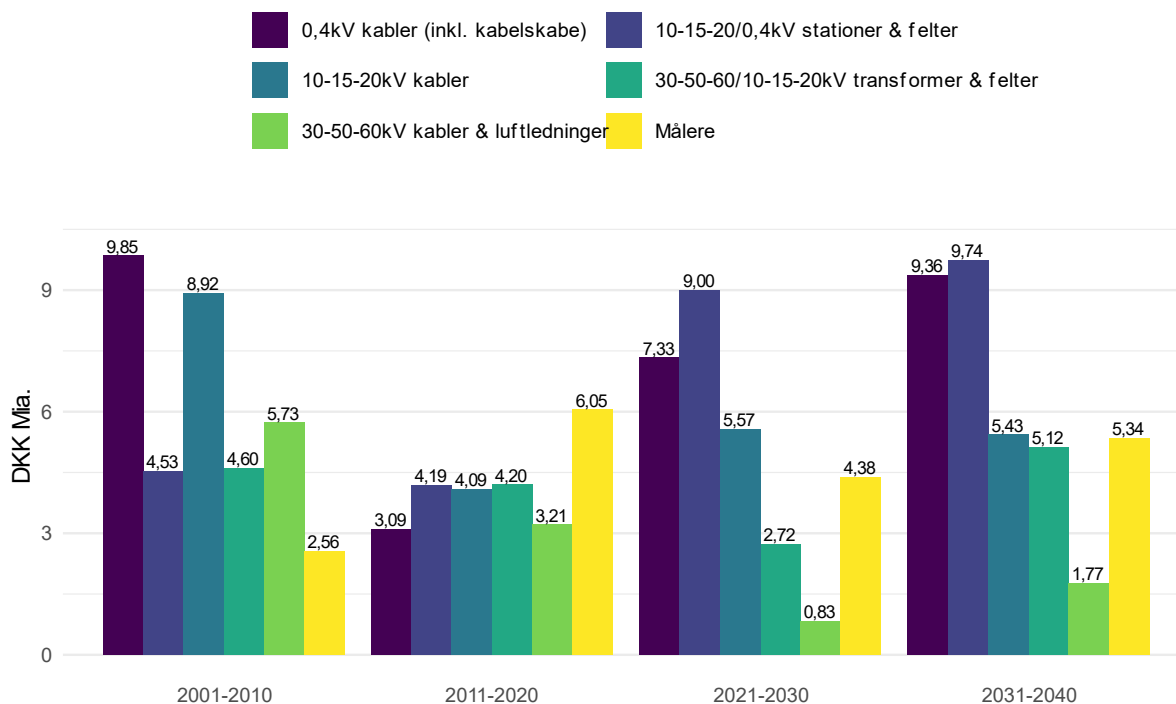
Når reinvesteringsbehovet estimeres for eldistributionsnettet, tages der udgangspunkt i aldersprofilerne vist i afsnit 3.3, open-source CNAIM-fejlsandsynlighedsmodeller [9], bibeholdelse af leveringskvalitet og genanskaffelsespriserne. Det skal her bemærkes, at målere antages at have en fast levetid på 15 år. Reinvesteringsprofilen er altså baseret på en *business as usual* tilgang.



Figur 21 - Reinvesteringsbehovet uden DER og fleksibilitet opdelt på netkomponenter. Business as usual.

Figur 21 viser reinvesteringsbehovet i eldistributionsnettet fordelt på netkomponenter frem mod 2040. Der ses en tendens til, at reinvesteringsbehovet vil stige frem mod 2033 og derefter være svagt aftagende. Det skal også bemærkes, at en stor del af reinvesteringerne skal lægges i kabler og 10/0,4kV stationer og felter. Som det kan ses i aldersprofilen med kabler i Figur 3, skyldes behovet, at mange kabler er anlagt mellem

1960'erne og 1980'erne og naturligt skal udskiftes grundet aldring. Samme effekt gør sig gældende for transformere.



Figur 22 - Aggregerede investeringer i netkomponenter pr. årti. Business as usual.

Figur 22 viser de grupperede historiske investeringer og grupperede fremtidige reinvesteringsbehov i netkomponenter. Når der ses nærmere på, hvor det største reinvesteringsbehov skal findes, er det tydeligt, at lav- og mellemspændingsnettet står for langt hovedparten fra 2021 og frem mod 2040. Samtidig beregnes det, at reinvesteringsbehovet i 0,4kV (inkl. kabelskabe) og 10kV kabler i perioden 2021-2040 fylder ca. 42% af det samlede reinvesteringsbehov frem mod 2040.

I perioden fra 2001-2010 ses det, at der er investeret massivt i kabler på alle spændingsniveauer. Det skyldes som tidligere nævnt den politiske beslutning om kabellægning af luftledninger efter decemberstormen i 1999.

Når sidste årti (2011-2020) investeringsniveau på 24,70 mia. kr. sammenlignes med det kommende årti (2021-2030) reinvesteringsbehov på 29,83 mia. kr., beregnes en stigning på ca. 20%. Stigningen skyldes vedligeholdelse af leveringssikkerheden, når netkomponenter er udtjente grundet høj alder, som også blev afspejlet i aldersprofilerne i afsnit 3.3.

I rapporten *Elbilerne kommer* fra 2019 [37] forventes et reinvesteringsbehov på ca. 29 mia. kr. i perioden 2019-2030, mens der i perioden fra 2031-2040 forventes et reinvesteringbehov på ca. 40 mia. kr. Indeværende rapport forventer hhv. et reinvesteringsbehov i perioden 2021-2030 på 29,83 mia. kr. og i perioden 2031-2040 på 36,77 mia. kr. Omregnes reinvesteringsbehovet til årlige omkostninger frem mod 2030, præsenterer *Elbilerne kommer* et behov for 2,4 mia. kr. pr. år., mens denne rapport præsenterer 2,98

mia. kr. pr. år. Laves sammenligningen for perioden 2031-2040, præsenterer *Elbilerne kommer* et reinvesteringsbehov på 4 mia. kr. pr. år., hvor der i denne rapport præsenteres et reinvesteringsbehov på 3,76 mia. kr. pr. år. Forskellene skyldes forskellige metodiske tilgange, forskelle i de anvendte genansaffelsespriser samt de prisniveauer, der regnes i.



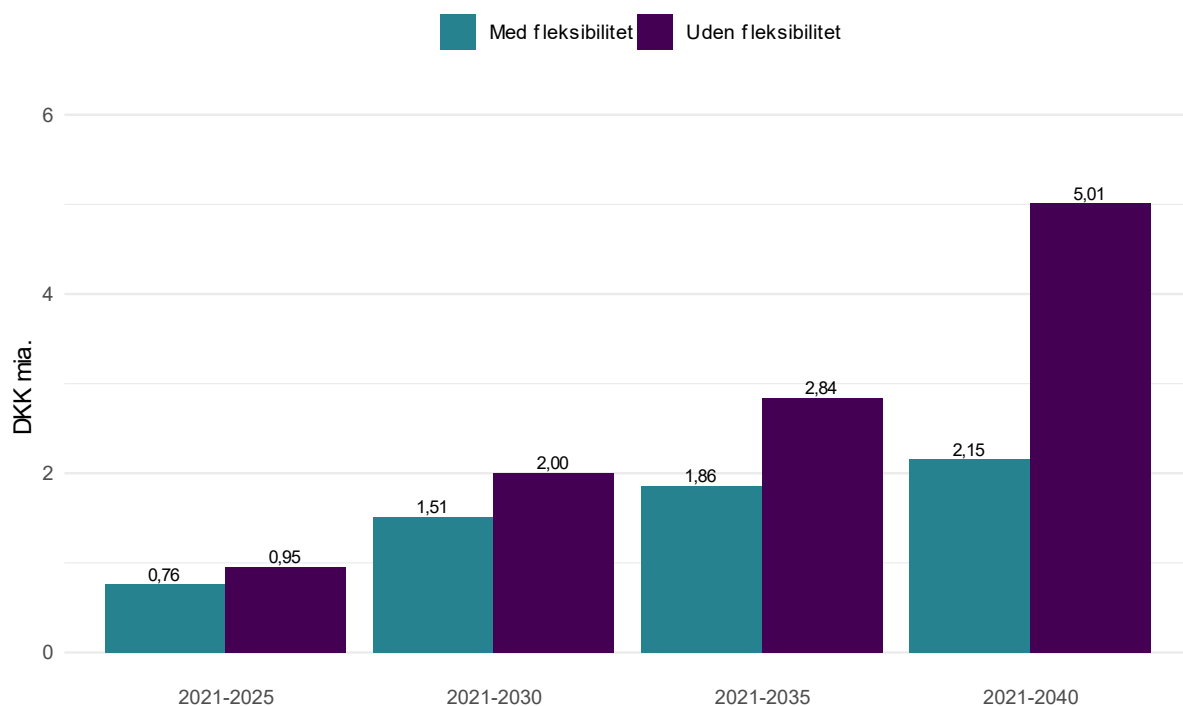
Figur 23 - Zoneopdelte investeringer pr. årti. Business as usual.

Figur 23 viser de grupperede historiske investeringer og grupperede fremtidige reinvesteringsbehov frem mod 2040 fordelt på zoner. Det fremgår, at langt hovedparten af investeringerne falder i zonerne land og lav bebyggelse. Det skyldes de meget store volumener af eldistributionsnet i zonerne (jf. Tabel 2). Reinvesteringsbehovet i zonen bykerne fylder en smule mere end høj bebyggelse, selvom bykerne arealmæssigt er mindre. Det skyldes, at densiteten af eldistributionsnet afhænger af befolkningstæthed, som er større i bykerne end i høj bebyggelse (jf. Tabel 2).

7.2 Værdien af fleksibilitet og omkostningsanalyser af DER for eldistributionsnettet

Det fremgår af Figur 24, at indfasningen af DER har betydning for det generelle investeringsbehov i eldistributionsnettet, og at der fra 2021-2040 vil være et ekstraordinært behov for investeringer til netforstærkninger på mellem 2,15 mia. kr. og 5,01 mia. kr. alt afhængigt af, om DER agerer fleksibelt.

Merinvesteringsbehovet i netkomponenter (2020-priser)



Figur 24 - Kumuleret udvikling i merinvesteringsbehovet med og uden fleksibilitet i mia. kr. (2020-priser).

Det betyder også, at værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet beregnes til 2,86 mia. kr. frem mod 2040. Omregnet til en annuitet svarer det til en årlig besparelse på ca 204 mio. kr. Samtidig skal der lægges mærke til, at fleksibilitet først reelt får værdi for eldistributionsnettet efter 2025, da det beregnede behov for merinvesteringer til netforstærkninger fra 2021-2025, med og uden fleksibilitet, næsten er identisk.

Sammenlignes den årlige besparelse på 204 mio. kr., med den årlige besparelse, der præsenteres i Smart Energy fra 2015, på 7 mio. euro (flex uden gridmax) omregnet til 52,5 mio. kr., er resultatet her noget højere [31]. Dog kigger Smart Energy kun frem til 2035, og gøres det samme her, ligger resultaterne noget tættere på hinanden. Her beregnes den årlige besparelse frem mod 2035 til ca. 86 mio. kr.

Merinvesteringsbehovet er markant lavere end nyere analyser fra eldistributionsbranchen, bl.a. *Elbilerne kommer* og *Sektorkøreplan for energi- og forsyningssektorens bidrag til 70%-målsætningen*. En mulig forklaring på forskellen ligger i antagelserne til væksten i elforbruget, som Energistyrelsen har lavere forventninger til end elbranchen, som vises i Tabel 10.

Tabel 10 - Forskelle i forudsætninger og resultater mellem analysen heri og branchens analyser

2030	KLIMAPARTNER-SKABETS SEKTORKØREPLAN	ENERGISTYRELSENS ANALYSE-FORUDSÆTNINGER	ANALYSE-FORUDSÆTNINGER MED DATACENTRE OG POWER-T-X
Slutforbrug i eldistributionsnet (TWh)	58,0	42,2	54,0
	ELBILERNE KOMMER	RESULTATET HERI	
Merinvesteringsbehov uden fleks. (mia. kr.)	19,0	2,0	-

Ses der nærmere på Tabel 11 fremgår det, hvordan merinvesteringsbehovet med og uden fleksibilitet fordeles sig på de forskellige zoner frem mod 2040. Værdien af fleksibilitet på distributionsniveau er procentuelt og beløbsmæssig størst i lav bebyggelse, hvor befolkningen fylder mest. Samtidig indeholder zonen også *erhverv*. Her sænkes merinvesteringsbehovet med 65% svarende til 2.021 mio. kr. Det er i denne zone, at der kommer flest elbiler og varmepumper.

I landzonen reducerer fleksibilitet merinvesteringsbehovet med 60%, svarende til 597 mio. kr. Det kan der være en lang række grunde til, fx de underliggende forhold i nettopologien såsom den eksisterende kapacitet, men også at fleksibilitet kan afhjælpe spændingsfald, der er en dimensionerende faktor på landet. I bykerne og i høj bebyggelse sænker fleksibilitet merinvesteringsbehovet med hhv. 44% og 23% svarende til hhv. 69 mio. kr. og 172 mio. kr. Her kan værdien af fleksibilitet næsten udelukkende henføres til elbiler.

Tabel 11 - Reinvesteringsbehovet og merinvesteringsbehovet med og uden fleksibilitet i 2021-2040.

2021-2040 (DKK MIO)	REINVESTÉRINGS-BEHOV UDEN DER	MERINVESTÉRINGS-BEHOV MED FLEKSIBILITET	MERINVESTÉRINGS-BEHOV UDEN FLEKSIBILITET
Bykerne	3.104	87	156
Høj bebyggelse	2980	590	762
Lav bebyggelse	31.277	1077	3098
Land	29.229	400	997

Tabel 12 viser, hvordan merinvesteringsbehovet med og uden fleksibilitet kan henføres til de forskellige typer af DER frem mod 2030. Det fremgår, at værdien af fleksibilitet på distributionsniveau frem mod 2030 er 493 mio. kr.

Elbilers fleksibilitet står for ca. 56% af den samlede værdi af fleksibilitet for eldistributionsnettet. Det betyder, at fleksibilitet fra de andre typer DER har meget lidt værdi for eldistributionsnettet. Desuden er det også elbiler, der giver anledning til den største del af merinvesteringsbehovet.

Individuelle varmepumpernes fleksibilitet er samlet set negativ for distributionsnettet frem mod 2030. Det skyldes, at det giver mening at investere i infrastruktur for at muliggøre, at flere kan udnytte lavpristimerne, og reducere den samlede elregning for varmepumpekunder. Der er dog områder, hvor individuelle varmepumper reducerer omkostningerne til eldistributionsnettet ved deres fleksible adfærd. En forklaring på, hvorfor varmepumpernes fleksibilitet er negativ for eldistributionsnettet, mens fleksibilitetsværdien fra elbiler er positiv, kan være, at varmepumpernes fleksibilitet er begrænset til kun ca. 6 timer/dag, mens energien for elbilers vedkommende kan flyttes helt op til 7 dage (afhængig af kundetype). Derfor har elbiler nok fleksibilitet til både at optimere elomkostninger på spotmarkedet, og minimere omkostninger til eldistributionsnettet, mens varmepumperne er nødt til at vælge det ene eller det andet, og her er det optimalt at optimere efter spotpriser, og lade nettarriffen stige.

Store varmepumper har meget lidt påvirkning på investeringsniveauer, da mange opstilles, hvor der skal anvendes en eksisterende tilslutning til decentral kraftvarme.

Grundlasten, som stiger bl.a. pga. elektrificering af industri, giver også anledning til omkostninger, som stiger med ca. 0,5 mia. kr. frem mod 2030. Da analysen antager, at grundlasten ikke er prisfølsom pga. tidligere forskningsresultater [38], vil der være en gevinst, som kan realiseres, hvis teknologiudviklingen åbner for denne mulighed.

Investerings-overlappende effekter gør sig gældende der, hvor investeringer er til fordel for flere DER og grundlasten. I casen med fleksibilitet beskriver disse effekter også, om fleksibilitet kan skaffes fra flere kilder samtidig, hvilket reducerer den samlede værdi af fleksibilitet.

Tabel 12 - Omkostninger til netforstærkninger og værdien af fleksibilitet i 2021-2030.

2021-2030 (DKK MIO)	UDEN FLEKSIBILITET	MED FLEKSIBILITET	VÆRDI AF FLEKSIBILITET
Elbiler	1.073,4	797,8	275,6
Varmepumper	438,1	544,3	-106,2
Store varmepumper	38,7	16,4	22,3
Markanlæg	41,5	0,0	41,5
Taganlæg	39,9	0,0	39,9
Grundlast	476,1	476,1	0,0
Investerings- overlappende effekter	-104,4	-324,6	220,3
Sum	2.003,4	1.510,0	493,4

Tabel 13 viser, hvordan merinvesteringsbehovet med og uden fleksibilitet kan henføres til de forskellige typer af DER fra 2031 til 2040. Det fremgår igen, at elbiler giver anledning til langt de største omkostninger i eldistributionsnettet, men også at fleksibiliteten fra elbiler har størst værdi, idet den udgør ca. 75% af den samlede fleksibilitetsværdi på distributionsniveau. Det fremgår, at ca. 83% af værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet frem mod 2040 ligger i perioden mellem 2031-2040.

Individuelle varmepumpers fleksibilitet har nu, i gennemsnit, en positiv værdi for omkostningerne til eldistributionsnettet, et skift der sker pga. det ikkelineære forhold mellem belastning og

infrastrukturomkostninger. Deres termiske begrænsninger betyder dog, at værdien er betydeligt mindre end elbilernes fleksibilitet. Værdien af store varmepumper og solceller stiger markant i forhold til det foregående årti.

Meromkostningen til at forsyne den stigende grundlast frem mod 2040 aftager grundet den naturlige kapacitetsforøgelse, som for alvor sker efter 2030.

Tabel 13 - Omkostninger til netforstærkninger og værdien af fleksibilitet i 2031-2040.

2031-2040 (DKK MIO)	UDEN FLEKSIBILITET	MED FLEKSIBILITET	VÆRDI AF FLEKSIBILITET
Elbiler	2.109,8	325,0	1.784,8
Varmepumper	1.018,6	825,5	193,1
Store varmepumper	178,1	69,6	108,5
Markanlæg	172,2	68,7	103,5
Taganlæg	171,2	64,3	106,9
Grundlast	69,6	69,6	0,0
Investerings- overlapningseffekter	-713,0	-782,9	69,9
Sum	3.006,6	640,0	2.366,6

7.3 Hvad er omkostningen ved at øge kapaciteten?

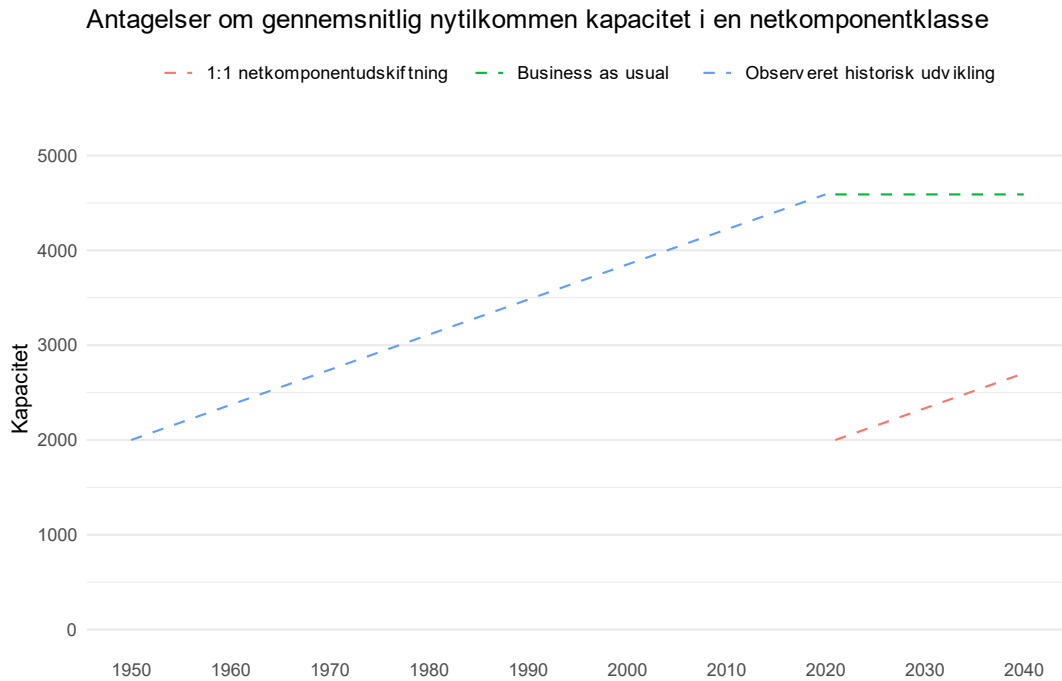
I *buiseness as usual* tilgangen, der anvendes i denne rapport, øger udskiftning af netkomponenter naturligt eldistributionsnettets samlede kapacitet. Denne antagelse kan til dels retfærdiggøres ved, at det ikke er muligt for en netvirksomhed at købe de samme netkomponenter, som der sidst blev idriftsat, og dels pga. af den naturlige teknologiske udvikling. Eksempelvis er det ikke muligt for en netvirksomhed i dag at erhverve samme kabeltype, som der blev anlagt i 1960. Den naturlige kapacitetsforøgelse blev demonstreret i Figur 5 og Figur 6 i afsnit 3.3, hvor der kunne ses tydelige signifikante sammenhænge mellem den gennemsnitlige nytilkomne kapacitet og alder for hhv. 10kV kabler og 10/0,4 stationer i nettopologierne.

Dog antager denne analyse ikke, at den historisk observerede kapacitetsforøgelse fortsætter i samme hast, men derimod at netvirksomhederne fortsætter med at reinvestere, som de har gjort de seneste år og altså idriftsætter de netkomponenter, de køber i dag. Denne antagelse kan retfærdiggøres, fordi antagelsen vil isolere effekten af merinvesteringsbehovet som følge af DER ift. den virkelighed, vi har i dag (*business as usual*).

En anden og mere teoretisk tilgang til netudviklingsanalysen, der kunne italesættes som en *status quo* betragtning, er at antage, at netvirksomhederne reinvesterer i netkomponenter 1:1, hvilket vil sige, at en udtjent netkomponent udskiftes med en ny netkomponent med identiske fysiske egenskaber. Det er vigtigt at understrege, at denne tilgang ikke afspejler virkeligheden, som den er i dag, men derimod skal betragtes som en ren teoretisk øvelse for at forstå, hvordan antagelsen ville påvirke investeringsbehovet.

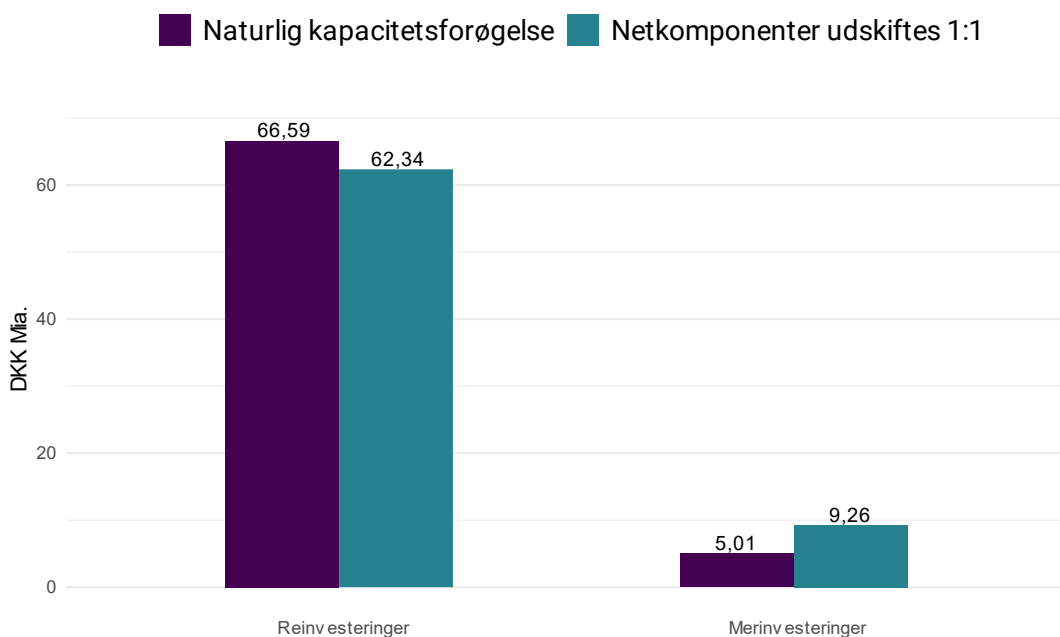
I Figur 25 illustreres det, hvordan de to tilgange påvirker den gennemsnitlige nytilkomne kapacitet for en fiktiv netkomponentklasse.

1:1 netkomponentudskiftningsscenariet vil ikke have nogen indflydelse på værdien af fleksibilitet. Det vil udelukkende resultere i en omfordeling mellem reinvesteringer og merinvesteringer grundet elektrificering. Omkostningen ved eksempelvis at gå et par tværsnit op i kabelstørrelse ift. det udtjente kabel, som skal udskiftes, tillægges nu merinvesteringsbehovet og fratrækkes reinvesteringsbehovet.



Figur 25 – Illustration af gennemsnitlig nytilkommen kapacitet med hhv. business as usual og 1:1 netkomponentudskiftning.

Figur 26 viser omfordelingseffekterne fra 2021-2040 mellem reinvesteringer og merinvesteringer med 1:1 netkomponentudskiftningsscenariet.



Figur 26 - Reinvesteringsbehovet og merinvesteringsbehovet fra 2021 til 2040 (uden fleksibilitet) med naturlig kapacitetsforøgelse og, hvor netkomponenter udskiftes 1:1.

Som det kan ses, vil der være et mindre behov for reinvesteringer, mens merinvesteringsbehovet vil stige tilsvarende, hvor netvirksomhederne udskifter netkomponenter 1:1. Det samlede investeringsbehov er identisk med begge tilgange.

7.4 Eksempel på en netforstærkning, som kunne undgås, men alligevel er optimal

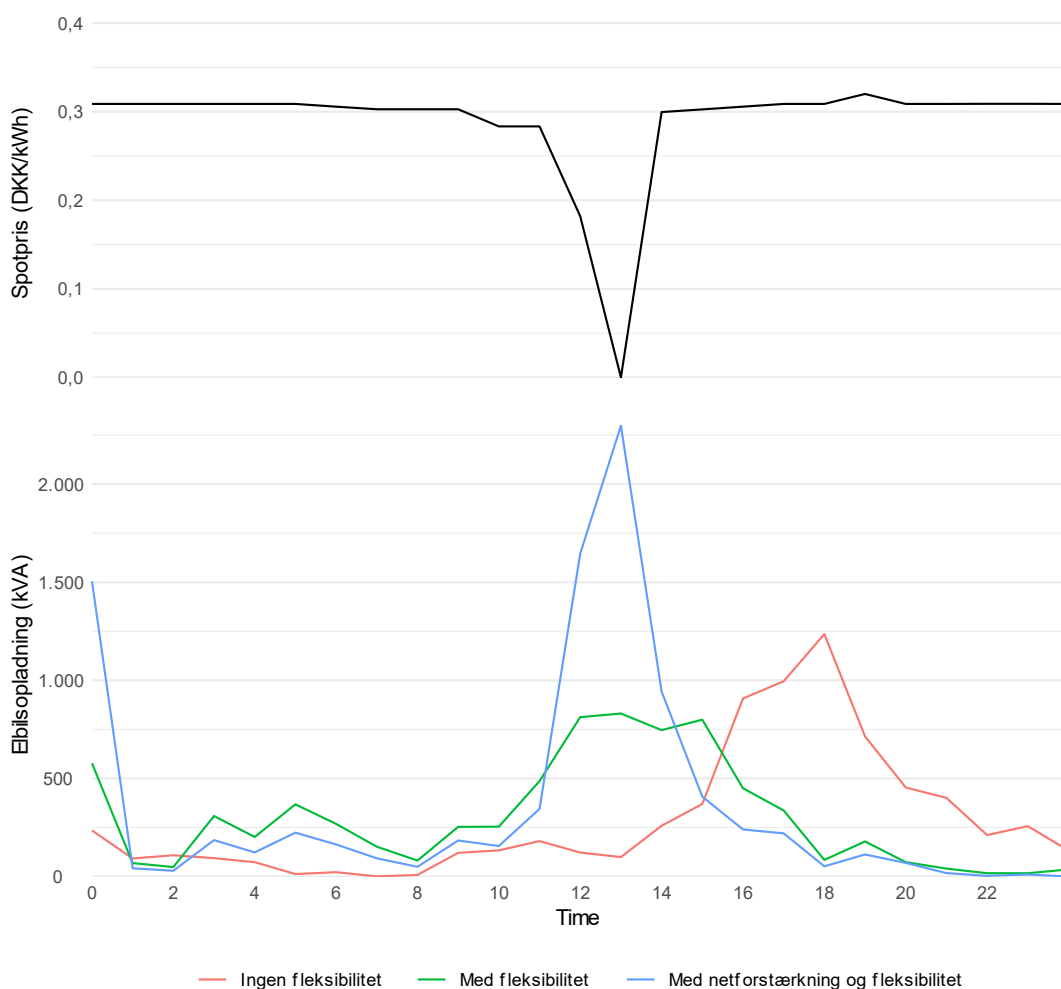
Et vigtigt resultat fra simuleringerne er, at optimeringsmodellen ofte vælger at investere i netkomponenter, selvom den tilstedeværende fleksibilitet kan udskyde investeringen. Eksemplet herunder viser en simpel cost-benefit analyse af en 10kV radial i 2030, hvor en del af 550m af kabelstrækningen virker som en flaskehals for DER's adfærd. Omkostningen til udskiftning af kabelstrækningen på de 550m svarer til 354.139,5 kr. inkl. gravearbejde og andre relaterede omkostninger. Det kan omregnes til en årlig annuitet på 16.997kr. pr. år., hvis kablet har en økonomisk levetid på 40 år, og der regnes med en rente på 3,66%. Radialen forsyner 730 elbiler.

Tabel 14 – En simpel cost-benefit analyse af en 10kV radial i 2030.

DKK	ANNUITET	ELBILSOPLADNINGS-OMKOSTNINGER	SUM
Med netforstærkning	16.997	547.500	564.497
Uden netforstærkning	0	678.900	678.900
Ingen fleksibilitet og ingen netforstærkning	0	1.095.000	1.095.000

Samtidigheidsfaktoren for elbiler uden fleksibel adfærd er 0,19. Samtidigheidsfaktoren kombineret med mængden af elbiler, grundlasten og belastningen fra andre DER resulterer i, at der ikke forekommer overbelastninger. Selvfølgelig vil en netforstærkning ikke være nødvendig. Dog vil det være optimalt at foretage netforstærkningen alligevel, da netforstærkningen vil give alle 730 elbiler mulighed for at lade mere i lavpristimerne. Besparelsen for elbilsejerne på spotmarkedet overstiger altså tarifudgiften som følge af netforstærkningen.

Figur 27 viser, hvordan samtidighedsfaktoren kan stige ved fleksibelt forbrug, hvis der vælges en netforstærkning.



Figur 27 – Belastningsprofilen for en enkelt dag vist for cost-benefit eksemplet.

Det ses altså tydeligt, hvordan opladningsmønstret ændrer sig med fleksibel adfærd og med netforstærkningen.

8 Samfundsøkonomiske konsekvenser ved fleksibel adfærd

Optimeringsmodellen, som blev beskrevet i afsnit 5.1, investerer i ny infrastruktur ud fra, hvordan elkunder og DER agerer. Netvirksomhedernes investeringer forrentes med wacc'en, som i dag er 3,66%, og der er medtages skatter og afgifter for at opnå en så realistisk adfærd fra DER og elkunder som muligt. Dvs. at der benyttes wacc-forrentning og markedspriser i den *selskabsøkonomiske* optimering.

I denne efterfølgende *samfundsøkonomiske* konsekvensberegning renses der for skatter og afgifter, da disse ikke kan betragtes som udgifter i en samfundsøkonomisk analyse. Der benyttes desuden en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 4% til at tilbagediskontere til nutidskroner [39].

Generelt tages her udgangspunkt i Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyser [3] og Finansministeriet vejledning i samfundsmæssige konsekvensvurderinger [40].

Et skatteforvridningstab opstår når ændrede forbrugs- og produktionsmønstre giver anledning til ændring i statens nettoprovenu. Skatteforvridningsfaktoren skønnes af Finansministeriet til at være 10% [40]. Det betyder, at der skønnes at være en samfundsøkonomisk omkostning på 10 øre pr. kr. ved at opkræve skat og afgifter, fx andre steder, når der opstår et skattemæssigt tab.

Som det fremgår af Tabel 15, opstår der et skattemæssigt forvridningstab, fordi statens indtægter falder, når fleksibelt forbrug tillades. Dette skyldes dels, at egenproducenter forbruger mere af den strøm, de selv producerer og dels, at fleksibel adfærd flytter elforbruget væk fra de timer, hvor spotpriserne er højest. Flexibilitet påvirker altså både skatter og afgifter, og det skattemæssige kumulerede forvridningstab i nutidsværdi beregnes til 216 mio. kr. i perioden 2021-2030, og 525 mio. kr. i perioden 2031-2040.

Tabel 15 - Nettoeffekter på samfundsøkonomien ved fleksibel adfærd i perioden 2021-2030 og 2031-2040.

KUMULEREDE BESPARELSER/UDGIFTER VED FLEKSIBILITET DKK MIO. (NPV).	2021-2030	2031-2040
Sparede investeringer på distributionsniveau	391	1.220
Besparelse ved energikøb	5.308	15.454
Skatteforvridningstab	216	525

Ud fra den samfundsøkonomiske konsekvensberegning vist i Tabel 15 kan det konkluderes, at den største samfundsmæssige værdi af flexibilitet ikke ligger i besparelser i eldistributionsnettet, som DER ellers skal betale via nettariffen. I stedet kan den største samfundsmæssige gevinst henføres til DER's indtjening på spotmarkedet, ca. 20,8 mia. kr. frem mod 2040. Et konkret eksempel på dette er de årlige elbilsopladningsomkostninger, der kan henføres til spotprisen, ca. 1.500 kr., når elbilerne ikke agerer fleksibelt. Agerer elbilerne derimod fleksibelt, halveres de årlige elbilsopladningsomkostninger.

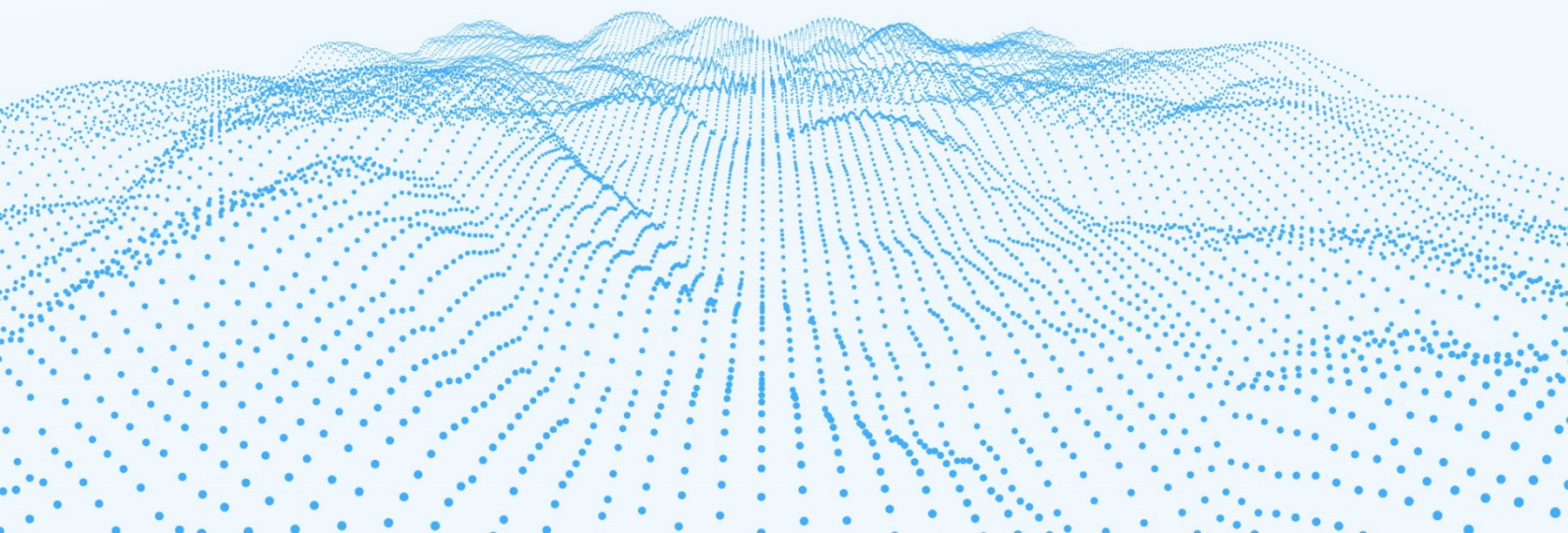
Kun 8% af flexibilitetens værdi ligger i sparede investeringer på distributionsniveau. Dette resultat er næsten det samme som *Smart Energy* analysen, hvor 7% af flexibilitetens værdi blev beregnet til at ligge på distributionsniveau [31]. Til gengæld er der en kæmpe besparelse på spotmarkedet, som er på 1,533

mia. kr. alene i 2035 (NPV). Det er næsten en fordobling af de 0,788 mia. kr. beregnet i *Smart Energy*, som kan skyldes større end forventet prisfald på solceller (som giver større prisvariation på europæisk plan) og en forventning til generelt højere forbrug, inklusivt en tredobling af forbruget fra varmepumper, siden *Smart Energy* udkom.

9 Case studies

I dette afsnit præsenteres der fem cases, én for hver af de zoner, netvirksomhederne inddeler netkomponenter efter, og én for en ladestation ved en motorvej. Der zoomes helt konkret ned på den uge i løbet af året, hvor belastningen i eldistributionsnettet er størst. Og det undersøges og vises, hvad der er optimal adfærd for DER, når disse agerer rationelt.

Da nettopologien og belastningerne anvendt i analysen er opbygget for at kunne tage højde for de mange forskellige forhold, der findes i et distributionsnet, som er repræsentativt for Danmark, men ikke en præcis genskabelse af specifikke geografiske områder, skal disse fem cases ikke tolkes som virkeligheden, men ses som ét muligt scenarie for et lignende område for at belyse de mekanismer, der påvirker fleksibelt forbrug.

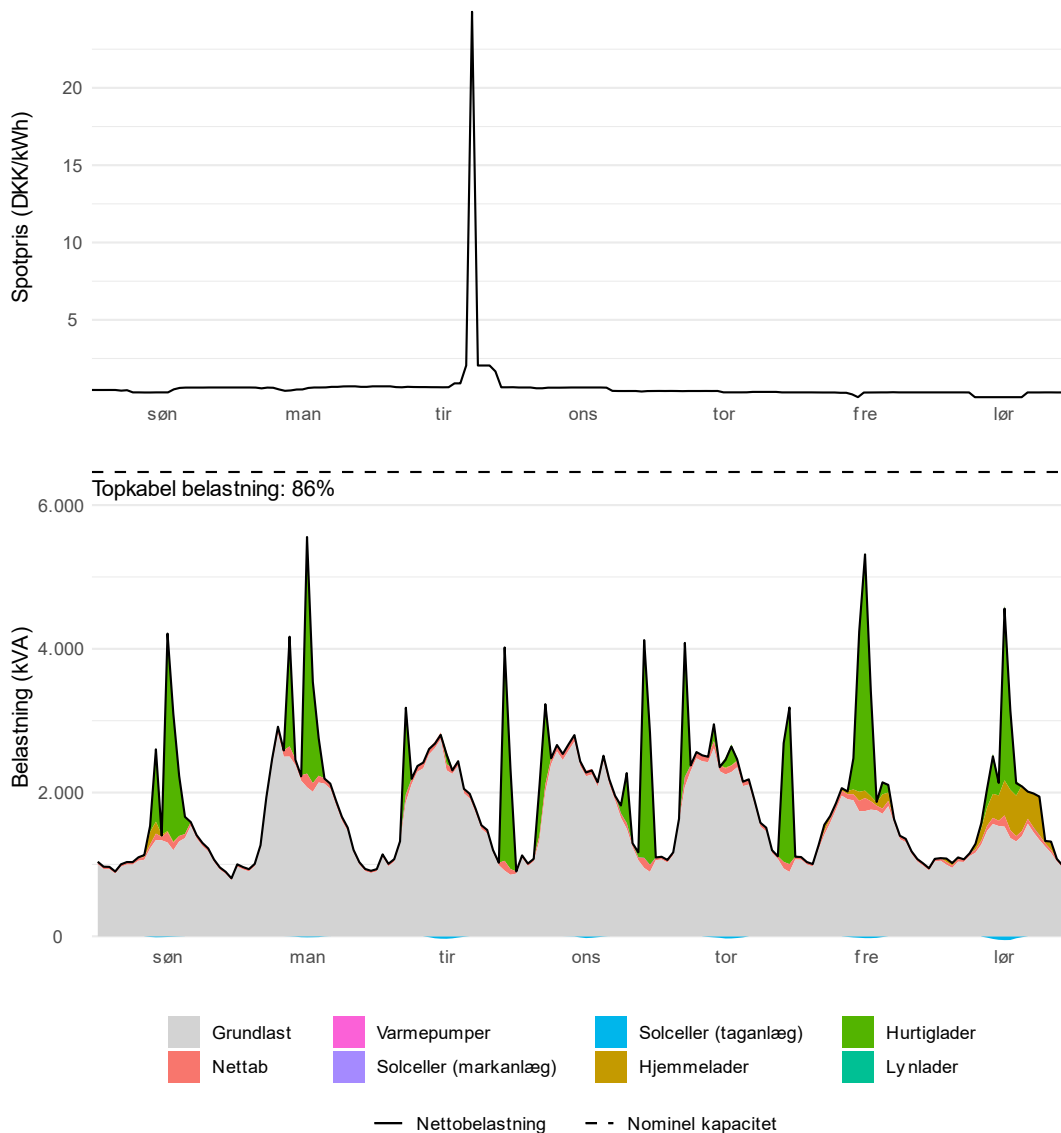


9.1

BYKERNE



Bykernezoneen der ses på billedet, og som der er taget udgangspunkt i som specifik case, er Horsens midtby. Her ses en blanding af liberale erhverv og etageejendomme, der bl.a. benyttes til privat beboelse.



Figur 28 - Spotpriser og belastning af 10kV radialen i Horsens midtby. Figuren afbilder årets mest belastede uge, der ligger i februar måned.

I Figur 28 vises de estimerede spotpriser i 2040 samt belastningen i zonen bykernen. Figuren viser årets højeste belastning, som ligger i en uge i februar. Grundlasten når her op på ca. 3,2MVA. Kabelstykket, som ligger tættest på 60/10kV transformeren, vil altså opleve en maksimal belastning på 86% af dets 80% belastningsgrænse, som modellen skal overholde. Dog er der kabelstrækninger længere nede ad radialen, som vil opleve relativt større belastninger.

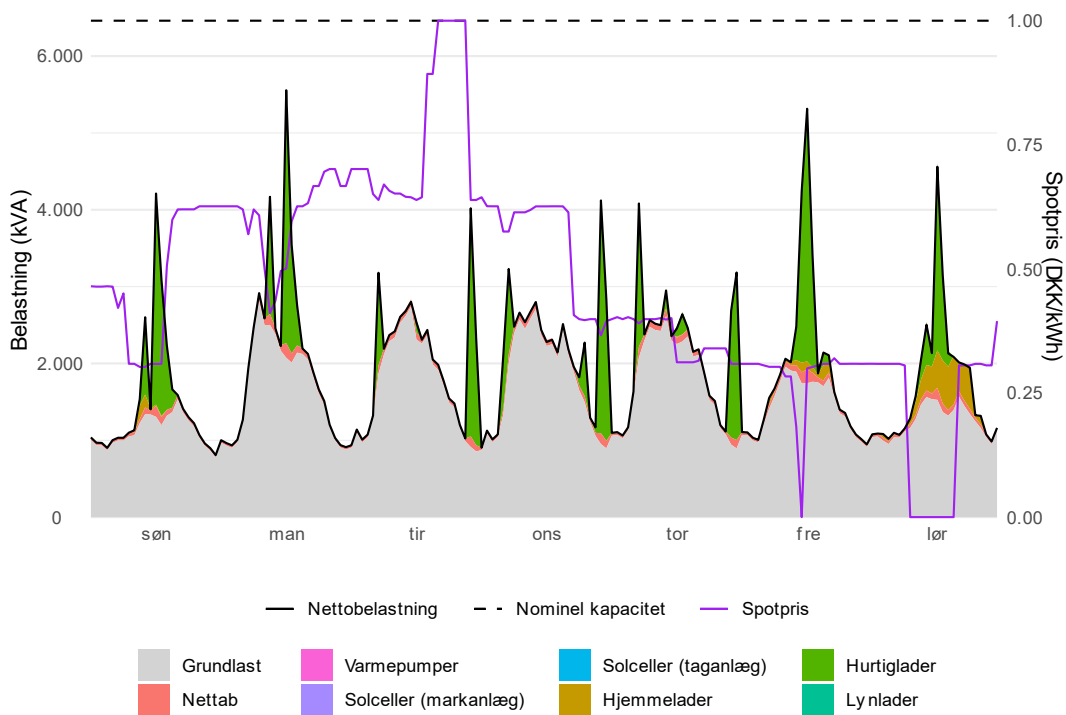
På radialen er der tilsluttet en del offentlige hurtiglader, der benyttes af dem, som bor i lejligheder, samt af folk, som oplader elbiler midt på dagen, fx mens de er på arbejde eller er ude at handle ind. Elbiler tilsluttet hurtiglader er i overvejende omfang begrænset i deres fleksibilitet, fordi de oplades på få timer. På grund af den store mængde tilgængelig kapacitet på radialen kan elbiler ofte oplade samtidigt, og figuren viser, at elbilerne oplader, når spotprisen er lavest.

Der findes desuden en del hjemmeladere tilsluttet radialen, som er opstillet ved etageejendomme, der anvendes til beboelse, hvor der også er tilknyttet parkeringspladser. Her er fleksibilitetsantagelserne noget

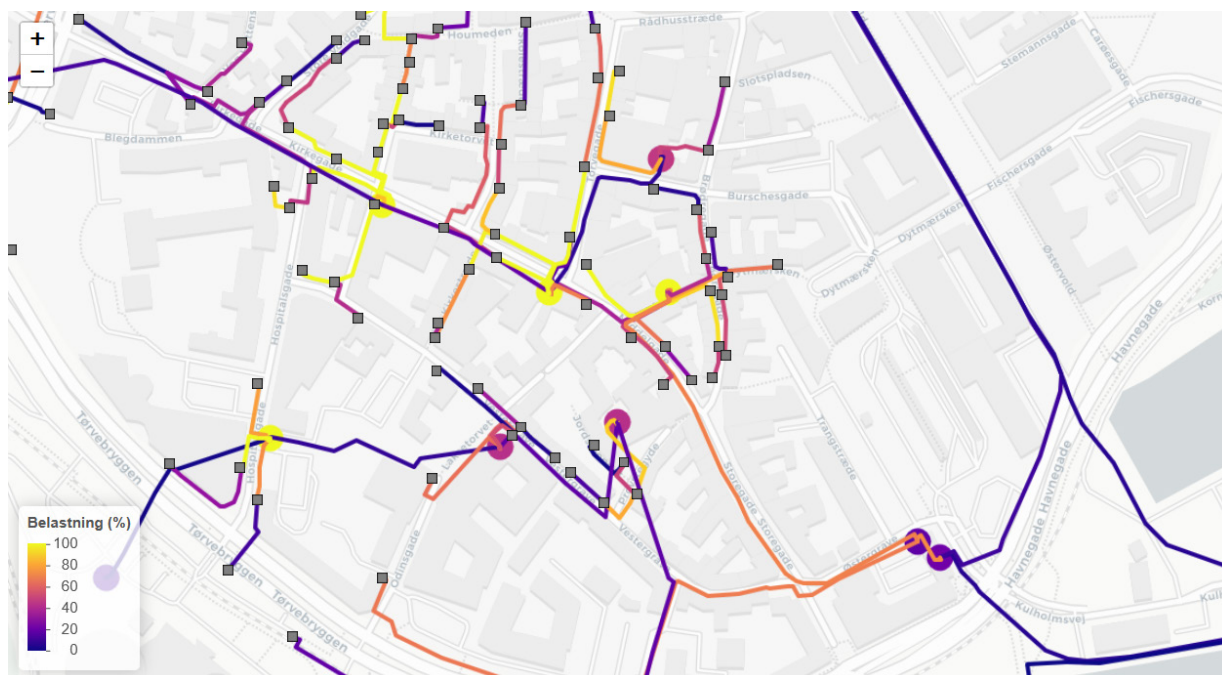
større, idet opladning principielt kan ske én gang om ugen. Her oplader elbilerne mest om lørdagen, hvor spotprisen i denne case er lavest.

Den gennemsnitlige spotpris i analysen i 2040 er 45 øre/kWh. Spotprisen når dog helt op på 25 kr./kWh i nogle få timer, hvor behovet for systembalancering er yderst kritisk. Algoritmer tilknyttet elbiler vil naturligvis prioritere at undgå spotpriser, som - for sammenligningens skyld - i dette tilfælde er 55 gange højere end nogle spidslasttariffer i dag. Da optimeringsmodellen ikke tager hensyn til fremtidige tarifdesign og udelukkende forholder sig til de faktiske omkostninger, som er forbundet med at drive eldistributionsnet, vil det i dette tilfælde have forvridende effekter for nytten af DER, at netvirksomheder designer en tarif, som vil begrænse elbilernes muligheder på spotmarkedet.

For at illustrere effekten af spotprisen på elbilers fleksibilitet, er prisspidserne indsnævret og lagt oven i forbruget som vist i Figur 29. Det ses, at hurtiglader typisk aktiveres, når elprisen er lavest. Det sker i 2-3 timer hver dag.



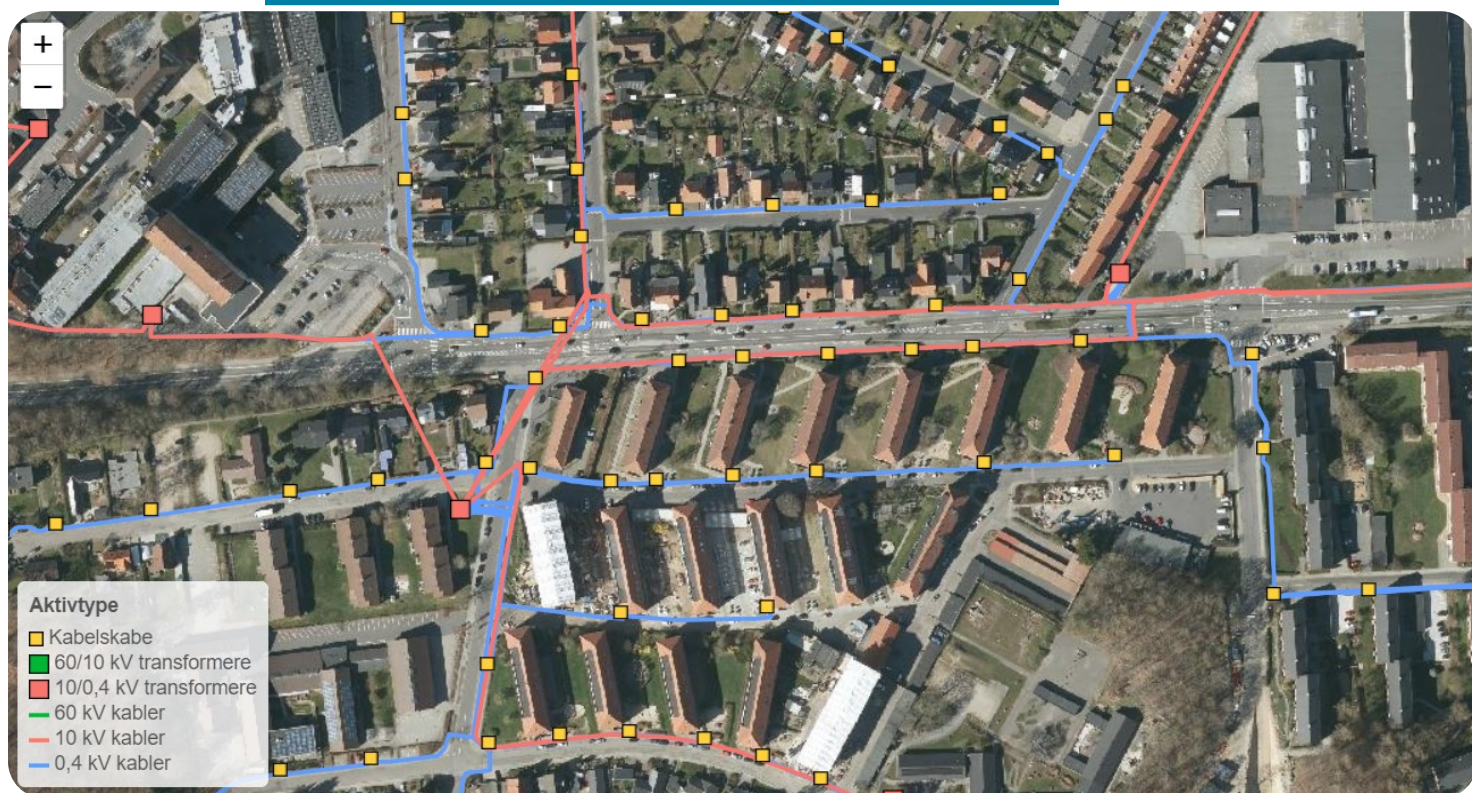
Figur 29 - Spotpris vist med lilla lagt ovenpå belastningsprofilen. Figuren viser effekten på elbilsopladning.



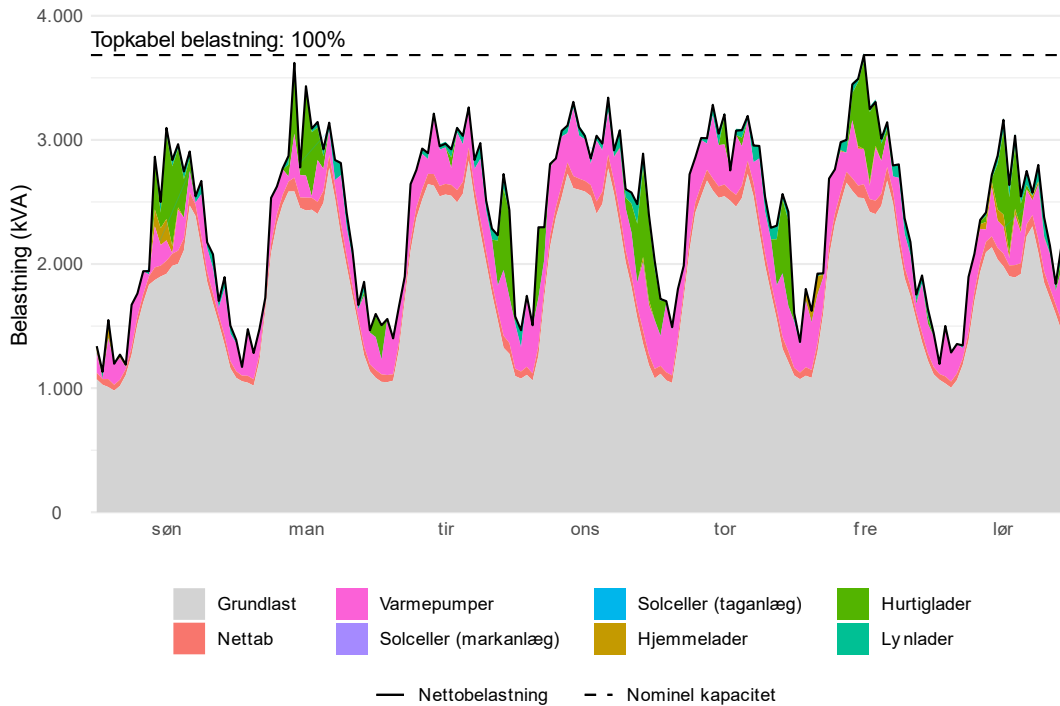
Figur 30 - Belastningskort for casen i bykerne, 2040.

9.2

HØJ BEBYGGELSE



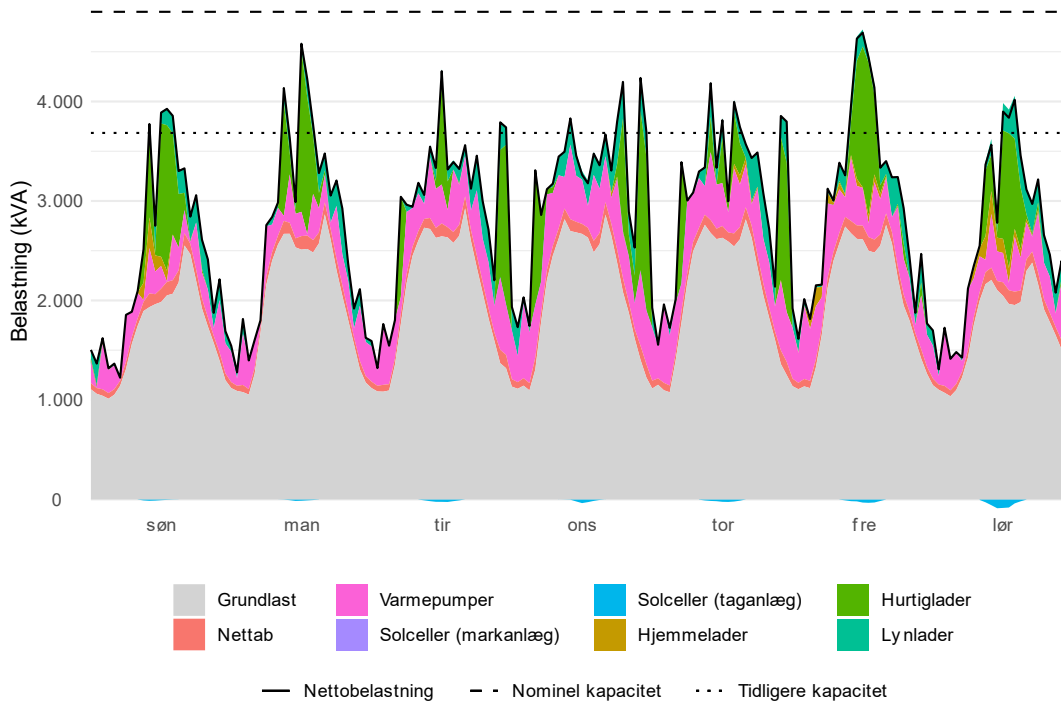
Kortet viser Århusbakken, et område i Silkeborg, der defineres som høj bebyggelse. Her findes der mange etageejendomme, forskellige erhverv samt skoler og dagsinstitutioner.



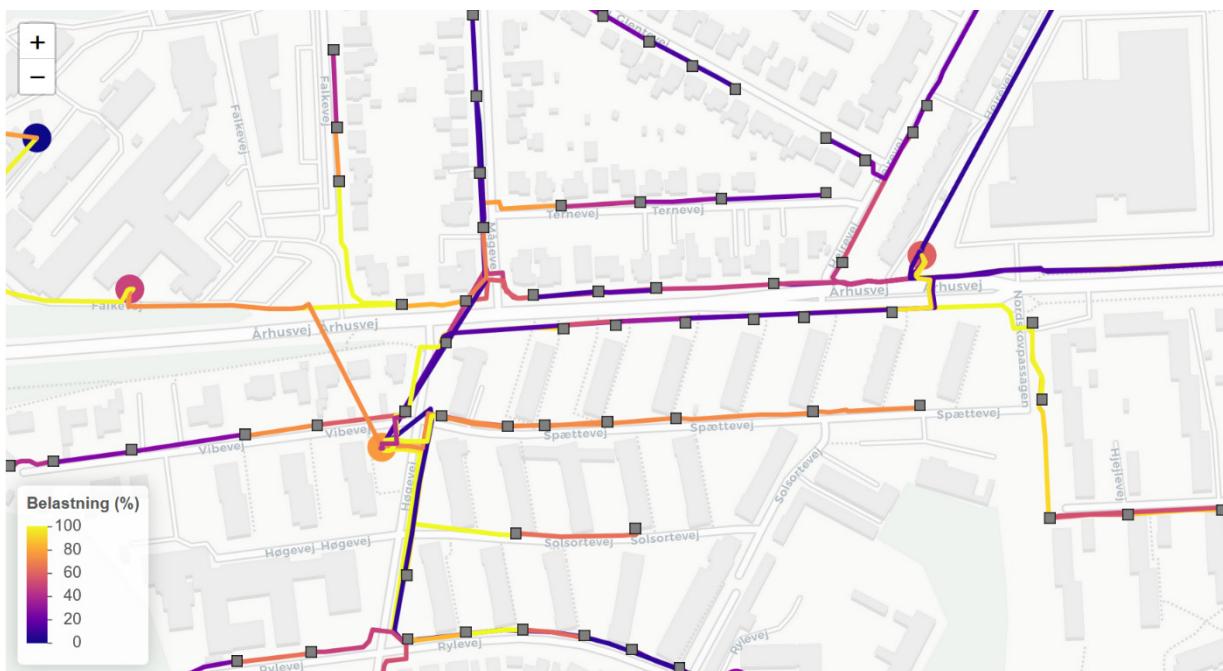
Figur 31 - En vinteruge i et højt bebygget område i 2025, hvor elbilernes fleksibilitet betyder, at 10kV radialen ikke overbelastes.

Figur 31 viser en vinteruge med høj belastning i zonen høj bebyggelse i 2025. Elbilerne udnytter igen lavpristimerne på spotmarkedet ugen igennem, som det også sås i bykerneeksemplet. Flexibiliteten på distributionsniveau bliver her udnyttet, som det kan aflæses af Figur 31, hvor kabelbelastningen køres helt til grænsen (den stiplede linje), som er 80% af nominalkapaciteten. I denne case udskydes en netforstærkning i 5 år. Værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet i dette eksempel er 74 kr./elbil/år.

Ses der 5 år frem i tiden, til 2030, som vist i Figur 32, stiger grundlasten samt antallet af varmepumper og elbiler. Nu bliver det selskabsøkonomisk optimalt at netforstærke, hvor radialkapaciteten øges fra ca. 3.5MVA til knap 5MVA. Flexibilitetsantagelserne betyder, at det faktisk er muligt at undgå netforstærkningen, men på grund af den store varians i spotprisen kan elkunderne spare mere ved at betale for en netforstærkning, fordi de til gengæld får lavere energiudgifter.



Figur 32 - Med de samme forhold i 2030 er det i elkunders interesse, at der netforstærkes.



Figur 33 - Belastningskort for casen i høj bebyggelse.

9.3

LAV BEBYGGELSE

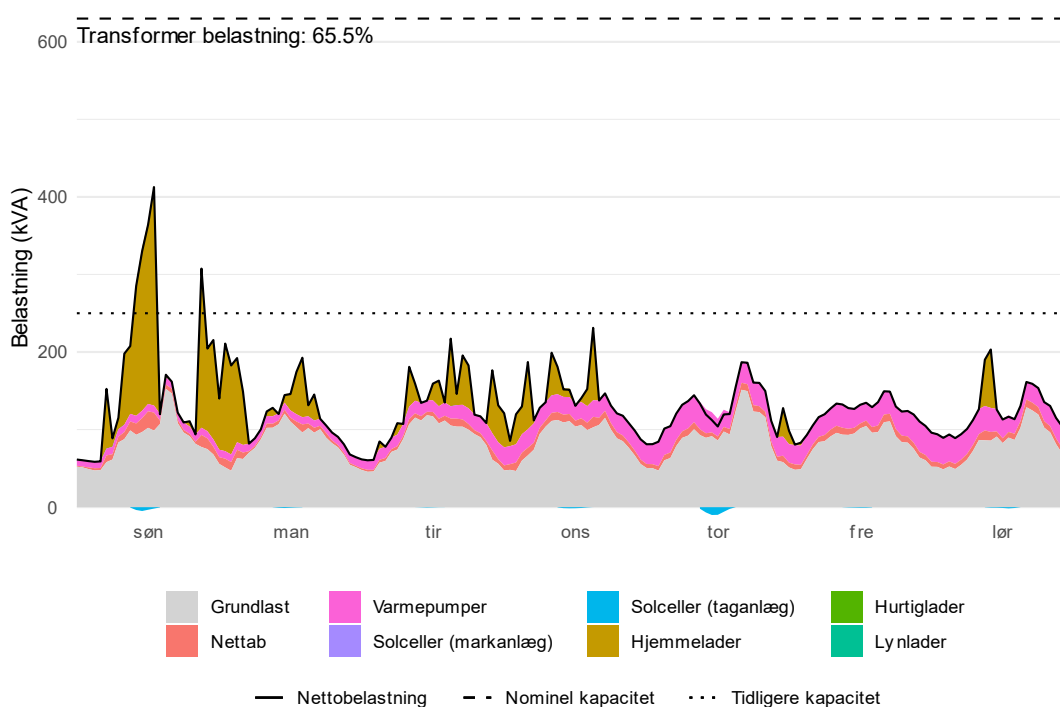


Mogenstrup ligger i den nordlige del af Vestjylland ca. 15 km syd for Skive. Det er en landsby med ca. 200 indbyggere, hvoraf hovedparten bor i parcelhus. Desuden ligger der lidt blandet industri og landbrug i området.

I Mogenstrup befinder der sig en 10/0,4kV transformer med underliggende 0,4kV radialer.

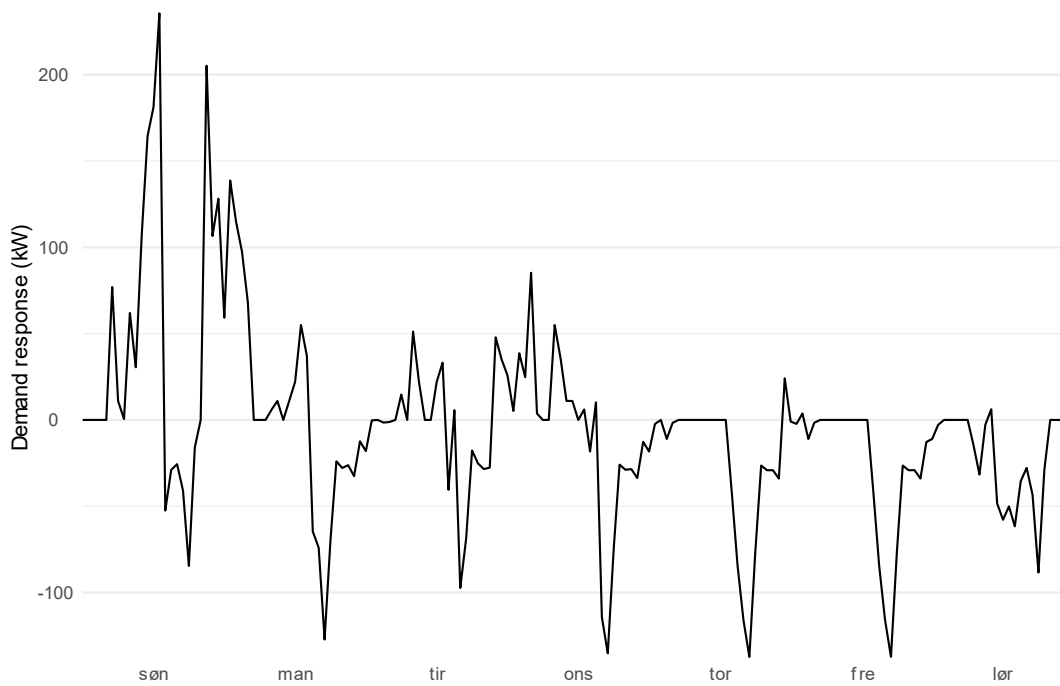
Figur 34 viser belastningen på en 630kVA transformer i den mest belastede uge i 2040, i dette eksempel juleugen i 2040. Den stiplede linje ved 250kVA-mærket viser den gamle transformerkapacitet, inden transformeren bliver udskiftet i 2025 pga. af dens høje alder og deraf følgende øgede risiko for fejl. Kapaciteten øges ved naturlig udskiftning i denne case.

Uden kapacitetsbegrænsninger oplader elbilerne under transformeren som tidligere set, når spotprisen er lavest. Sidst på ugen ses en øget belastning som følge af et temperaturfald, hvorved varmepumperne skal yde mere. Tilsammen forbruger elbilerne 3.500kWh i løbet af ugen. Det er en anelse mere end varmepumperne, der i denne case bruger 3.400kWh. Varmepumperne har en meget fladere profil, som begrænser deres fleksibilitetsmuligheder, men samtidig reducerer deres evne til at afhjælpe flaskehalse.

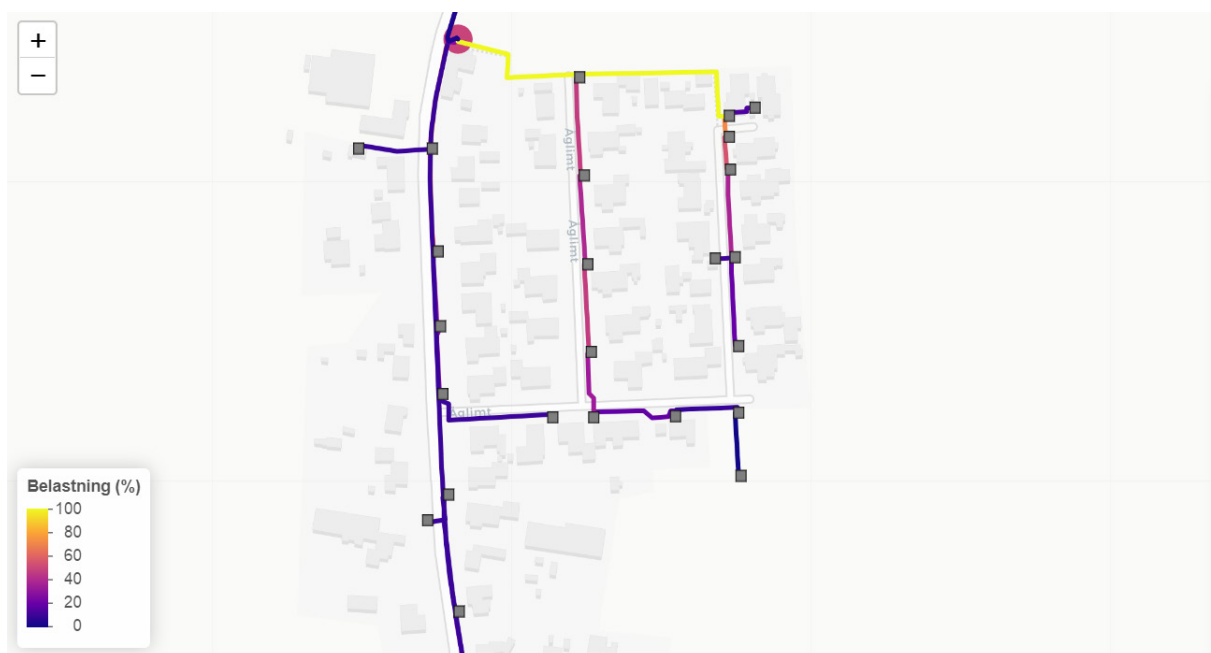


Figur 34 - Juleuge i 2040 i Mogenstrup i Vestjylland, et område der er karakteriseret som lav bebyggelse. Her sker opladning i starten af ugen, fordi spotprisen er lav.

Figur 35 illustrerer, hvordan forbruget flyttes til andre tidspunkter på ugen. Figur 35 kan således forbindes direkte med resultaterne, som er vist i Figur 34. De daglige negative spidser, der især ses senere på ugen, skyldes flytningen af elbilopladning til søndag morgen og natten til mandag, hvor spotprisen er lavest. Uden fleksibilitet ville der ugen igennem have været daglige spidser på knap 150kW pga. elbilerne. Fordi opladningerne flyttes til tidligere på ugen, ser man i stedet endnu større og mere længerevarende forbrugsspider.



Figur 35 - Demand response/fleksibelt forbrug for juleugen i Mogenstrup i 2040. Negative værdier betyder, at forbruget er blevet flyttet.



Figur 36 - Belastningsprofilen lagt over nettopologien i Mogenstrup, hvor der ikke er behov for netforstærkninger.

9.4

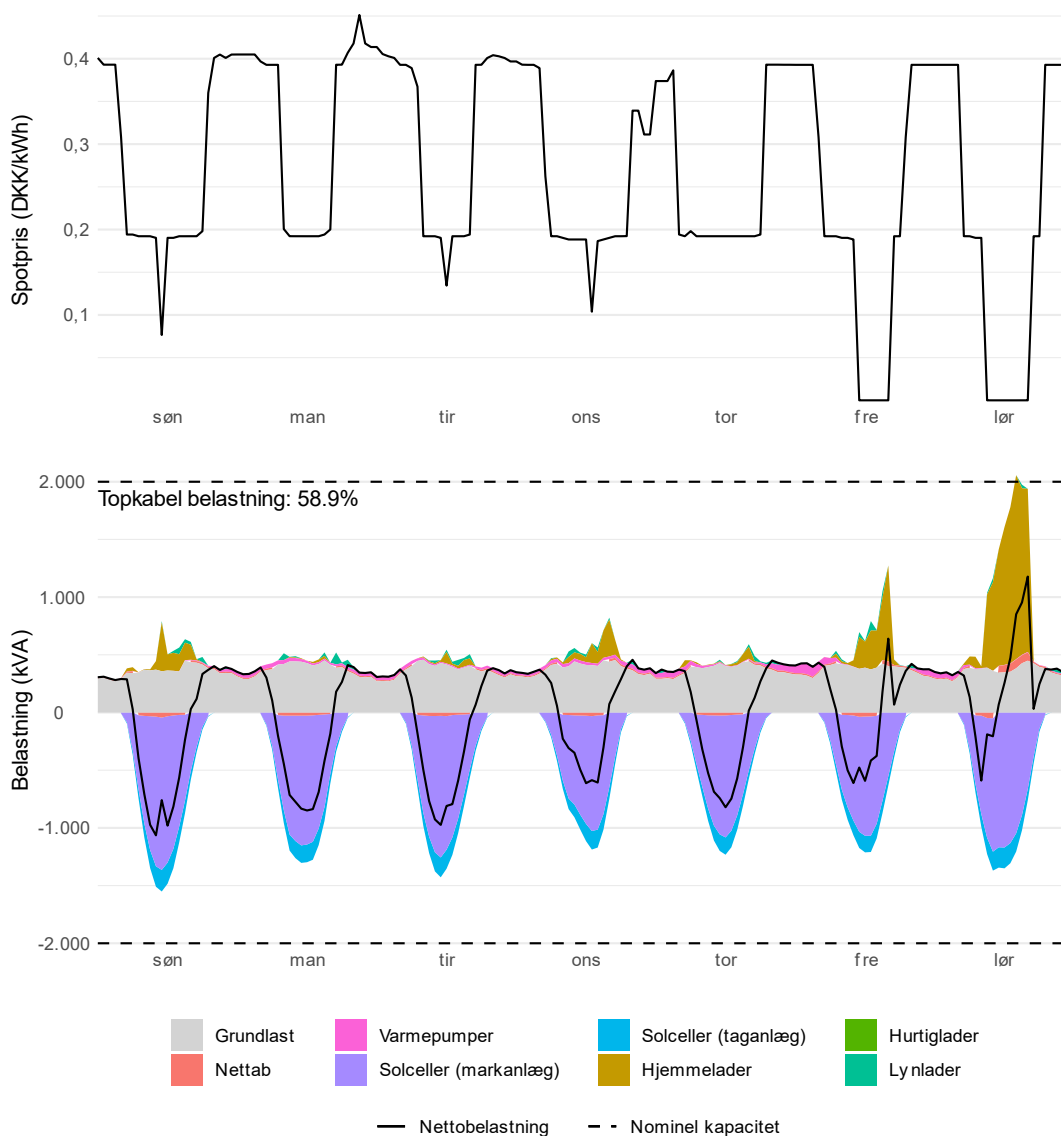
LAND



Himmerland, en halvø i det østlige Nordjylland syd for Limfjorden, er zonemæssigt karakteriseret som land. Her ligger en lille håndfuld parcelhuse og en masse landbrug. Casen stiller skarpt på en sommeruge i juni måned.

Markanlæg tilsluttes kun på landet, og i casen fra Himmerland opstilles der et markanlæg på ca. 1.400kVA koblet på en 10kV radial. Belastningsprofilen i Figur 37 viser, at solcellernes produktion er afgørende for belastningen – elbilerne vil kun kunne oplade i lavpristimerne på grund af den lokale produktion – men i udgangspunktet resulterer belastningen ikke i en netforstærkning.

Mængden af solcelleproduceret el kommer i fremtiden til at få markant indflydelse på spotprisen. Det vil at give en rigtig fin samtidighed mellem elbilsopladning (som er drevet af spotprisen) og solcelleproduktion (som påvirker spotprisen). Elprisen er lavest om fredagen og lørdagen. Derfor flyttes elbilernes forbrug naturligt dertil.

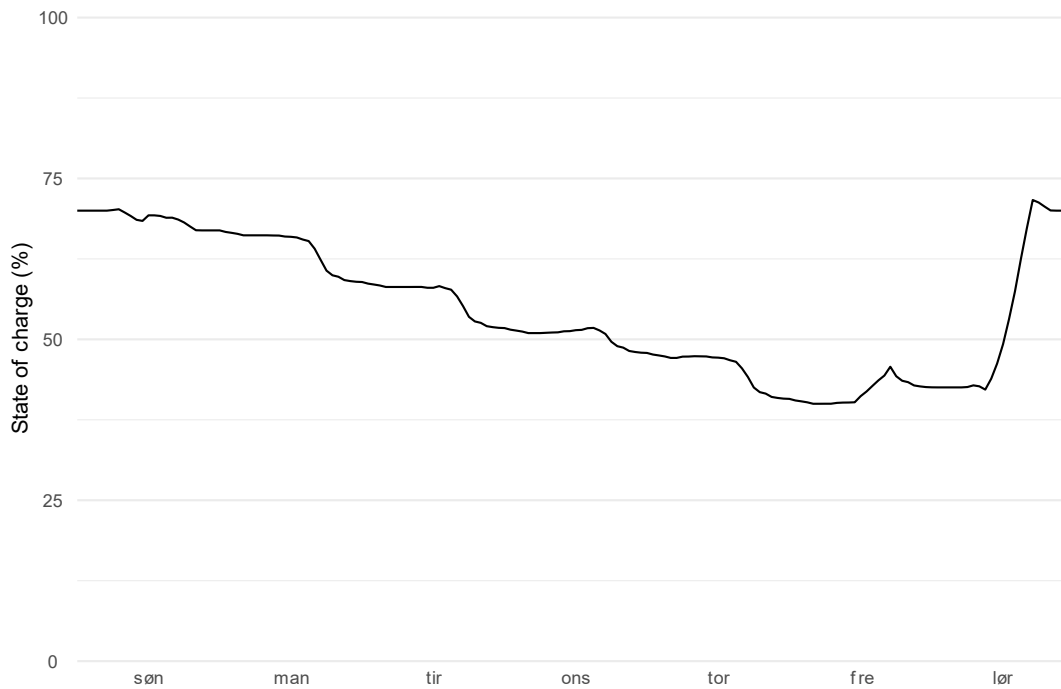


Figur 37 - En uge i ultimo juni på landet, hvor markanlæg belaster markant på den udvalgte 10kV radial.

Som tidligere vist, fx Figur 35, påvirker optimeringsalgoritmen ikke elbilsopladningsprofilerne, så disse bliver mere flade, hvor der er netkapacitet nok. I stedet flytter elbilerne deres opladning til nogle bestemte

tidspunkter, hvor spotprisen er lavest. Det er undersøgt, hvad det betyder for batteriers opladningstilstand. Det fremgår af Figur 38.

Det ses at batterierne i gennemsnit er mellem 40% og 75% opladet. Som det beskrives i metodeafsnittet, vil de enkelte batterier aldrig være under 25% + morgendagens kørselsbehov.



Figur 38 - Gennemsnitlig opladningstilstand (state of charge) for alle elbiler i området.



Figur 39 - Belastningsprofil på 10kV strækningen med solcellemarkanlæg tilknyttet.

9.5

MOTORVEJS- LADESTATION



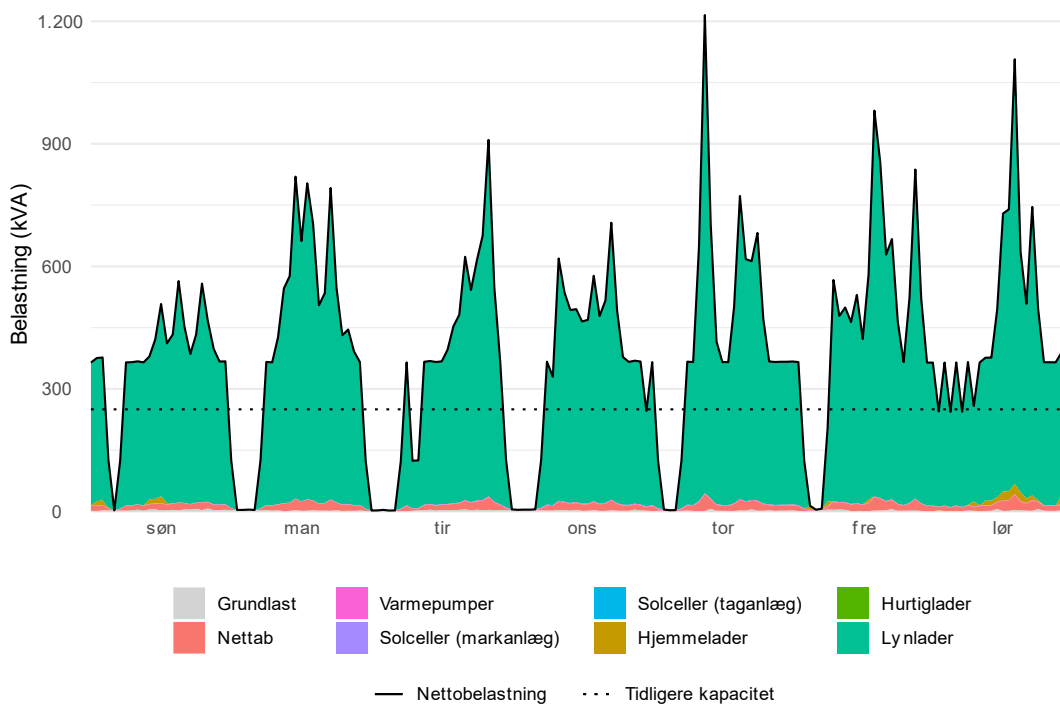
Den sidste case, som der præsenteres i denne rapport, er en motorvejsladestation i 2030 placeret på den Nordjyske motorvej (E45), ca. 25km syd for Aalborg. Her placeres der 8 styks 350kW ladestandere i hver kørselsretning (16 styks i alt). Igen zoomes der ind på en vinteruge.

Da belastningen i sydgående retning er marginalt højere end belastningen i nordgående retning, stiller casen skarpt på ladestationen i sydgående retning.

På ladestationen installeres der 8 x 350kW lynladere med en teoretisk samlet effekt på 2.800kW. I praksis, pga. samtidighedseffekter, kommer belastningen helt op på 1.200kW. Det er stadigvæk en 10-dobling af effekten på den lokale 10/0,4kV station, dog vil det også være muligt at koble lynladere direkte på 10kV niveau [41].

Figur 40 viser, hvordan den eksisterende transformer kapacitet overskrides, da lynlader antages at have nul fleksibilitet. Rationalet bag er, at bilister oplader deres elbiler for derefter at køre videre, derfor skal der netforstærkes. Optimeringsmodellen vælger at netforstærke med ny 10/0,4kV transformer, men netforstærker ikke i 10kV nettet, der forsyner transformeren.

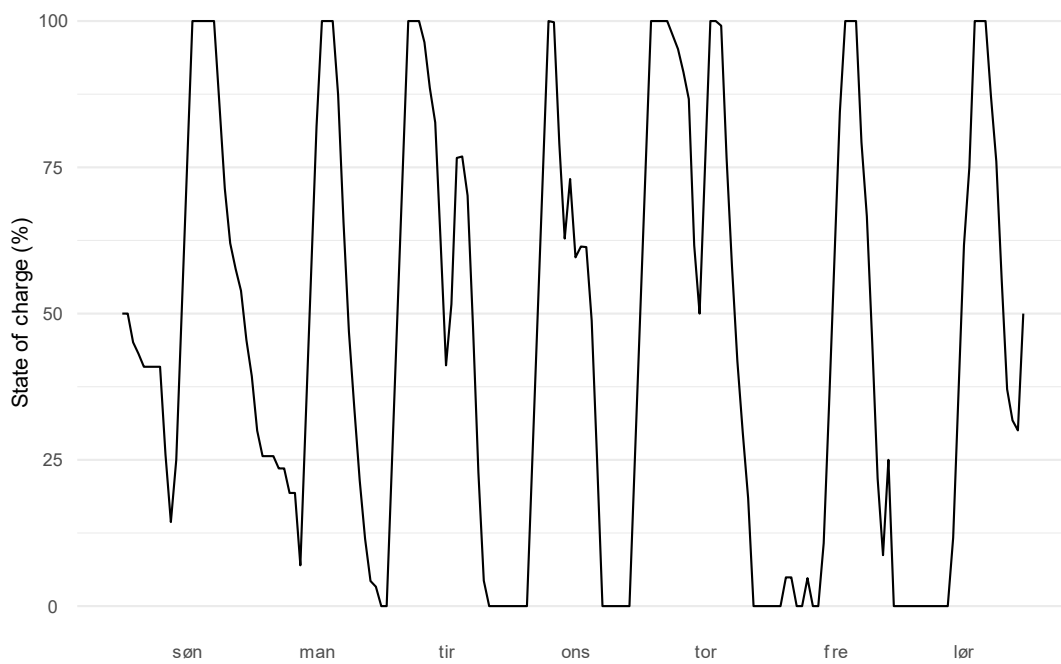
I dette eksempel er der også en hjemmelader tilkoblet transformeren, som kan være tilknyttet en lokal forretning i nærheden.



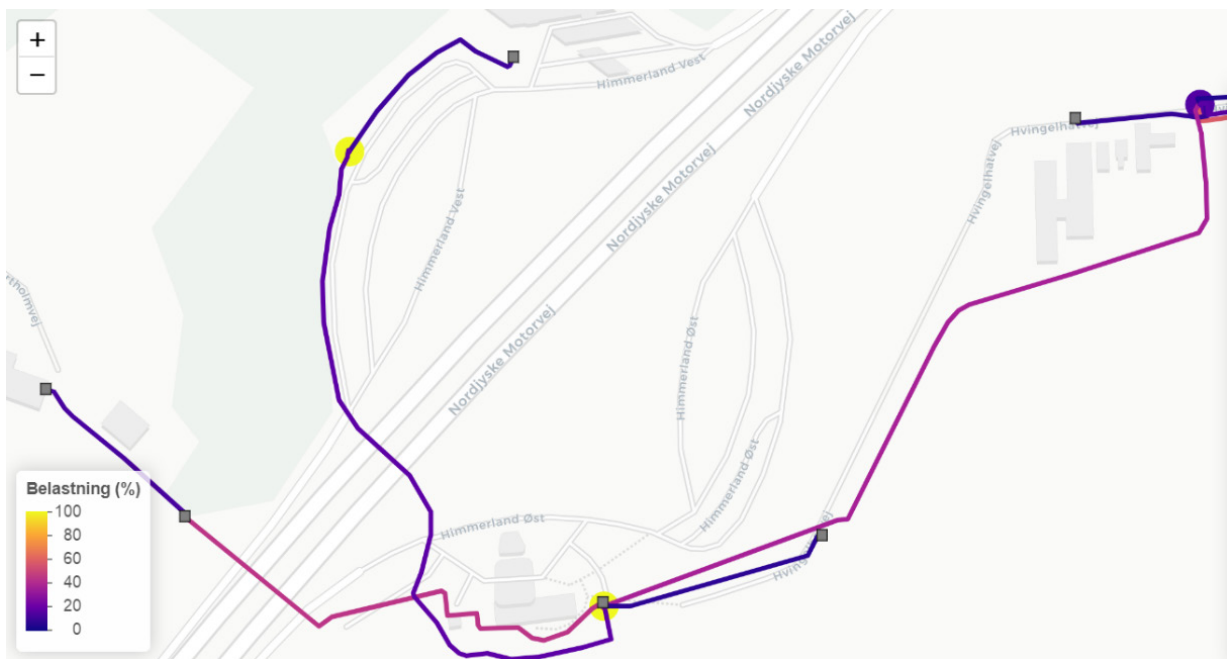
Figur 40 - Lynladere på en tankstation har ingen fleksibilitet. Dog sker hjemmeopladning stadigvæk på det tidspunkt med højest belastning, men laveste spotpris.

Da lynladere er de eneste DER-komponenter, som ikke kan agere fleksibelt, har optimeringsmodellen mulighed for at investere i batterier som alternativ til netforstærkning. Det viser sig, i denne case, at være i elkundernes interesse at investere i batterier, men kun med det ene formål at lave arbitrage på spotmarkedet. Dvs. at merinvesteringsbehovet som følge af netforstærkningerne, ikke reduceres pga. batterier.

I dette eksempel vælger optimeringsmodellen at investere i et 1,5MWh batteri, som kan belaste med 375kVA. Som vist i Figur 41 er der syv cyklusser, der afspejler, at batteriet dagligt laver arbitrage for at maksimere indtjeningen fra spotmarkedet.



Figur 41 - Opladningstilstand for batteri, der er investeret i ved motorvejslynladere.



Figur 42 - Netstationernes kapacitet skal øges for at forsyne lynladere. 10kV nettet, som forsyner området skal, ikke netforstærkes.

10 Hovedbudskaber og betragtninger

- 1 Fleksibilitet har stor samfundsmæssig værdi, over 21 mia. kr. for hele samfundet frem mod 2040, som især vil udmønte sig i lavere elregninger til forbrugere, som agerer fleksibelt.
- 2 Eldistributionsnettet står over for en reinvesteringebølge grundet alderen af det eksisterende net. Samtidig viser analyser på grunddata, at der er en tæt korrelation mellem alder og kapacitet. Kapaciteten i eldistributionsnettet øges naturligt med udskiftningen af gamle netkomponenter til nye, som har bedre overførselsevner.
- 3 DER's fleksibilitet beregnes til at være af relativ lav værdi for eldistributionsnettet i forhold til værdien på systemniveau. Værdien af fleksibilitet er mere end 10 gange større på systemniveau, hovedsageligt pga. integration af vind, sol og andre vedvarende energikilder.
- 4 Mange eldistributionsområder i Danmark har nok kapacitet til rådighed, også i N-1 situationer, til at forsyne det antal DER, som Energistyrelsens analyseforudsætninger forventer indføres frem mod 2040. Det er under forudsætning af, at kapaciteten naturligt øges med reinvesteringer, altså at netvirksomheder fortsætter med at agere, som de gør i dag. Der er kun få områder, der har behov for netforstærkninger.
- 5 Værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet afhænger af:
 - Eldistributionsnettets tilstand, herunder alder, belastning samt eksogene forhold som fx korrosion, forurening, temperatur mv.
 - Alternative løsninger til fleksibilitet, fx øget vedligehold, levetidstidsforlængelser og reinvesteringer, herunder størrelsen af netvirksomhedernes tilladte forrentning af kapital. Jo højere tilladt forrentning, des større er værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet.
 - Alternativ brug af fleksibilitet, som systemydelse med arbitragemuligheder på spotmarkedet, salg af fleksibilitet på regulerkraft- og primærfrekvensmarkederne.
- 6 I mange områder er det optimalt at investere i eldistributionsnettet, så DER ikke begrænses i systemaktiviteter. Denne effekt afspejles i den gennemsnitlige energiomkostning til elbilsopladning, som falder fra ca. 1.500 til ca. 700 kr. pr. år, ved at elbilerne agerer fleksibelt. Den besparelse kan ikke opnås i områder med begrænset netkapacitet, og derfor kan det være optimalt at netforstærke, da tariffstigninger vil være af mindre økonomisk betydning end besparelsen på spotomkostningerne.
- 7 Af alle typer DER, som er simuleret i analysen, genererer elbiler de største omkostninger for eldistributionsnettet uden fleksibilitet, og samtidig er deres fleksibilitet af størst værdi. Forklaring skal findes i de geografiske placeringer af elbiler, sammenholdt med de lokale netforhold (tilstand og nuværende belastning), samt den lave benyttelsesgrad sammenlignet med andre typer DER. Fx er benyttelsesgraden (fuldlasttimerne) 14,8% for solceller i 2035, og kun 6,9% for hjemmeladere, når elbilen er sluttet til. Derfor belaster elbiler forholdsvis mere på kort tid end andre typer af DER.
- 8 Værdien af varmepumpernes fleksibilitet er meget begrænset sammenholdt med elbilernes fleksibilitet. Det skyldes de fysiske begrænsninger, som er pålagt dem, idet de skal overholde komfortgrænser over timer, i stedet for dage for elbilernes vedkommende. Ved aktivering af fleksibilitet giver individuelle varmepumper de største omkostninger til elnettet frem mod 2040.

- 9 Analysen indikerer, at en stor begrænsning for integration af DER er spændingsfald og ikke termiske begrænsninger. Derfor vil et fremtidigt fleksibilitetsmarked på distributionsniveau måske have større værdi, hvis der handles med reaktiveffekt, end hvis der handles med realeffekt.
- 10 Den anvendte metode synliggør geografiske forskelle i eldistributionsnettene. Forskelle der har stor betydning for værdien af fleksibilitet for det lokale eldistributionsnet. I nogle få områder har fleksibilitet stor værdi for eldistributionsnettet, mens fleksibilitet i andre områder ikke har nogen værdi. Det betyder, at hvis fleksibilitet skal aktiveres gennem en tarif, vil man med fordel kunne differentiere denne geografisk.
- 11 Værdien af fleksibilitet for eldistributionsnettet frem mod 2030, der kommer fra elbiler, beregnes til at være 276 mio. kr. Det svarer til, efter en simpel gennemsnitsbetragtning, at en elbils fleksibilitetsværdi for eldistributionsnettet frem mod 2030 er ca. 37 kr. pr. år. Der findes dog en stor spredning omkring gennemsnittet, og det blev vist i casen om *høj bebyggelse*, at en netforstærkning kunne udskydes i 5 år. Værdien af fleksibilitet fra elbiler var i casen 74 kr. pr. elbil pr. år.
- 12 Analyserne præsenteret i denne rapport peger kraftigt i retning af, at fleksibilitet først for alvor får værdi for eldistributionsnettet efter 2030.
- 13 I denne rapport beregnes værdien af fleksibilitet for netvirksomhedernes merinvesteringsbehov, men omkostninger forbundet med forskellige aktiveringsmekanismer undersøges ikke. Aktiveringsmekanismer kunne fx være indførelse af en geografisk differentieret day-ahead effekttarif eller etablering af fleksibilitetsmarkeder. Derfor kunne det være fordelagtigt at foretage en efterfølgende *cost-effectiveness analyse* af den mest samfundsøkonomiske måde, hvorpå fleksibilitet skal aktiveres.

11 Referencer

- [1] EU, "Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU," 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>.
- [2] EU, "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources," 2018. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>.
- [3] Energistyrelsen, "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet," 2018.
- [4] Forsyningstilsynet, "Inberetningsvejledning til benchmarking i 2020." [Online]. Available: <https://forsyningstilsynet.dk/media/7440/bm-vejledning-til-benchmarking-i-2020.pdf>.
- [5] Energiltilsynet, "Detaljeret gennemgang af model for økonomisk effektivitet," 2015. [Online]. Available: <https://forsyningstilsynet.dk/media/1880/bilag.pdf>.
- [6] *GIS-kort til inddeling af netkomponenter*. Statens IT, 2020. [https://filkassen.statens-it.dk/userportal/#/shared/public/kZEZGF4RGQeDkRkQ/GIS-kort opdateret til BM21](https://filkassen.statens-it.dk/userportal/#/shared/public/kZEZGF4RGQeDkRkQ/GIS-kort%20opdateret%20til%20BM21) (accessed Feb. 19, 2021).
- [7] "N1 ArcGis API." https://sekort.dk/arcgis/rest/services/Evonet_oversigt_fælles_N1/MapServer.
- [8] "Energi Fyn ArcGis API." <https://ledningsoplysning.energifyn.dk/arcgis/rest/services/ext/iAMInter/MapServer>.
- [9] Utiligize, "CNAIM." 2020, [Online]. Available: <https://www.cnaim.io/>.
- [10] "Dimensionering af LV-net med NET-Pro," *Dansk Energi*, 2015. <https://web.archive.org/web/20210124183801/https://www.danskeenergi.dk/vejledning/netteknik/dimensionering-lv-net>.
- [11] J. Truong, "Forecasting distribution grid flows using smart meter data," Technical University of Denmark, 2019.
- [12] Forsyningstilsynet, "Økonomisk Benchmarking for 2020," 20/12, 2019. <https://filkassen.statens-it.dk/userportal/#/share> (accessed Feb. 19, 2021).
- [13] Energistyrelsen, "Analyseforudsætninger til Energinet 2020," 2020, [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analyseforudsætninger_til_energinet_2020.pdf.
- [14] W. Cole and A. W. Frazier, "Cost Projections for Utility- Scale Battery Storage Cost Projections for Utility- Scale Battery Storage," *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. June, p. NREL/TP-6A20-73222, 2019, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>.
- [15] Dansk Elbil Alliance, "Sådan skaber Danmark grøn infrastruktur til én million elbiler," 2019. [Online]. Available: https://www.danskelbilalliance.dk/sites/danskelbilalliance.dk/files/media/dokumenter/2019-11/Danmarks_behov_for_ladeinfrastruktur_analyse_anbefalinger.pdf.
- [16] J. Axsen, S. Goldberg, and J. Bailey, "Electrifying Vehicles: Insights from the Canadian Plug-in Electric Vehicle Study," *Simon Fraser Univ.*, no. July, p. 201, 2015.
- [17] E. M. Larsen, "Demand response in a market environment," 2015, [Online]. Available: [http://orbit.dtu.dk/en/publications/demand-response-in-a-market-environment\(355a41bb-e578-4a47-a765-9880f5af4cb5\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/demand-response-in-a-market-environment(355a41bb-e578-4a47-a765-9880f5af4cb5).html).
- [18] E. M. Larsen, F. Leimgruber, and F. Judex, "Demand Response Volume Evaluation in the EcoGrid EU Demonstration," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 10, pp. 75–83, 2017.
- [19] E. M. Larsen, A. H. Jónasdóttir, and K. R. Rosenhørn, "Baselines for evaluating demand response in the

- EcoGrid 2.0 Project," *25th Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. June, pp. 3–6, 2019.
- [20] H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson, M. Gong, and S. Werner, "Large heat pumps in Swedish district heating systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, no. May, pp. 1275–1284, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.135.
- [21] M. B. Blarke, "Large-scale heat pumps in sustainable energy systems (Chapter 6 in 'Long-term perspectives for balancing fluctuating renewable energy sources')," pp. 83–92, 2007.
- [22] O. Ruhnau, L. Hirth, and A. Praktinjo, "Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling," *Sci. Data*, vol. 6, no. 1, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1038/s41597-019-0199-y.
- [23] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [24] A. J. Conejo, L. Baringo Morales, S. J. Kazempour, and A. S. Siddiqui, "Investment in Electricity Generation and Transmission," *Invest. Electr. Gener. Transm.*, 2016, doi: 10.1007/978-3-319-29501-5.
- [25] J. Wu, X. Guan, F. Gao, and G. Sun, "Social Welfare Maximization Auction for Electricity Markets with Elastic Demand," 2008.
- [26] Y. D. et. al., "Real-time Market Concept Architecture for EcoGrid EU – A Prototype for European Smart Grids," *Submitt. Revis. to IEEE Trans. Smart Grids*.
- [27] M. Weibelzahl, "Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion," *Front. Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 210–232, 2017, doi: 10.1007/s11708-017-0460-z.
- [28] G. Antonopoulos, S. Vitiello, G. Fulli, and M. Masera, "Nodal pricing in the European internal electricity market," no. EUR 30155 EN, pp. 1–30, 2020, doi: 10.2760/41018.
- [29] Forsyningstilsynet, *Forrentningsrets for netvirksomheders fremadrettede forrentningsgrundlag*. 2018.
- [30] L. Thurner et al., "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [31] "Smart Energy - Hovedrapport," *Dansk Energi og Energinet*, 2015.
<https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2017-07/Analyse19-Smart-Energy-Hovedrapport.pdf>.
- [32] J. R. Martí, H. Ahmadi, and L. Bashualdo, "Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 3, pp. 1682–1690, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2247068.
- [33] L. M. Korunovic, A. S. Jovic, and S. Z. Djokic, "Field-Based Evaluation of the Effects of Shunt Capacitors on the Operation of Distribution Transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 34, no. 2, pp. 680–689, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2893588.
- [34] C. Moldovan, C. Damian, and O. Georgescu, "Voltage Level Increase in Low Voltage Networks through Reactive Power Compensation Using Capacitors," *Procedia Eng.*, vol. 181, pp. 731–737, 2017, doi: 10.1016/j.proeng.2017.02.459.
- [35] K. R. Poulsen, M. Stryg, and K. Capion, "Elpris Outlook 2019," 2019. [Online]. Available: <https://www.danskeenergi.dk/udgivelser/elpris-outlook-2019>.
- [36] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. J. Overby, *Power System Analysis and Design*, Fourth. Cengage Learning, 2008.
- [37] Dansk Energi, "Er elnettet klar til elbilerne?," 2019, [Online]. Available: https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2019-05/Er_elnettet_klar_til_elbilerne_Analyse_af_effekt-og_investeringsbehov_i_eldistributionsnettet.pdf.
- [38] E. M. Larsen, P. Pinson, F. Leimgruber, and F. Judex, "From demand response evaluation to forecasting - Methods and results from the EcoGrid EU experiment," *IEEE Trans. Power Syst.*, 2015.
- [39] Finansministeriet, "Den samfundsøkonomiske diskonteringsrente," 2018.

- [40] Finansministeriet, "Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvens-vurderinger," 2017. [Online]. Available: https://fm.dk/media/14822/Vejledningisamfundsoekonomiskekonsekvensvurderinger_web.pdf.
- [41] X. Liang, S. Srdic, J. Won, E. Aponte, K. Booth, and S. Lukic, "A 12.47 kV medium voltage input 350 kW EV fast charger using 10 kV SiC MOSFET," *Conf. Proc. - IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo. - APEC*, vol. 2019-March, pp. 581–587, 2019, doi: 10.1109/APEC.2019.8722239.

